

# Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren

GebEn

K. deBruyn  
S. Fritz  
M. Furtlehner  
P. Hengstschläger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 31/2015

**Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

# Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren

GebEn

Dr. Kathrin deBruyn, Mag. Michael Furtlehner, Dr. Andrea Kollmann,  
DI (FH) Markus Schwarz  
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

DI Sara Fritz, Dr. Lukas Kranzl  
TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Mag. Peter Hengstschläger, Mag. Barbara Peßenhofer,  
DI Wilhelm Ritter  
Energie AG Oberösterreich

Linz, Dezember 2014

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Die Intention des Programms ist, die technologischen Voraussetzungen für zukünftige Gebäude zu schaffen. Zukünftige Gebäude sollen höchste Energieeffizienz aufweisen und kostengünstig zu einem Mehr an Lebensqualität beitragen. Manche werden es schaffen, in Summe mehr Energie zu erzeugen als sie verbrauchen („Haus der Zukunft Plus“). Innovationen im Bereich der zukunftsorientierten Bauweise werden eingeleitet und ihre Markteinführung und -verbreitung forciert. Die Ergebnisse werden in Form von Pilot- oder Demonstrationsprojekten umgesetzt, um die Sichtbarkeit von neuen Technologien und Konzepten zu gewährleisten.

Das Programm *Haus der Zukunft Plus* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert und elektronisch über das Internet unter der Webadresse [www.HAUSderZukunft.at](http://www.HAUSderZukunft.at) Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

---



# Inhaltsverzeichnis

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Kurzfassung</b> .....   | <b>11</b> |
| <b>Abstract</b> .....  | <b>21</b> |
| <b>1 Einleitung</b> .....  | <b>28</b> |
| <b>2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt</b> .....  | <b>29</b> |
| 2.1 Skizzierung des rechtlichen Ausgangszustands .....   | 29        |
| 2.1.1 Übertragung von Strom über das öffentliche Netz an einen oder mehrere<br>Abnehmer (Staus-quo).....               | 29        |
| 2.1.2 Anschluss an das öffentliche Wärmenetz (Status-quo) .....  | 29        |
| 2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....  | 30        |
| 2.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand<br>(Innovationsgehalt des Projekts) ..... | 33        |
| 2.4 Verwendete Methoden und Beschreibung der Vorgangsweise.....  | 34        |
| 2.4.1 Gebäudeübergreifender Stromaustausch.....  | 34        |
| 2.4.2 Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch.....  | 40        |
| <b>3 Ergebnisse des Projektes</b> .....  | <b>46</b> |
| 3.1 Rechtliche Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustausches .....  | 46        |
| 3.1.1 Allgemeine Voruntersuchungen.....  | 47        |
| 3.1.2 Variante 1 .....   | 70        |
| 3.1.3 Variante 2 .....   | 114       |
| 3.1.4 Variante 3 .....   | 127       |
| 3.2 Rechtliche Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches .....  | 136       |
| 3.2.1 Allgemeine Voruntersuchungen.....  | 136       |
| 3.2.2 Variante 1 .....   | 146       |
| 3.2.3 Variante 2 .....   | 159       |
| 3.2.4 Variante 3 .....   | 168       |
| 3.3 Energetische und ökonomische Betrachtung des gebäudeübergreifenden<br>Stromaustausches.....                        | 179       |
| 3.3.1 Energetische Betrachtung ohne Speicher .....   | 179       |
| 3.3.2 Energetische Betrachtung mit Speicher.....   | 185       |
| 3.3.3 Ökonomische Betrachtung ohne Speicher .....  | 188       |

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| 3.3.4    | Ökonomische Betrachtung mit Speicher.....  | 192        |
| 3.4      | Energetische und Ökonomische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches.....   | 194        |
| 3.4.1    | Variante 1: Versorger über Direktleitung und Variante 2: Lieferant über Direktleitung.....   | 194        |
| 3.4.2    | Variante 3: Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch bei Anschluss an eine bestehende Wärmenetzinfrastruktur .....                                     | 204        |
| <b>4</b> | <b>Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms .....</b>  | <b>213</b> |
| 4.1      | Einpassung in das Programm .....   | 213        |
| 4.2      | Beitrag zum Gesamtziel des Programms .....   | 213        |
| 4.3      | Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt ..... | 213        |
| 4.4      | Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse .....                 | 214        |
| <b>5</b> | <b>Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen .....</b>  | <b>215</b> |
| <b>6</b> | <b>Ausblick und Empfehlungen .....</b>   | <b>222</b> |
| 6.1      | Gebäudeübergreifender Stromaustausch .....   | 222        |
| 6.2      | Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch .....   | 223        |
| <b>7</b> | <b>Verzeichnisse .....</b>   | <b>225</b> |
| 7.1      | Abbildungsverzeichnis.....   | 225        |
| 7.2      | Tabellenverzeichnis.....   | 228        |
| 7.3      | Literaturverzeichnis .....   | 229        |
| <b>8</b> | <b>Anhang .....</b>  | <b>234</b> |
| 8.1      | Gebäudeübergreifender Stromaustausch .....   | 234        |
| 8.2      | Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch .....   | 237        |
| 8.3      | Technische Darstellung der Varianten des Wärmeaustausches.....   | 241        |
| 8.4      | Kostendaten und Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung des gebäudeübergreifenden Austausch von Strom.....  | 243        |
| 8.5      | Kostendaten und Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung des gebäudeübergreifenden Austausch von Wärme .....   | 246        |
| 8.6      | Technische Beschreibung der modellierten Systeme beim gebäudeübergreifenden Austausch von Wärme .....  | 250        |
| 8.7      | Sensitivitätsanalyse des gebäudeübergreifenden Stromaustausches .....  | 251        |

|      |  |     |
|------|--|-----|
| 8.8  | Sensitivitätsanalyse gebäudeübergreifender Wärmeaustausch..... | 252 |
| 8.9  | Förderbestimmungen <i>Photovoltaik</i> .....                   | 254 |
| 8.10 | Förderbestimmungen <i>Solarthermie</i> .....                   | 255 |



# Kurzfassung

## Ausgangssituation/Motivation

Der gebäudeübergreifende Energieaustausch erfordert eine systemische Betrachtung von Teilbereichen des Energiesystems und umfasst neben den Energieerzeugungstechnologien auch die Gebäude, zwischen denen Energie (Strom, Wärme) ausgetauscht wird und ebenso die Netzinfrastruktur, die für die Übertragung der auszutauschenden Energie notwendig ist.

Was den Energieaustausch über die Gebäudegrenzen hinweg betrifft, wurden in der Vergangenheit vor allem technische Konzepte wissenschaftlich analysiert und Pilotprojekte umgesetzt. Wirtschaftliche und vor allem rechtliche Aspekte und Einflussfaktoren wurden in diesem Zusammenhang vielfach vernachlässigt. Das Projekt GebEn geht nun einen Schritt weiter und analysiert, nicht projektbezogen, sondern aus allgemeiner rechtlicher Sicht und unter Berücksichtigung der relevanten wirtschaftlichen und technischen Aspekte Möglichkeiten, Chancen aber auch Problemfelder im Zusammenhang mit gebäudeübergreifendem Energieaustausch.

## Inhalte und Zielsetzungen

Das grundlegende Ziel der gegenständlichen Studie ist es die rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekte des Energieaustauschs zwischen Gebäuden getrennt für Wärme und Strom, unter Berücksichtigung relevanter technischer Restriktionen, zu erarbeiten. Zudem wird, aufbauend auf der rechtlichen Analyse, für den jeweiligen Bereich (Wärme und Strom) ein österreichweit gültiger Mustervertrag erstellt und dient somit auch als zentrales Ergebnis der vorliegenden Studie.

Gemäß diesen Primärzielen lassen sich folgende Unterziele bzw. angestrebte Ergebnisse ableiten:

- Festlegung des Analyserahmens, um den gebäudeübergreifenden Energieaustausch rechtlich und wirtschaftlich zu bewerten
- Umfassende Analyse relevanter Gesetzesbestimmungen sowie Beschreibung rechtlicher Problembereiche
- Erarbeitung relevanter Technologie- und Systemkonfigurationen für Strom und Wärme
- Analyse der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und ökonomische Bewertung der Konfigurationen

- Durchführung einer wirtschaftlich-rechtlichen Bewertung der Konfigurationen
- Erarbeitung rechtlicher Anpassungserfordernisse und eines Kriterienkatalogs für Musterverträge

## **Methodische Vorgehensweise**

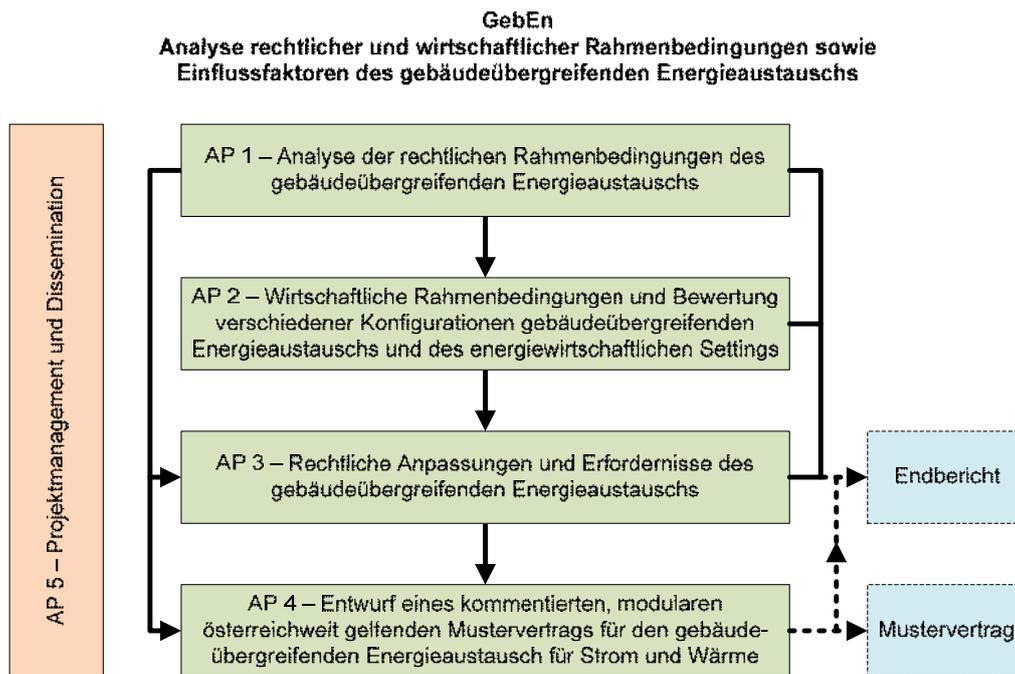
Zunächst wird ein Untersuchungsrahmen festgelegt, der die Basis für die rechtliche und wirtschaftliche Untersuchung dieses Projektes darstellt. Dieser Untersuchungsrahmen umfasst folgende Szenarien:

- Der gebäudeübergreifende Stromaustausch zwischen einem erzeugenden Gebäude und einem Abnehmer über private Direktleitungen.
- Der gebäudeübergreifende Stromaustausch zwischen einem erzeugenden Gebäude und einem Abnehmer unter Verwendung des bestehenden öffentlichen Elektrizitätsnetzes.
- Der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch zwischen einem erzeugenden Gebäude und einem Abnehmer bzw. mehreren Abnehmern über private Leitungen.
- Der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch zwischen einem erzeugenden Gebäude und einem Abnehmer bzw. mehreren Abnehmern unter Verwendung des bestehenden Wärmenetzes.

Alle vier Varianten werden zunächst separat ausführlich rechtlich untersucht. Aufbauend auf diesem Untersuchungsrahmen erfolgt im nächsten Schritt eine wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Varianten vor dem Hintergrund des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs. Die wirtschaftliche Analyse berücksichtigt die unterschiedlichen Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien ebenso wie die verschiedenen Gebäudetypen, über die der Energieaustausch von Strom bzw. Wärme vorgenommen werden soll. Bei den jeweiligen wirtschaftlichen Analysen wird zwischen verschiedenen Kostenkategorien (energiegebundene Kosten, anlagengebundene Kosten, infrastrukturgebundene Kosten) und Abrechnungsmodellen unterschieden.

Anschließend werden die aus betriebswirtschaftlicher Sicht als potentiell attraktiven Varianten des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs rechtlich detailliert dargelegt und erläutert um hieraus schlussendlich für die einzelnen Varianten des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs entsprechende Musterverträge ausarbeiten zu können.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick der einzelnen Arbeitspakete des Projektes GebEn.



## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

### Ergebnisse zum gebäudeübergreifenden Stromaustausch

Im Zuge der Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zwischen zwei benachbarten Einfamilienhäusern (die im Projekt GebEn als A und B bezeichnet werden) mittels Strom aus einer Photovoltaik-Anlage wurden drei unterschiedliche Varianten untersucht. Während Haus B in Variante 1 ausschließlich via Direktleitung mit der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A versorgt wird und keinen Anschluss an das öffentliche Netz hat, liegt ein solcher zusätzlicher Anschluss an das öffentliche Netz in Variante 2 hingegen vor. In Variante 3 findet der Stromaustausch ausschließlich über das öffentliche Netz statt.

Die rechtliche Untersuchung zum gebäudeübergreifenden Stromaustausch beginnt mit der Untersuchung, um welche Marktteilnehmer es sich bei A und B handelt. Da im Projekt davon ausgegangen wird, dass A seinen überschüssigen PV-Strom an B verkauft, wird er u.a. zum Elektrizitätserzeuger, Lieferanten und Stromhändler, was einen hohen administrativen und organisatorischen Aufwand bedeutet, sodass sich gerade für kleine Stromerzeuger gesetzliche Anpassungen empfehlen. Sodann werden die rechtlichen Voraussetzungen, die A bei der Errichtung der PV-Anlage zu erfüllen hat, untersucht. Im Ergebnis wird wohl nur eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung im Wege des vereinfachten Verfahrens in Wien, nicht aber in den anderen Bundesländern, erforderlich sein. Ob die Anlage einer

Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt, wird hingegen in den einzelnen Bauordnungen unterschiedlich geregelt. Als Erzeuger und Einspeiser hat A gegen den Verteilernetzbetreiber grds. einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang, was zur Folge hat, dass er als Gegenleistung das Netzzutrittsentgelt, das Entgelt für Messleistungen und, sofern erforderlich, das Entgelt für sonstige Leistungen zu entrichten hat.

Sodann wird auf die rechtliche Untersuchung der Direktleitung (bei der es sich weder um ein (öffentliches) Netz noch um ein geschlossenes Verteilernetz handelt) eingegangen, über die in den Varianten 1 und 2 der überschüssige PV-Strom von A zu B geliefert werden soll. Dabei wird deutlich, dass die gesetzlichen Regelungen im Zusammenhang mit der Direktleitung missverständlich formuliert sind, insbesondere scheint oft zweifelhaft, ob die landesgesetzlichen Umsetzungsvarianten den unionsrechtlichen und den damit in Zusammenhang stehenden grundsätzlichen Vorgaben des Bundes gerecht werden, sodass es einer entsprechenden Auslegungen bedarf.

Es wird davon ausgegangen, dass es auf dem Transportweg nicht zu einer gleichzeitigen Nutzung des öffentlichen Stromnetzes und damit auch nicht zu einer Vermischung des Stroms aus der Direktleitung und dem öffentlichem Stromnetz kommen darf, zumal der Wortlaut der Begriffsdefinition zur Direktleitung die „direkte Versorgung“ voraussetzt, und damit den Umweg über das öffentliche Elektrizitätsnetz ausschließt. Folglich ist der Strom, den Haus A in die Direktleitung einspeist, physikalisch und wirtschaftlich mit dem Strom identisch, den Haus B am anderen Ende der Direktleitung entnimmt. Um dies gewährleisten zu können, bedarf es – sofern der Kunde, wie B in Variante 2, zusätzlich an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist – zwingend zweier Zähler, um eine getrennte Messung der einzelnen Stromzufuhren durchführen zu können, da es nach der Messung, also in der Kundenanlage, sodann zu einer Verbindung und Vermischung des PV-Stroms mit dem aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommen darf. Für die Errichtung einer solchen Leitung wird wohl nur in Salzburg eine Baubewilligung erforderlich sein, wohingegen überall die Sicherheitserfordernisse nach dem Elektrotechnikgesetz zu erfüllen sind. In Variante 1, in der B nicht ans öffentliche Netz angeschlossen ist, fallen für ihn – anders als bei Variante 2 - die netzgebundenen Kosten wie Systemnutzungsentgelte sowie die Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeitrag nicht an. Das gleiche gilt für die Gebrauchsabgabe. In beiden Varianten werden jedoch die Kosten für den reinen Strompreis, die Umsatzsteuer sowie die Elektrizitätsabgabe für B fällig, während A wohl der Einkommensteuer unterliegt. Beide Varianten enden mit einem Vorschlag zur Vertragsgestaltung zwischen A und B.

In der dritten Variante soll der Stromaustausch hingegen nicht über eine private Direktleitung, sondern über das bestehende öffentliche Stromnetz erfolgen, an das sowohl A als auch B angeschlossen sind. Da A aufgrund der Dimensionierung seiner PV-Anlage den Bedarf des B nicht komplett decken können wird, bedarf es eines zusätzlichen Stromlieferanten. Im Gegensatz zu Variante 2, in der B einerseits von A über die Direktleitung und andererseits durch einen Lieferanten über das öffentliche Netz beliefert wird, sollen hier beide Stromlieferungen über das öffentliche Netz erfolgen. Zwar dürfte diese

Variante mit den geltenden Marktregeln vereinbar, jedoch mit großen administrativen Aufwand verbunden sein. So verfügt B nur über einen Zählpunkt, der durch den Netzbetreiber einem Lieferanten zugeordnet wird. Das hat zur Folge, dass A und der andere Lieferant, die zudem einer Bilanzgruppe angehören müssen, sich u.a. hinsichtlich der Ausgleichsenergieerisikotragung, der Abrechnung des B sowie der „internen Fahrpläne“ verständigen müssen. In dieser Variante fallen nunmehr aufgrund der kompletten Versorgung des B über das öffentliche Netze die Systemnutzungsentgelte und der Ökostromförderbeitrag entsprechend höher aus. Hinzukommt die Ökostrompauschale der Strompreis, den B an beide Lieferanten anteilig zu bezahlen hat. Beide Stromlieferungen unterliegen der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % sowie der Elektrizitätsabgabe in Höhe von 0,015 €/kWh. Die Stromlieferung wird zudem – mit Ausnahme vom Burgenland und Vorarlberg – auch mit der Gebrauchsabgabe belastet sein. Auch zu dieser Variante wurde ein Mustervertrag erstellt.

Die Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zeigt, dass mit ansteigender PV-Leistung der von den beiden Haushalten A und B genutzte Anteil des PV-Ertrags zunimmt. Die Analysen zeigten dabei, dass in 90% der analysierten Fälle bei einer 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage rund 1.400 kWh und bei einer 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage rund 2.000 kWh des PV-Stroms von den beiden Haushalten genutzt werden können. Dies bedeutet, dass je höher die PV-Leistung ist, desto geringer ist im Verhältnis der Eigenverbrauchsanteil und desto geringer der Autarkiegrad (Verhältnis genutzter PV-Strom zum gesamten Stromverbrauch).

In Kombination mit einem PV-Speichersystem (Lithium-Ionen-Batteriespeicher) zeigt sich, dass sich der von den beiden Haushalten genutzte PV-Strom deutlich erhöhen lässt, im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 57 % und bei der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 132 %. Im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage kann somit der Eigenverbrauchsanteil von 44 auf 69 % gesteigert werden, während für die 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage ein Anstieg von 19 auf 43 % festgestellt wurde. Ähnlich verhält sich die Veränderung für den Autarkiegrad. Hier kann ein Autarkiegrad zwischen 28 % (3 kW<sub>peak</sub>+Speicher) und 58 % (10 kW<sub>peak</sub>+Speicher) erreicht werden.

Bezüglich der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Varianten zeigt sich in den Varianten ohne Speicher, dass die berechneten Jahresgesamtkosten jeweils höher liegen als die jeweiligen Referenzwerte (Keine PV: gesamter Strom aus dem öffentlichen Netz). Die in Variante 2 (Überschüssiger PV-Strom an B über Direktleitung, Rest aus öffentlichen Netz) ermittelten jährlichen Gesamtkosten liegen deutlich über (zwischen 13 und 15 %) der jeweiligen Referenz, was unter anderem auf die hohe Annuität für die PV-Anlage und die Direktleitung zurückzuführen ist. Ähnlich verhalten sich die Jahresgesamtkosten in Variante 3 (wie Variante 2, nur keine Direktleitung, sondern über öffentliches Netz), da hier zwar keine Kosten für die Direktleitung anfallen, jedoch zusätzliche Kosten in Form des Systemnutzungsentgelts und der Elektrizitätsabgabe für den von B bezogenem PV-Strom.

Somit ergeben sich im Vergleich zum Referenzwert (durchschnittliche Stromkosten für Strom aus dem öffentlichen Netz: 19,6 Cent/kWh) jeweils höhere spezifische Stromkosten

(Verhältnis Jahresgesamtkosten zum gesamten Stromverbrauch). In Variante 2 und 3 liegen diese im Mittel 14 % über den durchschnittlichen Stromkosten.

Ein anderes Bild zeigt sich bei den quantifizierten Stromgestehungskosten. Hier zeigt sich, dass nur in Variante 2 bei einer 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage die Gestehungskosten noch über den mittleren Stromkosten liegen, mit höheren installierten Leistungen diese jedoch immer mehr abnehmen. Da in Variante 3 keine Kosten für die Direktleitung anzusetzen sind, fallen hier die geringsten Gestehungskosten an, diese liegen im Durchschnitt 36 % unter den Stromkosten aus dem öffentlichen Netz. In Kombination mit einem Batteriespeichersystem lässt sich in Variante 2 zwar der Eigenverbrauch von beiden Haushalten steigern, trotzdem nehmen die jährlichen Gesamtkosten infolge des hohen Investments in den Batteriespeicher deutlich zu. Somit liegen die Jahresgesamtkosten inkl. Speichersystem im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 42 % und bei der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 90 % über den Kosten eines PV-Systems ohne Batteriespeicher. Daraus resultieren dementsprechend hohe spezifische Stromkosten für die Kombination mit einem Speicher. Für Variante 2 ergeben sich hierbei im Vergleich zu den durchschnittlichen Kosten für Strom aus dem öffentlichen Netz (19,6 Cent/kWh) im Mittel um 93 % höhere spezifische Stromkosten.

### **Ergebnisse zum gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch**

Im Zuge der Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustauschs zwischen zwei benachbarten Einfamilienhäusern mittels Wärme aus einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von max. 20 m<sup>2</sup> wurden ebenfalls drei unterschiedliche Varianten untersucht. In Variante 1 wird B nur über die Direktleitung mit der überschüssigen Wärme des A versorgt, wohingegen er in Variante 2 zusätzlich über einen Anschluss an das bestehende Wärmenetz verfügt. In Variante 3 findet der Wärmeaustausch hingegen ausschließlich über das bestehende Wärmenetz statt.

Bei der rechtlichen Untersuchung zum gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch werden zunächst die Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen der Solarthermieanlage dargestellt. Aus berufsrechtlicher Sicht handelt es dabei für A um ein freies Gewerbe, das jedoch angezeigt werden muss. Zudem unterliegt diese Anlage in Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark der Anzeigepflicht nach den einschlägigen Bauordnungen, während die Errichtung in den anderen Bundesländern weder der Baubewilligungs- noch der Anzeigepflicht unterliegt. Für Vorarlberg kann eine derartige Aussage hingegen nicht getroffen werden. Im Gegensatz zum Elektrizitätsbereich wird sich jedoch die Einspeisung der überschüssigen Wärme als schwierig darstellen: Zum einen gibt es keine sektorspezifischen Regelungen und zum anderen sind auch die kartellrechtlichen Bestimmungen nicht anwendbar, da A nicht als Wettbewerber zum Wärmenetzbetreiber auftreten möchte, wenn es ihm lediglich darum geht, seinen Wärmeüberschuss einspeisen zu wollen. Rechtlich darstellbar sind somit nur zivilrechtliche Vereinbarungen zwischen A und

dem Betreiber des Wärmenetzes, sofern sich dieser – v.a. im Hinblick auf die technische und wirtschaftliche Darstellbarkeit – darauf einlässt.

Im Rahmen von Variante 1 wird sodann die Direktleitung von A zu B beleuchtet, die auch in Variante 2 eine Rolle spielt, wobei davon auszugehen ist, dass deren Errichtung in Kärnten, Salzburg und Tirol eine Baubewilligung erfordert. Die Errichtung einer Direktleitung ist überall dort rechtlich möglich, wo es kein lokales Wärmenetz gibt, bzw. kein entsprechender Anschlusszwang gesetzlich vorgesehen ist. Sofern nämlich ein örtliches Wärmenetz besteht, kann es durchaus sein, dass es eine gesetzliche Anschlusspflicht für B gibt. Allerdings ist er in Oberösterreich mangels Neubau davon nicht umfasst und in der Steiermark wird eine mögliche Ausnahmeregelung für Variante 1 angenommen. Aufgrund der ausschließlichen Wärmeversorgung durch A über die Direktleitung muss er diesem den vereinbarten Preis als Gegenleistung entrichten, wobei davon auszugehen ist, dass dieser Preis der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterfällt und A der Einkommenssteuer unterliegt. Bei Variante 2 wird davon ausgegangen, dass B zusätzlich an das bestehende Wärmenetz angeschlossen ist. Hinsichtlich der zusätzlichen Belieferung des B mit Wärme durch den Wärmenetzbetreiber bedarf es einer entsprechenden vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Wärmenetzbetreiber und B, wobei zu berücksichtigen ist, dass kein Kontrahierungszwang des Wärmenetzbetreibers besteht. Sofern es eine vertragliche Regelung zwischen B und dem Wärmenetzbetreiber gibt, muss B einerseits den vereinbarten Preis für die Wärmelieferung an A und andererseits den vereinbarten Preis für die Wärmelieferung an den Wärmenetzbetreiber jeweils samt Umsatzsteuer entrichten. Bei der dritten Variante findet die Wärmeversorgung des B ausschließlich über das bestehende Wärmenetz, nicht hingegen über eine Direktleitung statt. Das wirft einerseits die Frage auf, ob der Wärmenetzbetreiber dem A sein Netz zum Zwecke der Durchleitung seiner überschüssigen Wärme an B gestatten muss und andererseits als Zusatzlieferant einspringen muss, zumal es keine spezialgesetzlichen Regelungen gibt. Da davon auszugehen ist, dass A sein Durchleitungsbegehren nicht mittels kartellrechtlicher Bestimmungen durchsetzen können wird, besteht nur die Möglichkeit, entsprechende vertragliche Vereinbarungen mit dem Wärmenetzbetreiber zu treffen, die A die Durchleitung der überschüssigen Wärme zu B gestatten und wodurch sich der Wärmenetzbetreiber zur zusätzlichen Lieferung verpflichtet. Beiden Wärmelieferanten müsste B sodann den vereinbarten Wärmepreis inkl. Umsatzsteuer bezahlen. Alle Varianten enden mit der Erstellung entsprechender Musterverträge.

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches zeigen, dass vor allem die Variante 1 unter ökonomischen Bedingungen betrieben werden könnte. Dies lässt sich durch die Kostendegression der Heizsysteme begründen, da die Einsparungen bei einem größer dimensionierten Heizsystem die zusätzlich notwendigen Investitionskosten für die Direktleitung bei Gebäuden im Nahbereich nicht übersteigen. Hierbei variieren die relativen Einsparungen bezogen auf die Annuitäten im Bereich von 3 % bei sanierten Altbeständen in kalter Region und einem Gaskessel als

eingesetztes Backup-Heizsystem und bis zu 34 % bei Neubaugebäuden in warmen Regionen mit einem Pelletskessel als Heizsystem bei den betrachteten Kollektorflächen von 8 und 20 m<sup>2</sup> und einer Distanz zwischen den Heizsystemen zwischen 5 und 15 m. Die Variante 2 ist im Vergleich zum Referenzsystem in den meisten Fällen unwirtschaftlich, wobei sich hier die relativen Kostenunterschiede bezogen auf die Annuitäten im Bereich von + 6 % und – 6 % bewegen.

Der wesentlichste Einfluss auf die Ergebnisse ergibt sich aus dem betrachteten Gebäude. So können für Neubaugebäude mit geringem Nutzwärmebedarf die geringsten jährlichen Gesamtkosten für die betrachteten Gebäude erreicht werden. Einerseits kann das Heizsystem geringer dimensioniert werden, andererseits können im Falle des Einsatzes einer Solarthermieanlage die effektiven solaren Erträge aufgrund des geringeren Temperaturniveaus des Heizsystems erhöht werden. Die Ergebnisse sind vor allem abhängig von der Distanz zwischen den Heizsystemen, der Kollektorfläche und dem eingesetzten Heizsystem. Neben der Distanz zwischen den Heizsystemen, die die Investitionskosten für die Direktleitung erhöhen, spielt auch die Dimensionierung der Kollektorfläche eine entscheidende Rolle: Aufgrund der Förderungen können Varianten wirtschaftlich rentabel sein, bei denen der spezifische Ertrag geringer ist. Einerseits aufgrund der Förderungen, die beispielsweise in Salzburg und im Burgenland nur bei Biomassekessel ausbezahlt werden, andererseits aufgrund der höheren Kostendegression kann die Wirtschaftlichkeit vor allem beim Einsatz eines Pelletskessels verbessert werden.

Auch für den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch über ein bestehendes Wärmenetz ist das größte Potential bei Neubaugebäuden zu erkennen. Die betrachtete Referenzvariante, bei der beide Gebäude über eine kleiner dimensionierte Anlage verfügen wurde gewählt, um konsistent mit den Varianten, die eine Direktleitung berücksichtigen, zu sein. Hier ist die Umsetzbarkeit jedoch von der Erlaubnis des Wärmenetzbetreibers abhängig, da es keine gesetzliche Grundlage dafür gibt, dass der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch über das öffentliche Wärmenetz zugelassen werden muss.

Die Ergebnisse der rechtlichen und ökonomischen Analyse zeigen, dass es speziell bei kleinen Einfamilien- bzw. Reihenhaussiedlungen mit großer Distanz zur nächsten Siedlung, die aufgrund der geringen Wärmedichten nicht ökonomisch rentabel durch ein örtliches Fernwärmenetz versorgt werden können, interessant sein könnte, den Vorteil der Kostendegression der Heizsysteme auszunutzen und den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch durch den Zusammenschluss mehrerer Gebäude mittels Direktleitungen durchzuführen und so auch die effektiven Erträge der Solarthermieanlage zu erhöhen. Hier ist jedoch vorauszusetzen, dass der Abstand der Heizräume der Gebäude 15 m nicht überschreitet.

## **Ausblick**

### **Gebäudeübergreifender Stromaustausch – Rechtsaspekte & Wirtschaftlichkeit**

Im Allgemeinen kann festgehalten werden, dass sich für einen gebäudeübergreifenden Stromaustausch insbesondere PV-Systeme eignen, da sich diese Technologie für sämtliche Gebäudetypen bewährt hat, für die Zukunft hohe Wachstumsraten aufweist und zudem wirtschaftlich betrieben werden kann. Die statistische Untersuchung von Haushaltslastprofilen in Kombination mit einem PV-Einspeiseprofil ergab zudem, dass je mehr die zu vergleichenden beiden Lastprofile voneinander abweichen, desto höher ist der Eigenverbrauch der beiden Haushalte, d.h. desto mehr kann vom PV-Ertrag tatsächlich genutzt werden und desto weniger Strom muss aus dem öffentlich Netz bezogen werden. Wesentlich für die Bestimmung des nutzbaren PV-Stroms ist neben der jeweiligen Stromnachfrage der beiden Haushalte ebenso die Auslegung bzw. Größe der installierten PV-Anlage. Die Untersuchung zeigt dabei, dass durch eine größere Anlagendimensionierung der gesamte Eigenverbrauch nur geringfügig ansteigt und zudem mit sehr viel höheren Investitionen verbunden ist. Durch die Untersuchung mit einem Batteriespeichersystem wurden sehr viel höhere Eigenverbrauchsanteile dargestellt, die jedoch mit sehr viel höheren jährlichen Gesamtkosten sowie spezifischen Stromkosten verbunden sind. Daraus folgt, dass der gebäudeübergreifende Stromaustausch je nach Konfiguration zukünftig ökonomisch betrieben werden könnte, wobei eine höhere Rentabilität v.a. durch höhere Strompreise, geringere Kosten für die Batteriespeicher und geringere Abstände für die Direktleitung bzw. Verkabelung gegeben wäre.

Da die Belieferung des Nachbarn für den Betreiber einer Erzeugungsanlage mit einer kleinen Engpassleistung mit einem relativ hohem administrativen und organisatorischen Aufwand verbunden ist, wären entsprechende gesetzliche Änderungen vorstellbar, sofern dies politisch gewünscht ist. Unter Berücksichtigung der unionsrechtlichen Vorgaben im Rahmen der EltRL 2009 bedürfte es v.a. in den Landesausführungsgesetzen zum EIWOG 2010 gesetzliche Klarstellungen, wer unter welchen Voraussetzungen eine Direktleitung errichten und betreiben darf. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass es nach der in Österreich vertretenen Ansicht in der Direktleitung zu keiner Vermischung mit dem Strom aus dem öffentlichen Netz kommen darf, sodass sich die Frage stellt, wie ein Elektrizitätsunternehmen, das selber keinen Strom produziert, der Versorgung eines Kunden über eine Direktleitung nachkommen soll.

Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass der Begriff der „zugelassenen“ Kunden gestrichen werden kann, da nunmehr alle Endverbraucher Netzzugang und damit freie Lieferantenwahl haben.

## **Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch – Rechtsaspekte & Wirtschaftlichkeit**

Die Erkenntnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs zeigen, dass speziell der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch nur in gewissen Fällen ökonomisch rentabel betrieben werden kann. Eine ökonomisch interessante Variante kann speziell bei Neubaugebäuden mit angrenzenden Kellern betrieben werden, da in diesem Fall die kostengünstigste Verlegung für die Direktleitungen eingesetzt werden kann, die Erträge aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus der Heizsysteme maximiert werden können, und nur geringe Distanz zwischen den Heizsystemen zu überbrücken sind. In diesem Fall sollte jedoch eine Versorgung aller beteiligten Gebäude durch ein Heizsystem angedacht werden, da die Kostendegression in Abhängigkeit der Leistung des Heizsystems den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Obwohl die Netzverluste selber nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch bei nicht aneinandergrenzenden Kellern nur bedingt wirtschaftlich vertretbar, da die Investitionskosten für die Direktleitungen die Wirtschaftlichkeit wesentlich beeinflussen.

### **Aus dem Projekt GebEn abgeleitete Fragestellungen**

Als offene Fragen, die im Rahmen eines Nachfolgeprojekts durch das Projektkonsortium beantwortet werden könnten, ergeben sich folgende Themenstellungen:

- Wie können die vorhandenen Dach- und Fassadenflächen in Abhängigkeit der vorhandenen örtlichen Netzinfrastruktur (Strom-, Gas- und Wärmenetz) bestmöglich für Photovoltaik bzw. Solarthermie genutzt werden, um sowohl energetisch als auch ökonomisch den größten Nutzen davon zu ziehen. Welche ökonomisch und energetisch sinnvollen Kombinationen der Strom- und Wärmeversorgung ergeben sich aus diesen Analysen?
- Wie sehen die technischen Ausführungsnotwendigkeiten bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch (insbesondere bei Einbindung einer Direktleitung zwischen zwei Gebäuden) aus, um allfällige sicherheitstechnischen Bedenken des Netzbetreibers in Bezug auf die Direktleitung auszuräumen?
- Welchen Einfluss hat die Abwärme von Gewerbebetrieben auf die Errichtung und den ökonomisch sinnvollen Betrieb kleiner Nahwärmenetze durch Direktleitungen?
- Direktleitungen sind in der österreichischen Rechtsmaterie unklar definiert. Hierbei bedarf es weiterer Klärungen und Analysen.
- Die Vereinheitlichung der unterschiedlichen landesgesetzlichen Regelung würde eine deutliche Vereinfachung mit sich bringen. Dafür wäre jedoch eine diesbezügliche Rechtsanalyse notwendig.
- Detailfragen von Interesse sind weiters: ist mit dem bestehenden Anschlusszwang an ein vorhandenes Wärmenetz auch ein Benutzungszwang verbunden.

# Abstract

## Starting point/Motivation

The cross-building energy exchange requires a systematic view of individual components of the energy supply system and includes in addition to the energy production technologies also the buildings, where the energy (electricity/heat) is exchanged and also the network infrastructure, which is responsible for the transfer of the exchangeable energy.

As far as exchange of energy beyond the boundaries of a building is concerned, in the past in particular technical concepts had been analysed scientifically and pilot projects had been implemented. Economical and especially legal aspects and influences have been greatly neglected in this context. The project GebEn is going one step further and analyses, non-project-based, but from the general legal view and taking into account the relevant economic and technical aspects, possibilities, chances but also new problem areas in connection with the energy exchange across-buildings.

## Contents and Objectives

The fundamental goal of the recent study is to develop the legal and economic aspects of the cross-building energy exchange for electricity and heat separately, under consideration of technical relevant restrictions. In addition, based on the legal analyses, an Austrian-wide standard contract for the specific sector (electricity/heat) is created and thus serves as a basic conclusion of the present study.

According to these primary goals the following sub-objectives are :

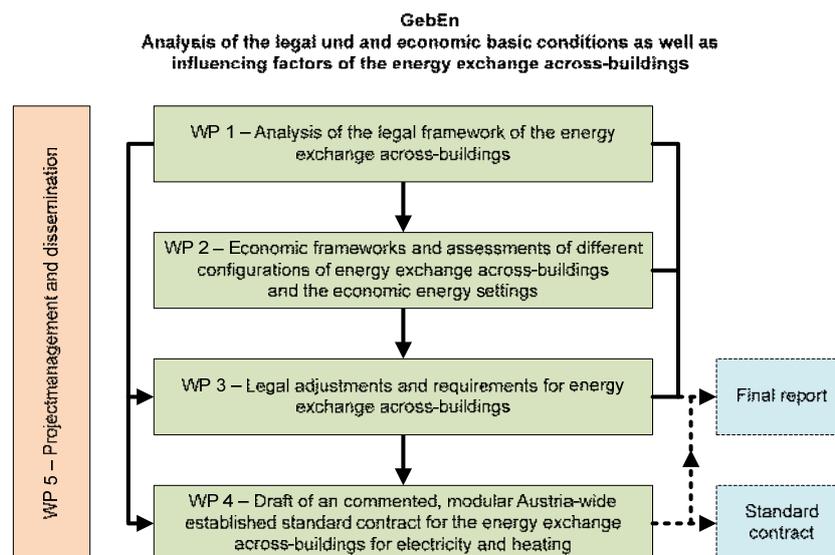
- Determination of the analytical framework, to legally and economically evaluate the cross-building energy exchange.
- Comprehensive analysis of relevant provisions of law as well as the description of legal problem areas.
- Elaboration of relevant technology and system configurations for electricity and heat.
- Analysis of the economic framework conditions and economic ratings of the configurations.
- Implementation of an economic legal evaluation of possible configurations.
- Development of legal adaptation requirements and a list of criteria for standard contracts.

## Methods

In a first step, a scope of the investigations is set, which represents the base for the legal and economical investigation of this project. This defined scope contains the following scenarios:

- The cross-building electricity exchange between a producing building and a customer via private direct lines.
- The cross-building electricity exchange between a producing building and a customer by using the existing public electricity grid.
- The cross-building heat exchange between a producing building and one or more customers over private lines.
- The cross-building heat exchange between a producing building and one or more customers by using the existing public heat grid.

First all four variants are analysed separately in detail to their legal effects. Based on this research framework the next step is to provide an economic assessment in the context of individual versions against the background of cross-building energy exchange. The economic analysis takes into account the different energy carriers or production technologies as well as different building types, where the energy exchange of electricity or heat should be undertaken. The respective economic analyses, is distinguished between different cost categories (energy costs, infrastructure costs, etc.) and payment models. Subsequently, economically interesting versions of the cross-building energy exchange are legally detailed presented and explained to finally lead to be able to prepare respective standard contracts for the individual variants of the cross-building energy. The following figure provides an overview of the individual working packages of the project GebEn.



## Results

As part of the analysis of the exchange of electricity between two single family houses (house A and B), three different versions were investigated. While, in version 1, building B is supplied only via direct line with the excess PV production of building A and is not connected to the public network, such an additional connection to the public network is given in version 2. In version 3, the exchange of excess PV production from A to B is done using the public network.

The legal analysis for cross-building power exchange starts with the question which type of market participants A and B are. As it is assumed in the project, that A sells his excess PV electricity to B, he could be an electricity producer, supplier and electricity trader, which results in a high administrative and organizational burden and legal changes, especially for small power producers. Also, legal conditions to be met by A in the case of installing a PV system are investigated. A result of the analysis is that building approval procedures are regulated differently in the federal states. As a producer and supplier, building A has a claim for grid connection, with the result that he has to pay a network access fee, a fee for measuring and, if required, fees for other services.

A next step within the legal analysis targets the direct line used to deliver excess PV power of A to B (in versions 1 and 2). The legal provisions are ambiguous and in connection with the direct line, it often seems doubtful whether the law implementation in the federal states is in accordance with European Union law and therefore requires appropriate interpretations.

It is assumed that there is no simultaneous use of the public electricity grid and the direct line, therefore no mixing of the power flow from the direct line and the public power grid occurs. Consequently, the electricity fed into the direct line by A, is physically and economically identical to the electricity taken by B from the direct line. Following, two meters have to be installed in order to measure the electricity flow from A to B and from the public network to B separately.

In version 1, in which B is not connected to the public network, B does not have to pay fees, e.g. for system usage. But, he has to pay them in version 2. In both versions the electricity price, the sales tax and electricity duty are to be paid by B, while A might also have to pay income tax. For both versions a proposal contract between A and B is made.

The cross-building electricity exchange, modeled in version 3 does not use the direct line at all but is done using the public network. The excess PV production from A is not enough to cover the whole electricity demand of B, therefore B needs a further electricity supplier. In contrast to version 2, in which B has a contract with A (-> direct line) and a separate contract with an electricity supplier (-> public network), here he has supplied by two suppliers via the public network. This version is in accordance with the market rules of the Austrian electricity market, but requires a very high administrative effort on the parts of all parties involved. For

this reason the authors consider this version currently as a highly unlikely business. Nevertheless a proposal contract was made.

The analysis of cross-building power exchange shows that with increasing installed PV capacity, the amount of electricity used by both households A and B increases. The analyses showed here that with a 3 kW<sub>peak</sub> system about 1,400 kWh and a 10 kW<sub>peak</sub> plant about 2,000 kWh of PV electricity can be used by both households in 90 % of all analysed cases. This means that the higher the PV power is, the lower the ratio of own consumption ratio and the lower the self-sufficiency ratio (ratio of unused PV electricity to total electricity consumption).

In combination with a PV-storage system (lithium-ion battery) the PV power used by the two households can be increased significantly: in the case of a 3 kW<sub>peak</sub> plant by 57 % and for a 10 kW<sub>peak</sub> system by 132 %. In the case of a 3 kW<sub>peak</sub> system the share of own consumption can thus be increased from 44 to 69 %, while an increase from 19 to 43 % was found for the 10 kW<sub>peak</sub> system. Furthermore, a self-sufficiency ration between 28 % (3 kW<sub>peak</sub> + battery) and 58 % (10 kW<sub>peak</sub> + battery) can be achieved.

Regarding the efficiency of the different versions, the results show for those versions without battery that the calculated total annual costs are both higher than the respective reference values (no PV: total power from the public network). The total annual costs in version 2 (excess PV power to B by direct line, rest from the public network) are significantly higher than in the reference case, which can be attributed (among other factors) to the high annuity for the PV system and the direct line. Similar are the total annual costs in version 3.

Thus higher specific power costs occur (ratio between annual total cost to the total electricity consumption) compared to the reference value (average electricity cost of electricity from the public grid: 19.6 cents / kWh). In version 2 and 3, these costs are on average 14 % higher than the average cost of electricity.

The electricity production costs show only higher costs in version 2 with a 3 kW<sub>peak</sub> system than the average current costs, but decrease with increasing installed capacity. Since there are no costs for the direct line to consider, here the lowest production costs arise, these are on average 36 % lower than the cost of electricity from the public grid. In combination with a battery storage system own use of both households can be increased in version 2, never the less annual costs increase due to the high investments in the battery storage system. Thus, the total annual costs are with a battery system in the case of a 3 kW<sub>peak</sub> plant by 42 % and the 10 kW<sub>peak</sub> plant by 90 % over the cost of a PV system without battery storage. This consequently leads to high specific power costs for the combination with a storage system. For version 2 93 % higher specific energy costs obtain compared to the average costs of electricity from the public grid (19.6 cents / kWh).

As part of the analysis of the cross-building heat exchange between two single-family houses with heat from a solar thermal system with a collector of max. 20 m<sup>2</sup>, three different versions were examined. In version 1 B is supplied only through the direct line with the excess heat of

A, while he does have a connection to the existing heat network in version 2. In version 3, the current exchange takes place exclusively through the existing heating network.

Within the legal investigation for cross-building heat exchange initially installing and operating conditions of the solar thermal system are shown. In contrast to the electricity sector, however, the supply of surplus heat is difficult: First, there are no sector-specific regulations and on the other hand competition law is not applicable because A does not want to act as a competitor to the heat operator if it only is his intention to feed in his excess heat. From a legal point of view only civil agreements between A and the operator of the heating network are interesting, especially in terms of a technical and economic visibility.

In version 1, the direct line from A to B is analysed, which is important in version 2 as well, where it can be assumed that the installation in Carinthia, Salzburg and Tyrol requires a building permit. The installation of a direct line is anywhere legally possible, where there is no local heating network, or no such mandatory connection provided by law. If a local heating network exists, a connection to this network may be a legal obligation.

Due to the exclusive heat supply by A via the direct line B has to pay an agreed price, inclusive a value added tax of 20 % and A has to pay income tax. In version 2, it is assumed that B is also connected to the existing heating network. With regard to the additional supply of B with heat through the heat network operator appropriate contractual arrangement between the heat carrier and B is required. If there is a contractual agreement between B and the heat network operator, B has to pay both the agreed price for the heat supply to A and on the other hand the agreed price for the supply of heat to the heat network operators each including VAT. In the third version, the heat supply of B takes place via the existing heating network, not through a direct line. This leads to the question whether the heat network operators has to allow A to use its network for the purpose of hosting its excess heat to B and on the other hand and if the heat network operator is an additional supplier.

The results of the techno-economic analysis of the cross-building heat exchange show that especially the version 1 could operate economically reasonable. This can be explained by the decrease in costs for heating systems, as the savings with a larger sized heating system do not exceed the additional investment costs for the necessary direct line of buildings. Here, the relative savings will vary based on the annuities in the range of 3 % on refurbished old buildings in a cold region and a gas boiler as backup heating system and up to 34 % on new buildings in warm climates with a pellet boiler with considered collectors between 8 and 20 m<sup>2</sup> and a distance between the heating system between 5 and 15 m. Version 2 is economically less meaningful compared to the reference system, the differences in relative costs based on the annuities are in range between + 6 % and - 6 %.

The lowest annual total costs for the considered building can be achieved for new buildings with low heat demand. On the one hand, the heating system can be dimensioned smaller, on the other hand, the effective solar yields can be increased due to the lower temperature level of the heating system in the case of using a solar thermal system. The results are mainly

dependent on the distance between the heating system, the collector and the heating system used. In addition to the distance between the heating systems, that increase the investment costs of the direct line, the dimensioning of the collector plays a crucial role: Due to the funding, variants can be economically viable, in which the specific yield is lower. On the one hand due to the subsidies that are paid, on the other hand, due to the higher economies of scale, a profitability can be improved especially when using a pellet boiler.

Also for the cross-building heat exchange through an existing heating network the greatest potential is seen in new buildings. The considered reference version in which both buildings have a smaller sized plant was chosen to be consistent with the versions that take a direct line into account. Here, however, the feasibility depends on the permission of the heating network operator, because there is no legal basis for ensuring that the cross-building heat exchange must be approved through the public heating network.

The results of the legal and economic analysis show that in small detached houses with large distance to the nearest settlement, which can not be supplied economically viable by a local district heating network due to the low heat densities could be especially interesting to take advantage of economies of scale heating systems and perform the cross-building heat exchange through the establishment of a small district heating network by means of direct lines. Here, however, it is assumed that the distance between the boiler rooms of the building does not exceed 15 m.

## **Prospects / Suggestions for future research**

In general it can be stated that for a cross-building power change in particular PV systems are suitable, since this technology has been proven for all types of buildings, it has high growth rates and can also be operated economically viable. The statistical analysis of household load profiles in combination with a PV feed-in profile also revealed that the more the two load profiles from each other differ, the higher is the consumption of the households, i.e. the more can be actually used by the PV yield and the less power must be obtained from the public network. Also essential for the effectiveness of PV electricity is the current demand of the two households and size of the installed PV system. The analysis shows that by increasing the size of the system the entire internal consumption increase slightly and is also associated with much higher investments. By analysing the combination with a battery storage system much higher self-consumption shares were quantified, which are associated with much higher total annual cost and specific energy costs. Hence, the cross-building power exchange could be operated economically meaningful in the future depending on the electricity prices, the costs for the battery storage and the distances for the direct line.

Since the supply of neighbours results in relatively high administrative and organizational efforts, appropriate legislative changes would be possible, provided that this is politically desired. Taking into account the requirements under EU law in the context of EITRL 2009

would require in EIWOG 2010 legal clarifications, who may operate and under which conditions a direct line may be installed. It should be taken into account that it the mixing with electricity from the public grid in the direct line is not allowed according to the present view in Austria. So the question arise how an electricity company, that produces no power itself, should supply a customer through a direct line.

It has also to be mentioned that the concept of "authorized" customers can be deleted, since now all end users have network access and thus free choice of supplier.

The findings of the economic analysis of the cross-building energy exchanges show that especially the cross-building heat exchange can only be economically viable in certain cases. An economically interesting version can be specifically operated at new buildings, because there the most cost-effective installation for direct lines can be used, the revenues can be maximized due to the low temperature level of the heating systems and only a small distance between the heating systems have to be passed. In this case, however, a supply of all involved buildings should be covered by a heating system because the economies of scale as a function of the power of the heating system have the greatest impact to the economic viability.

# 1 Einleitung

Das Ziel des Projektes „GebEn-Gebäudeübergreifender Energieaustausch“ war es die rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekte, die der Austausch von Wärme und Strom zwischen Gebäuden mit sich bringt, zu analysieren.

Dazu wurden in einem ersten Schritt drei Systemkonfigurationen definiert: diese bilden die verschiedenen Varianten des gebäudeübergreifenden Austausches elektrischer und thermischer Energie - sowohl direkt zwischen Gebäuden als auch über das öffentliche Netz - ab, die in GebEn aus rechtlicher Sicht und im Kontext bestehender landes- und bundesrechtlicher Energiegesetzgebung beleuchtet werden. Dabei ist insbesondere die Frage, wie die Energieverteilung erfolgt (über die bestehenden öffentlichen Netze oder über eine neue (private) Leitungsinfrastruktur), von besonderem Interesse.

Zusätzliche Komplexität erhält die Analyse dadurch, dass die Bereiche Wärme und Strom parallel betrachtet werden. Das grundsätzliche Ziel der Rechtsanalyse ist es nicht nur deterministisch bestehende Problembereiche aufzuzeigen, sondern konstruktive Lösungsansätze zu entwickeln. Dazu wurde - als zentrales Ergebnis von GebEn - ein modular aufgebauter Mustervertrag für den Energieaustausch zwischen Gebäuden getrennt für Strom und Wärme erarbeitet, der individuell an die jeweiligen Bedürfnisse jener Parteien angepasst werden kann, die untereinander elektrische Energie oder Wärme austauschen möchten.

Parallel zur Rechtsanalyse wird die Wirtschaftlichkeit der Umsetzung der einzelnen Systemkonfigurationen betrachtet, wobei die Rahmenbedingungen, unter denen aktuell Verrechnungspreise, Einspeisetarife sowie Netzentgelte berechnet werden und die maßgeblichen Einfluss auf die ökonomischen Aspekte des gebäudeübergreifenden Energieaustausches haben, ebenso berücksichtigt werden, wie Investitionserfordernisse, die den Energieaustausch erst ermöglichen. Hierzu werden Einspeisetarife und verschiedene mögliche Abrechnungsmodelle bewertet, wodurch zusätzlich zu den Ergebnissen der Rechtsanalyse, die wirtschaftlichen Barrieren im Zusammenhang mit gebäudeübergreifendem Energieaustausch umfassend dargestellt werden.

## **2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt**

### **2.1 Skizzierung des rechtlichen Ausgangszustands**

#### **2.1.1 Übertragung von Strom über das öffentliche Netz an einen oder mehrere Abnehmer (Staus-quo)**

Der österreichische Gesetzgeber regelt recht eindeutig, dass Elektrizitätserzeuger, (worunter auch Gebäude fallen können) ihre erzeugte Elektrizität sowohl einem als auch mehreren anderen Gebäudeträgern über das öffentliche Elektrizitätsnetz zur Verfügung stellen können. Dazu bedarf es zunächst – je nach Größe der Anlage – einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Die genauen Voraussetzungen hinsichtlich dieser Bewilligung ergeben sich aus den jeweiligen Landesausführungsgesetzen des EIWOG 2010. Handelt es sich um eine Ökostromerzeugungsanlage, so ist darüber hinaus nach den Vorgaben des ÖSG 2012 mittels Bescheid anzuerkennen, dass die Stromerzeugungsanlage ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird. In diesem Fall richtet sich der Netzanschluss des Gebäudes als Elektrizitätserzeuger ebenfalls nach diesem - gegenüber dem EIWOG 2010 - spezielleren Gesetz. Der Netzzugang, also die Nutzung des Netzsystems zur Entnahme bzw. in diesem Fall zur Einspeisung von Elektrizität, richtet sich hingegen wieder nach den Vorgaben des EIWOG 2010.

Da die öffentliche Verteilernetzinfrastruktur im Wesentlichen flächendeckend vorhanden ist, stößt der Stromaustausch insofern auf keine Probleme. Allerdings müssen einige Punkte beachtet werden: So ist der Stromaustausch über das öffentliche Elektrizitätsnetz entgeltspflichtig. Das bedeutet, es fallen die von der Regulierungsbehörde festgesetzten Systemnutzungsentgelte in regional unterschiedlicher Höhe an. Diese werden zudem mit dem Ökostromförderbeitrag und der Ökostrompauschale belastet. Handelt es sich bei der erzeugten Elektrizität um Ökostrom, so wird die Veräußerung an die Ökostromabwicklungsstelle für den Anlagenbetreiber aufgrund der erhaltenen Einspeisetarife regelmäßig wirtschaftlich erheblich lukrativer sein, als die Lieferung an andere Gebäudeträger, die naheliegender Weise wohl nur den Marktpreis für den Ökostrom zu zahlen bereit sein werden. Zudem müssen sich stromerzeugende Gebäude, die Elektrizität über das öffentliche Netz liefern, entweder einer Bilanzgruppe anschließen oder eine eigene bilden. Dies kann gerade für kleine Stromerzeuger eine erhebliche bürokratische und technische Hürde darstellen. Im Falle der Lieferung von Ökostrom an die Ökostromabwicklungsstelle ist dies hingegen unproblematisch, da diese Betreiber in die Ökobilanzgruppe aufzunehmen sind.

#### **2.1.2 Anschluss an das öffentliche Wärmenetz (Status-quo)**

Manche Landesgesetze (z.B. das Steiermärkische Raumordnungsgesetz und das Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002) verpflichten die Gemeinden eine

Anschlusspflicht von gewissen Gebäuden an ein (gemeindeeigenes) Fernwärmesystem bzw. an eine gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage unter bestimmten Voraussetzungen vorzusehen. Allerdings wird damit auch direkt die Versorgung durch das örtliche Fernwärmeversorgungsunternehmen verbunden sein, sodass eine Einspeisung durch andere Wärmeerzeuger (z.B. in privaten Gebäuden) in das öffentliche Netz und damit eine Wahl des Versorgers durch die Kunden nicht ohne weiteres möglich sein wird.

Der reine Anschluss eines Gebäudes an ein (gemeindeeigenes) Fernwärmesystem und der Bezug der Fernwärme über das festgelegte Fernwärmeversorgungsunternehmen fließt in die Ausarbeitungen zu Variante 3 (siehe Kapitel 2.4.2) mit ein. Die rechtliche Analyse der Übertragung von Wärme wird einen wesentlichen Teil einnehmen, zumal der Wärmemarkt im Gegensatz zum Strommarkt nicht der Regulierung unterliegt und keine speziellen gesetzlichen Regelungen wie beim Strommarkt bestehen.

## 2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick verwandter Forschungsprojekte gegeben, die in Österreich in den vergangenen Jahren umgesetzt wurden bzw. aktuell umgesetzt werden.

Als wesentliches Vorprojekt für GebEn dient das abgeschlossene Forschungsprojekt **„Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem“**<sup>1</sup>, in dem neue Markt- und Geschäftsmodelle für Österreich untersucht und entwickelt wurden. Dabei wurde das Ziel verfolgt, zwischen EVU, Immobilienwirtschaft und NutzerInnen/MieterInnen eine ausgewogene Situation bei PV- und GIPV<sup>2</sup>-Anwendungen herzustellen. Dazu wurde aus betriebswirtschaftlicher, energiewirtschaftlicher, rechtlicher, technischer und vermarktungsorientierter Sichtweise geklärt, was die jeweiligen Anforderungen, Hürden und Chancen von unterschiedlichen Marktmodellen sind. In Folge wurden anhand von anstehenden Immobilienprojekten im Großraum Wien konkrete Fallstudien erstellt, um die Praxistauglichkeit der Projektergebnisse zu testen. Somit stellt die Studie für die österreichische Energie- und Immobilienwirtschaft das nötige Know-How für eine PV- und GIPV-Integration in Mehrparteien-Immobilien bereit. Zudem werden dem öffentlichen Sektor (Politik, Verwaltung, Interessensvertretungen etc.) und gemeinnützigen Vereinigungen Informationen zur Verfügung gestellt, um den rechtlichen Anpassungsbedarf herzustellen, effiziente und wirtschaftliche Förderanreize und Fördersysteme umzusetzen und selbst GIPV-Projekte in öffentlichen Immobilien zu realisieren. In diesem Projekt wurden bereits entscheidende Vorarbeiten für GebEn geleistet, die beiden Projekte unterscheiden sich dennoch deutlich: zum einen verfolgte das Projekt einen umfassenden Ansatz, sodass

---

<sup>1</sup> Giselbrecht et al. (2011) Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem. Endbericht. Projekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds im Rahmen der Ausschreibung Neue Energien 2020.

<sup>2</sup> GIPV: Gebäude integrierte Photovoltaik

rechtliche und wirtschaftliche Aspekte zwar betrachtet wurden, jedoch ausschließlich vor dem Hintergrund von Marktmodellen. Zudem wurde der Fokus auf Gebäude mit mehreren Parteien gelegt sowie auf die gebäudeintegrierte Photovoltaik als Energiebereitstellungstechnologie. Bei der vorliegenden Studie GebEn handelt es sich jedoch um eine rechtlich-ökonomische Analyse von gebäudeübergreifenden Systemen, wobei der Fokus auf die Übertragungsinfrastruktur gelegt wird und keine Fallstudienbezogene Untersuchung durchgeführt wird.

Als ein weiteres für die Durchführung der Arbeiten relevantes Vorprojekt ist das laufende Subprojekt 2 „Gebäudeübergreifende Energie“ des Projekts **„asperm Die Seestadt Wiens – nachhaltige Entwicklung“**<sup>3</sup> zu nennen. Dabei wird zur Unterstützung der Stadtentwicklung ein Prototyp einer Siedlungssimulation erstellt. Diese dient einerseits als Orientierung für den Ausbau der energetischen Infrastruktur und andererseits um bei Ansiedlungsprojekten die jeweils geeigneten Maßnahmen hinsichtlich der Einbindung des Objektes in den lokalen Energieverbund zu identifizieren. Das Subprojekt dient im Speziellen der Analyse und Modellierung des (lokalen) Austausches von elektrischer Energie. Berücksichtigt werden dabei sowohl der Einfluss der Energieverbraucher- und Erzeugergruppen einer Siedlung auf das elektrische System, die Skalierbarkeit der Netzinfrastruktur als auch die optimale Nutzung der Austauschmöglichkeiten innerhalb von Gebäuden und der Siedlung. Ein weiteres laufendes Projekt **„WEIZconnected - Gebäudeübergreifender Energieaustausch“**<sup>4</sup> befasst sich mit der Konzeption, Entwicklung und Demonstration bzw. dem Testbetrieb eines Gesamtsystems des gebäudeübergreifenden Energieaustausches (Strom) und der gebäudeintegrierten Produktion bei Gebäuden unterschiedlicher Nutzungsart (Gewerbe/Büro/Labor, Wohnbau). Zwei Pilotanlagen mit je unterschiedlichen Voraussetzungen und Zielen werden realisiert.

Das Forschungsprojekt **„ÖKOPLUS-KOMPLEX“**<sup>5</sup> untersuchte die technischen, ökonomischen und ökologischen Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von Plus-Energie-Häusern und Verbänden solcher Gebäude. Inhalt des Projektes war die Analyse verschiedener, real existierender Gebäude, welche als Systemvarianten bezeichnet werden, in Hinblick auf die Möglichkeiten zur Erreichung eines Plus-Energie-Gebäudes. Dazu wurden zuerst die THG-Emissionen und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf für Errichtung, Nutzung, Abbruch und Entsorgung der Gebäude ermittelt. Anschließend wurden alle relevanten Technologien zur Energieerzeugung am bzw. im Gebäude erhoben. Für die am

---

<sup>3</sup> Für dieses Projekt ist eine Kurzbeschreibung auf <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id6129> verfügbar.

<sup>4</sup> Für dieses Projekt ist eine Kurzbeschreibung auf <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id7420> verfügbar.

<sup>5</sup> Gunczy et al. (2012) ÖKOPLUS-KOMPLEX: Untersuchung der technischen, ökonomischen und ökologischen Voraussetzungen zur Errichtung und Nutzung von Plus-Energie-Häusern und Verbänden solcher Gebäude. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 52/2012. Projekt gefördert im Rahmen des Programms Haus der Zukunft und erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

erfolgsversprechendsten erscheinenden Technologien wurden in Kombination mit den Systemvarianten verschiedene „Technologieoptionen“ betrachtet. Ausgewählte Kombinationen daraus wurden anschließend technisch, ökologisch und ökonomisch bewertet. In diesem Zusammenhang ist auch auf das durch die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geförderte Projekt „**Qualitätssicherung solarthermischer Großanlagen**“<sup>6</sup> hinzuweisen, in dem v.a. eine gebäudeübergreifende Qualitätssteigerung und Qualitätssicherung großer thermischer Solaranlagen untersucht wurden. Dazu wurde eine umfassende Bestandaufnahme von am Markt befindlichen Methoden und Geräten zur messtechnischen Überwachung von solarthermischen Großanlagen durchgeführt. Durch Befragungen und einen Experten-Workshop wurden Meinungen zum adäquaten Ausmaß dieser Überwachung und zu geeigneten Parametern für die Beurteilung von Funktion und Leistung der Anlagen ausgetauscht. Auf Basis dieser Grundlagen erarbeitete das Projektteam anhand von drei in Österreich gängigen hydraulischen Anlagenkonzepten mustergültige Überwachungskonzepte. Hinsichtlich genereller Qualitätssicherungsempfehlungen an Investoren wurden am Markt angewendete Konzepte untersucht, punktuell weiterentwickelt und in einem kompakten Gesamtpaket zusammengefasst.

Mehrere Projekte setzen sich mit einzelnen für GebEn interessanten Aspekten auseinander. So z.B. das Projekt „**EFES**“<sup>7</sup> in dem ein Tool für die Bewertung der Energieeffizienz von Siedlungen entwickelt wurde oder „**Zero Carbon Village**“<sup>8</sup> in dem unter anderem eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger innerhalb der dort untersuchten Siedlungsstruktur verfolgt wird.

Vor allem was die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Konfigurationen des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs angeht, ist auf einige relevante Vorprojekte explizit hinzuweisen, auf denen das in diesem Vorhaben verwendete Modell basiert bzw. in denen das adaptierte Bewertungsinstrument angewendet wurde. Hierbei ist vor allem das HdZ-Projekt „**GEBIN**“<sup>9</sup> zu nennen, in dem anhand konkreter Modellgebäude aufgezeigt wird, dass wirtschaftliche Plusenergiegebäude unter Berücksichtigung der Ökologie und mit Einsatz erneuerbarer Energie schon heute möglich sind. Dieses Projekt liefert techno-ökonomische Daten für Technologiekomponenten im Gebäudebereich, die als Basisdaten

---

<sup>6</sup> Brandstetter, F. (2009) Qualitätssteigerung und Qualitätssicherung großer thermischer Solaranlagen in gebäudeübergreifenden Mikronetzen und im großvolumigen Geschoßwohnbau. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 30/2009. Projekt gefördert im Rahmen des Programms Energiesysteme der Zukunft und erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

<sup>7</sup> Dallhamer et al. (2008) Energieeffiziente Entwicklung von Siedlungen – planerische Steuerungsinstrumente und praxisorientierte Bewertungstools. Projekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds im Rahmen der Ausschreibung Neue Energien 2020.

<sup>8</sup> Für dieses Projekt ist eine Kurzbeschreibung auf <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id6086> verfügbar.

<sup>9</sup> Bointner et al. (2012) Gebäude maximaler Energieeffizienz mit integrierter erneuerbarer Energieerschließung. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 56a/2012. Projekt gefördert im Rahmen des Programms Haus der Zukunft und erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

und Rahmenbedingungen für die vorliegende Studie eingesetzt werden. Auch ist in diesem Zusammenhang auf das Projekt „Heizen 2050“<sup>10</sup> (Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im Österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050) hinzuweisen, welches ebenso im Zuge der Programminitiative „Haus der Zukunft“ durchgeführt wurde. Aus diesem Projekt werden die langfristigen Perspektiven sowie Szenarien als Rahmenbedingungen für die Analysen in dem gegenständlichen Projekt verwendet.

### **2.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projekts)**

Der gebäudeübergreifende Energieaustausch erfordert eine systemische Betrachtung einzelner Komponenten des Energieversorgungssystems und umfasst neben den Energieerzeugungstechnologien auch die Gebäude, zwischen denen Energie (Strom, Wärme) ausgetauscht wird und ebenso die Netzinfrastruktur, die für die Übertragung der auszutauschenden Energie notwendig ist. Bezüglich der Gebäude in Zusammenhang mit Energiebereitstellungstechnologien wurden bereits zahlreiche wissenschaftliche Projekte durchgeführt (vgl. Kapitel 2.2), wobei als Systemgrenze ausschließlich einzelne Gebäude betrachtet wurden. Bezüglich rechtlicher und wirtschaftlicher Aspekte ist vor allem das Projekt „BIPV-IMMO-MARKET“ zu nennen, welches Marktmodelle für Mehrparteien-Immobilien mit gebäudeintegrierter Photovoltaik untersuchte. Weitere Projekte, in denen vor allem unter technischen Gesichtspunkten Untersuchungen vorgenommen wurden sind das Leitprojekt „asperm Die Seestadt Wiens – nachhaltige Entwicklung“, sowie die Forschungsprojekte „ÖKOPLUS-KOMPLEX“ und „BED“ (Balancing Energy Demand with Buildings), allesamt gefördert im Zuge der Programminitiative „Haus der Zukunft“ (siehe auch Kapitel 2.2). Was den Energieaustausch über die Gebäudegrenzen hinweg betrifft, wurden in der Vergangenheit vor allem technische Konzepte wissenschaftlich analysiert und Pilotprojekte umgesetzt. Wirtschaftliche und vor allem rechtliche Aspekte und Einflussfaktoren wurden in diesem Zusammenhang vielfach vernachlässigt. Das Projekt GebEn ging nun einen Schritt weiter und analysierte, nicht projektbezogen, sondern aus allgemeiner rechtlicher Sicht und unter Berücksichtigung der relevanten wirtschaftlichen und technischen Aspekte Möglichkeiten, Chancen aber auch Problemfelder im Zusammenhang mit gebäudeübergreifendem Energieaustausch.

---

<sup>10</sup> Müller et al. (2010) Heizen 2050: Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050. Projekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds im Rahmen der Ausschreibung Energie der Zukunft.

## **2.4 Verwendete Methoden und Beschreibung der Vorgangsweise**

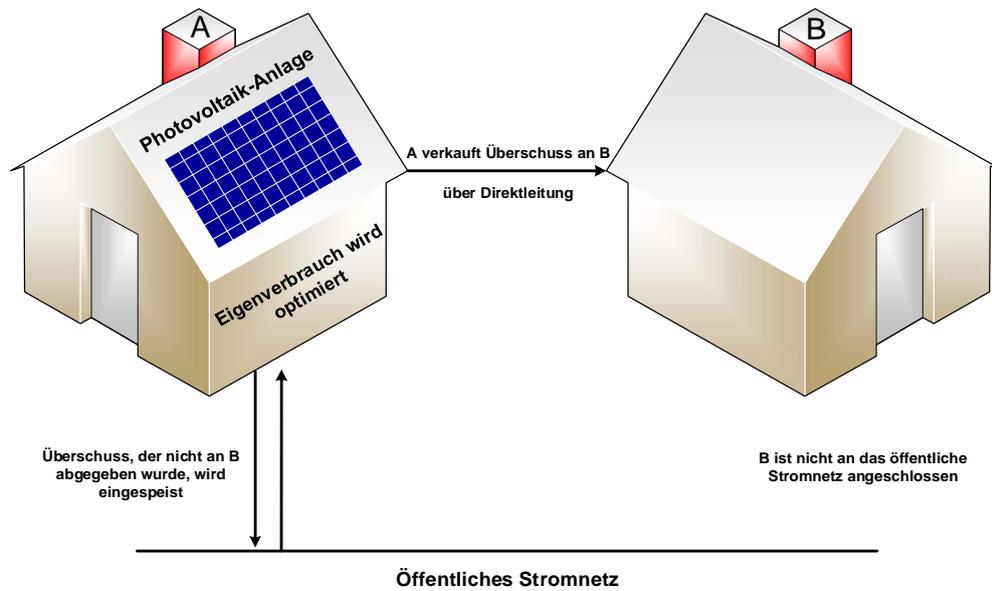
Sowohl für die rechtliche, als auch für die wirtschaftliche Analyse war es erforderlich einen geeigneten Analyserahmen festzulegen. Dabei wurden Szenarien für einen gebäudeübergreifenden Energieaustausch definiert, wobei in den Grundvarianten für die Bereiche Strom und Wärme zwischen öffentlichem bzw. bestehendem Netz und privaten Leitungen unterschieden wurde. Hinsichtlich Versorgungsgrad ist zwischen angebotsorientierter und nachfrageorientierter Erzeugung zu differenzieren. Für beide Bereiche, für den Bereich Strom als auch für den Bereich Wärme, wurde aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht eine angebotsorientierte Energieerzeugung betrachtet, da der Grundgedanke eines gebäudeübergreifenden Energieaustauschs auf der Überschussproduktion einer Energieerzeugungsanlage und einer Entlastung der öffentlichen Strom- und Wärmenetze zurückzuführen ist. Zudem wurden die angebotsorientierten Technologien Photovoltaik und Solarthermie gewählt, da vor allem erstere Technologien zu jenen mit den höchsten Zuwachsraten zählen und andererseits auch weil insbesondere im Fall der Solarthermie durch eine Kombination mit einem Speichersystem einer nachfrageorientierten Erzeugung ebenso Rechnung getragen werden konnte.

### **2.4.1 Gebäudeübergreifender Stromaustausch**

Im Zuge der Untersuchung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zeigte sich, dass eine Untersuchung von zwei Einfamilienhäuser (EFH), wobei eines der beiden Gebäude mit einer Photovoltaik (PV)-Anlage zur Strombereitstellung ausgestattet ist, die Analyse am besten illustrieren würde und gleichzeitig ein hoher Grad an Verallgemeinerungsfähigkeit möglich ist. Die Wahl dieser Systemkonfiguration für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch ist auch damit argumentierbar, dass aus rechtlicher als auch wirtschaftlicher Sicht eindeutige Aussagen abgeleitet werden können, die ebenso für andere Konfigurationen gelten. Hinsichtlich des Analyserahmens wird weiters zwischen den folgenden drei Varianten unterschieden, wobei innerhalb der ersten beiden Varianten der Stromaustausch über eine private Leitung bzw. über eine Direktleitung erfolgt und in der dritten Variante über das öffentliche Stromnetz.

#### **Variante 1**

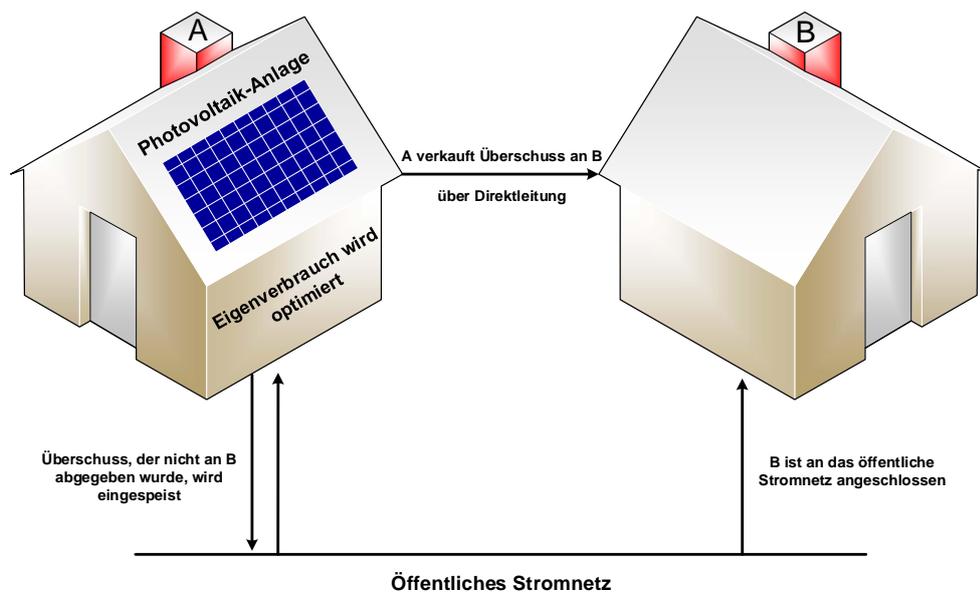
In Variante 1 ist ein Einfamilienhaus (Haus A) mit einer PV-Anlage ausgestattet und es besteht die Absicht, das angrenzende Einfamilienhaus (Haus B) über eine Direktleitung mit Strom aus der PV-Anlage zu versorgen. Haus B ist in diesem Fall, anders als Haus A, nicht an das öffentliche Netz angeschlossen. Folgende Abbildung zeigt schematisch die Systemkonfiguration in Variante 1.



**Abbildung 2-1: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über Direktleitung, Haus B ohne öffentlichen Netzzugang – Variante 1. Quelle: Eigene Darstellung.**

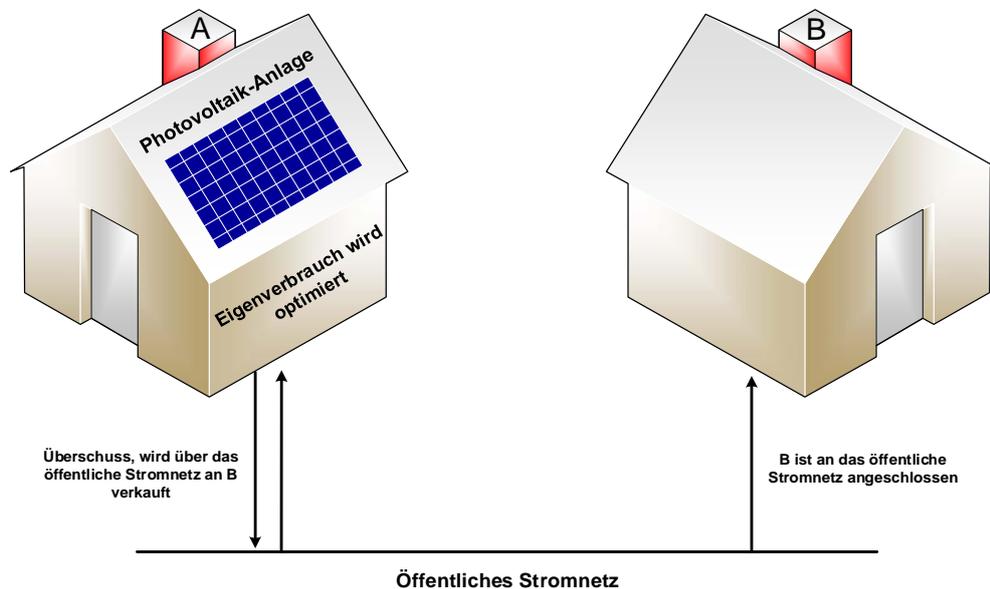
**Variante 2**

In Variante 2 ist Haus A ebenso mit einer PV-Anlage ausgestattet und es besteht wiederum die Absicht, das angrenzende Haus B über eine Direktleitung mit Strom aus der PV-Anlage zu versorgen. In diesem Fall jedoch ist Haus B ebenso wie Haus A zusätzlich an das öffentliche Netz angeschlossen, wie in folgender Abbildung dargestellt ist.



**Abbildung 2-2: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über Direktleitung, Haus B mit öffentlichem Netzzugang – Variante 2. Quelle: Eigene Darstellung.**

**Variante 3:** In Variante 3 verfügt Haus A über eine PV-Anlage und beabsichtigt das angrenzende Haus B nicht über eine Direktleitung, jedoch über das bestehende öffentliche Stromnetz, an das beide angeschlossen sind, zu versorgen. Folgende Abbildung zeigt schematisch die Systemkonfiguration in Variante 3.



**Abbildung 2-3: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über das öffentliche Netz, keine Direktleitung – Variante 3. Quelle: Eigene Darstellung.**

#### 2.4.1.1 Untersuchte Anlagengrößen und -kombinationen

Neben den zuvor definierten Varianten war es notwendig eine Dimensionierung der PV-Anlage vorzunehmen. Um den Einfluss der Anlagengröße auf den gebäudeübergreifenden Stromaustausch untersuchen zu können, wurde aus diesem Grund eine Bandbreite der installierten PV-Anlagenleistung zwischen 3 und 10 kW<sub>peak</sub> gewählt, wobei explizit die Leistungsgrößen 3, 5, 7 und 10 kW<sub>peak</sub> aus energetischer sowie wirtschaftlicher Sicht analysiert wurden. Zudem wurde um den Eigenverbrauch weiter zu optimieren entschieden einen zusätzlichen Batteriespeicher in die Systemkonfiguration einzubinden. Für den Batteriespeicher wurde dabei je nach PV-Anlagengröße eine Speicherkapazität zwischen 5,6 und 18,8 kWh gewählt. Hierbei ist anzumerken, dass für eine energetische, wirtschaftliche sowie rechtliche Analyse der hier definierten Varianten davon ausgegangen wird, dass alle technische Ausführungsnotwendigkeiten bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen erfüllt werden.

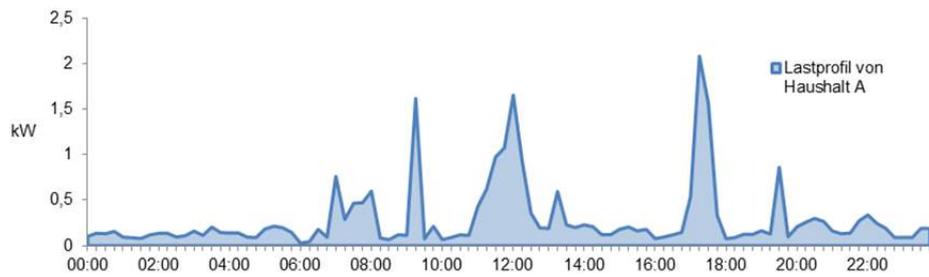
### 2.4.1.2 Energetische Betrachtung

Eine wesentliche Voraussetzung für eine wirtschaftliche Bewertung der unterschiedlichen Varianten ist eine energetische Analyse der Systemkonfigurationen. Dabei wird über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr ein PV-Einspeiseprofil real gemessenen Lastprofilen von Haus A und Haus B gegenübergestellt bzw. verschaltet, um zu untersuchen welcher Anteil der PV-Produktion von beiden Gebäuden verbraucht werden könnte. Abbildung 2-4 zeigt schematisch die Überlagerung von zwei Haushaltslastprofilen mit dem PV-Profil (in diesem Fall wird eine geringe PV-Leistung von etwa 0,5 kW angenommen) für einen Zeitraum von 24 Stunden. Zunächst wird der Verlauf der Lastprofile der beiden Haushalte dargestellt. Stellt man das kumulierte Lastprofil (Lastprofil 1+2) dem PV-Profil gegenüber, so ist zu erkennen, dass zu Zeiten keiner bzw. zu geringer PV-Produktion, die Last bzw. der Verbrauch der beiden Haushalte durch das öffentliche Stromnetz gedeckt werden muss (rote Markierung). Zu bestimmten Zeitpunkten liegt die PV-Produktion jedoch über dem Gesamtverbrauch von Haus A + B, sodass überschüssige elektrische Energie zur Verfügung steht und ins öffentliche Netz eingespeist werden kann (grüne Markierung).

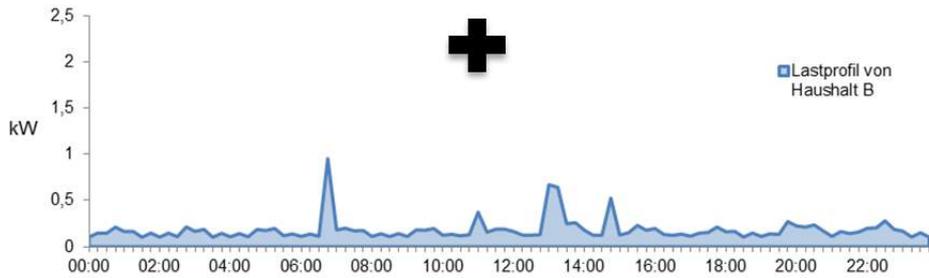
Die energetische Betrachtung wurde auf Basis der statistischen Untersuchung der Lastprofile durchgeführt (Details siehe Kapitel 8.1). Dabei wurde wie bereits angeführt, der Eigenverbrauch des Ertrags einer PV-Anlage von zwei unterschiedlichen Haushalten untersucht. Die statistische Untersuchung über alle zur Verfügung stehenden Lastprofile ergab dabei einen mittleren Jahresstromverbrauch pro Haushalt von 4.111 kWh. Da im Zuge des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zwei Haushalte betrachtet werden, wird somit von einem Gesamtverbrauch beider Haushalte von durchschnittlich 8.222 kWh ausgegangen. Dieser Werte wurde auch im Zuge der statistischen Untersuchung vorgegeben, d.h. es wurde das Ziel verfolgt, jene Lastprofile zu finden, die den Eigenverbrauchsanteil zweier Gebäude zu einem gegebenen PV-Einstrahlungsprofil und Jahresgesamtverbrauch maximieren. Als PV-Profil wurde auf das Einspeiseprofil EVO der EnBW<sup>11</sup> zurückgegriffen, welches je installierte Kilowattstunde ( $\text{kW}_{\text{peak}}$ ) einen Ertrag von 1.090 kWh aufweist.

---

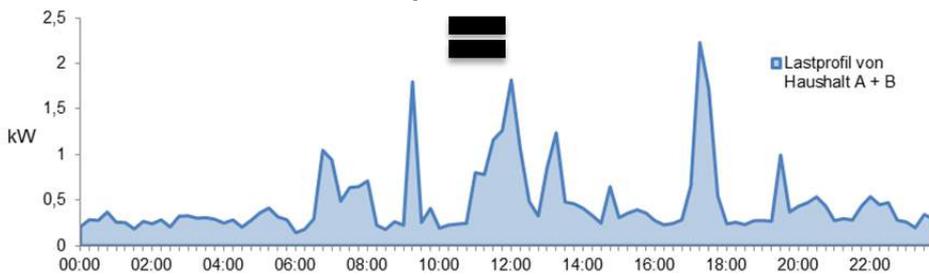
<sup>11</sup> Vgl. EnBW (2014).



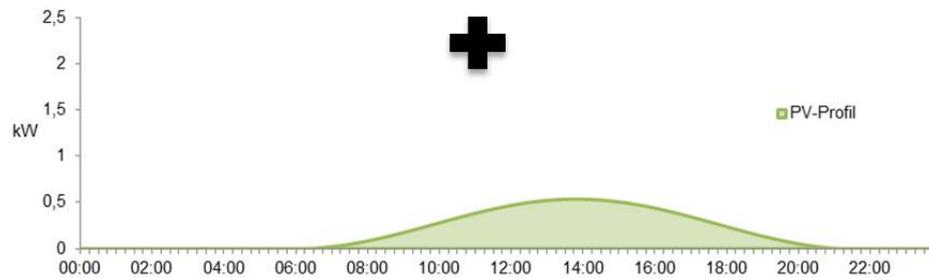
**Lastprofil Haushalt A**



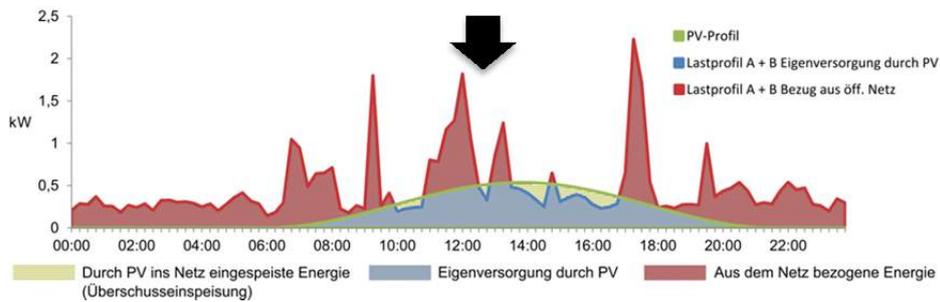
**Lastprofil Haushalt B**



**Lastprofil Haushalt A + B**



**PV-Profil**



**Lastprofil 1 + 2 überlagert mit PV-Profil**

**Abbildung 2-4: Beispielhafte Darstellung der Versorgung zweier Haushalte mittels PV-Strom.**  
Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.4.1.3 Förderungen

Eine wesentliche Einflussgröße auf die Wirtschaftlichkeit des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs mittels Stromerzeugung durch eine PV-Anlage sind Bundes- und Landesförderungen.

Bei den staatlichen Förderungen ist dabei zwischen der KLIEN-Förderung von Anlagen  $<5 \text{ kW}_{\text{peak}}$  und der Ökostromtarifförderung (OeMAG) für Anlagen  $>5 \text{ kW}_{\text{peak}}$  zu unterscheiden. Diese sind wiederum von den Landesförderungen zu unterscheiden, wobei mit Ausnahme von Oberösterreich und Tirol in allen Bundesländern Landesförderungen existieren. Zusätzlich gibt es auch Förderungen von Gemeinden. Allerdings kann der Anlagenbetreiber nur eine dieser Förderungen in Anspruch nehmen.

Für die ökonomische Betrachtung der hier untersuchten Varianten wird davon ausgegangen, dass Haus A für die Errichtung der PV-Anlage die KLIEN-Förderung in Anspruch nimmt, auch vor dem Hintergrund, dass der durch die PV-Anlage erzeugte Strom prioritär selbst, von Haus A sowie von Haus B, verbraucht wird. Demnach erhält der Errichter der PV-Anlage für Modulgrößen bis zu  $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$  Bundesfördermittel in Form einer Investitionsförderung in der Höhe von  $275 \text{ EUR/kW}_{\text{peak}}$  für freistehende und Aufdachanlagen.<sup>12</sup> Im Falle der Batteriespeicher wurden keine zusätzlichen Förderungen betrachtet, da hier bundesweit keine einheitliche Fördersituation besteht (Stand: September 2014).

---

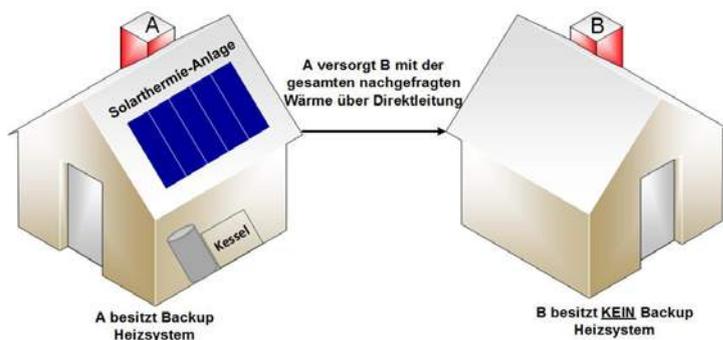
<sup>12</sup> Vgl. PV Austria (2014).

## 2.4.2 Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch

Für die Betrachtung des gebäudeübergreifenden Energieaustausches im Bereich Wärme werden ebenso drei Konfigurationen betrachtet, die sich in der Art der Wärmeübertragung unterscheiden. *Eine technische Darstellung der hier gezeigten Varianten des Wärmeaustausches findet sich im Anhang dieses Dokumentes in Kapitel 8.3.*

### Variante 1

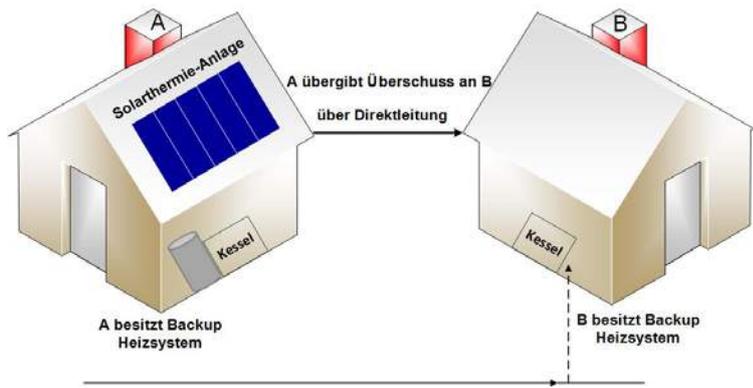
Bei der Variante 1 wird die gesamte notwendige Wärme für Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung von Haus B von Haus A zur Verfügung gestellt. Die Investition in ein Backup-Heizsystem ist nur bei einem Gebäude notwendig.



**Abbildung 2-5: Haus A versorgt Haus B mit der gesamten nachgefragten Wärme. Quelle: Eigene Darstellung.**

### Variante 2

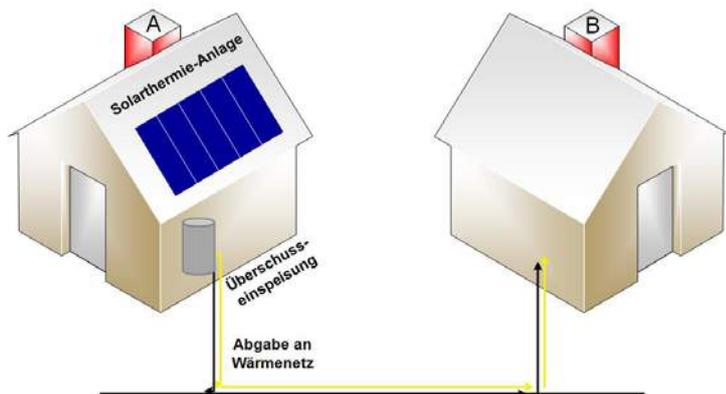
Bei der Variante 2 kann die überschüssige Wärme, die nicht von Haus A für die Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung benötigt wird, von Haus B bezogen werden. Zusätzlich benötigte Wärme, die nicht durch die Solarthermieanlage des Hauses A gedeckt werden kann, wird durch ein eigenes Backup-Heizsystem oder durch einen vorhandenen Fernwärmeanschluss von Haus B bereitgestellt. Für die wirtschaftliche Analyse wird die Variante mit dem Backup-Heizsystem herangezogen, aus Sicht der rechtlichen Analyse wird aufgrund der Anschlusspflicht in manchen Gemeinden und Landesgesetzen (siehe Kapitel 3.2.3) die adaptierte Variante mit dem vorhandenen Fernwärmeanschluss von Haus B untersucht.



**Abbildung 2-6: Haus A beliefert Haus B mit überschüssiger Wärme. Quelle: Eigene Darstellung.**

### **Variante 3**

Hier wird das Gebäude B über das Wärmenetz mit der überschüssigen Wärme der Solarthermieanlage des Hauses A versorgt. Damit eine Einspeisung möglich ist, muss jedoch das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes erreicht werden.



**Abbildung 2-7: Haus A beliefert Haus B mit überschüssiger Wärme übers Fernwärmenetz. Quelle: Eigene Darstellung.**

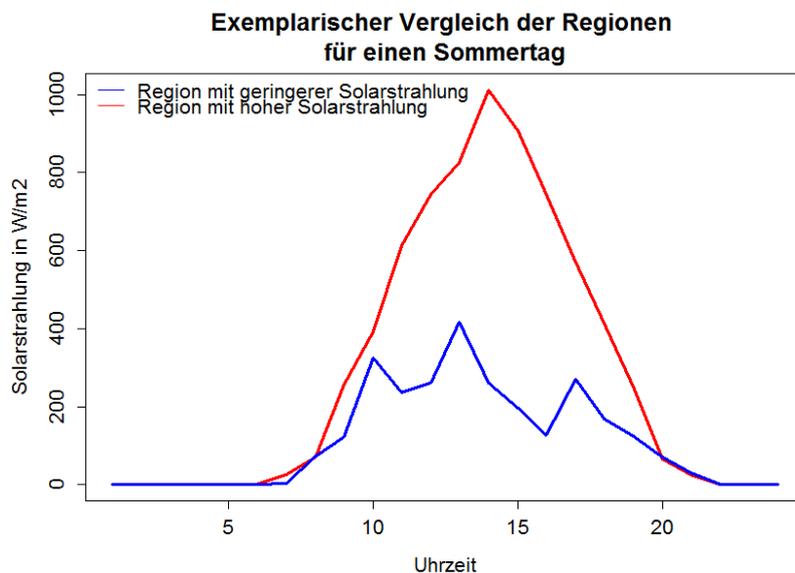
Die unterschiedlichen Varianten beschränken sich nicht auf zwei Gebäude, viel mehr können für Variante 1 und Variante 2 auch mehrere Gebäude betrachtet werden, solange alle direkt mit dem Speicher verbunden sind. Bei Variante 3 können auch mehrere Gebäude betrachtet werden, die an dasselbe Wärmenetz angeschlossen sind.

#### **2.4.2.1 Regionen**

Um die Auswirkungen von der geografischen Lage auf den Wärmebedarf und die solaren Erträge der Solarthermieanlage für die unterschiedlichen Gegebenheiten in Österreich analysieren zu können, werden 2 exemplarische Gebiete definiert, wobei die stündlichen Strahlungsprofile für die jeweiligen Standorte mit ("SoDa - Solar Energy Services for

Professionals,” 2012) erstellt werden. Als Datengrundlage für die Auswertung der Klimaregion und in weiterer Folge für die Gebäudebeschreibungen wird die Österreich-Datenbank des Modells Invert/EE-Lab, welches von der TU-Wien/Energy Economics Group entwickelt wurde, verwendet. Folgende Regionen werden ausgewählt:

- warme Region mit höherer jährlicher solarer Einstrahlung: hierfür werden die Klima- und Solardaten von Oberpullendorf herangezogen, da in diesem Bereich eher wärmeres Klima herrscht, was sich auf den Heizwärmebedarf auswirkt und die solare Einstrahlung im Österreich-Vergleich speziell im Sommer höher ist. Die jährliche Solarstrahlung beträgt 1.219 Wh/m<sup>2</sup>.
- Ländliche, kältere Region mit geringerer jährlicher solarer Einstrahlung: als zweite Region wird die Region um Waidhofen an der Ybbs herangezogen, da hier ein kälteres Klima herrscht, woraus ein höherer Wärmebedarf der Gebäude resultiert. Die jährliche Solarstrahlung beträgt 1.050 Wh/m<sup>2</sup>.



**Abbildung 2-8: Vergleich der Solarstrahlung für die zwei ausgewählten Regionen. Quelle: “SoDa - Solar Energy Services for Professionals,” 2012; eigene Darstellung.**

#### **2.4.2.2 Gebäudebeschreibung**

Da der Wärmebedarf und somit die Wirtschaftlichkeit stark von der thermischen Qualität des Gebäudes und des eingesetzten Backup-Heizsystems abhängig ist, wurden für das Projekt Gebäude ausgewählt, die sich in Alter und Standort unterscheiden. Der Fokus liegt auf Einfamilienhäusern, da in diesem Fall das Verhältnis von Dachfläche zu Wärmebedarf des Gebäudes für den Einsatz von gebäudeübergreifendem Wärmeaustausch spricht. Die Bruttogeschossfläche der betrachteten Gebäude beträgt 169 m<sup>2</sup>.

Bei der Auswahl der Gebäude werden sowohl ein sanierter Altbau sowie ein Neubau betrachtet. Der maximal zulässige jährliche Heizwärmebedarf pro m<sup>2</sup> konditionierter Brutto-Grundfläche hält die Vorgaben der OIB Richtlinie 6 (Österreichisches Institut für Bautechnik, 2007) ein. Die Grenzwerte bei einer angenommenen charakteristischen Länge  $l_c=1,28$  der Gebäude und unter Berücksichtigung des Klimas der betrachteten Regionen beträgt im Neubau von Wohngebäuden 53,5 kWh/m<sup>2</sup>a, bei Sanierung von Wohngebäuden bis 31.12.2009: 87 kWh/m<sup>2</sup>a.<sup>13</sup>

**Tabelle 2-1: betrachtete Gebäudekonfigurationen und deren Charakterisierung**

| Gebäude          | Jahr Bau /Renovierung | Region / Klima   | Jährlicher Heizwärmebedarf           | Heizsystem           | Vorlauf-/Rücklauf-temperatur |
|------------------|-----------------------|------------------|--------------------------------------|----------------------|------------------------------|
| Sanierter Altbau | 1961/2008             | Städtisch / warm | 16.609 kWh (98 kWh/m <sup>2</sup> a) | Gas / Pelletsheizung | 60 °C/45 °C                  |
| Sanierter Altbau | 1961/2008             | Ländlich / kalt  | 12.661 kWh (75 kWh/m <sup>2</sup> a) | Gas / Pelletsheizung | 60 °C/45 °C                  |
| Gebäude Neubau   | 2008/-                | Städtisch / warm | 5.031 kWh (29 kWh/m <sup>2</sup> a)  | Gas / Pelletsheizung | 40 °C/30 °C                  |
| Gebäude Neubau   | 2008/-                | Ländlich / kalt  | 6.490 kWh (38 kWh/m <sup>2</sup> a)  | Gas / Pelletsheizung | 40 °C/30 °C                  |

Quelle: Eigene Darstellung, Datenbank des Modells Invert/EE-Lab

Der Einfluss des Standorts für die zwei betrachteten Regionen wird gemäß den österreichischen Normberechnungen (ÖNORM B 8110-5 2007, ÖNORM B 8110-6 2007, ÖNORM H 5055 2008 und ÖNORM H 5056 2007) mit dem Modell Invert/EE-Lab für den sanierten Altbau berechnet und auch auf das Neubaugebäude angewandt. Die täglichen Wärmelastprofile der Haushalte  $h(\vartheta_a)$  für Heizungsbedarf und Warmwasser werden nach (Rezania and Haas, 2012) bestimmt: Ausgehend von der durchschnittlichen täglichen Außentemperatur  $\vartheta_a$  und dem Heizwärmebedarf des Gebäudes kann die Sigmoidfunktion aus Gleichung 2-1 angewandt werden.

$$h(\vartheta_a) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_a - \vartheta_{A0}}\right)^C} + D \quad 2-1$$

$$\vartheta_{A0} = 40^\circ\text{C}$$

$A, B, C, D$ ... Parameter der Sigmoidfunktion

Das Konsumverhalten der Kunden wird über die Parameter berücksichtigt, die aus (Almbauer, 2008) verwendet werden können. Somit liefert die Sigmoidfunktion die tägliche

<sup>13</sup> Dies sind die Grenzwerte laut Österreichischem Institut für Bautechnik, 2007.

Wärmenachfrage. Für die Ermittlung von Stundenverbrauchswerten, wurden in (Almbauer, 2008) aus einer Vielzahl von repräsentativen Verbrauchsdaten eine prozentuale Aufteilung der Tageswerte in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur entwickelt. Der außentemperaturunabhängige Warmwasserbedarf wird durch den Parameter D abgebildet. Durch  $D=0$  kann somit der reine Heizwärmebedarf simuliert werden. Die außentemperaturabhängigen Warmwasserlastprofile werden in weiterer Folge nach (Almbauer, 2008) in Abhängigkeit von Werktag, Samstag und Sonntag bestimmt, wobei die Bedarfe prozentuell auf die Stundenintervalle des Tages aufgeteilt werden.

Der Warmwasserbedarf aller ausgewählten Gebäudekonfigurationen beträgt 1.859 kWh im Jahr. Hierfür wird der Richtwert für den Nutzwärmebedarf für Warmwasser von Einfamilienhäuser von  $11 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  aus (DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2011) verwendet. Um den Einfluss des notwendigen Temperaturniveaus für die effektiven solaren Erträge aufzuzeigen, wird angenommen, dass im Neubau ein Verteilsystem mit Vorlauftemperatur von  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  und Rücklauftemperatur von  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  eingesetzt wird, im sanierten Altbestand herrscht ein höheres Temperaturniveau von  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  Vorlauftemperatur und  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  Rücklauftemperatur. Das notwendige Temperaturniveau für Brauchwasser wird für alle Gebäude mit  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  angenommen<sup>14</sup>.

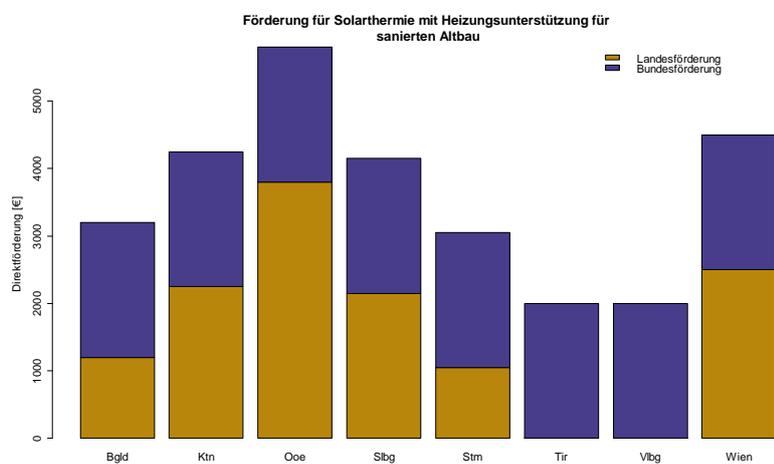
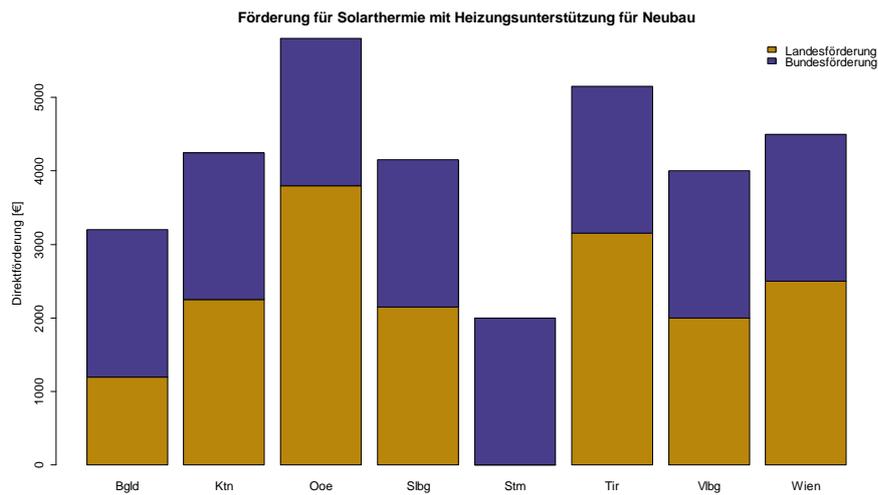
### 2.4.2.3 Förderungen

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse werden Direktförderungen auf Bundes- und Bundesländerebene berücksichtigt (Stand November 2013). Da die Direktförderungen auf Bundesländerebene an sehr unterschiedliche Bedingungen geknüpft sind, wurde auf Basis der Datengrundlage von November 2013 ein Modell entwickelt, das abhängig von den Eigenschaften des Gebäudes, den Eigenschaften der Solarthermieanlage, des eingesetzten Backup-Heizsystems und der Verfügbarkeit von Wärmenetzen die Förderung für alle Bundesländer bestimmt. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse werden dann in weiterer Folge die Bundesförderung sowie die durchschnittlichen Förderungen der Bundesländer berücksichtigt, die für diese Gebäude-Heizsystem-Region-Variante Förderungen bezahlen würden.

Die Information über Förderbedingungen und Förderhöhe werden den einzelnen Förderrichtlinien der Bundesländer entnommen. In den folgenden beiden Abbildungen ist das Ergebnis exemplarisch für die Direktförderungen der Bundesländer und des Bundes dargestellt, unterschieden in Neubaugebäude und sanierten Altbestand. Das Land Niederösterreich ist in der folgenden Darstellung nicht berücksichtigt, weil es dort keine Direktförderung für Solarthermieanlagen gibt. Die Förderungen würden im Rahmen der Wohnbauförderung als Darlehen erfolgen und werden hier nicht berücksichtigt.

---

<sup>14</sup> Die Frischwasserbereitung erfolgt mittels Frischwasserstation, was die Legionellengefahr verringert und es erlaubt, ein geringeres Temperaturniveau des Brauchwassers zu halten.



**Abbildung 2-9: exemplarische Darstellung der Direktförderung des Bundes und der Bundesländer für Neubau und sanierten Altbestand. Anmerkung: im Bundesland Niederösterreich werden keine Direktförderungen für thermische Solaranlagen vergeben. Quelle: Eigene Darstellung.**

*Eine Beschreibung der verwendeten Annahmen zu den Kosten der einzelnen Varianten des Wärmeaustausches findet sich im Anhang dieses Dokumentes in den Kapiteln 8.3, 8.5 und 8.10.*

### 3 Ergebnisse des Projektes

GebEn ist ein interdisziplinäres Projekt, das von einem Team von Technikern, Ökonomen und Juristen umgesetzt wurde. Der Untersuchungsgegenstand – gebäudeübergreifender Austausch von Strom und Wärme – wurde aus diesen drei Gesichtspunkten untersucht. Die folgende Darstellung der Projektergebnisse spiegelt die inhaltliche Auseinandersetzung des Projektteams mit diesem Untersuchungsgegenstand wider. Zunächst wurden untersucht, welche Möglichkeiten und Einschränkungen aufgrund der aktuellen Rechtslage in Österreich in Bezug auf die tatsächliche Umsetzung des gebäudeübergreifenden Energieaustausches vorliegen. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden sowohl die europäischen, die gesamtstaatlichen als auch die länderspezifischen Gegebenheiten analysiert, Änderungsvorschläge erarbeitet und Empfehlungen abgeleitet. Aufbauend darauf wurde aus energetischer und ökonomischer Sicht untersucht, wie sich die einzelnen Systemkonfigurationen darstellen. Sowohl die rechtlichen, als auch die energetischen und ökonomischen Analysen wurden getrennt für die Bereiche Strom und Wärme durchgeführt.

#### 3.1 Rechtliche Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustausches

Im Rahmen der rechtlichen Analyse von GebEn soll der Frage nachgegangen werden, ob ein Erzeuger<sup>15</sup> (hier als „A“ bezeichnet) sich mit seinem selbst produzierten PV-Strom<sup>16</sup> zunächst auch selbst versorgen kann und den Überschuss sodann an einen Dritten (in diesem Fall wird angenommen, dass es sich bei dem Dritten um den Nachbarn des Erzeugers A handelt, hier als „B“ bezeichnet) abgeben und auch in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeisen darf. Der Untersuchung werden die in Kapitel 2.4 präsentierten Systemkonfigurationen zu Grunde gelegt, die sowohl eine Direktleitung als auch das öffentliche Elektrizitätsnetz sowie die damit verbundenen finanziellen Belastungen in Form von Systemnutzungsentgelten, dem Strompreis, Förderbeiträgen sowie Steuern und Abgaben berücksichtigen. Abschließend wird ein Mustervertrag erarbeitet.<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> Aus Gründen der besseren Lesbarkeit werden personenbezogene Bezeichnungen im folgenden Gutachten überwiegend in männliche Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

<sup>16</sup> Erwägungsgrund 6 der EE-RL 2009 (Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 2009/140, S. 16) legt dar, dass mit der Entwicklung hin zur dezentralisierten Energieerzeugung viele Vorteile verbunden seien, so z.B. die Nutzung vor Ort verfügbarer Energiequellen, eine bessere lokale Energieversorgungssicherheit, kürzere Transportwege und geringere übertragungsbedingte Energieverluste.

<sup>17</sup> Die Vertragsbeziehungen zwischen Einspeiser oder Entnehmer auf der einen Seite und dem Netzbetreiber auf der anderen Seite sind großteils elektrizitätsrechtlich geregelt (insbesondere auch in den Allgemeinen

Die Rechtsanalyse ist folgendermaßen aufgebaut: Zunächst werden in Kapitel 3.1.1 allgemeine Vorüberlegungen angestellt, die für alle drei zu behandelnden Varianten relevant sind, wie z.B. die Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen einer PV-Anlage mit einer Engpassleistung von bis zu  $5\text{kW}_{\text{peak}}$  sowie deren Verbindung mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz. Sodann wird in der Variante 1 (Kapitel 0) untersucht, ob es rechtlich möglich ist, dass A als Privatperson und Betreiber der PV-Anlage seinen Überschuss nicht nur in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeist, sondern zunächst auch seinen Nachbarn B – der hingegen über keinen Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsnetz verfügt – über eine zu errichtende private Direktleitung mit seinem PV-Strom beliefert. Die Variante 2 (Kapitel 3.1.3) ist identisch mit der ersten Variante, mit dem Unterschied, dass nicht nur A, sondern auch B an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen ist. Bei der Variante 3 (Kapitel 3.1.4) spielt hingegen die Direktleitung keine Rolle, sondern es wird angenommen, dass die gleiche Menge, die A an PV-Strom in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeist, von B über seinen eigenen Zugang zum öffentlichen Elektrizitätsnetz daraus entnommen wird. Für die Versorgung des B wird somit keine zusätzliche private Leitung errichtet, sondern das bestehende öffentliche Netz genutzt.

### **3.1.1 Allgemeine Voruntersuchungen**

In diesem Kapitel sollen für die gesamte Rechtsanalyse grundlegende Vorüberlegungen angestellt werden. Diese betreffen zunächst die Frage, um welche Marktteilnehmer es sich bei A und B handelt und welche Pflichten damit für A einhergehen. Sodann gilt es, die rechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von max.  $5\text{kW}_{\text{peak}}$  grob darzustellen und die Förder- sowie die Vergütungsmöglichkeiten zu erheben. Schließlich werden das Recht des A auf Netzanschluss und Netzzugang hinsichtlich des öffentlichen Netzes sowie die damit verbundenen Systemnutzungsentgelte untersucht.

#### **3.1.1.1 Begriffsdefinitionen der relevanten Marktteilnehmer**

Zunächst gilt es zu untersuchen, um welche (für den Strombereich relevanten) Marktteilnehmer es sich bei A und B handelt. Obwohl A nicht nur in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeist, sondern auch aus diesem entnimmt, bleibt diese Tätigkeit bei der folgenden Untersuchung weitgehend außer Betracht.

---

Verteilernetzbedingungen, welche von der Regulierungsbehörde mittels Bescheid genehmigt werden) und veröffentlicht, sodass die Erstellung eines Mustervertrages in dieser Hinsicht nicht sinnvoll erscheint.

### 3.1.1.1.1 Erzeuger

Unter einem Erzeuger versteht man eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität erzeugt (Art. 2 Z 2 EltRL 2009<sup>18</sup>). Die nationale Grundsatzbestimmung dehnt diese Begriffsbestimmung noch auf eingetragene Personengesellschaften aus (§ 7 Abs. 1 Z 17 EIWOG 2010<sup>19</sup>), was vorliegend jedoch unerheblich ist, da es sich bei A um eine natürliche Person handelt. Mit der auf dem Dach installierten PV-Anlage produziert A Elektrizität<sup>20</sup>, wodurch er zum Erzeuger wird. Im Rahmen dieser Tätigkeit kommt es bei der Person des Erzeugers jedoch weder auf deren Gewinnerzielungsabsicht noch auf ihre Eigentümerstellung hinsichtlich der Erzeugungsanlage an, solange sie den Einfluss auf den täglichen Betrieb der Anlage behält.<sup>21</sup>

➤ **A ist Erzeuger.**

### 3.1.1.1.2 Elektrizitätsunternehmen

Nach der unionsrechtlichen Vorgabe in Art. 2 Z 35 EltRL 2009 ist ein Elektrizitätsunternehmen eine natürliche oder juristische Person, die mindestens eine der Funktionen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität wahrnimmt und die kommerzielle, technische und/oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt, mit Ausnahme der Endkunden. Damit stellt diese Definition einen Oberbegriff bezüglich der wichtigsten Marktteilnehmer (Erzeuger, Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, Lieferant, Stromhändler) dar. Bei A handelt es sich um eine natürliche Person, die durch den Betrieb einer PV-Anlage zum Erzeuger von Elektrizität wird. Es wird an dieser Stelle zudem davon ausgegangen, dass A in diesem Zusammenhang auch die kommerziellen, technischen und wartungsbezogenen Aufgaben erfüllt. Aufgrund der Umsetzung in § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 sind von dem Begriff auch eingetragene Personengesellschaften umfasst, was jedoch für das vorliegende Projekt irrelevant ist. Wichtig ist allerdings im Rahmen der nationalen Begriffsdefinition der Zusatz, dass die Funktionen, also im vorliegenden Fall die Erzeugung und anschließende Lieferung an den Nachbarn B bzw. einen Stromhändler, in Gewinnabsicht erfolgen müssen.<sup>22</sup> Sofern A

---

<sup>18</sup> Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 2009/211, S. 55.

<sup>19</sup> Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I 2013/174.

<sup>20</sup> So die Definition der Erzeugung nach § 7 Abs. 1 Z 18 EIWOG 2010. Die Erzeugung erfolgt wiederum in einem Kraftwerk, bei dem es sich nach § 7 Abs. 1 Z 378 EIWOG 2010 um eine Anlage handelt, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen.

<sup>21</sup> VwGH, 24.02.2004, 2002/05/0011; *Hauer/Oberndorfer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 7 Rz. 16 m.w.N.

<sup>22</sup> VwGH, 30.11.2006, 2005/04/0168. Somit handelt es sich bei Erzeugern, die nur für den eigenen Bedarf produzieren, ohne die erzeugte Elektrizität an Dritte in Gewinnabsicht abzugeben, um Endverbraucher und nicht um Elektrizitätsunternehmen, dazu: *Hauer*, *Stromerzeugungsanlagen*, RdU-UT 2007/5, 17 (18 f.).

dem B den von ihm erzeugten Strom folglich schenkt bzw. lediglich gegen einen Kostenersatz abgibt, handelt es sich bei ihm nicht um ein Elektrizitätsunternehmen.<sup>23</sup> Im Projekt GebEn wird jedoch vorausgesetzt, dass A den PV-Strom an B verkauft, genauso wie den Überschussstrom an ein anderes Elektrizitätsunternehmen zum Zwecke der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz, sodass es sich bei ihm um ein Elektrizitätsunternehmen handelt. Fraglich ist jedoch, ob A nicht auch als Endkunde/Endverbraucher<sup>24</sup>, der explizit vom Begriff des Elektrizitätsunternehmens ausgenommen ist, anzusehen ist, da er nicht nur in das öffentliche Netz einspeist, sondern auch aus diesem entnimmt. Allerdings stellt die Definition des Elektrizitätsunternehmens nicht auf den Hauptzweck ab, sodass ein Elektrizitätsunternehmen bereits dann vorliegt, wenn nur eine der genannten Funktionen, wie hier die Erzeugung und Lieferung, zu einem kleinen Teil – die Abgabe einer geringen Menge von Strom wird als ausreichend angesehen – in Gewinnabsicht ausgeübt wird.<sup>25</sup> Sofern A also Elektrizität erzeugt und in Gewinnabsicht veräußert, sei es an den Nachbarn B oder einen Stromhändler, handelt es sich bei ihm um ein Elektrizitätsunternehmen, unabhängig davon, ob er zusätzlich Elektrizität aus dem öffentlichen Netz bezieht.

- Bei **A** handelt es sich um ein **Elektrizitätsunternehmen**, da er den mittels seiner PV-Anlage erzeugten Strom in Gewinnabsicht an seinen Nachbarn B bzw. ein anderes Elektrizitätsunternehmen abgibt, also verkauft.

### 3.1.1.1.3 Versorger

Der in der folgenden Untersuchung – auch im Rahmen der Begriffsdefinition der Direktleitung nach § 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010 – verwendete Begriff des Energieversorgungsunternehmens wird weder in der EltRL 2009 noch (mehr) im EIWOG 2010 selber definiert. Definiert wird jedoch in § 7 Abs. 1 Z 74 EIWOG 2010 der Versorger als eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Versorgung wahrnimmt. Unter der Versorgung wiederum wird der Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden<sup>26</sup> verstanden. Folglich verkauft der Versorger Elektrizität an Kunden. Somit handelt es sich bei A, der als Erzeuger und Elektrizitätsunternehmen seinen PV-Strom an Kunden (sei es an seinen Nachbarn B oder einen Stromhändler) verkauft, auch um einen Versorger und damit auch um ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010.

---

<sup>23</sup> So auch *Raschauer*, Energierecht, S. 46.

<sup>24</sup> Zu dem Begriff s. Punkt 1.1.1.11.

<sup>25</sup> VwGH, 31.03.2005, 2004/05/0193; VwGH, 30.11.2006, 2005/04/0168; *Hauer/Oberndorfer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 7 Rz. 11; *Theobald*, in: *Danner/Theobald*, EnWG Kommentar, Band 1, § 3 Rz. 146.

<sup>26</sup> Zum Begriff des Kunden s. Punkt 1.1.1.10.

- Sofern **A** seinen erzeugten PV-Strom an andere Kunde veräußert, handelt er als **Versorger** und damit wohl auch als **Elektrizitätsversorgungsunternehmen** im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010.

#### 3.1.1.1.4 Einspeiser

Unter einem Einspeiser versteht die Legaldefinition nach § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG 2010 einen Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt. Wie bereits ausgeführt, handelt es sich bei A um einen Erzeuger. Der Begriff des Netzes, das öfter auch als System bezeichnet wird, ist hingegen gesetzlich nicht definiert. Die h.M. versteht unter dieser Begrifflichkeit ein Netz, das aus einer oder mehreren miteinander verbundenen elektrischen Leitungsanlagen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz sowie, Schalt- Umspann- und Umrichteranlagen besteht, das in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers steht, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes erforderlichen Maßnahmen zu treffen.<sup>27</sup> Das Minimum für ein Netz ist somit ein beherrschbarer Zusammenhang von Einspeisung, Leitung und Verbindung zu mehreren Abnehmern.<sup>28</sup> Dabei unterteilt sich das Elektrizitätsnetz in Übertragungs- und Verteilernetze. Gemeint ist somit das öffentliche Stromnetz und nicht die private Direktleitung, die aufgrund der Beschreibung kein Netz sein kann. Da A seinen erzeugten PV-Strom nicht nur selber verbraucht und via Direktleitung an seinen Nachbarn B liefert, sondern darüber hinaus die überschüssige Elektrizität auch in das öffentliche Verteilernetz einspeist, handelt es sich bei ihm um einen Einspeiser.

- **A** ist somit in dem Fall als **Einspeiser** zu qualifizieren, in dem er seine erzeugte elektrische Energie (auch) in das öffentliche Stromnetz einspeist.

#### 3.1.1.1.5 Netzbenutzer

Ein Netzbenutzer ist eine natürliche oder juristische Person bzw. eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeist oder daraus entnimmt, Art. 2 Z 18 EitRL 2009 i.V.m. § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG 2010. Die Definition umfasst somit als Oberbegriff einerseits Einspeiser<sup>29</sup>, die – wie A – Strom in das öffentliche Netz einspeisen und andererseits Entnehmer<sup>30</sup> von Strom aus dem öffentlichen Netz.

- Sofern **A** seine erzeugte Elektrizität auch in das öffentliche Stromnetz einspeist, handelt es sich bei ihm um einen **Netzbenutzer**.

---

<sup>27</sup> Vgl. TOR, Teil A, S. 40; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 9.

<sup>28</sup> *Raschauer*, Energierecht, S. 60.

<sup>29</sup> § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG 2010.

<sup>30</sup> § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010.

- In den Varianten, in denen B nicht (nur) mittels der Direktleitung von A versorgt wird, sondern (zusätzlich) Elektrizität aus dem öffentlichen Netz entnimmt, ist auch er ein **Netzbenutzer**.

#### 3.1.1.1.6 Lieferant

Ein Lieferant ist nach § 7 Abs. 1 Z 45 EIWOG 2010 eine natürliche oder juristische Person bzw. eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt. Bei A handelt es sich um eine natürliche Person, die ihren selbst erzeugten PV-Strom dem Nachbarn B, einer ebenfalls natürlichen Person mittels Direktleitung übergeben möchte. Eine Personenidentität liegt folglich nicht vor. Aufgrund des Wortlauts ist eine Gewinnabsicht beim Lieferanten nicht erforderlich, obwohl eine solche im Rahmen der Begriffsdefinition des Elektrizitätsunternehmens als Oberbegriff gefordert wird. Für den Begriff des Lieferanten reicht es somit aus, dass jemand einem anderen (zumeist unter Nutzung des öffentlichen Netzes) Strom zur Verfügung stellt, egal, ob mittels Tausch, Schenkung oder Verkaufs.<sup>31</sup>

- Sobald **A** seinen erzeugten Strom seinem Nachbarn B zur Verfügung stellt, agiert er als **Lieferant**.

#### 3.1.1.1.7 Stromhändler

Unter einem Stromhändler versteht § 7 Abs. 1 Z 65 EIWOG 2010 als Unterfall des Elektrizitätsunternehmens eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft. Damit geht die Begriffsbestimmung des Stromhändlers über die des Großhändlers in Art. 2 Z 8 EltRL 2009 hinaus, die für den Großhändler vorausgesetzt, dass dieser zunächst Strom (zu-)kauft, um diesen sodann weiterverkaufen zu können, sodass er als reiner Wiederverkäufer agiert. Der Geschäftszweck des Großhändlers umfasst somit den Kauf von Strom zum Zwecke des Weiterverkaufs.<sup>32</sup> Da A den Strom selber mittels seiner PV-Anlage produziert und diesen nicht zukaufte, handelt es sich bei ihm nicht um einen Großhändler. Allerdings wird er als Erzeuger unter den weiten Wortlaut des Stromhändlers zu subsumieren sein, da es nach der Vorgabe des EIWOG 2010 in diesem Fall nur um den Stromverkauf in Gewinnabsicht geht, nicht aber darum, wo der Strom herkommt.

- Wenn **A** seinen erzeugten Strom in Gewinnabsicht an seinen Nachbarn B verkauft, handelt es sich bei ihm um einen **Stromhändler**.

---

<sup>31</sup> *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 45 Rz. 2 m.w.N.; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 43 Rz. 4.

<sup>32</sup> *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar, § 3 Rz. 40; *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 3 Rz. 187.

#### 3.1.1.1.8 Netzbetreiber

Unter einem Netzbetreiber versteht § 7 Abs. 1 Z 51 ElWOG 2010 einen Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz. Allerdings handelt es sich bei einer Direktleitung nicht um ein Netz, sondern lediglich um eine einzelne Leitung<sup>33</sup>, sodass A kein Netzbetreiber ist.

- A wird aufgrund der Errichtung einer Direktleitung **nicht** zum **Netzbetreiber**.

#### 3.1.1.1.9 Kunde

Unter einem Kunden versteht man einen Großhändler oder einen Endkunden, der Elektrizität kauft (Art. 2 Z 7 EltRL 2009). Nach § 7 Abs. 1 Z 40 ElWOG 2010 sind neben den Endverbrauchern auch Stromhändler und Elektrizitätsunternehmen von dem Kundenbegriff umfasst. Damit ist dies der Oberbegriff für alle, die Elektrizität kaufen.<sup>34</sup>

- Da **B** von A dessen erzeugten Strom kauft, bzw. zusätzlich mittels eines anderen Lieferanten über das öffentliche Stromnetz zukaufte, handelt es sich bei B um einen **Kunden**.

#### 3.1.1.1.10 Endverbraucher

Ein Endverbraucher ist wiederum ein Kunde, also eine natürliche oder juristische Person, bzw. eine eingetragene Personengesellschaft, die die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kauft, Art. 2 Z 9 EltRL 2009 i.V.m. § 7 Abs. 1 Z 12 ElWOG 2010. Ausschlaggebendes Kriterium ist somit, dass der Strom für den eigenen Verbrauch gekauft wird, was sich im Vergleich zu anderen Energiebeziehern durch den unmittelbaren Eigenbedarf und Eigenverbrauch auszeichnet<sup>35</sup>, ohne dass ein Weiterverkauf stattfindet, was bei B der Fall ist.

- **B** ist **Endverbraucher**.

#### 3.1.1.1.11 Haushaltskunde

Ein Haushaltskunde ist ein Kunde, der Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein, Art. 2 Z 10 EltRL 2009, § 7 Abs. 1 Z 25 ElWOG 2010. Damit stellt dieser Begriff einen Unterfall des Endverbrauchers dar. Vorliegend ist davon auszugehen, dass B Elektrizität ausschließlich für den eigenen Verbrauch im Haushalt erwirbt.

---

<sup>33</sup> Ausführlich dazu Punkt 1.2.2.

<sup>34</sup> *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar, § 3 Rz. 43.

<sup>35</sup> *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 3 Rz. 207 f.

- **B** ist auch **Haushaltskunde**.

#### **3.1.1.1.12 Entnehmer**

Ein Entnehmer ist ein Endverbraucher oder Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- und Verteilernetz entnimmt, § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010. Wie bereits dargelegt, handelt es sich bei B um einen Endverbraucher, der – je nach Fallgestaltung – auch (zusätzlich) Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezieht.

- Sofern **B** zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Verteilernetz entnimmt, ist er zudem **Entnehmer**.

#### **3.1.1.1.13 Zwischenergebnis**

A erfüllt, je nach Ausgestaltung der einzelnen Varianten, folgende Funktionen: Er ist Erzeuger, Elektrizitätsunternehmen, Versorger, Einspeiser, Netzbenutzer, Lieferant und Stromhändler. Bei B handelt es sich hingegen unter Umständen um einen Netzbenutzer, Kunden, Endverbraucher, Haushaltskunden und Entnehmer.

#### **3.1.1.1.14 Pflichten des A als Marktteilnehmer**

An dieser Stelle sollen überblicksartig die Pflichten, die sich aus den jeweiligen Funktionen für A aus dem EIWOG 2010 bzw. den Landesausführungsgesetzen ergeben, zusammengefasst werden.

#### **3.1.1.1.15 Pflichten des A als Erzeuger**

Die grundsätzlichen Pflichten der Erzeuger mit einer Engpassleistung von max. 5 MW ergeben sich aus § 66 Abs. 1 EIWOG 2010<sup>36</sup>, wobei davon nur die Erzeuger betroffen sind, die auch in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeisen. Folglich treffen A u.a. die Verpflichtung,

- sich einer Bilanzgruppe anzuschließen,
- Daten in erforderlichem Ausmaß den betroffenen Netzbetreibern, dem Regelzonenführer, dem Bilanzgruppenkoordinator, dem Bilanzgruppenverantwortlichen und anderen betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellen,

---

<sup>36</sup> Es wird an dieser Stelle auf die Darstellung der Umsetzung dieser Grundsatzbestimmung in den einzelnen Landesausführungsgesetzen verzichtet.

- vorab Erzeugungsfahrpläne an die betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen bei technischer Notwendigkeit in erforderlichem Ausmaß zu melden,
- die technischen Vorgaben der Netzbetreiber einzuhalten, sofern eigene Zähleinrichtungen und Einrichtungen für die Datenübertragung verwendet werden,
- bei Teillieferungen die Erzeugungsfahrpläne an die betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen bekannt zu geben,
- je nach vertraglicher Vereinbarung auf Anordnung des Regelzonenführers die Erzeugung zu erhöhen oder einzuschränken.

#### **3.1.1.1.16 Pflichten des A als Elektrizitätsunternehmen**

Als Elektrizitätsunternehmen muss A u.a.

- gem. § 8 Abs. 1 EIWOG 2010 Jahresabschlüsse erstellen, überprüfen lassen und ggf. veröffentlichen und
- gem. § 10 EIWOG 2010 den Behörden, inkl. der Regulierungsbehörde, jederzeit Einsicht in alle betriebswirtschaftlich relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen gewähren und Auskünfte erteilen.

#### **3.1.1.1.17 Pflichten des A als Lieferant bzw. als Stromhändler**

Schließlich treffen den A in seiner Eigenschaft als Lieferant und Stromhändler u.a. die folgenden Verpflichtungen:

- Nach § 78 Abs. 1 und Abs. 2 EIWOG 2010 muss A auf der jährlichen Stromrechnung den Versorgermix (vorliegend 100 % PV-Strom) und die damit verbundenen Umweltauswirkungen ausweisen.
- Die Rechnung an B ist nach § 81 EIWOG 2010 transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten. Dabei sind in diesem Fall der Preis für die elektrische Energie, der in Cent/kWh inkl. eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen hat, sowie die Zuschläge für evtl. anfallende Steuern und Abgaben getrennt auszuweisen.
- Je nach Bundesland Anzeige der Tätigkeit als Stromhändler bzw. auch als Lieferant bei der Behörde.<sup>37</sup>

---

<sup>37</sup> § 54 K-EIWOG; § 51 Oö. EIWOG 2006; § 37 Salzburger LEG; § 36 Stmk. EIWOG 2005; § 46 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 44 WeiWG 2005.

### **3.1.1.1.18 Zwischenergebnis, praktische Vorgehensweise und gesetzlicher Änderungsvorschlag**

A ist in seiner Funktion als Erzeuger, Elektrizitätsunternehmen und Lieferant bzw. Stromhändler verpflichtet, u.a. die aufgelisteten gesetzlichen Verpflichtungen zu erfüllen. Allerdings dürfte das für Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von max. 5 kW<sub>peak</sub> einen relativ großen administrativen und organisatorischen Aufwand darstellen, sodass in der Praxis folgendermaßen vorgegangen wird: PV Strom wird einem Lieferanten zugeordnet. A verkauft seinen Strom an den Lieferanten. Das kann er ohne oder mit Herkunftsnachweis machen (je nach Vertragsverhältnis). Der Lieferant generiert ggf. über die automatisierte Stromnachweisdatenbank der E-Control Herkunftsnachweise (Zertifikat für eine kWh = Einzelnachweis). Herkunftsnachweise werden von dem Lieferant für seine Stromnachweise gegenüber seinen Kunden verwendet. Dabei wird der Produktmix für die unterschiedlichen Produkte ermittelt. (Lieferant tritt daher eigentlich als Käufer und Verkäufer auf). Er muss dann ggü. dem Endkunden den Versorgermix ausweisen. Das heißt, über die Datenbank können gehandelte Herkunftsnachweise übertragen werden (Händler/Lieferant kauft z.B. Windkraftzertifikate).

Es besteht auch die Möglichkeit, dass der Erzeuger seinen Herkunftsnachweis einem Dritten verkauft, d.h. sein Strom ist einer Bilanzgruppe zugeordnet, unabhängig davon wird aber mit einem Stromnachweishändler ein Vertrag hinsichtlich des Herkunftsnachweises abgeschlossen – das ist aber eher die Ausnahme.

Sofern es politisch gewünscht ist, Betreiber kleiner Erzeugungsanlagen von den genannten Pflichten (teilweise) zu befreien, bedürfte es einer dementsprechenden gesetzlichen Änderung im EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz sowie in den Landesausführungsgesetzen.

### **3.1.1.2 Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen der PV-Anlage**

Fraglich ist, welche berufsrechtlichen und anlagenrechtlichen Voraussetzungen A bei der Errichtung und dem Betrieb seiner PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> zu berücksichtigen hat. Im Folgenden werden nunmehr die Gewerbeordnung, die Landes-Elektrizitätsgesetze sowie die Landes-Baugesetze analysiert.

#### **3.1.1.2.1 Gewerberechtliche Genehmigung**

Es ist zunächst zu untersuchen, ob A unter den beschriebenen Voraussetzungen für den Betrieb einer PV-Anlage eine gewerberechtliche Genehmigung benötigt. Allerdings ergibt sich aus § 2 Abs. 1 Z 20 GewO 1994<sup>38</sup> explizit, dass die GewO 1994 auf den Betrieb von

---

<sup>38</sup> Gewerbeordnung 1994 – GewO 1994, BGBl. I 2013/212.

Elektrizitätsunternehmen nach § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 keine Anwendung findet. Da es sich – wie bereits zuvor erläutert – bei A um ein Elektrizitätsunternehmen handelt, in dessen PV-Anlage in Gewinnerzielungsabsicht und nicht nur für den Eigenbedarf Sonnenenergie in Strom umgewandelt wird, bedarf er somit keiner gewerberechlichen Genehmigung.<sup>39</sup> Dies hat unter anderem auch zur Folge, dass eine Mitgliedschaft durch A in der Wirtschaftskammer nicht gegeben ist.

Allerdings unterliegen manche PV-Anlagen ausnahmsweise dem Betriebsanlagenrecht der Gewerbeordnung. Dies ist dann der Fall, wenn die Voraussetzungen des § 74 Abs. 2 GewO 1994 erfüllt sind, was voraussetzt, dass die Anlage geeignet ist, Gefährdungen, Belästigungen, Beeinträchtigungen oder nachteilige Einwirkungen herbeizuführen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass diese Voraussetzungen vorliegend nicht erfüllt sein werden und somit eine Betriebsanlagengenehmigung ebenfalls nicht erforderlich ist.

### **3.1.1.2.2 Elektrizitätsrechtliche Genehmigung**

Möglich ist, dass A eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung für seine PV-Anlage benötigt. Die Grundsatzbestimmung des § 12 EIWOG 2010 legt fest, dass die Ausführungsgesetze, die für die Errichtung und Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen sowie für die entsprechenden Vorarbeiten geltenden Voraussetzungen nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien zu bestimmen haben. Dabei können die Ausführungsgesetze u.U. auch ein vereinfachtes Verfahren bzw. eine Anzeigenpflicht vorsehen. Daher sind im Folgenden die einzelnen Landeselektrizitätsgesetze zu untersuchen.

#### **Burgenland**

Nach § 5 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006<sup>40</sup> bedarf grds. die Errichtung, die wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 50 Kilowatt (kW) einer elektrizitätsrechtlichen (Anlagen-)Genehmigung. Da die PV-Anlage des A jedoch nur eine Engpassleistung von bis zu 5 kW aufweist, bedarf sie im Burgenland keiner Anlagengenehmigung nach dem Bgld. EIWG 2006.

#### **Kärnten**

Grundsätzlich erfordert die Errichtung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer elektrischen Engpassleistung von mehr als 5 kW eine elektrizitätswirtschaftsrechtliche

---

<sup>39</sup> So auch *Gruber/Pallege-Barfuß*, GewO, § 2 Anm. 143.

<sup>40</sup> Gesetz vom 28.09.2006 über die Regelung des Elektrizitätswesens im Burgenland (Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006 – Bgld. EIWG 2006), LGBl. 2012/54.

Genehmigung, § 6 Abs. 1 K-EIWOOG<sup>41</sup>. Da die PV-Anlage des A jedoch nur eine Engpassleistung von max. 5 kW und nicht darüber aufweist, bedarf sie auch in Kärnten keiner Anlagengenehmigung nach dem K-EIWOOG.

### **Niederösterreich**

Nach § 5 Abs. 1 NÖ-EIWG Novelle 2013<sup>42</sup> setzt die Errichtung, die wesentliche Änderung sowie der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 50 kW grds. eine elektrizitätsrechtliche (Anlagen-)Genehmigung voraus. Aufgrund der Anlagengröße von bis zu 5 kW ist somit in Niederösterreich ebenfalls keine Genehmigung nach der NÖ-EKWG Novelle 2013 erforderlich.

### **Oberösterreich**

§ 6 Abs. 1 Oö. EIWOG 2006<sup>43</sup> sieht vor, dass die Errichtung, die wesentliche Änderung und der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung voraussetzen. Ausgenommen von dieser elektrizitätsrechtlichen Bewilligungspflicht sind jedoch u.a. PV-Anlagen mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 50 kW (§ 6 Abs. 2 Oö. EIWOG 2006). Somit braucht A aufgrund der Anlagengröße auch in Oberösterreich keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung.

### **Salzburg**

Das Salzburger LEG<sup>44</sup> legt fest, dass die Errichtung oder Erweiterung einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW<sub>peak</sub> einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung bedarf (§ 45 Abs. 1 S. 1 Salzburger LEG), sodass in Salzburg keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung für die PV-Anlage des A notwendig ist.

### **Steiermark**

Nach § 5 Abs. 1 Stmk. EIWOG 2005<sup>45</sup> setzt die Errichtung, die wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer installierten elektrischen Engpassleistung von

---

<sup>41</sup> Gesetz vom 16.12.2011, über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Kärnten (Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 - K-EIWOOG), LGBl. 2013/85.

<sup>42</sup> NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ EIWG-Novelle 2013), LGBl. 7800-5.

<sup>43</sup> Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. EIWOG 2006), LGBl. 2014/20.

<sup>44</sup> Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG, LGBl. 2013/32.

<sup>45</sup> Gesetz vom 19.04.2005 mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft im Land Steiermark geregelt wird (Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 – Stmk. EIWOG 2005), LGBl. 2014/45.

mehr als 200 Kilowatt eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung (Anlagengenehmigung) voraus. Da die PV-Anlage nur eine Engpassleistung von max. 5 kW aufweist, bedarf es in der Steiermark ebenfalls keiner elektrizitätsrechtlichen Genehmigung.

### **Tirol**

Nach § 6 Abs. 1 TEG 2012<sup>46</sup> benötigen die Errichtung und jede wesentliche Änderung von Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 250 kW grds. einer Bewilligung. Folglich bedarf auch nach dem TEG 2012 die Anlage des A in Tirol keiner Bewilligung, zumal bereits nach § 1 Abs. 4 lit. a TEG 2012 Erzeugungsanlagen von max. 25 kW vom Geltungsbereich des 2. Teils des Gesetzes ausgenommen sind.

### **Vorarlberg**

§ 5 Abs. 1 S. 1 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz<sup>47</sup> sieht für die Errichtung und den Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Leistung von mehr als 25 kW grds. eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung vor. Da die Anlage des A diese Leistung jedoch nicht aufweist, ist eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung auch in Vorarlberg nicht vonnöten.

### **Wien**

Die Errichtung, die wesentliche Änderung und der Betrieb einer örtlich gebundenen Erzeugungsanlage bedürfen einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung, § 5 Abs. 1 WeiWG 2005<sup>48</sup>. Allerdings ist aufgrund der Anlagengröße von max. 50 kW Engpassleistung nach § 7 WeiWG 2005 nur ein vereinfachtes Verfahren erforderlich. Somit ist Wien das einzige Bundesland, in dem die Errichtung der PV-Anlage eine Genehmigung durch die Landesregierung im vereinfachten Verfahren voraussetzt.

### **Zwischenergebnis**

Es ist davon auszugehen, dass A für die Errichtung einer PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> weder eine Gewerbeberechtigung noch eine Betriebsanlagengenehmigung benötigt. Eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung für die Errichtung der PV-Anlage durch A ist ausschließlich in Wien im Wege des vereinfachten Verfahrens, nicht aber in den anderen Bundesländern erforderlich.

---

<sup>46</sup> Gesetz vom 16.11.2011 über die Regelung des Elektrizitätswesens in Tirol (Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 – TEG 2012), LGBl. 2013/130.

<sup>47</sup> Gesetz über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie (Elektrizitätswirtschaftsgesetz), LGBl. 2013/44.

<sup>48</sup> Gesetz über die Neuregelung der Elektrizitätswirtschaft (Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 – WEIWG 2005), LGBl. 2013/35.

### 3.1.1.2.3 Bewilligungs- oder Anzeigepflicht nach der Bauordnung

Zu prüfen ist weiteres, ob die durch A auf seinem Hausdach errichtete PV-Anlage nach der jeweiligen Bauordnung des Landes bewilligungs- oder anzeigepflichtig ist. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass die Errichtung der PV-Anlage raumordnungsrechtlichen Vorschriften und insbesondere dem jeweiligen Flächenwidmungsplan nicht widerspricht.<sup>49</sup>

#### Burgenland

Gemäß § 1 Abs. 2 Z 7 Bgld. BauG<sup>50</sup> sind Photovoltaikanlagen bis zu einer Engpassleistung von 5 kW, die bei Gebäuden der Gebäudeklassen 1 und 2 parallel zu Dach- oder Wandflächen auf diesen aufliegen oder in diese eingefügt sind, vom Geltungsbereich des Bgld. BauG ausgenommen und bedürfen somit keiner Baubewilligung. Zwar handelt es sich vorliegend um eine PV-Anlage mit einer maximalen Engpassleistung von 5 kW, die auch gebäudeintegriert errichtet werden soll, allerdings ist der Sachverhalt nicht darauf beschränkt, dass es sich bei dem Haus des A tatsächlich um ein solches der Gebäudeklasse 1 oder 2 handelt. Daher werden die weiteren Regelungen hinsichtlich der Baubewilligung in eventu kurz angesprochen: Zwar unterfällt die PV-Anlage des A nicht der Baubewilligungspflicht nach § 18 Bgld. BauG, sie könnte allerdings möglicherweise vor Baubeginn beim Bürgermeister anzeigepflichtig sein (§ 17 Abs. 1 Z 2 Bgld. BauG). Sollte die Errichtung der Anlage hingegen aufgrund mangelnder baupolizeilicher Interessen i.S.v. § 3 Bgld. BauG als geringfügiges Bauvorhaben einzustufen sein, bedarf es keines Anzeigeverfahrens, sondern muss dem Bürgermeister lediglich 14 Tage vor Baubeginn schriftlich mitgeteilt werden (§ 16 Abs. 1 Bgld. BauG).

#### Kärnten

Nach § 2 Abs. 2 lit. e K-BO 1996<sup>51</sup> sind bauliche Anlagen, die einer Bewilligung nach dem K-EIWOG bedürfen, grds. vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen. Da A allerdings keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung benötigt, gilt diese Ausnahme vorliegend nicht. Nach § 2 Abs. 2 lit. i K-BO 1996 gilt das Gesetz ferner nicht für PV-Anlagen von bis zu 40 m<sup>2</sup> Fläche, die entweder in die Dachfläche integriert oder unmittelbar dazu montiert sind. Sofern diese Fläche durch die PV-Anlage nicht überschritten wird, bedarf es somit keiner Baubewilligung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die von A errichtete 5 kW Anlage eine etwas größere Fläche erfordert und somit die K-BO 1996 grds. Anwendung findet. Aus dem gleichen Grund, nämlich der genutzten Dachfläche, unterfällt die gegenständliche

---

<sup>49</sup> So z.B. § 20 Abs. 1 Burgenländisches Raumplanungsgesetz; § 19 Abs. 1 Kärntner Gemeindeplanungsgesetz 1995.

<sup>50</sup> Gesetz vom 20.11.1997, mit dem Bauvorschriften für das Burgenland erlassen werden (Burgenländisches Baugesetz 1997 – Bgld. BauG), LGBl. 2013/79.

<sup>51</sup> Kärntner Bauordnung 1996 (K-BO 1996), LGBl. 2013/85.

Anlage des A auch nicht den baubewilligungsfreien Vorhaben nach § 7 Abs. 1 lit. f K-BO 1996. Es ist daher davon auszugehen, dass die Errichtung der PV-Anlage als sonstige bauliche Anlage einer Baubewilligung nach § 6 lit. a K-BO 1996 durch den Bürgermeister benötigt.

### **Niederösterreich**

Auch nach der NÖ Bauordnung 1996<sup>52</sup> sind Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie vom Geltungsbereich der NÖ Bauordnung 1996 ausgenommen, soweit sie einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung bedürfen.<sup>53</sup> Vorliegend ist jedoch für die PV-Anlage des A aufgrund ihrer geringen Engpassleistung keine elektrizitätsrechtliche Genehmigung erforderlich, sodass die NÖ Bauordnung 1996 Anwendung findet. Allerdings ist für die Errichtung der PV-Anlage durch A keine Baubewilligung vonnöten, da sie nach § 15 Abs. 1 Z 18 NÖ Bauordnung 1996 explizit als anzeigepflichtiges Vorgaben einzustufen ist. Somit ist das Vorhaben mindestens acht Wochen vor Baubeginn dem Bürgermeister bzw. dem Magistrat schriftlich anzuzeigen.

### **Oberösterreich**

Nach § 1 Abs. 3 Z 5a Oö. BauO 1994<sup>54</sup> gilt dieses Landesgesetz nicht für Stromerzeugungsanlagen, sofern sie dem Oö. EIWOG 2006 unterliegen, ausgenommen davon sind allerdings PV-Anlagen gem. § 25 Abs. 1 Z 7a Oö. BauO 1994. Danach sind die Anbringung oder Errichtung von PV-Anlagen, die nicht der Bewilligungspflicht des Oö. EIWOG 2006 unterliegen, dem Bürgermeister bzw. dem Magistrat vor Baubeginn anzuzeigen, sofern sie an baulichen Anlagen angebracht werden und dabei die Oberfläche dieser baulichen Anlage um mehr als 1,5 m überragen. Da vorliegend die PV-Anlage allerdings gebäudeintegriert errichtet werden soll und daher davon auszugehen ist, dass das Dach des Hauses von A nicht mehr als 1,5 m überragt wird, entfällt auch die Anzeigepflicht.

### **Salzburg**

Das Salzburger BauPolG<sup>55</sup> findet dann keine Anwendung, wenn die Anlage bereits nach dem Salzburger LEG bewilligungs- oder anzeigepflichtig ist (§ 2 Abs. 3 Z 4 Salzburger BauPolG), was hier jedoch nicht der Fall ist. Darüber hinaus bedarf die Errichtung der PV-Anlage des A dann keiner Baubewilligung, wenn sie unter die Ausnahmevoraussetzungen des §§ 2 Abs. 2 Z 20 i.V.m. 2 Abs. 4 Salzburger BauPolG fällt. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn die PV-

---

<sup>52</sup> Niederösterreichische Bauordnung 1996 (NÖ Bauordnung 1996), LGBl. 8200-23.

<sup>53</sup> § 1 Abs. 3 Z 4 NÖ Bauordnung 1996.

<sup>54</sup> Landesgesetz vom 05.05.1994, mit dem eine Bauordnung für Oberösterreich erlassen wird (Oö. Bauordnung 1994 – Oö. BauO 1994), LGBl. 2013/90.

<sup>55</sup> Baupolizeigesetz 1997 (BauPolG), LGBl. 2013/107.

Anlage in Dach- oder Wandflächen von Bauten eingefügt wird oder parallel zum Dach in einem Abstand von max. 30 cm (im rechten Winkel zur Dachfläche gemessen) angebracht wird. Dabei darf die höchstzulässige Höhe des Baus nicht überschritten werden.<sup>56</sup> Dennoch muss die Errichtung der Anlage vor Baubeginn dem Bürgermeister schriftlich angezeigt werden (§ 3 Abs. 1 Salzburger BauPolG). Sofern die Ausnahmen bei der Errichtung der PV-Anlage durch A nicht einschlägig sind, unterliegt diese der Baubewilligungspflicht nach § 2 Abs. 1 Z 1 Salzburger BauPolG. Es kann an dieser Stelle nicht eindeutig entschieden werden, ob die zu errichtende PV-Anlage des A der Baubewilligungspflicht unterfällt oder der Anzeigepflicht, wobei eher von einer Anzeigepflicht auszugehen ist.

### **Steiermark**

Nach § 21 Abs. 2 Z 6 Stmk. BauG<sup>57</sup>, der PV-Anlagen bis zu einer Kollektorfläche von 100 m<sup>2</sup> bewilligungsfrei stellt, sofern durch die Anlage eine Höhe von 3,50 m nicht überschritten wird, unterfällt die PV-Anlage des A nach diesen Voraussetzungen nicht der Bewilligungspflicht. Dennoch muss A der Gemeinde das Vorhaben vor dem Beginn seiner Ausführung schriftlich mitteilen.

### **Tirol**

Nach § 1 Abs. 3 Z c TBO 2011<sup>58</sup> gilt dieses Gesetz nicht für bauliche Anlagen in Form von Stromerzeugungsanlagen, wenn diese bereits nach dem TEG 2012 bewilligungspflichtig sind, was hier aufgrund der Anlagengröße jedoch nicht der Fall ist, sodass der Anwendungsbereich der TBO 2011 grds. eröffnet ist. Aufgrund der Größe der PV-Anlage des A unterfällt diese zudem nicht der Ausnahmeregelung von der Baubewilligungspflicht nach § 21 Abs. 3 Z e TBO 2011, die dann eingreifen würde, wenn die PV-Anlage eine Fläche von 20 m<sup>2</sup> nicht überschreiten würde. Somit bedarf es der Baubewilligung für die PV-Anlage durch den Bürgermeister bzw. den Stadtmagistrat, sofern durch ihre Errichtung allgemeine bautechnische Erfordernisse berührt werden.<sup>59</sup> Was unter allgemeinen technischen Erfordernissen zu subsumieren ist, ergibt sich aus § 17 TBO 2011. Sofern diese durch die Anlage hingegen nicht berührt werden, bedarf es lediglich einer Anzeige bei der Behörde, § 21 Abs. 2 S. 1 TBO 2011. Eine abschließende Entscheidung kann an dieser Stelle jedoch diesbezüglich nicht getroffen werden.

---

<sup>56</sup> Diese Ausnahmen von der Baubewilligungspflicht gelten jedoch wiederum in manchen Gebieten nicht, z.B. im Schutzgebiet nach dem Salzburger Altstadterhaltungsgesetz (§ 2 Abs. 4 letzter Abschnitt Salzburger BauPolG).

<sup>57</sup> Gesetz vom 04.04.1995, mit dem Bauvorschriften für das Land Steiermark erlassen werden (Steiermärkisches Baugesetz – Stmk. BauG), LGBl. 2014/48.

<sup>58</sup> Tiroler Bauordnung 2011 (TBO 2011), LGBl. 2011/57.

<sup>59</sup> § 21 Abs. 1 lit. e TBO 2011.

## **Vorarlberg**

Sofern die PV-Anlage des A als ortsfeste technische Einrichtung möglicherweise die Nachbarn belästigt, bedarf diese der Baubewilligung durch den Bürgermeister, § 18 Abs. 1 lit. e Vorarlberger Baugesetz.<sup>60</sup> Ansonsten würde die PV-Anlage als Bauwerk lediglich der Anzeigepflicht unterliegen, sofern eine Baubewilligung nicht in Betracht kommt (§ 19 lit. d Vorarlberger Baugesetz). Im Übrigen würde es sich aber auch um ein freies Bauvorhaben nach § 20 Vorarlberger Baugesetz handeln, das weder einer Baubewilligung noch einer Bauanzeige bedarf.

## **Wien**

Da die PV-Anlage einer Bewilligung nach dem WelWG 2005 unterliegt, scheidet eine Baubewilligungspflicht gem. § 61 BO für Wien<sup>61</sup> aus.<sup>62</sup>

## **Zwischenergebnis**

Die einzelnen Bauordnungen regeln es sehr unterschiedlich, ob die Errichtung der PV-Anlage durch A einer Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist.

### **3.1.1.2.4 Zwischenergebnis**

Die Errichtung der PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von 5 kW<sub>peak</sub> durch A auf seinem Hausdach bedarf keiner gewerberechtlichen Genehmigung und auch nur im Bundesland Wien einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung. Die Frage nach einer Baubewilligung kann an dieser Stelle hingegen nicht einheitlich beantwortet werden, da es hierfür von Bundesland zu Bundesland unterschiedliche Regelungen gibt, die von einer Baubewilligungspflicht über eine Anzeigepflicht bis hin zur Bewilligungs- und Anzeigefreiheit reichen.

### **3.1.1.3 Förder- und Vermarktungsmöglichkeiten der PV-Anlage**

Es wird im Rahmen dieses Projektes davon ausgegangen, dass A für die Errichtung seiner neuen PV-Anlage von der einmaligen KLIEN-Förderung Gebrauch macht und diese in Anspruch nimmt. Diese Bundesfördermittel werden bei Anlagen bis zu 5 kW<sub>peak</sub> zur

---

<sup>60</sup> LGBl. 2014/22.

<sup>61</sup> Wiener Stadtentwicklungs-, Stadtplanungs- und Baugesetzbuch (Bauordnung für Wien – BO für Wien), LGBl. 2013/46.

<sup>62</sup> Ansonsten würde es sich bei der Errichtung der PV-Anlage nach § 62a Abs. 1 Z 24 BO für Wien wohl um ein bewilligungsfreies Bauvorhaben handeln.

Verfügung gestellt. Nicht möglich ist dabei allerdings, dass A, der seinen überschüssigen PV-Strom auch in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeist, zugleich die Einspeisetarife erhält, zumal die Ökostromabwicklungsstelle keine Kontrahierungspflicht für PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> hat (§ 12 Abs. 2 Z 3 ÖSG 2012)<sup>63</sup>. A hat allerdings die Möglichkeit, seinen überschüssigen PV-Strom selber zu vermarkten, sei es durch den Verkauf an den Nachbarn B bzw. an einen Stromhändler.

#### **3.1.1.4 Verbindung der PV-Anlage mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz**

Es ist nunmehr zu prüfen, ob A als Betreiber einer PV-Anlage einen Anspruch auf Anschluss an das und Zugang zu dem öffentlichen Stromnetz hat und welche Systemnutzungsentgeltkomponenten damit für ihn verbunden sind.

##### **3.1.1.4.1 Anspruch auf Netzanschluss**

Zunächst soll dargelegt werden, inwieweit A als Erzeuger einen Anspruch auf Netzanschluss seiner PV-Anlage an das öffentliche Stromnetz hat. Unter einem Netzanschluss versteht die Legaldefinition des § 7 Abs. 1 Z 48 EIWOG 2010 die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem. Der Netzanschluss stellt somit die tatsächliche Verbindung der Anlage mit dem Elektrizitätsnetz dar und ist die zwingende Voraussetzung für den anschließenden Netzzugang, mit dem erst die Nutzung des Netzes zwecks Einspeisung von Strom erfolgen kann.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 2 EIWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze die Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).<sup>64</sup> Diese Netzanschlusspflicht umfasst jedoch auch zugleich ein Netzanschlussrecht, da nach der Grundsatzbestimmung des § 44 Abs. 1 EIWOG 2010 die Verteilernetzbetreiber berechtigt sind, grds. alle Erzeuger an das von ihrem jeweiligen Verteilernetz abgedeckten Gebiet an ihr Netz anzuschließen.<sup>65</sup>

Diese allgemeine Anschlusspflicht kann jedoch unter Umständen im Einzelfall entfallen, nämlich dann, wenn der Anschluss dem Verteilernetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer z.B. technisch und<sup>66</sup>/oder<sup>67</sup> wirtschaftlich bzw.

---

<sup>63</sup> Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I 2012/11.

<sup>64</sup> So geschehen z.B. in § 34 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006; § 40 Z 2 Oö. EIWOG 2006; § 50 Abs. 1 lit. e TEG 2012; § 33 Abs. 1 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 40 WeiWG 2005.

<sup>65</sup> Z.B. § 33 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006; § 42 Abs. 1 K-EIWOG; § 20 Salzburger LEG; § 32 Abs. 1 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 39 Abs. 1 WeiWG 2005.

<sup>66</sup> § 30 Abs. 1 Z 1 Stmk. EIWOG 2005.

<sup>67</sup> § 34 Abs. 2 Z 1 Bgld. EIWG 2006; § 40 Abs. 2 Z 1 NÖ EIWG-Novelle 2013.

nur wirtschaftlich<sup>68</sup> nicht zumutbar ist. Relevant an dieser Regelung ist, dass der Netzanschluss die Regel und dessen Verweigerung die Ausnahme sein soll (Regel-Ausnahme-Verhältnis), die nur im Einzelfall durchgreift. Zu berücksichtigen ist nämlich u.a., dass der Erzeuger in Folge auch einen Anspruch auf Netzzugang hat, um das Netz überhaupt zwecks Einspeisung nutzen zu können. Dieser Anspruch soll nicht mittels einer inflationären Netzanschlussverweigerung unterlaufen werden. Der Netzbetreiber ist jedoch gleichermaßen verpflichtet, das Netz sicher zu betreiben. Es bedarf folglich einer Abwägung sämtlicher relevanter Belange, sodass auch die Interessen der anderen Netzbenutzer einzubeziehen sind. Unzumutbarkeit aus technischem Grund liegt z.B. dann vor, wenn das Netzanschlussbegehren wegen eines mangelhaften technischen Zustandes des Netzes bis zur Reparatur des Fehlers eine nachweisbare Gefährdung der Betriebssicherheit des Netzes zur Folge hätte.<sup>69</sup> Bei diesem Verweigerungsgrund handelt es sich jedoch nicht um einen dauerhaften, sondern nur um einen vorübergehenden Einwand, da der Netzbetreiber verpflichtet ist, derartige technische Mängel zu beheben. Der Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit betrifft hingegen das objektive Verhältnis von Aufwand und Nutzen hinsichtlich des jeweiligen individuellen Netzanschlusses, nicht hingegen die wirtschaftliche Gesamtsituation des Netzbetreibers.<sup>70</sup> Ziel ist es, das Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer herzustellen: Die Verpflichtungen des Netzbetreibers zum Netzbetrieb, Netzausbau und Netzanschluss sind für ihn nur dann wirtschaftlich darstellbar, wenn er auch eine angemessene Gegenleistung dafür enthält.<sup>71</sup> Im Rahmen des vorliegenden Projekts wird vorausgesetzt, dass der Allgemeinen Anschlusspflicht des Netzbetreibers keine Verweigerungsgründe, v.a. in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht entgegenstehen, zumal der Netzanschluss des A nicht die Sicherheit des Netzes und der Allgemeinheit gefährdet, da sämtliche (sicherheits-)technischen Standards eingehalten werden und der Netzbetreiber alle relevanten Informationen (z.B. über die PV-Anlage sowie – je nach Variante – über die geplante Direktleitung) erhält.

Allerdings bemisst sich unter bestimmten Voraussetzungen der Netzanschlussanspruch der Erzeugungsanlage<sup>72</sup> nicht nach den Vorgaben des EIWOG 2010 und dem jeweiligen Landesausführungsgesetz, sondern nach dem ÖSG 2012. Nach dem unmittelbar anwendbaren § 6 Abs. 1 ÖSG 2012 (als *lex specialis* zu § 45 Z 2 EIWOG 2010) hat jede Anlage i.S.v. § 5 Abs. 1 Z 5 ÖSG 2012, also jede Stromerzeugungsanlage, die zumindest teilweise aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als Ökostromanlage anerkannt ist, das Recht, an das Netz jenes (Verteiler-)Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet. Die Anerkennung als Ökostromanlage erfolgt mittels Bescheid des zuständigen Landeshauptmanns, sofern die

---

<sup>68</sup> § 45 Abs. 2 lit. a K-EIWOG; § 39 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006; § 22 lit. a Salzburger LEG; § 51 Abs. 1 lit. a TEG 2012; § 33 Abs. 2 lit. a VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 40 Abs. 2 Z 1 WelWG 2005.

<sup>69</sup> *Hartmann*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 17 Rz. 129.

<sup>70</sup> *Hartmann*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 17 Rz. 132; *Raschauer*, Energierecht, S. 74.

<sup>71</sup> Ausführlich dazu: *Hartmann*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 17 Rz. 132 ff.

<sup>72</sup> Ausführlich dazu: *Poltschak*, Netzanschluss, ZTR 2012, 201 ff.

Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird.<sup>73</sup>

Im Gegensatz zu den Bestimmungen im EIWOG 2010 i.V.m. denen der jeweiligen Landesausführungsgesetze sieht das ÖSG 2012 hingegen keine Möglichkeit für den Verteilernetzbetreiber vor, den Netzanschluss zu verweigern. Da es sich beim ÖSG 2012 im Verhältnis zu den Landesausführungsgesetzen zum EIWOG 2010 um das speziellere Gesetz handelt, das den Netzanschluss explizit regelt, ist ein Rückgriff auf die Netzanschlussverweigerungsgründe für konventionelle Stromerzeuger nicht möglich. Damit steht dem Ökostromanlagenbetreiber ein bedingungsloses Recht zum Netzanschluss zu. Hintergrund ist der, dass die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich nach den unionsrechtlichen Vorgaben gesteigert werden soll, um möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz einspeisen zu können, § 4 Abs. 1 Z 1 ÖSG 2012.

Folglich hat A als Betreiber der PV-Anlage nach § 6 Abs. 1 ÖSG 2012 einen Anspruch gegenüber seinem Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz angeschlossen zu werden, zumal es sich bei seiner PV-Anlage um eine Ökostromerzeugungsanlage i.S.v. § 5 Abs. 1 Z 23 ÖSG 2012 handelt, da sie ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und somit als solche vom Landeshauptmann mittels Bescheid anzuerkennen ist.

#### **3.1.1.4.2 Anspruch auf Netzzugang**

Um das öffentliche Stromnetz jedoch zwecks Einspeisung überhaupt nutzen zu können, bedarf es neben dem bestehenden Netzanschluss zudem des Netzzugangs der PV-Anlage. Unter dem Netzzugang versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 53 EIWOG 2010 die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, was als entscheidendes Recht im Zuge der Liberalisierung angesehen wird.<sup>74</sup> Der Netzzugang von Erzeugungsanlagen wird im Gegensatz zum Netzanschluss jedoch nicht im spezielleren ÖSG 2012 geregelt, sodass diesbezüglich auf das allgemeine EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz i.V.m. den einschlägigen Landesausführungsgesetzen zurückgegriffen werden muss.

Die Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG 2010 sieht vor, dass die Netzbetreiber durch die Ausführungsgesetze zu verpflichten sind, Netzzugangsberechtigten<sup>75</sup> den Netzzugang zu den Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten<sup>76</sup> zu gewähren.

---

<sup>73</sup> § 7 Abs. 1 Z 1 ÖSG 2012.

<sup>74</sup> An dieser Stelle nur *Rihs*, Strom(eigen)erzeuger, RdU 2013/18, 42 (45).

<sup>75</sup> Dies sind natürliche oder juristische Personen bzw. eingetragene Personengesellschaften, die Netzzugang begehren, insbesondere Elektrizitätsunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist, § 7 Abs. 1 Z 54 EIWOG 2010.

<sup>76</sup> Die Systemnutzungsentgelte unterliegen der Regulierung und werden per Verordnung festgelegt. Derzeit gilt die Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung

Gleichzeitig haben die Netzzugangsberechtigten nach § 16 Abs. 1 EIWOG 2010 einen dementsprechenden Anspruch auf Netzzugang gegen die Netzbetreiber (geregeltes Netzzugangssystem). Dies wurde in den Landesausführungsgesetzen entsprechend umgesetzt, sodass einerseits die Netzbetreiber zur Gewährung des Netzzugangs verpflichtet sind und andererseits die Netzzugangsberechtigten einen diesbezüglichen Rechtsanspruch haben.<sup>77</sup> Zweck dieser Regelung ist es, Wettbewerb auf dem bestehenden öffentlichen Stromnetz zu schaffen, da die Kunden nunmehr berechtigt sind, dieses entgeltlich zu nutzen und ihren Stromlieferanten frei zu wählen und zu wechseln. Die Netzzugangsbedingungen dürfen nicht diskriminierend sein und keine missbräuchlichen Praktiken oder ungerechtfertigten Beschränkungen enthalten und weder die Versorgungssicherheit noch die Dienstleistungsqualität gefährden. Damit haben die Erzeugungsanlagen im Rahmen des Netzzugangs einen Anspruch auf Einspeisung in das Netz.

Allerdings kann auch der Anspruch auf Netzzugang durch den Netzbetreiber ausnahmsweise verweigert werden. Somit sind die Netzbetreiber nach der Grundsatzbestimmung des § 21 Abs. 1 EIWOG 2010 berechtigt, den Netzzugang, der im Gegensatz zum Netzanschluss eine fortwährende Ausübung darstellt, z.B. bei außergewöhnlichen Netzzuständen (Störfällen) oder mangelnden Netzkapazitäten (Engpässen) zu verweigern<sup>78</sup>; die Netzbetreiber sind somit faktisch nicht in der Lage, ihren Netzdienstleistungsverpflichtungen wegen technischer oder rechtlicher Unmöglichkeit nachzukommen. Unter einem Störfall versteht man den mangelhaften Zustand des Netzes. Da der Netzbetreiber jedoch verpflichtet ist, derartige Störfälle zu beheben, handelt es sich lediglich um einen vorübergehenden Verweigerungsgrund. Engpässe im Netz entstehen durch das Zusammenspiel von Ein- und Ausspeisung, was zur Folge hat, dass die Einspeisung zeitweise gedrosselt oder verweigert werden muss.

Bei der Netzzugangsverweigerung, die zudem durch den Netzbetreiber zu begründen ist, soll es sich jedoch um eine Ausnahme handeln, während die Gewährung des Netzzugangs die Regel darstellt.

Es ist somit davon auszugehen, dass A mit seiner PV-Anlage zum Zwecke der Einspeisung einen Anspruch gegenüber seinem Netzbetreiber auf Zugang zum Netz hat.

---

bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014, SNE-VO 2012 i.d.F. Novelle 2014), BGBl. 2013/478.

<sup>77</sup> Z.B. § 24 Bgld. EIWG 2006; § 22 Abs. 1 und Abs. 2 K-EIWOG; §§ 22 i.V.m. § 24 Oö. EIWOG 2006; § 20 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 30 Abs. 1 und Abs. 2 WeIWG 2005.

<sup>78</sup> So z.B. § 26 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006; § 27 Abs. 1 Oö. EIWOG 2006; § 38 Abs. 1 TEG 2012; § 32 Abs. 1 WeIWG 2005.

### 3.1.1.4.3 Pflicht zur Zahlung von Systemnutzungsentgelten

Fraglich ist, ob A als Erzeuger und Einspeiser in das öffentliche Stromnetz zur Entrichtung des Systemnutzungsentgeltes verpflichtet ist. Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbenutzer das Systemnutzungsentgelt<sup>79</sup> zu entrichten, um den Netzbetreibern und dem Regelzonenführer die Erbringung ihrer Leistungen abzugelten. Daraus lässt sich schließen, dass das Systemnutzungsentgelt nur dann anfällt, wenn auch das öffentliche Stromnetz, also das System des jeweiligen Netzbetreibers, benutzt wird. Da es sich bei der Netzinfrastruktur um ein sog. natürliches Monopol handelt, unterliegen die Systemnutzungsentgelte der staatlichen Regulierung und werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt und das Entgelt für internationale Transaktionen) von der Regulierungsbehörde per Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) als Festpreise<sup>80</sup> bzw. als Höchstpreise<sup>81</sup> festgelegt, wobei die Entgelte in Euro bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Damit soll ein diskriminierungsfreier, transparenter und fairer Wettbewerb erreicht werden.<sup>82</sup> Die Höhe der jeweiligen Systemnutzungsentgelte bemisst sich grds. danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die Anlage des Netzbenutzers angeschlossen ist. Das hat zur Folge, dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Entgelte verbindlich sind und (auch nicht der Höhe nach) zur Disposition des Netzbetreibers und der Netzbenutzer stehen.

#### Netznutzungsentgelt

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber nach § 52 EIWOG 2010 die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzes abgegolten. Allerdings ist es ausschließlich von den Entnehmern zu entrichten, sodass diese Systementgeltkomponente nicht für A als Einspeiser anfällt.

#### Netzverlustentgelt

Durch das Netzverlustentgelt nach § 53 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber die Kosten abgegolten, die ihm für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen für den Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen.

---

<sup>79</sup> Das Systemnutzungsentgelt setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen: Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt, Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Systemdienstleistungsentgelt, Entgelt für Messleistungen, Entgelt für sonstige Leistungen, ggf. Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

<sup>80</sup> Als Festpreis werden das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen festgelegt. Mit Festpreisen soll im Vergleich zu Höchstpreisen allfälligen Missbräuchen entgegen gewirkt werden, sodass ausgeschlossen ist, dass manche Netzbenutzer Entgelte zahlen, die unter den jeweiligen Höchstpreisen liegen. Damit wird im öffentlichen Interesse zur Funktionsfähigkeit eines fairen und transparenten Netzbetriebs beigetragen, *Oberndorfer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 25 Rz. 41.

<sup>81</sup> Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

<sup>82</sup> *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 16.

Das Netzverlustentgelt ist sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern zu zahlen. Allerdings sind Einspeiser mit einer Anschlussleistung von bis inklusive 5 MW wiederum von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit.<sup>83</sup> Da die Anlage des A lediglich eine Anschlussleistung von max. 5 kW hat, unterfällt sie der gesetzlichen Befreiung, sodass A das Netzverlustentgelt nicht zu entrichten hat.

### **Netzzutrittsentgelt**

Mit dem Netzzutrittsentgelt nach § 54 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber durch den Netzbenutzer einmalig alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen erstattet, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber berechtigt ist, eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorzusehen. Da A als Erzeuger unter den Begriff des Netzbenutzers fällt, hat er das Netzzutrittsentgelt zu bezahlen.

### **Netzbereitstellungsentgelt**

Gem. § 55 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 wird das Netzbereitstellungsentgelt den Entnehmern bei der Erstellung des Netzanschlusses bzw. bei der Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Da das Netzbereitstellungsentgelt ausschließlich von den Entnehmern zu tragen ist, ist es für A in seiner Funktion als Betreiber einer PV-Anlage und Einspeiser irrelevant.

### **Systemdienstleistungsentgelt**

Mit dem Systemdienstleistungsentgelt nach § 56 EIWOG 2010 werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich daraus ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung ausgleichen zu müssen.<sup>84</sup> Zwar ist das Systemdienstleistungsentgelt ausschließlich von den Einspeisern zu entrichten, jedoch nur von solchen, mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW. Da die Anlage des A mit einer Anschlussleistung von max. 5 kW deutlich kleiner dimensioniert ist, unterfällt A nicht der Zahlung des Systemdienstleistungsentgelts.

### **Entgelt für Messleistungen**

Mit dem Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber nach § 57 EIWOG 2010 durch die Netzbenutzer, und damit auch durch den Einspeiser A, jene direkt zuordenbare Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen

---

<sup>83</sup> § 53 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

<sup>84</sup> Ausführlich dazu: *Rihs*, Systemdienstleistungsentgeltspflichtig?, RdU 2010/3, 7 (8).

einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind. Die aufwandsorientierten Kosten für die Messleistungen ergeben sich als Höchstpreise aus der jeweils geltenden SNE-VO.

### **Entgelt für sonstige Leistungen**

Sofern erforderlich, ist der Netzbetreiber berechtigt, A als Netzbenutzer auch ein gesondertes Entgelt zu verrechnen, wenn dies von ihm unmittelbar verursacht worden ist, § 58 EIWOG 2010.

### **Zwischenergebnis**

A hat als Einspeiser und Nutzer des öffentlichen Stromnetzes neben dem einmaligen Netzzutrittsentgelt das Entgelt für die Messleistungen sowie ggf. das Entgelt für sonstige Leistungen zu bezahlen.

#### **3.1.1.5 Zwischenergebnis**

Aufgrund der Größe seiner PV-Anlage wird in dieser Untersuchung davon ausgegangen, dass A die Investitionsförderung des KLIEN in Anspruch nimmt und seinen nicht selber benötigten Strom zum Marktpreis an seinen Nachbarn und einen Stromhändler verkauft, zumal die Einspeisetarife durch die OeMAG nicht in Betracht kommen. Zudem hat A als Erzeuger und Einspeiser gegen den Verteilernetzbetreiber unter bestimmten Bedingungen einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang, was zur Folge hat, dass er als Gegenleistung das Netzzutrittsentgelt, das Entgelt für Messleistungen und, sofern erforderlich, das Entgelt für sonstige Leistungen zu entrichten hat.

### 3.1.2 Variante 1

*Variante 1 hat folgenden Hintergrund: A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage installiert. Um seinen Mehrbedarf zu sichern, die Spannungsqualität zu halten und schließlich den nicht selbstverbrauchten durch die PV-Anlage produzierten Strom auch einspeisen zu können, ist er an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen. Allerdings möchte A seinen erzeugten PV-Strom nicht nur selber verbrauchen und in das öffentliche Netz einspeisen, sondern er möchte darüber hinaus auch seinen Nachbarn B damit versorgen. Für diesen Zweck hat er eine private Direktleitung zum Nachbargrundstück errichtet. Im Gegensatz zu A ist Nachbar B allerdings nicht an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen, sodass er auf die alleinige Versorgung durch A angewiesen ist (siehe auch Kapitel 2.4).<sup>85</sup>*

Fraglich ist zunächst, wie das Konstrukt der Direktleitung in Abgrenzung zum öffentlichen Stromnetz rechtlich geregelt ist und welche Errichtungsvoraussetzungen für eine solche private Leitung durch A zu berücksichtigen sind. Bevor auf die mit der Direktleitung verbundenen Kosten in Form des Strompreises sowie Steuern und Abgaben eingegangen wird, bedarf es der Prüfung, ob B ausschließlich an die Direktleitung, nicht jedoch an das öffentliche Stromnetz, angeschlossen sein darf.

#### 3.1.2.1 Direktleitung

Bei der rechtlichen Untersuchung einer solchen Direktleitung gilt es zunächst, die unionsrechtlichen Vorgaben zu erheben und sodann die Umsetzung in das österreichische Recht darzustellen. Die folgenden Ausführungen gelten jedoch generell und somit nicht nur für die Variante 1, sondern auch für die sich anschließende Variante 2.

##### 3.1.2.1.1 Unionsrechtliche Vorgaben zur Direktleitung

Nach **Art. 2 Z 12 EltRL 1996**<sup>86</sup> wurde eine **Direktleitung** noch als **eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Leitung** definiert.<sup>87</sup> Unter einem Verbundnetz wiederum versteht man eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere

---

<sup>85</sup> Nach dem Erwägungsgrund 6 der Erneuerbaren Energien-Richtlinie 2009 (Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 2009/140, S. 16) ist es angebracht, die Demonstrations- und Vermarktungsphase von dezentralen Technologien für erneuerbare Energietechnologien zu unterstützen. Mit der Entwicklung hin zur dezentralisierten Energieerzeugung sind viele Vorteile verbunden, beispielsweise die Nutzung vor Ort verfügbarer Energiequellen, eine bessere lokale Energieversorgungssicherheit, kürzere Transportwege und geringere übertragungsbedingte Energieverluste.

<sup>86</sup> Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 1997/27 S. 20.

<sup>87</sup> So auch im „alten“ EIWOG (BGBl. I 2000/121) in § 7 Z 5 umgesetzt.

Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind.<sup>88</sup> Aus diesen beiden Begriffsdefinitionen lässt sich schließen, dass es sich bei einer solchen Direktleitung um eine Parallelleitung zum öffentlichen Übertragungs- und/oder Verteilernetz handelt, ohne dass sie selber Bestandteil dieses öffentlichen Netzes ist. Somit stellt sie nicht nur eine zusätzliche Leitung dar, sondern diente ursprünglich dazu, im aufkommenden Wettbewerb eine Alternative zum öffentlichen Netz zu bieten, damit die bis dahin zugelassenen Kunden nicht ausschließlich auf den Zugang zum monopolisierten Netz angewiesen waren, sondern ihren Stromtransport auch selbständig organisieren konnten, um mit Elektrizität versorgt zu werden.<sup>89</sup> Somit sollte also der Bau von Direktleitungen bzw. die Drohung mit einem solchen den Elektrizitätsmarkt für Wettbewerber öffnen.<sup>90</sup> Aufgrund des nunmehr liberalisierten Marktes, der beinhaltet, dass jede natürliche oder juristische Person bzw. eingetragene Personengesellschaft einen Anspruch auf Netzzugang hat und dass jeder Entnehmer seinen Lieferanten frei wählen kann, dürfte diese ursprüngliche wettbewerbsfördernde Bedeutung der Direktleitung jedoch inzwischen verblasst sein. Der Wettbewerb soll nämlich nunmehr vordringlich (auch vor dem Hintergrund der Finanzierung der Infrastruktur) durch die Nutzung der bestehenden Leitungen entstehen („Wettbewerb im Netz“), zumal die Errichtung zusätzlicher Leitungen mit hohen Kosten verbunden ist.<sup>91</sup>

Allerdings muss neben den Begriffsdefinitionen auch **Art. 21 EitRL 1996** beachtet werden. Danach konnten es die Mitgliedstaaten allen Elektrizitätserzeugern und allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ermöglichen, ihre eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden über eine Direktleitung zu versorgen (**1. Alt.**). Umgekehrt wiederum sollte auch jeder zugelassene Kunde von einem Erzeuger sowie einem Versorgungsunternehmen über eine Direktleitung mit Elektrizität versorgt werden können (**2. Alt.**). Die Versorgung über eine Direktleitung wird insoweit eingeschränkt, als dass ein Elektrizitätserzeuger, also in der vorliegenden Variante der Betreiber einer PV-Anlage auf dem Dach seines Einfamilienhauses, nur die Möglichkeit hatte, zugelassene Kunden über eine Direktleitung, also eine Parallelleitung, mit seinem PV-Strom zu versorgen. Fraglich ist, was ein „zugelassener Kunde“ ist, da dieser Begriff nicht von der EitRL 1996 definiert wird. Eine entsprechende Definition findet sich jedoch in Art. 2 Z 12 EitRL 2003<sup>92</sup>, wonach es sich dabei um Kunden handelt, denen es freisteht, Elektrizität von einem Lieferanten ihrer Wahl zu kaufen. Da sich die Liberalisierung, also die Öffnung des

---

<sup>88</sup> Art. 2 Z 11 EitRL 1996.

<sup>89</sup> *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 1; *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 87; vgl. auch BT-Drucks. 13/7274, S. 20; *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar, § 46 Rz. 11, 13, 19.

<sup>90</sup> *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 46 Rz. 14; *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 9 Rz. 45 ff.

<sup>91</sup> *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 46 Rz. 4, 16, 17; *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 9 Rz. 44.

<sup>92</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Abl. L 2003/176, S. 37.

Elektrizitätsmarktes und die freie Lieferantenwahl, in drei Stufen vollzogen, waren nicht direkt sämtliche Endverbraucher auch sog. zugelassene Kunden. Zugelassene Kunden waren ab 1999 nur Großverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 40 GWh. Ab 2000 galt dies auch für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 GWh und ab 2003 für solche mit einem Jahresverbrauch von 9 GWh (Art. 19 EltRL 1996). In Österreich war am 01.10.2001 ein Marktzugang für alle Kunden, also eine Voll liberalisierung erreicht. Alle Kunden konnten somit ab diesem Zeitpunkt von einem Erzeuger mittels einer Direktleitung versorgt werden.

Nunmehr wird nach **Art. 2 Z 15 EltRL 2009** (wie auch schon nach **Art. 2 Z 15 EltRL 2003**) unter einer **Direktleitung entweder eine Leitung verstanden, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet.**

Nach **Art. 34 Abs. 1 EltRL 2009** (zuvor **Art. 22 EltRL 2003**) treffen die Mitgliedstaaten die erforderlichen Maßnahmen, damit alle Elektrizitätserzeuger und alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihre eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden über eine Direktleitung versorgen können (**lit. a**) und alle zugelassenen Kunden wiederum von einem Erzeugerunternehmen und einem Versorgungsunternehmen über eine Direktleitung versorgt werden können (**lit. b**). Allerdings bedürfte es des Zusatzes der „zugelassenen“ Kunden nun nicht mehr, da seit dem 01.07.2007 alle europäischen Endverbraucher befugt sind, ihren Lieferanten frei zu wählen und diesen auch zu wechseln und somit sämtliche Kunden „zugelassen“ sind, was in Österreich schon früher der Fall war.

Die Mitgliedstaaten legen nach Art. 34 Abs. 2 EltRL 2009 die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen für den Bau von Direktleitungen in ihrem Hoheitsgebiet fest, wobei diese Kriterien objektiv und nicht diskriminierend zu sein haben. Die Genehmigung zur Errichtung einer Direktleitung kann verweigert werden, wenn die Erteilung einer solchen Genehmigung den Bestimmungen des Art. 3 der EltRL 2009 zuwiderlaufen würde. Die Verweigerung ist sodann hinreichend zu begründen (Art. 34 Abs. 5 EltRL 2009). Zudem kann die Genehmigung zur Errichtung einer Direktleitung davon abhängig gemacht werden, dass der Netzzugang, also die Nutzung der bestehenden öffentlichen Leitungen, verweigert wird (Art. 34 Abs. 4 EltRL 2009). Danach kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Direktleitung zu einem Kunden errichten, sofern diesem der Netzzugang verweigert wurde. Daraus ist zu schließen, dass die Errichtung einer solchen Direktleitung im Vergleich zur Nutzung des bestehenden öffentlichen Elektrizitätsnetzes die Ausnahme sein soll, zumal sie nicht mehr für die Förderung des Wettbewerbs benötigt wird.

### 3.1.2.1.2 Vorgaben nach dem EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz zur Direktleitung

Zu untersuchen ist nunmehr, wie Österreich diese unionsrechtlichen Vorgaben in nationales Recht umgesetzt hat. Die Definition der „Direktleitung“ wurde nach der Vorgabe von Art. 2 Z 15 EltRL 2009 in **§ 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010** (Grundsatzbestimmung) mit dem (hier irrelevanten) Zusatz übernommen, dass Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen nicht als Direktleitungen gelten. Somit handelt es sich bei einer **Direktleitung entweder um eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen.**

Nach der Vorgabe des Unionsrechts umfasst die Begriffsdefinition somit zwei Anwendungsfälle<sup>93</sup>: In der **1. Alt.** stellt die Direktleitung eine Verbindung eines einzelnen Produktionsstandorts, also eines Kraftwerks (z.B. PV-Anlage auf dem Dach des A), direkt mit einem einzelnen Kunden (z.B. Nachbar B) dar. Aufgrund der **2. Alt.** können mittels einer Direktleitung auch ein Elektrizitätserzeuger (z.B. PV-Anlage auf dem Dach des A) bzw. ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die Versorgung der eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden (z.B. Nachbar B<sup>94</sup>) verbunden werden.

Fraglich ist, wie diese beiden Alternativen genau zu interpretieren sind. Hinsichtlich der **1. Alt.** wird in der österreichischen Judikatur und Literatur die Ansicht vertreten, dass aufgrund des Wortlauts „einzelnen“ weder der Produktionsstandort noch der Kunde neben der Direktleitung über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz verfügen dürfen.<sup>95</sup> Begründet wird dies mit der Entstehungsgeschichte der EltRL 2003: So wurden im zweiten Entwurf noch die Begriffe „isolierte Erzeugungsstätte“ und „isolierter Kunde“ vorgeschlagen. Diese Isoliertheit lasse laut *Oberndorfer* (auch im Hinblick auf Art. 2 Z 26 und 27 EltRL 2003) auf eine mangelnde Verbindung zum öffentlichen Netz schließen. Dieser Ansicht kann, abgesehen davon, dass es sich bei dieser Konstellation in Form einer Insel um eine eher seltene Ausnahme handeln dürfte, jedoch an dieser Stelle nicht gefolgt werden. So legt der Wortlaut der ersten Alternative diese Annahme nicht nahe, der lediglich von der Verbindung eines Produktionsstandortes mit einem Kunden spricht. Die Worte „einzelnen“ lassen maximal darauf schließen, dass es sich dabei – in Abgrenzung zu einem Netz oder einer Stichleitung – nur um die Verbindung eines einzigen Kraftwerks mit einem einzigen Kunden

---

<sup>93</sup> Dazu ausführlich: *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 92 ff.

<sup>94</sup> Aufgrund des Wortlauts der Definition scheinen auch mehrere Direktleitungen von A als Erzeuger zu zugelassenen Kunden als Abnehmer (z.B. zusätzlich von A zu C und von A zu D) rechtlich darstellbar zu sein. Aufgrund der Anlagendimensionierung des A wird hier jedoch nur die Direktleitungsvariante von A zu B untersucht.

<sup>95</sup> VwGH, 04.03.2008, 2007/05/0243, VwSlg 17397 A/2008; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 3; *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 92.

handeln soll.<sup>96</sup> Ob parallel zu dieser Verbindung in Form einer Direktleitung zwischen Kraftwerk und Kunde zusätzlich ein Anschluss an das öffentliche Verbundnetz bestehen darf, gibt die Definition hingegen nicht her. Zudem wurde die Direktleitung ursprünglich als eine zusätzliche Leitung zum Verbundnetz definiert (Art. 2 Z 12 EitRL 1996), was im Gasbereich auch nach der aktuellen GasRL 2009<sup>97</sup> (Art. 2 Z 18) noch der Fall ist. Daraus lässt sich schließen, dass es sowohl dem Kraftwerk als auch dem Kunden freisteht, sich – neben der Direktleitung – auch noch zusätzlich an das öffentliche Stromnetz anzuschließen, zumal nach Art. 34 Abs. 3 EitRL 2009 die Möglichkeit nicht ausgeschlossen ist, Elektrizitätslieferverträge abzuschließen.

Im Rahmen der **2. Alt.** bedarf es ebenfalls der Interpretation des Wortlauts. Zum einen ist dieser Satzteil grammatikalisch falsch. So müsste es heißen „[...] die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihren eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet.“ Zum anderen stellt sich die Frage, ob beide „und“ in diesem Satzteil auch als solches bzw. als „oder“ zu lesen sind. So könnte aufgrund des „und“ gemeint sein, dass der Versorger zunächst mittels einer Direktleitung mit einem Erzeuger verbunden sein muss, um sodann seine eigene Betriebsstätte, die Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden direkt versorgen zu können. Zum anderen erscheint es aber auch möglich, dass das „und“ als „oder“ zu lesen ist, sodass sowohl der Erzeuger als auch der Versorger unabhängig voneinander über eine Direktleitung ihre eigenen Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden versorgen können. Diese zweite Auslegung macht vor dem Hintergrund der unionsrechtlichen Vorgabe des Art. 34 Abs. 1 EitRL 2009 mehr Sinn, da demnach alle Elektrizitätserzeuger und alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Direktleitung zur Versorgung nutzen können sollen, ohne miteinander verbunden sein zu müssen. Die Direktleitung stellt somit einerseits für den Erzeuger und andererseits für den Versorger eine Alternative zum öffentlichen Stromnetz dar, einzelne aufgezählte Abnehmergruppen (es müssen trotz des Wortlautes, also des zweiten „und“, nicht die eigene Betriebsstätte, die Tochterunternehmen und zugleich zugelassene Kunden gemeinsam versorgt werden) beliefern zu können, sodass beide „und“ in Art. 2 Z 15 EitRL 2009 und in § 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010 als „oder“ zu verstehen sind.<sup>98</sup> Allerdings ist die Differenzierung nach einzelnen Abnehmergruppen im Rahmen der 2. Alt. obsolet, da nunmehr sämtliche Abnehmer „zugelassene Kunden“ sind. Zudem wird aufgrund des nicht vorhandenen Wortes „einzelnen“ vertreten, dass in dieser zweiten Variante sämtliche Beteiligte zusätzlich zur

---

<sup>96</sup> In der deutschen Literatur wird in Anlehnung an den Gasbereich die Ansicht vertreten, das „einzelnen“ nicht als Zahlwort, sondern als unbestimmten Artikel zu verstehen, sodass eine Erzeugeranlage mittels Direktleitungen mit einer bestimmten, jedoch begrenzten Anzahl „einzelner“ Kunden verbunden werden kann, *Theobald*, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 3 Rz. 79.

<sup>97</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 2009/211, S. 94.

<sup>98</sup> So auch *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 4; *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 93 ff.

Direktleitung über einen parallelen Anschluss an das öffentliche Stromnetz verfügen dürfen.<sup>99</sup> Diese Wortlautinterpretation kann an dieser Stelle ebenfalls nicht nachvollzogen werden, da auch hier nicht von einem zusätzlichen Anschluss an das öffentliche Stromnetz die Rede ist. Wichtig dürfte somit auch in dieser Variante ausschließlich sein, dass eine klare Abgrenzung, also Trennung, von Direktleitung und solchen Leitungen des öffentlichen Netzes gewährleistet ist.<sup>100</sup>

Es wird weder für die erste noch für die zweite Alternative und weder für den Erzeuger noch für den Abnehmer aufgrund des Wortlauts ausdrücklich ausgeschlossen, dass parallel, also zusätzlich, zur Direktleitung ein Anschluss an das öffentliche Stromnetz bestehen kann. Folglich könnte somit im Projekt GebEn auf die 1. Alt. abgestellt werden. Da A jedoch in beiden Varianten nicht nur über die Direktleitung, sondern auch über einen Zugang zum öffentlichen Stromnetz verfügt, wird aus Gründen der gebotenen Vorsicht der soeben dargestellten Meinung gefolgt, was zur Folge hat, dass in beiden Varianten die 2. Alt. einschlägig ist.

Zwingende Voraussetzung ist jedoch in jedem Fall, dass es auf dem Transportweg vom Erzeuger zum Kunden nicht zu einer Verbindung der Direktleitung mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommen darf. Hintergrund ist dabei der, dass ein unmittelbarer Stromaustausch, also eine Vermischung, des reinen PV-Stroms aus der Direktleitung und der Elektrizität aus dem öffentlichen Netz nicht zulässig ist.<sup>101</sup> Folglich entnimmt der Entnehmer (hier B) aus einer Direktleitung „zum Zwecke der direkten Versorgung“ physikalisch und wirtschaftlich genau den PV-Strom, den der Erzeuger (hier A) zuvor eingespeist hat, während sich der Entnehmer aus einem öffentlichen Stromnetz eines sog. „Stromsees“ bedient, in den zwar immer so viel eingespeist wie entnommen wird, der Strom jedoch nicht „identisch“ ist.<sup>102</sup> Da es zwar auf dem Transportweg nicht zu einer Verbindung der Direktleitung und dem öffentlichen Stromnetz und damit nicht zu einem unmittelbaren Stromaustausch kommen darf, eine solche Vermischung von PV-Strom und aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz bezogenem Strom innerhalb der Kundenanlage des B sehr wohl erlaubt ist, benötigt B definitiv zwei Zähler<sup>103</sup>, um zuvor die beiden Stromlieferungen (zum einen aus der Direktleitung und zum anderen aus dem öffentlichen Stromnetz) getrennt messen zu können. Diese Problematik mit der nicht zulässigen Verbindung der Direktleitung mit dem öffentlichen Netz spielt allerdings in der ersten Variante keine Rolle, da B in diesem Fall über keinen Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsnetz verfügt, sondern ausschließlich von A über die Direktleitung mit dem reinen PV-Strom versorgt wird. Anders sieht dies hingegen in der Variante 2 aus, bei der B einen zusätzlichen Anschluss/Zugang an

---

<sup>99</sup> VwGH, 04.03.2008, 2007/05/0243, VwSlg 17397 A/2008; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 5; zuletzt *Rihs*, Systemdienstleistungsentgeltspflichtig?, RdU 2010/3, 7 (9).

<sup>100</sup> So auch *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar, § 3 Rz. 25.

<sup>101</sup> So auch *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 5; *Salje*, EnWG Kommentar, § 3 Rz. 56; dazu indirekt auch: *Börner*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kap. 57 Rz. 62, 111.

<sup>102</sup> *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 42 Rz. 5.

<sup>103</sup> Das Vorhandensein von zwei Kundenanlagen ist hingegen nicht erforderlich.

das öffentliche Elektrizitätsnetz hat und darüber auch Elektrizität bezieht, sofern eine ausreichende Versorgung durch A nicht sichergestellt ist.

Die vorliegende Personenverschiedenheit zwischen Erzeuger A einerseits und zugelassenem Kunden B andererseits stellt das maßgebliche Abgrenzungskriterium zum Eigenverbrauch<sup>104</sup> dar, der sich durch Personenidentität auszeichnet.

Darüber hinaus legt es die Grundsatzbestimmung des **§ 70 EIWOG 2010** in die Hand der Landesgesetzgeber, die Möglichkeit zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen zu regeln.<sup>105</sup>

### **3.1.2.1.3 Vorgaben der Landesausführungsgesetze zu den Direktleitungen**

Es soll nunmehr untersucht werden, wie die einzelnen Landesausführungsgesetze die Vorgaben hinsichtlich der Direktleitung umgesetzt haben, wobei der Zusatz, dass Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen nicht als Direktleitungen gelten, unberücksichtigt bleibt. Zunächst wird jeweils die Begriffsbestimmung dargestellt und anschließend die jeweilige Anspruchsgrundlage untersucht.

#### **Burgenland**

Das Landesausführungsgesetz des Burgenlandes definiert die **Direktleitung** in **§ 2 Abs. 1 Z 9 Bgld. EIWG 2006** entweder als eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Erzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte und/oder mit ihrem eigenen Tochterunternehmen verbindet.

Während sich die **1. Alt.** dieser Begriffsdefinition an die Vorgaben der EltRL 2009 und des EIWOG 2010 anlehnt, indem ein einzelner Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbunden werden kann, weicht die **2. Alt.** von diesen Vorgaben dahingehend ab, dass nur die direkte Versorgung der eigenen Betriebsstätten und/oder der eigenen Tochterunternehmen durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen und den Erzeuger vorgesehen ist, nicht jedoch auch die der zugelassenen Kunden. Dies ist vorliegend vor dem Hintergrund problematisch, dass der Erzeuger (PV-Anlage auf dem Dach des A) nicht nur über eine Direktleitung mit Haus B verbunden ist, sondern zugleich über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz verfügt, um seinen Stromüberschuss auch in dieses einspeisen zu

---

<sup>104</sup> In diesem Fall verbraucht der Erzeuger den produzierten Strom selber.

<sup>105</sup> Das „alte“ EIWOG sah in § 42 in Abweichung zur Begriffsdefinition und zur unionsrechtlichen Vorgabe noch vor, dass die Ausführungsgesetze nur für Erzeuger (nicht jedoch für Versorger) einen Rechtsanspruch zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen vorzusehen haben, sodass von einer Gemeinschaftsrechtswidrigkeit auszugehen war, *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 98.

können. Folgt man der in der Österreich vertretenen Ansicht, wonach im Rahmen der **1. Alt.** weder der Erzeuger noch der Kunde neben der Direktleitung zusätzlich an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sein dürfen, kommt aufgrund des Wortlauts der burgenländischen Begriffsdefinition die **2. Alt.** für die zu untersuchende Variante nicht als Auffangtatbestand in Betracht, da dabei die direkte Versorgung von (zugelassenen) Kunden (hier: Nachbar B) nicht umfasst ist. Allerdings ist die **2. Alt.** in dieser Form sowohl unionsrechtswidrig als auch grundsatzgesetzwidrig. Aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben in **Art. 2 Z 15 EitRL 2009** und den Vorgaben im EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz bedarf es einer entsprechenden Auslegung<sup>106</sup> nach dem höherrangigen Recht, sodass auch die (zugelassenen) Kunden von **§ 2 Abs. 2 Z 9 2. Alt. Bgld. EIWG 2006** umfasst sind.

Schließlich haben nach **§ 40 Abs. 4 Bgld. EIWG 2006 Erzeuger einen Rechtsanspruch auf die Errichtung und Betrieb den Betrieb von Direktleitungen**. Im Gegensatz zu den Vorgaben des **Art. 34 Abs. 1 EitRL 2009** sowie sämtlicher Begriffsdefinitionen (sogar in § 2 Abs. 1 Z 9 Bgld. EIWG 2006 selber) ist im Rahmen des § 40 Abs. 4 Bgld. EIWG 2006 der Rechtsanspruch ausschließlich auf Erzeuger begrenzt, während die Elektrizitätsversorgungsunternehmen unberücksichtigt bleiben. Gerade vor dem Hintergrund der Begriffsdefinition des § 2 Abs. 2 Z 9 Bgld. EIWG 2006, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen einbezieht, ist die Ausgestaltung des Rechtsanspruchs nicht nachvollziehbar. Nicht möglich ist jedoch, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihren Anspruch auf § 2 Abs. 2 Z 9 Bgld. EIWG 2006 stützen, da es sich dabei eben nur um eine Begriffsbestimmung, die allenfalls zu Auslegungszwecken herangezogen werden kann, nicht jedoch um eine Anspruchsgrundlage handelt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass § 40 Abs. 4 Bgld. EIWG 2006 noch der Umsetzung des „alten § 42 EIWOG“ diene und nicht an die Neuformulierung des § 70 EIWOG 2010 angepasst wurde. Auch wenn dies vorliegend nicht relevant ist, da es sich bei Haus A um einen Erzeuger handelt, der somit unter **§ 40 Abs. 4 Bgld. EIWG 2006** zu subsumieren ist, ist diese Anspruchsgrundlage aufgrund der Nichtbeachtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen dennoch unionsrechtswidrig, wie es bereits bei der Grundsatzbestimmung des „alten § 42 EIWOG“ der Fall war. Es bedarf somit auch an dieser Stelle einer richtlinienkonformen Auslegung, sodass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ebenfalls umfasst sind.

- Es wäre sinnvoll, wenn im Rahmen des burgenländischen Ausführungsgesetzes einerseits die Begriffsbestimmung hinsichtlich der Versorgung der (zugelassenen) Kunden und andererseits der Rechtsanspruch bezüglich der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der Direktleitung an die unionsrechtlichen bzw. grundsatzgesetzlichen Vorgaben angepasst würden.

---

<sup>106</sup> Ausführlich zur richtlinienkonformen Auslegung: *Öhlinger/Potacs*, EU-Recht, S. 97 f.

## Kärnten

Die Begriffsdefinition der Direktleitung wurde in **§ 3 Abs. 1 Z 8 K-EIWOG** wörtlich (und damit inklusive der grammatikalischen Ungenauigkeit) nach den Vorgaben der EltRL 2009 und des EIWOG 2010 übernommen. Damit handelt es sich bei einer Direktleitung **entweder um eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Erzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder zugelassenen Kunden verbindet.**

Da auch im K-EIWOG im weiteren nur die **Erzeuger zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen berechtigt sind (§ 47 Abs. 2 K-EIWOG)**, während den Elektrizitätsversorgungsunternehmen entgegen den Ankündigungen in der Begriffsbestimmung ein derartiger Rechtsanspruch nicht zusteht, bedarf es der richtlinienkonformen Auslegung dahingehend, dass auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein Recht zur Errichtung und zum Betrieb einer Direktleitung berechtigt sind.

- Im Rahmen des K-EIWOG bedarf es der Ergänzung dahingehend, dass auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen bekommen.

## Niederösterreich

Unter einer **Direktleitung** versteht man nach **§ 2 Abs. 1 Z 9 NÖ EIWG-Novelle 2013** **entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Erzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte und/oder mit ihrem eigenen Tochterunternehmen verbindet.** Während sich die **1. Alt.** an die Vorgaben der EltRL 2009 sowie des EIWOG 2010 hält, weicht die **2. Alt.** (wie das burgenländische Landesausführungsgesetz auch) dahingehend von den Vorgaben ab, dass die direkte Versorgung der zugelassenen Kunden durch den Erzeuger und das Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht vorgesehen ist. Somit bedarf es auch in diesem Fall einer entsprechenden Auslegung des Landesgesetzes anhand des höherrangigen Rechts, was bedeutet, dass die (zugelassenen) Kunden ebenfalls von der Begriffsbestimmung des **§ 2 Abs. 1 Z 9 NÖ-EIWG-Novelle 2013** umfasst sind.

Schließlich sind auch in diesem Landesausführungsgesetz nur die **Erzeuger zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen berechtigt (§ 46 Abs. 4 NÖ EIWG-Novelle 2013)**, sodass auch hier eine Divergenz zwischen Begriffsbestimmung und Rechtsanspruch zu verzeichnen ist. Daher bedarf es nach einer richtlinienkonformen Auslegung der Einbeziehung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in die Anspruchsgrundlage.

- Die NÖ EIWG-Novelle 2013 sollte in der Weise ergänzt werden, dass sowohl die (zugelassenen Kunden) von der Begriffsbestimmung umfasst werden, als auch die

Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen erhalten.

### **Oberösterreich**

Die Begriffsdefinition der **Direktleitung** in **§ 2 Z 9 Oö. EIWOG 2006** lehnt sich an die der EltRL 2009 bzw. des EIWOG 2010 an, sodass es sich dabei **entweder um eine Leitung handelt, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Erzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit seiner eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet.**

Darüber hinaus sieht **§ 43 Oö. EIWOG 2006** vor, dass **Erzeuger einen Rechtsanspruch haben, ihre eigenen Betriebsstätten und ihre eigenen Konzernunternehmen über eine Direktleitung zu versorgen, wobei die Bestimmungen über den Netzzugang zu berücksichtigen sind, sofern das öffentliche Netz mitbenutzt wird.** Auch im Rahmen des oberösterreichischen Landesausführungsgesetzes weicht der Rechtsanspruch somit sowohl von den unionsrechtlichen Vorgaben als auch von der Begriffsbestimmung im selben Gesetz ab, was zur Unionsrechtswidrigkeit dieser Bestimmung führt, zumal der Rechtsanspruch nur Erzeuger, nicht aber auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen umfasst, und auf der anderen Seite die (zugelassenen) Kunden unberücksichtigt bleiben.

- **§ 43 Oö. EIWOG 2006** müsste unter Berücksichtigung der unionsrechtlichen Vorgaben angepasst werden, sodass einerseits die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Direktleitung betreiben dürfen und andererseits die (zugelassenen) Kunden über eine solche Direktleitung versorgt werden dürfen.

### **Salzburg**

Die **Direktleitungs-Definition** in **§ 5 Z 8 Salzburger LEG** übernimmt, nach Ausbesserung der grammatikalischen Ungenauigkeiten, die Vorgabe der EltRL 2009 bzw. des EIWOG 2010 wörtlich, sodass es sich dabei **entweder um eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihrem Tochterunternehmen und ihren zugelassenen Kunden verbindet, handelt.**

Zudem sind die **Betreiber von angezeigten Übertragungsnetzen nach § 10 Salzburger LEG** berechtigt, ihre **Betriebsstätten, Konzernunternehmen und Netzzugangsberechtigten ggf. auch in Versorgungsgebieten von Verteilernetzbetreibern über Direktleitungen zu versorgen.** Dieses Recht zur Versorgung über Direktleitungen gilt ebenfalls für **konzessionierte Verteilernetzbetreiber (§ 26 Salzburger LEG).** Darüber hinaus haben die Erzeuger das

**Recht zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen.**<sup>107</sup> Vor dem Hintergrund der Nichtberücksichtigung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen des Rechtsanspruches (anders als in der Begriffsbestimmung) ist das Salzburger Ausführungsgesetz unionsrechtswidrig und grundsatzgesetzwidrig. Unklar ist jedoch, warum die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber explizit einen derartigen Rechtsanspruch haben. Ein solcher Anspruch für Netzbetreiber, bei denen es sich zwar um Elektrizitätsunternehmen i.S.v. § 5 Z 11 Salzburger LEG, nicht jedoch um Erzeuger i.S.v. § 5 Z 17 Salzburger LEG oder Versorger i.S.v. § 5 Z 75 Salzburger LEG handelt, ist deswegen problematisch, da ihnen eine Versorgungstätigkeit aufgrund der Entflechtungsregeln nicht mehr gestattet ist.

- Zunächst müsste das Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den Rechtsanspruch zur Errichtung und zum Betrieb von Direktanlagen richtlinienkonform einbezogen werden, wie es auch die Begriffsdefinition vorsieht. Außerdem gilt es zu berücksichtigen, dass sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilernetzbetreiber aufgrund der Entflechtungsvorschriften nicht zur Versorgung und damit auch nicht zum Betrieb von Direktleitungen berechtigt sind.

### **Steiermark**

**§ 2 Z 10 Stmk. EIWOG 2005** definiert die **Direktleitung** als eine Leitung, die **entweder einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit seiner eigenen Betriebsstätte und/oder seinen Tochterunternehmen verbindet**. Damit lehnt sich die Definition zwar in der 1. Alt. an die Vorgaben der EltRL 2009 und des EIWOG 2010 an, die 2. Alt. sieht jedoch nur die direkte Versorgung der eigenen Betriebsstätten und Tochterunternehmen des Erzeugers und des Elektrizitätsversorgungsunternehmens vor, nicht hingegen die der zugelassenen Kunden. Dies ist grundsatzgesetzwidrig und unionsrechtswidrig, sodass es der entsprechenden Auslegung bedarf, um diese einzubeziehen.

Ferner regelt **§ 31 Stmk. EIWOG 2005**, dass sowohl **Erzeuger als auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen berechtigt sind**. Im Gegensatz zur Begriffsdefinition sind die Abnehmer des Stroms im Rahmen des Rechtsanspruches nicht eingegrenzt.

- Die Begriffsbestimmung in § 2 Z 10 2. Alt. Stmk. EIWOG 2005 bedarf der richtlinien- und grundsatzkonformen Anpassung dahingehend, dass auch (zugelassene) Kunden zum Zwecke der direkten Versorgung mit Erzeugern und Versorgungsunternehmen verbunden werden können.

---

<sup>107</sup> § 33 Salzburger LEG.

## Tirol

Die Begriffsbestimmung der Direktleitung in **§ 4 Abs. 8 TEG 2013** definiert diese (grammatikalisch richtig) **entweder als eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihrem Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet** und übernimmt damit die Vorgabe aus der EltRL 2009 und dem EIWOG 2010.

Eine explizite Regelung hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs von Direktleitungen nimmt **§ 62 TEG 2013** vor, indem **Erzeuger einen Rechtsanspruch auf die Errichtung und den Betrieb von Direktleitungen haben**. Auch hier bedarf es der richtlinienkonformen Einbeziehung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

- Aufgrund der unionsrechtlichen Vorgabe erscheint eine Anpassung des **§ 62 TEG 2012** sinnvoll, sodass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen einzubeziehen sind.

## Vorarlberg

Der Begriff der Direktleitung wird in **§ 2 Z 8 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz** genauso definiert, wie in der EltRL 2009 und im EIWOG 2010. Daher versteht man unter einer **Direktleitung entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet**.

Nach **§ 28 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz** sind die **Netzbetreiber berechtigt, ihre eigenen Betriebsstätten, Konzernunternehmen und zugelassene Kunden über eine Direktleitung zu versorgen**. Zudem sind nach **§ 48 Abs. 5 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz auch die Erzeuger zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen berechtigt**. Zunächst müssten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen richtlinienkonform in die Anspruchsgrundlage einbezogen werden. Mit der Berücksichtigung der Netzbetreiber hinsichtlich der Versorgungsmöglichkeit über Direktleitung geht der Vorarlberger Landesgesetzgeber, wie der Salzburger Landesgesetzgeber auch, über die unionsrechtlichen Vorgaben hinaus und missachtet ebenfalls die Entflechtungsvorschriften, wonach den Netzbetreibern keine Versorgungsaufgaben mehr zukommen dürfen.

- Wie bereits in der Begriffsdefinition vorgesehen, bedarf es der richtlinienkonformen Einbeziehung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den entsprechenden Rechtsanspruch hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs von Direktleitungen. Die Netzbetreiber müssten jedoch künftig von dem Anspruch zur Errichtung und zum Betrieb ausgenommen werden.

## Wien

Die **Direktleitung** wird in **§ 2 Abs. 1 Z 9 WelWG 2005** nach dem gleichen Wortlaut wie in der EltRL 2009 und im ElWOG 2010 definiert: Danach ist diese **entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet.**

**§ 37 WelWG 2005** regelt, dass **Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie erzeugen oder die Versorgung mit Elektrizität wahrnehmen, berechtigt sind, über eine Direktleitung ihre eigenen Betriebsstätten und Kunden mit elektrischer Energie zu versorgen. Ferner sind Erzeuger berechtigt, Direktleitungen zu errichten und zu betreiben, § 46 Abs. 3 WelWG 2005.**

- Zwar werden im Rahmen von § 37 WelWG 2005 die Tochterunternehmen außer Acht gelassen; dies ist jedoch irrelevant, da es sich bei ihnen jedenfalls auch um Kunden handelt.

### Zwischenergebnis zur Direktleitung

Im (engen) Rahmen der aufgezeigten rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Errichtung und der Betrieb einer Direktleitung, die selber kein eigenes Netz darstellt<sup>108</sup>, von Haus A zum Nachbarhaus B möglich. Damit stellt die Direktleitung eine gewisse Privilegierung von Erzeugern dar, mit ihren dezentralen Stromerzeugungsanlagen einzelne Kunden mit Elektrizität versorgen zu können.<sup>109</sup> Die rechtlichen Voraussetzungen sind deswegen so eng, da der Gesetzgeber nach vollendeter Liberalisierung des Strommarktes die Nutzung und damit die Beteiligung der Netzbewerber an der Finanzierung des öffentlichen Netzes bezweckt. Der Wettbewerb soll somit auf den bereits bestehenden Netzen stattfinden und garantieren, dass die Kunden ihren Lieferanten frei wählen und wechseln können, zumal der Bau von Direktleitungen als volkswirtschaftlich nachteilig gilt.<sup>110</sup> Die Errichtung einer Direktleitung stellt somit die Ausnahme dar, zumal das Argument der Wettbewerbsförderung aufgrund der Liberalisierung obsolet geworden ist. Daher sieht es die EltRL 2009 auch vor, dass die Mitgliedstaaten den Bau einer Direktleitung davon abhängig machen können, ob dem Elektrizitätsunternehmen die Durchleitung zu einem bestimmten Kunden, also die Nutzung des bestehenden öffentlichen Elektrizitätsnetzes, verweigert wird.<sup>111</sup>

---

<sup>108</sup> Und somit nicht der Regulierung unterfällt und keiner Konzession bedarf. Näher dazu unter Punkt 1.2.2.

<sup>109</sup> *Rihs*, Strom(eigen)erzeuger, RdU 2013/18, 42 (44).

<sup>110</sup> *Theobald*, in: *Danner/Theobald*, EnWG Kommentar, Band 1, § 46 Rz. 21.

<sup>111</sup> Diese europäische Vorgabe nach Art. 34 Abs. 4 EltRL 2009 wurde jedoch nicht in nationales Recht umgesetzt.

Sofern es zu der Errichtung einer Direktleitung kommt, muss diese zusätzlich bzw. parallel zum öffentlichen Stromnetz errichtet werden<sup>112</sup>, damit es auf dem Transportweg nicht zu einer gleichzeitigen Nutzung des öffentlichen Stromnetzes und damit auch nicht zu einer Vermischung des Stroms aus der Direktleitung und dem öffentlichen Stromnetz kommt, zumal der Wortlaut der Begriffsdefinition zur Direktleitung die „direkte Versorgung“ voraussetzt, und damit den Umweg über das öffentliche Elektrizitätsnetz ausschließt.<sup>113</sup> Folglich ist der Strom, den Haus A in die Direktleitung einspeist, physikalisch und wirtschaftlich mit dem Strom identisch, den Haus B am anderen Ende der Direktleitung entnimmt. Um dies zu gewährleisten, bedarf es – sofern der Kunde, wie B in Variante 2, zusätzlich an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist – zwingend zweier Zähler, um eine getrennte Messung der einzelnen Stromzufuhren durchführen zu können, da es nach der Messung, also in der Kundenanlage, sodann zu einer Verbindung und Vermischung des PV-Stroms mit dem aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommen darf. Dies ist in Variante 1 mangels zusätzlicher Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsnetzes nicht möglich.

Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass der Begriff der „zugelassenen“ Kunden gestrichen werden kann, da nunmehr alle Endverbraucher Netzzugang und damit freie Lieferantwahl haben. Auf die bereits zuvor ausgeführten rechtlichen Anpassungs- bzw. Änderungshinweise im Rahmen der einzelnen Landesausführungsgesetze wird an dieser Stelle nicht mehr eingegangen, zumal mittels einer richtlinien- bzw. grundsatzkonformen konformen Auslegung der jeweiligen Gesetzestexte das gleiche Ergebnis erreicht wird.

Es bleibt festzuhalten, dass die gesetzlichen Regelungen im Zusammenhang mit der Direktleitung missverständlich formuliert sind, insbesondere scheint oft zweifelhaft, ob die landesgesetzlichen Umsetzungsvarianten den unionsrechtlichen und den damit in Zusammenhang stehenden grundsätzlichen Vorgaben des Bundes gerecht werden, sodass es einer entsprechenden Auslegungen bedarf um die Errichtung der Direktleitung in den Varianten 1 und 2, also zwischen Erzeuger und Kunden, in allen Bundesländern vornehmen zu können. Für mehr Rechtssicherheit wird daher die Überarbeitung der Landesausführungsgesetze angeraten. Ferner gibt es der Gesetzeswortlaut genauso wie die unionsrechtlichen Vorgaben zur Direktleitung, die sich zudem im selben Kapitel wie die Organisation des Netzzugangs befinden, nicht her, dass der vorherige Bezug aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz ausgeschlossen ist und dass sich in der Direktleitung (wie von der österreichischen Literatur vertreten und von der Praxis zumeist umgesetzt) aufgrund der physikalischen und wirtschaftlichen Identität nur der vom Erzeuger produzierte Strom befinden darf. Ganz im Gegenteil: So bestimmt § 40 Abs. 2 Z 3 WEIWG 2005, dass die Allgemeine Anschlusspflicht nicht besteht, soweit durch den Anschluss eine Weiterverteilung von elektrischer Energie an Dritte – unbeschadet der Bestimmungen betreffend Direktleitungen sowie zum 19.02.1999 bestehender Netzanschlussverhältnisse – stattfinden

---

<sup>112</sup> So auch *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, ElWOG, § 42 Rz. 5.

<sup>113</sup> *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 96.

soll. Demnach scheint eine Weiterverteilung von Energie aus dem öffentlichen Stromnetz an Dritte unter der Voraussetzung des Bestehens einer Direktleitung doch möglich zu sein. § 43 S. 2 Oö. EIWOG 2006 legt zudem fest, dass die Bestimmungen über den Netzzugang (§§ 22 ff.) bei Mitbenützung des öffentlichen Netzes (durch die Direktleitung) zu berücksichtigen sind. Es würde sich daher vor diesem Hintergrund – sofern politisch gewünscht – eine gesetzliche Klarstellung empfehlen, zumal Art. 34 Abs. 2 EitRL 2009 es den Mitgliedstaaten überlässt, Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen für den Bau von Direktleitungen festzulegen.

Zudem ergibt sich aus den gesetzlichen Bestimmungen die Fragestellung, wie ein Elektrizitätsunternehmen, das selber keinen Strom produziert, der Versorgung eines Kunden über eine Direktleitung nachkommen soll, wenn es keine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz geben soll. Aufgrund der Entflechtungsvorschriften ist es ausgeschlossen, dass ein Netzbetreiber eine Leitungsanlage errichtet bzw. betreibt, um die Versorgung der Kunden entweder selber bzw. nur durch einen Lieferanten im Konzernverbund/im vertikal integrierten Unternehmen vorzunehmen. Jedenfalls wird er also sämtlichen Lieferanten die Nutzung der Leitung gestatten. Sofern Lieferanten und Stromhändler eine Direktleitung zu Versorgungszwecken errichten möchten, ist davon auszugehen, dass es – mangels Erzeugung eigenen Stroms – des Bezugs aus dem öffentlichen Netzes bedürfte, der sodann in die Direktleitung gespeist wird.

Unter diesen Voraussetzungen kommt es jedoch zwingend zu einer Verbindung mit dem Verbundnetz, sodass die Direktleitung zum Teil dieses Verbundnetzes wird. Logische Konsequenz dessen ist jedoch, dass aufgrund der (indirekten) Nutzung des öffentlichen Netzes die Systemnutzungsentgelte (teilweise) anfallen werden. Anders ist lediglich der Fall zu beurteilen, in dem ein Erzeuger ausschließlich seinen selbst erzeugten Strom mittels Direktleitung an einen Kunden abgibt und es somit nicht zu einer direkten Verbindung mit dem öffentlichen Netz kommt, selbst wenn ein zusätzlicher Anschluss an dieses besteht. Unter diesen Voraussetzungen besteht der Anreiz, dass die Systemnutzungsentgelte mangels Nutzung des öffentlichen Netzes nicht anfallen.<sup>114</sup>

Damit wird im Rahmen dieses Projekts davon ausgegangen, dass sich nur reiner PV-Strom des A in der Direktleitung befindet, um einen direkten Stromaustausch mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz auszuschließen. Bei geplanten Projekten bzw. Umsetzungen dieser Art in der Praxis empfiehlt es sich, diese vorab mit der zuständigen Landesbehörde abzuklären.

Abschließend sollen nochmals die wichtigsten generellen Voraussetzungen einer Direktleitung zusammengefasst werden:

- Aufgrund der in Österreich vertretenen Meinung darf nach der 1. Alt. innerhalb der Begriffsdefinition der Direktleitung weder der Erzeuger noch der Kunde

---

<sup>114</sup> Dazu siehe Punkt 1.2.5.1.

neben der Direktleitung zusätzlich über einen Zugang zum öffentlichen Elektrizitätsnetz verfügen.

- Nach in Österreich vertretener Meinung dürfen im Rahmen der 2. Alt. innerhalb der Begriffsdefinition der Direktleitung sowohl der Erzeuger als auch der Kunde neben der Direktleitung über einen Zugang zum öffentlichen Elektrizitätsnetz verfügen.
- Sofern der Erzeuger zusätzlich an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen ist, muss technisch gewährleistet sein, dass es über die Direktleitung zu keinem unmittelbaren Stromaustausch mit dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommt.
- In der Kundenanlage darf es sodann sehr wohl zu einer Vermischung dieser beiden Stromlieferungen kommen, was jedoch voraussetzt, dass der Kunde über zwei Zähler verfügt (wenn er zusätzlich ans öffentliche Netz angeschlossen ist), um die einzelnen Stromlieferungen zuvor getrennt messen und genau zuordnen zu können.
- Bei dem Erzeuger und dem Kunden muss zum Zwecke der Abgrenzung zur Eigenversorgung Personenverschiedenheit vorliegen.

### **3.1.2.2 Abgrenzung der Direktleitung zum öffentlichen Elektrizitätsnetz und zum geschlossenen Verteilernetz**

Es ist nunmehr eine Abgrenzung der Direktleitung zum öffentlichen Elektrizitätsnetz einerseits und zum geschlossenen Verteilernetz andererseits vorzunehmen.

#### **3.1.2.2.1 Öffentliches Elektrizitätsnetz<sup>115</sup>**

Wie bereits erwähnt, wird der Begriff des Elektrizitätsnetzes<sup>116</sup> gesetzlich nicht definiert. Jedoch versteht man darunter ein Netz, das aus einer oder mehreren miteinander verbundenen elektrischen Leitungsanlagen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz, Schalt-, Umspann- und Umrichteranlagen besteht, das in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers steht, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes erforderlichen Maßnahmen zu treffen.<sup>117</sup> Das Minimum für ein Netz ist somit ein beherrschbarer Zusammenhang von Einspeisung, Leitung und Verbindung zu mehreren Abnehmern.<sup>118</sup> Das Elektrizitätsnetz stellt das Bindeglied zwischen der Erzeugung der Elektrizität in Kraftwerken und dem Verbraucher dar.<sup>119</sup> Es ist essentiell,

---

<sup>115</sup> Die Ausführungen und Ergebnisse zum Punkt des öffentlichen Elektrizitätsnetzes basieren auf der Studie „Smart Grids – Rechtliche Aspekte von intelligenten Stromnetzen in Österreich“, die aus Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert wurde bzw. sind ihr zur Gänze entnommen

<sup>116</sup> Oft wird das Energieversorgungsnetz auch als „System“ bezeichnet.

<sup>117</sup> Vgl. TOR, Teil A, Version 1.8, S. 40; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 9.

<sup>118</sup> *Raschauer*, Energierecht, S. 60.

<sup>119</sup> *Steffek/Schmelz/Mayer*, EIWOG, S. 154.

um den Stromtransport durchführen zu können. Dabei unterteilt sich das Elektrizitätsnetz in Übertragungs- und Verteilernetze.

Das Übertragungsnetz ist ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie<sup>120</sup> von den großen Kraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten dient. Aufgrund der hohen Spannung können Leistungsverluste deutlich reduziert werden. Da Strom derzeit nicht in volkswirtschaftlich relevanten Mengen gespeichert werden kann und der Strombedarf, abhängig von den unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten, großen Schwankungen ausgesetzt ist, müssen die Stromerzeuger immer die Menge an Elektrizität erzeugen und ins Übertragungsnetz einspeisen, die aus dem Verteilernetz entnommen wird, ohne in Zeiten schwächerer Nachfrage auf Vorrat produzieren zu können.<sup>121</sup> Anders als im Falle der Direktleitung ist jedoch der aus dem öffentlichen Netz entnommene Strom physikalisch nicht identisch mit dem jeweils eingespeisten, da in das öffentliche Netz zahlreiche Erzeuger einspeisen und sich der Entnehmer somit eines sog. „Stromsees“ bedient.<sup>122</sup>

Das Verteilernetz dient nach § 7 Abs. 1 Z 77 EIWOG 2010 dem Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsverteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden aus den Verbrauchsschwerpunkten heraus, jedoch mit Ausnahme der Versorgung. Im Gegensatz zum Betrieb eines Übertragungsnetzes bedarf der Betrieb eines Verteilernetzes einer Konzession<sup>123</sup>, die jedoch nur erteilt werden kann, wenn für das vorgesehene Gebiet noch keine solche Konzession vergeben worden ist.<sup>124</sup> Diese Konzession vermittelt dem Netzbetreiber das Recht zum ausschließlichen Anschluss des Gebietes, das sein Verteilernetz abdeckt,<sup>125</sup> was dazu führt, dass der Inhaber einer Verteilernetzkonzession ein auch rechtlich gesichertes Gebietsmonopol innehat.<sup>126</sup> Gleichzeitig trifft den Verteilernetzbetreiber jedoch auch grds. die Pflicht, Endverbraucher und Erzeuger auf der Basis von privatrechtlichen Verträgen an sein Netz anzuschließen<sup>127</sup> und ihnen Netzzugang<sup>128</sup> zu gewähren. Folglich hat der Netzbetreiber eine gewisse Daseinsaufgabe inne.<sup>129</sup> Der Netzzugang stellt das rechtliche Instrumentarium der Liberalisierung dar, das gewährleistet, dass die bestehende Netzinfrastruktur auch durch andere Lieferanten gegen Entgelt genutzt werden kann, wodurch die Endverbraucher ihren Stromlieferanten (anders als ihren Netzbetreiber) frei wählen und wechseln können.

---

<sup>120</sup> § 7 Abs. 1 Z 69 EIWOG 2010.

<sup>121</sup> Vgl. *Pfaffenberger*, Elektrizitätswirtschaft, S. 29; *Riechmann*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 1 Rz. 6; *Büdenbender*, Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, 150 (151).

<sup>122</sup> *Oberndorfer*, Direktleitungen, in: Hauer, Fragen des Energierechts 2007, S. 96.

<sup>123</sup> Die Befugnis zur Erteilung dieser Konzession liegt bei den Ländern.

<sup>124</sup> Vgl. z.B. § 33 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006; § 53 Abs. 2 Z 2 NÖ EIWG 2005; § 42 TEG 2012.

<sup>125</sup> Vgl. *Pauger*, Elektrizitätswirtschaft, ÖZW 1998, 97 (101).

<sup>126</sup> *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 26 Rz. 10.

<sup>127</sup> § 45 Z 2 EIWOG 2010.

<sup>128</sup> § 15 EIWOG 2010.

<sup>129</sup> *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 9 Rz. 42.

Das Elektrizitätsnetz<sup>130</sup> ist des Weiteren vertikal in sieben Netzebenen unterteilt.<sup>131</sup> Unter einer Netzebene versteht man einen im Wesentlichen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Netzes.<sup>132</sup> Zunächst existieren vier Spannungsebenen, wobei jede einzelne Spannungsebene eine bestimmte Funktion erfüllt. Die Höchstspannungsebene<sup>133</sup> (Netzebene 1) mit einer Betriebsspannung von 380 bzw. 220 kV dient dem großräumigen, europaweiten Energietransport von den Großkraftwerken zu den Umspannungsebenen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte. Sie wird auch als „Stromautobahn“ bezeichnet. Direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden Kraftwerke, die auf dieser Netzebene einspeisen. Die Hochspannungsebene (Netzebene 3) mit einer Betriebsspannung von 110 kV ist für den regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen zuständig. An die Hochspannungsebene werden Großabnehmer (z.B. Industriekunden), aber auch kleinere Kraftwerke als Einspeiser angeschlossen. Die regionale Verteilung über mehrere Kilometer innerhalb der einzelnen Stadt- oder Landbezirke wird über die Mittelspannungsebene<sup>134</sup> (Netzebene 5) mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV vorgenommen. Aus der Mittelspannungsebene werden Kleinindustrie- und große Gewerbekunden mit elektrischer Energie versorgt. Die Niederspannungsebene<sup>135</sup> (Netzebene 7) dient hingegen der örtlichen Verteilung und der Belieferung von Kleinverbrauchern (Haushalte, kleine Gewerbebetriebe, Landwirtschaft), die die überwiegende Anzahl der Netzbenutzer ausmachen. Die Betriebsspannung liegt bei 0,4 kV. Die einzelnen Spannungsebenen werden mittels dreier Umspannungsebenen verbunden, die die elektrische Energie auf das Spannungsniveau der nächsten Spannungsebene transformieren. Es gibt folglich eine Umspannungsebene von Höchst- auf Hochspannung (Netzebene 2), eine Umspannungsebene von Hoch- auf Mittelspannung (Netzebene 4) und eine Umspannungsebene von Mittel- auf Niederspannung (Netzebene 6). Der Netzanschluss kann sowohl an einer der Spannungsebenen, als auch an den Umspannungsebenen erfolgen, wobei die Anschlussstelle entscheidend für die Berechnung der Netznutzungsentgelte ist.<sup>136</sup>

Die konventionellen Stromnetze, die hierarchisch aufgebaut sind, sind auf die traditionellen fossilen Brennstoffe und große lastnahe Produktionszentren sowie auf billige, in großen Mengen zur Verfügung stehende Energie ausgelegt. Strom wurde ursprünglich an zentralen Punkten in den großen und mittelgroßen konventionellen Kraftwerken bedarfsgerecht

---

<sup>130</sup> Die Frequenz liegt im gesamten Elektrizitätsnetz bei 50 Hz.

<sup>131</sup> Vgl. § 63 EIWOG 2010. Ausführlich dazu u.a.: *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, S. 32; *Konstantin*, Energiewirtschaft, S. 394 f.; *Pfaffenberger*, Elektrizitätswirtschaft, S. 49 f.; *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 1 Rz. 6 ff.

<sup>132</sup> § 7 Abs. 1 Z 52 EIWOG 2010.

<sup>133</sup> 2010 hatte Österreich rund 17.500 km Höchstspannungsnetze.

<sup>134</sup> 2010 hatte Österreich über 66.000 km Mittelspannungsnetze.

<sup>135</sup> 2010 hatte Österreich knapp 165.000 km Niederspannungsnetze.

<sup>136</sup> § 62 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010; *Konstantin*, Energiewirtschaft, S. 396. Ausführlich dazu auch: *Büdenbender*, Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung, RdE 2005, 285 ff.

erzeugt und in das Höchst- bzw. in das Hochspannungsnetz eingespeist (1. Stufe der Wertschöpfungskette). Es folgte der weiträumige Transport über Hochspannungsleitungen und die kleinräumige Verteilung über Mittel- und Niederspannungsnetze (2. Stufe der Wertschöpfungskette). Schließlich erfolgten der Verkauf sowie der Verbrauch (3. Stufe der Wertschöpfungskette). Der Transport des erzeugten Stroms vom Kraftwerk zum einzelnen Verbraucher geschieht folglich leitungsgebunden, was nur mittels eines festinstallierten Netzes, bestehend aus Leitungen für den eigentlichen Transport und Transformatoren für die Umspannung der Elektrizität zwischen den einzelnen Netzebenen, möglich ist.<sup>137</sup> Die Schaffung eines solchen Leitungsnetzes ist sehr kapitalintensiv, da jeder Abnehmer und jeder Einspeiser daran angeschlossen werden muss.<sup>138</sup>

Früher ging der Energiefluss somit immer gleichmäßig in dieselbe Richtung, wie bei einer Einbahnstraße: Von oben (von den Erzeugern) nach unten (zu den Verbrauchern); also von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen. Die vielen kleinen neuen Produktionsanlagen speisen hingegen ihren erzeugten und nicht verbrauchten Strom aufgrund ihrer Anlagengröße nicht in das Übertragungsnetz, sondern in das Verteilernetz, also in die Mittel- und Niederspannungsebene, ein. Eingespeist wird jedoch nicht das, was gerade benötigt wird, sondern das, was aktuell wetterbedingt produziert wird. In dem Fall, in dem die Erzeugung die Nachfrage übersteigt, kann es sowohl zu einer Erhöhung der Frequenz als auch zu einer unzulässigen Erhöhung der Spannung im Netz kommen. Dies kann zu Netzengpässen, im schlimmsten Fall auch zu Stromausfällen führen, zumal die Energie, die nicht gebraucht wird, in Richtung der überlagerten Netzebenen, also von unten nach oben, fließt, was gleichsam einen „Gegenverkehr“ im System auslöst. Es kommt somit zu einer Änderung des üblichen Energieflusses. Die bestehenden Netze geraten umso mehr an ihre Belastungsgrenze, je mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird, da sie noch nicht auf einen hohen Anteil an volatiler Erzeugung ausgelegt sind. Das künftige Verteilernetz muss also in der Lage sein, Energie in beide Richtungen zu transportieren. Es findet somit ein Übergang vom passiven zum aktiven Verteilernetz statt<sup>139</sup>, indem der Trend im Verteilernetz weg vom reinen Ausspeisenetz hin zu einem Ein- und Ausspeisenetz geht. Daher muss das Verteilernetz nicht nur ausgebaut, sondern auch „intelligent“ werden, damit die Übertragungsnetzbetreiber auf Zustände reagieren können, die durch Erzeugung und Verbrauch im untergelagerten Verteilernetz verursacht werden.<sup>140</sup> Damit kann entscheidend zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beigetragen werden.

---

<sup>137</sup> Dazu auch: *Riechmann*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 1 Rz. 10.

<sup>138</sup> *Büdenbender*, Energierecht, in: Schulte/Schröder, Handbuch des Technikrechts, S. 606.

<sup>139</sup> *Lugmaier et al.*, Roadmap Smart Grids Austria, S. 26.

<sup>140</sup> *Bundesnetzagentur*, Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte 2011, S. 54.

### 3.1.2.2 Geschlossenes Verteilernetz

Neben dem Elektrizitätsnetz existiert zudem das geschlossene Verteilernetz. Art. 28 EitRL 2009 sieht in diesem Sinne die Möglichkeit vor, dass die Regulierungsbehörden ein Netz unter gewissen Voraussetzungen als geschlossenes Verteilernetz einstufen können, wenn über dieses in einem geographisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet bzw. einem Gebiet, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden, Strom verteilt wird. Allerdings dürfen darüber grds. keine Haushaltskunden versorgt werden. Beispielhaft nennt Erwägungsgrund Nr. 30 der EitRL 2009 neben den Industrie- und Gewerbegebieten Bahnhofsgebäude, Flughäfen und große Campingplätze mit integrierten Anlagen oder Standorte der Chemieindustrie. Allerdings nimmt das EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz keine Umsetzung der unionsrechtlichen (Ermessens-) Vorgaben vor, wobei sich ohnehin die Einordnung der Leitung von A zu B als geschlossenes Verteilernetz schon aufgrund des Wortlauts verbietet.

Dennoch soll an dieser Stelle kurz auf die Entwicklung der deutschen Rechtslage hinsichtlich des § 110 EnWG (dieser regelte früher die Einstufung als sog. Objektnetz, das u.a. von der Verpflichtung ausgenommen war, Dritten freien Netzzugang zu gewähren) sowie auf eine Entscheidung des EuGH vom 22.05.2008<sup>141</sup> hinsichtlich der Vereinbarkeit des alten § 110 Abs. 1 Z 1 EnWG mit Art. 20 Abs. 1 EitRL 2003 eingegangen werden: Die FLH betreibt den Flughafen Halle/Leipzig und beantragte bei der Regulierungsbehörde mit Erfolg, das von ihr betriebene Energieversorgungsnetz als Objektnetz im Sinne des § 110 EnWG anzuerkennen. Dagegen legte das deutsche Energieversorgungsunternehmen „Citiworks“, die die auf diesem Flughafen gelegene Deutsche Flugsicherung GmbH mit Strom beliefert, Beschwerde beim OLG Dresden ein, da sie befürchtete, dass die Flughafen Halle/Leipzig GmbH ihr aufgrund der festgestellten Objektnetzeigenschaft den Netzzugang verweigern könnte. Das OLG Dresden hat das Verfahren ausgesetzt und dem EuGH zur Vorabentscheidung vorgelegt.<sup>142</sup> In seiner Entscheidung legte der EuGH dar, dass nach den Vorgaben der EitRL 2003 ein nichtdiskriminierender, transparenter und zu angemessenen Preisen gewährleisteter Netzzugang Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb und von größter Bedeutung für die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes sei. Der Zugang zu den Übertragungs- und Verteilernetzen, die sich allein anhand der Spannung des Stroms unterscheiden lassen, sei somit die Voraussetzung, dass die Kunden ihre Lieferanten frei wählen können. Ziel des Unionsrechtsgebers sei es nicht gewesen, einzelne Übertragungs- oder Verteilernetze aufgrund ihrer Größe oder ihres Stromverbrauchs vom Anwendungsbereich der EitRL 2003 auszunehmen. Hinsichtlich des freien Netzzugangs zu den Übertragungs- und Verteilernetzen überlasse es Art. 20 Abs. 1 EitRL 2003 den

---

<sup>141</sup> EuGH, Rs. C-439/06, Citiworks, Slg. 2008 I-3913, EuZW 2008, 406 = NJW 2008, 3345 = NvWZ 2008, 769 = RdE 2008, 245 = ZNER 2008, 148.

<sup>142</sup> Konkret wurde die Frage gestellt, ob § 110 Abs. 1 Nr. 1 EnWG mit Art. 20 Abs. 1 EitRL 2003 auch insoweit vereinbar sei, als unter den in § 110 Abs. 1 Nr. 1 EnWG genannten Voraussetzungen auf ein sogenanntes Betriebsnetz die allgemeinen Bestimmungen über den Netzzugang (§§ 20 bis 28a EnWG) selbst dann keine Anwendung finden, wenn durch einen freien Netzzugang keine unzumutbaren Erschwernisse auftreten?

Mitgliedstaaten, die erforderlichen Maßnahmen zu treffen. Da § 110 Abs. 1 Nr. 1 EnWG, nach dem bestimmte Netzbetreiber von der Verpflichtung, Dritten freien Netzzugang zu gewähren, ausgenommen sind, nur weil sich diese Netze auf einem zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden und überwiegend dem Transport von Energie innerhalb des eigenen oder verbundenen Unternehmen dienen, keiner der in der EltRL 2003 verankerten Ausnahmen und Abweichungen bezüglich des freien Netzzugangs entspricht, sei somit mit Art. 20 Abs. 1 EltRL 2003 nicht vereinbar. Aus diesem Grund sind die geschlossenen Verteilernetze nach dem aktuellen § 110 EnWG nicht mehr von der Verpflichtung zur Gewährung von Netzzugang befreit.

### **3.1.2.2.3 Zwischenergebnis**

Es ist offensichtlich, dass eine Direktleitung zwischen zwei Nachbarhäusern nicht über die Qualität eines Elektrizitätsnetzes bzw. eines geschlossenen Verteilernetzes verfügt. Das hat u.a. zur Folge, dass A einerseits nicht der Regulierung unterliegt und somit nicht zum Netzanschluss und Netzzugang anderer verpflichtet ist, keiner Konzession bedarf und auch nicht der Entflechtung nachzukommen hat, sodass er die Möglichkeit hat, in seiner PV-Anlage Strom zu erzeugen, eine Direktleitung zum Nachbargrundstück zu errichten und darüber seinen erzeugten PV-Strom zu veräußern. Andererseits bedarf er keiner Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Bei der Errichtung der Direktleitung geht es somit nicht um die allgemeine Versorgung bzw. um die Verteilung von Strom im Rahmen eines geschlossenen Verteilernetzes, sondern um die Verfolgung eigennütziger Interessen, wie die Reduzierung bzw. Vermeidung der Systemnutzungsentgelte für das vorhandene öffentliche Stromnetz.<sup>143</sup>

### **3.1.2.3 Errichtungsvoraussetzungen einer Direktleitung**

Zu untersuchen ist nunmehr, ob und nach welchen Bestimmungen die Errichtung der Direktleitung von A zu B einer Bewilligung bedarf. In Betracht kommen dabei primär starkstrom-, elektrizitäts- und baurechtliche Bewilligungen.

#### **3.1.2.3.1 Starkstromwegerechtliche Bewilligung**

Da sich die Direktleitung von A zu B nicht über zwei oder mehrere Bundesländer erstreckt, ist der Anwendungsbereich des Bundesgesetzes des Starkstromwegerechts<sup>144</sup> nicht eröffnet,

---

<sup>143</sup> *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 9 Rz. 42.

<sup>144</sup> Bundesgesetz vom 06.02.1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken (Starkstromwegegesetz 1968), BGBl. 2003/112.

sodass es der Untersuchung des Grundsatzgesetzes zum Starkstromwegerecht<sup>145</sup> bedarf, das einschlägig ist, wenn sich elektrische Leitungsanlagen für Starkstrom nur auf ein Bundesland erstrecken. Unter elektrischen Leitungsanlagen versteht man elektrische Anlagen, die der Fortleitung von elektrischer Energie dienen (§ 2 Abs. 1 StarkstromwegeG). Da mittels der Direktleitung die in der PV-Anlage des A erzeugte Elektrizität zu Nachbar B<sup>146</sup> geleitet werden soll, handelt es sich bei der Direktleitung um eine elektrische Leitungsanlage. Um Starkstrom handelt es sich nach § 2 Abs. 2 StarkstromwegeG bei Elektrizität mit einer Spannung über 42 Volt oder einer Leistung von mehr als 100 Watt. Vorliegend weist die Direktleitung eine Spannung von 400 Volt auf und erfüllt somit die Eigenschaft von Starkstrom. Nach § 3 Abs. 1 StarkstromwegeG bedarf die Errichtung dieser elektrischen Leitungsanlagen der Bewilligung der Behörde. Allerdings sind von dieser Bewilligungspflicht wiederum u.a. elektrische Leitungsanlagen mit einer Spannung von bis zu 1.000 Volt explizit ausgenommen.<sup>147</sup> Folglich bedarf es für die Errichtung der Direktleitung mit einer Betriebsspannung von 400 Volt von A zu B keiner starkstromrechtlichen Bewilligung. Eine separate Untersuchung der einzelnen Landes-Starkstromwegegesetze ist somit obsolet.

### 3.1.2.3.2 Elektrizitätsrechtliche Bewilligung

Fraglich ist, ob die einzelnen Landesausführungsgesetze zum EIWOG 2010 als Grundsatzgesetz, das jedoch von einer Regelung der Bewilligungspflicht von Leitungsanlagen absieht, entsprechende Vorgaben verankert haben. Dies ist zum einen in § 6 Abs. 1 lit. b TEG 2012 erfolgt, der vorsieht, dass elektrische Leitungen mit einer Spannung von 1 kV einer Errichtungsbewilligung durch die Behörde bedürfen. Dies ist jedoch vorliegend aufgrund der geringeren Spannung der Direktleitung nicht erforderlich. Darüber hinaus gibt es Regelungen in den Landesausführungsgesetzen von Kärnten und Salzburg, die über kein Landes-Starkstromwegegesetz verfügen und die Bewilligungspflicht von Leitungsanlagen somit dort regeln. Allerdings ist auch in diesen Fällen die gegenständliche Direktleitung von der Bewilligungspflicht ausgenommen.<sup>148</sup> Folglich bedarf es auch keiner Elektrizitätsrechtlichen Bewilligung der Direktleitung.

---

<sup>145</sup> Bundesgesetz vom 06.02.1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken, BGBl. 2003/112.

<sup>146</sup> Enteignungen spielen daher keine Rolle.

<sup>147</sup> So auch § Abs. Bgld. Starkstromwegegesetz; § 3 Abs. 2 NÖ Starkstromwegegesetz; § 3 Abs. 2 lit. a Oö. Starkstromwegegesetz 1970; § 3 Abs. 2 Steiermärkisches Starkstromwegegesetz 1971; § 3 Abs. 2 lit. a Tiroler Starkstromwegegesetz 1969; § 3 Abs. 2 Starkstromwegegesetz Vorarlberg; § 3 Abs. 2 Wiener Starkstromwegegesetz 1969.

<sup>148</sup> § 3 Abs. 2 K-EIWOG; § 52 Abs. 2 Z 1 Salzburger LEG.

### **3.1.2.3.3 Baurechtliche Bewilligung**

Möglich erscheint jedoch, dass es bei der Errichtung der privaten Direktleitung von A zu Nachbar B einer baurechtlichen Bewilligung bedarf.

#### **Burgenland**

Nach dem Bgld. BauG bedarf die Errichtung einer Direktleitung von A zu B im Burgenland keiner baurechtlichen Bewilligung, da nach § 1 Abs. 2 Z 4 Bgld. BauG Bauwerke im Zusammenhang mit Versorgungsleitungen vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen sind. Bei einer Leitungsanlage für Elektrizität, wie der Direktleitung, handelt es sich zweifelsohne um eine Versorgungsleitung.

#### **Kärnten**

Nach § 2 Abs. 2 lit. d K-BO 1996 gilt dieses Gesetz nicht für Leitungsanlagen für Elektrizität und damit auch nicht für die Direktleitung von A zu B. Daher bedarf es in Kärnten keiner baurechtlichen Bewilligung.

#### **Niederösterreich**

Auch nach der NÖ Bauordnung 1996 ist die Direktleitung in Niederösterreich als elektrische Leitungsanlage vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen (§ 1 Abs. 3 Z 4 NÖ Bauordnung 1996) und damit bewilligungsfrei.

#### **Oberösterreich**

Zudem gilt auch die Oö. Bauordnung 1994 nicht für derartige bauliche Anlagen, die der Fortleitung von Energie dienen, wozu u.a. Freileitungen als auch Kabelleitungen gehören<sup>149</sup> und damit auch die Direktleitung. Somit erfordert die Errichtung der Direktleitung in Oberösterreich ebenfalls keiner Baubewilligung.

#### **Salzburg**

Nach § 2 Abs. 3 Z 4 Salzburger BauPolG unterliegen nur Bauten und sonstige Anlagen, die bereits nach dem Salzburger LEG bewilligungs- oder anzeigepflichtig sind, keiner Baubewilligung. Die gegenständliche Direktleitung ist jedoch aufgrund der geringen Spannung von der elektrizitätsrechtlichen Bewilligungspflicht ausgenommen (§ 52 Abs. 2 Z 1

---

<sup>149</sup> § 1 Abs. 3 Z 5 Oö. Bauordnung 1994.

Salzburger LEG). Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Errichtung der Direktleitung in Salzburg eine Baubewilligung voraussetzt.

### **Steiermark**

§ 3 Z 7 Stmk. BauG nimmt solche Anlagen, die der Fortleitung von Energie dienen (z.B. Freileitungen und Kabelleitungen) und keine betretbaren Gebäude darstellen, von dem Anwendungsbereich des Gesetzes aus und stellt die Direktleitung des A somit in der Steiermark baubewilligungsfrei.

### **Tirol**

Nach § 1 Abs. 3 lit. c TBO 2011 findet das Gesetz auf elektrische Leitungsanlagen keine Anwendung, sodass die Direktleitung des A in Tirol keiner Baubewilligung bedarf.

### **Vorarlberg**

Auch das Vorarlberger Baugesetz nimmt Leitungen für Strom aus dem Geltungsbereich des Gesetzes aus, sodass auch in Vorarlberg die Errichtung der Direktleitung von A bewilligungsfrei ist (§ 1 lit. f Vorarlberger Baugesetz).

### **Wien**

Nach § 62a Abs. 1 Z 18 BO für Wien setzen Versorgungsleitungen, worunter auch Direktleitungen zu subsumieren sind, weder eine Baubewilligung noch eine Bauanzeige durch A voraus.

### **Zwischenergebnis**

Die Errichtung einer privaten Direktleitung von A zu seinem Nachbarn B bedarf weder einer starkstromrechtlichen noch einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Eine Baubewilligung ist zudem nur in Salzburg erforderlich.

#### **3.1.2.3.4 Beachtung des Elektrotechnikgesetzes**

Zu beachten sind im Zusammenhang mit der Direktleitung als elektrisches Betriebsmittel im Sinne von § 1 Abs. 1 ETG 1992<sup>150</sup> v.a. die Sicherheitsmaßnahmen auf dem Gebiet der

---

<sup>150</sup> Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992), BGBl. 2013/129.

Elektrotechnik.<sup>151</sup> Dementsprechend ist die Direktleitung so zu errichten, herzustellen, instand zu halten und zu betreiben, dass ihre Betriebssicherheit, die Sicherheit von Personen und Sachen gewährleistet ist. Genauso muss gewährleistet sein, dass in ihrem Störungs- und Gefährdungsbereich der sichere und ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen und Betriebsmittel sowie sonstiger Anlagen gewährleistet ist.

#### 3.1.2.4 Netzanschluss von B

Fraglich ist, ob B rechtlich verpflichtet ist, sich zusätzlich zu der Direktleitung von A an das öffentliche Elektrizitätsnetz anzuschließen.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 44 Abs. 1 EIWOG 2010 und den Landesausführungsgesetzen<sup>152</sup> haben die Ausführungsgesetze das Recht der Verteilernetzbetreiber zum Netzanschluss aller Endverbraucher und Erzeuger innerhalb ihres Gebietes vorzusehen, unbeschadet jedoch der Bestimmungen hinsichtlich der Direktleitungen.<sup>153</sup> Das Recht auf Netzanschluss spiegelt das Gebietsmonopol der Verteilernetzbetreiber wieder, wonach sie auf der Grundlage einer Konzession befugt sind, sämtliche Endverbraucher und Erzeuger innerhalb ihres Gebietes an ihr Netz anzuschließen. Von diesem Netzanschlussrecht<sup>154</sup> und damit vom Gebietsmonopol sind jedoch u.a. Direktleitungen, also Parallellleitungen zum öffentlichen Netz, explizit ausgenommen.<sup>155</sup> Somit entfällt das Netzanschlussrecht des Verteilernetzbetreibers bezogen auf B, da er an die Direktleitung angeschlossen ist und über diese durch A versorgt wird.

Somit ist B nicht verpflichtet, sich zusätzlich an das öffentliche Elektrizitätsnetz anzuschließen.

#### 3.1.2.5 Anfallende Kosten

Zu untersuchen ist, welche Kosten z.B. in Form von Entgelten, Förderungen und Steuern für A und B direkt bzw. indirekt (es ist davon auszugehen, dass A den B im Rahmen der Abrechnung des Strompreises für den gelieferten PV-Strom an den für ihn anfallenden Kosten beteiligen wird) durch die Versorgung des B mit PV-Strom des A via Direktleitung zu entrichten sind.

---

<sup>151</sup> § 3 ETG 1992.

<sup>152</sup> § 33 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006; § 42 Abs. 1 K-EIWOG; § 39 Abs. 1 NÖ EIWOG-Novelle 2013; § 38 Oö. EIWOG 2006; § 20 Salzburger LEG; § 28 Stmk. EIWOG 2005; § 49 Abs. 1 TEG 2013; § 32 Vlb. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 39 Abs. 1 WeiWG 2005.

<sup>153</sup> Eine explizite Ausnahme von der allgemeinen Anschlusspflicht hinsichtlich der Direktleitungen sieht § 30 Abs. 1 Z 2 Stmk. EIWOG vor.

<sup>154</sup> Und zugleich auch von der Netzanschlusspflicht.

<sup>155</sup> Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 27 Rz. 2; *Rihs*, Strom(eigen)erzeuger, RdU 2013/18, 42 (45).

### 3.1.2.5.1 Systemnutzungsentgelte

Fraglich ist, ob A als Erzeuger und Einspeiser und B als Entnehmer des PV-Stroms Systemnutzungsentgelte zu entrichten haben. Allerdings bezieht sich die Untersuchung dieser Fragestellung ausschließlich auf die Direktleitung, da das von A als Einspeiser in das öffentliche Elektrizitätsnetz zu zahlende Systemnutzungsentgelt bereits zuvor dargelegt wurde.<sup>156</sup> Die Verpflichtung zur Zahlung der Systemnutzungsentgelte setzt voraus, dass es sich sowohl bei A als auch bei B nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 um „Netzbenutzer“ handelt. Netzbenutzer sind aufgrund der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG 2010 Personen, die Elektrizität in ein Netz einspeisen oder aus einem Netz entnehmen. Maßgeblich für die Frage, ob Systemnutzungsentgelte tatsächlich zu zahlen sind oder nicht, ist somit die Tatsache, ob zwecks Einspeisung oder Entnahme ein Netz genutzt wird. Mit dem Netz ist allerdings, wie bereits oben ausführlich dargestellt, das öffentliche Stromnetz gemeint, worunter eine Direktleitung jedoch nicht zu subsumieren ist. Folglich wird vorliegend durch A und B kein Netz genutzt, sodass bei der Belieferung des B mit PV-Strom durch A für beide keine Systemnutzungsentgelte anfallen.<sup>157</sup>

### 3.1.2.5.2 Reiner Strompreis

Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten unterliegt der reine Strompreis nicht der Regulierung, sondern dem freien Wettbewerb und kann somit entweder von A als Lieferant eigenständig festgesetzt bzw. zwischen den Parteien frei vereinbart werden.<sup>158</sup> Somit ist von B für den gelieferten PV-Strom der Preis für die reine Energie an A zu zahlen, allerdings obliegt ihnen die eigenständige Festlegung der Höhe in Cent/kWh.

### 3.1.2.5.3 Ökostrompauschale und -förderbeitrag

Die Fördermittel für die Elektrizität werden v.a. durch die Ökostrompauschale und den Ökostromförderbeitrag aufgebracht. So sind die Ökostrompauschale nach § 45 ÖSG 2012 und der Ökostromförderbeitrag nach § 48 ÖSG 2012 allen an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Endverbrauchern durch die Netzbetreiber in Rechnung zu stellen und von diesen zu leisten. Aufgrund dieser gesetzlichen Vorgaben wird somit auch die Ökostromförderung von dem Anschluss an das öffentliche Stromnetz abhängig gemacht. In der ersten Variante ist B als Endverbraucher jedoch gar nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen, da er ausschließlich über die Direktleitung mit dem PV-Strom seines

---

<sup>156</sup> Da A zusätzlich zu der Direktleitung an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen ist, fallen für ihn als Einspeiser diesbezüglich Systemnutzungsentgelte an, was unter Punkt 1.1.4.3 ausgeführt wurde.

<sup>157</sup> Dazu ausführlich *Rihs*, Systemdienstleistungsentgeltspflichtig?, RdU 2010/3, 7 (10).

<sup>158</sup> Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 10.

Nachbarn A versorgt wird. Folglich sind von ihm weder die Ökostrompauschale noch der Ökostromförderbeitrag zu zahlen.

#### **3.1.2.5.4 Gebrauchsabgabe**

Zu untersuchen ist, ob für A als Elektrizitätsunternehmen die Gebrauchsabgabe fällig wird, die dieser sodann in die Kalkulation gegenüber B einrechnen wird. Bei der Gebrauchsabgabe handelt es sich um eine kommunale Abgabe, die u.a. für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund (z.B. für die Elektrizitätsnetze) erhoben werden kann. Die wesentliche Ausgestaltung dieser Abgabe obliegt dabei dem Landesgesetzgeber.<sup>159</sup> Allerdings kann an dieser Stelle keine Aussage dahingehend getroffen werden, ob und in welcher Höhe die Gemeinden die Gebrauchsabgabe tatsächlich per Verordnung geltend machen. Im Ergebnis fällt in der vorliegenden Variante 1 keine Gebrauchsabgabe an, da bei den Nachbargrundstücken kein öffentlicher Gemeindegrund tangiert wird. Sofern in anderen Fällen bei der Errichtung einer Direktleitung hingegen öffentlicher Gemeindegrund benötigt wird, hängt die Erhebung der Gebrauchsabgabe von der jeweiligen Landesregelung ab.

#### **3.1.2.5.5 Einkommensteuer**

An dieser Stelle der Untersuchung soll die Frage geklärt werden, ob der Betrieb der PV-Anlage durch A als natürliche Person i.S.d. § 1 Abs. 1 EStG 1988<sup>160</sup> der Einkommensteuer unterliegt. Dies setzt zunächst voraus, dass der Betrieb der PV-Anlage einer der in § 2 Abs. 3 EStG 1988 taxativ aufgezählten Einkommensarten zuzuordnen ist. Möglicherweise könnten vorliegend Einkünfte aus dem Betrieb eines Gewerbes vorliegen (§ 2 Abs. 3 Z 3 EStG 1988). Nach § 23 Z 1 EStG 1988 sind darunter Einkünfte aus einer selbständigen, nachhaltigen Betätigung zu verstehen, die mit Gewinnabsicht unternommen wird und die sich als Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr darstellt, sofern diese Betätigung weder als Ausübung der Land- und Forstwirtschaft noch als selbständige Arbeit anzusehen ist.<sup>161</sup> Zu prüfen ist daher, ob diese Voraussetzungen bei A vorliegen. Unter einer selbständigen Betätigung versteht man in diesem Zusammenhang grds. eine solche, die ohne persönliche Weisungsgebundenheit und ohne organisatorische Eingliederung in einen anderen Betrieb erfolgt und damit auf eigene Rechnung und Gefahr

---

<sup>159</sup> Kärntner Gemeindegrund-Benützungabgabegesetz; NÖ Gebrauchsabgabegesetz 1973; Oö. Gebrauchsabgabegesetz; Salzburger Gebrauchsabgabegesetz; Benützungabgabegesetz Steiermark; Tiroler Gebrauchsabgabegesetz; Wiener Gebrauchsabgabegesetz 1966. Dazu auch ECK, Bescheid vom 22.03.2006, GZ K STR 16/05.

<sup>160</sup> Bundesgesetz vom 07.07.1988 über die Besteuerung des Einkommens natürlicher Personen (Einkommenssteuergesetz 1988 – EStG 1988), BGBl. I 2014/40.

<sup>161</sup> Bei der steuerlichen Betrachtung ist die Einordnung der PV-Anlage nach der GewO 1994 unbeachtlich, *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 3.

sowie auf eigene Verantwortung durchgeführt wird.<sup>162</sup> Da A beim Betrieb der PV-Anlage das alleinige Unternehmensrisiko trägt, handelt es sich um eine selbständige Betätigung. Diese ist zudem auf Nachhaltigkeit und nicht auf Gelegenheit ausgelegt, da A mehrere aufeinander folgende gleichartige Handlungen ausführt, die der Erfüllung dauernder Vertragsverhältnisse dienen.<sup>163</sup> So speist A laufend seinen erzeugten PV-Strom zwecks Versorgung des B in die Direktleitung bzw. in das öffentliche Versorgungsnetz beim Verkauf an einen Stromhändler ein. Damit ist diese Tätigkeit auf Wiederholung angelegt, zumal A damit die mit diesen Parteien abgeschlossenen Verträge erfüllt. Allerdings könnte das Vorliegen des Merkmals der Gewinnerzielungsabsicht aufgrund der Anlagendimensionierung von max. 5 kW<sub>peak</sub> vorliegend problematisch sein. Eine Gewinnerzielungsabsicht ist dann gegeben, wenn ein Gesamtüberschuss der Einnahmen bezogen auf die Ausgaben und nicht nur eine reine Kostendeckung angestrebt wird.<sup>164</sup> Es kann vorliegend zwar nicht eingeschätzt werden, ab wann die PV-Anlage des A aufgrund der hohen Investitionskosten tatsächlich Gewinne abwirft, jedoch ist davon auszugehen, dass A die Absicht hat – und nur diese ist hier aufgrund des Wortlauts maßgeblich – mit dem Betrieb dieser Anlage Gewinne zu erzielen, da er seinen erzeugten PV-Strom ansonsten auch nicht verkaufen würde. Dass er zusätzlich seinen eigenen Bedarf deckt und somit nicht 100 % seiner Erzeugnisse verkauft, ist unerheblich, da das Gewinnstreben diesbezüglich nicht der Hauptzweck sein muss.<sup>165</sup> Ferner muss sich A mit dem Betrieb seiner PV-Anlage am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr beteiligen, was dann der Fall ist, wenn er nach außen hin erkennbar am Wirtschaftsleben in Form des Güter- und Leistungsaustausches teilnimmt und eine im wirtschaftlichen Verkehr begehrte und als solche geltende Leistung anbietet.<sup>166</sup> A nimmt in der Weise am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr teil, indem er seine Anlage nicht nur für den privaten Eigenbedarf betreibt, sondern seine erzeugten Überschüsse auch an B bzw. noch zusätzlich an einen Stromhändler verkauft, sodass es zu einem Leistungsaustausch in Form von PV-Strom gegen Geld kommt. Selbst wenn A nur zu einem Abnehmer derartige Vertragsbeziehungen unterhalten würde, würde dies einer unternehmerischen Marktteilnahme nicht entgegenstehen<sup>167</sup>, wobei allerdings davon auszugehen ist, dass die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz dazu angetan ist, den Eindruck der Beteiligung am wirtschaftlichen Verkehr (im Gegensatz zur ausschließlichen Einspeisung in eine private Direktleitung) durchaus zu erhärten. Da die aufgeführten gesetzlichen Ausnahmen (Land- und Forstwirtschaft sowie selbständige Arbeit) beim Betrieb einer PV-Anlage nicht einschlägig sind, liegen aufgrund der entgeltlichen Stromlieferungen Einkünfte aus dem

---

<sup>162</sup> *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 4 m.w.N.

<sup>163</sup> *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 14 m.w.N.

<sup>164</sup> *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 22.

<sup>165</sup> *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 24.

<sup>166</sup> *Peth/Wanke/Wiesner*, in: *Wiesner/Grabner/Wanke*, EStG Kommentar, § 23 Rz. 27.

<sup>167</sup> *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 104.

Betrieb eines Gewerbes vor.<sup>168</sup> Diese Einkünfte gelten somit als Betriebseinnahmen und unterliegen der Einkommensteuer.

Fraglich ist jedoch, welche Auswirkungen der Eigenverbrauch durch A auf das Betriebsvermögen hat. Nach den Vorgaben des *Bundesministeriums für Finanzen* ist die Anlage in diesem Fall insoweit der Privatsphäre zuzuordnen, wie der produzierte PV-Strom dem privaten Eigenbedarf dient und insoweit dem Betriebsvermögen zuzuordnen, wie der erzeugte PV-Strom den betrieblichen Zwecken dient, wobei eine entsprechende Aufteilung ggf. der Schätzung bedarf.<sup>169</sup> Nach § 7 Abs. 1 EStG 1998 ist A grds. zur Absetzung für die Abnutzung (AfA) berechtigt. So sind bei Wirtschaftsgütern, deren Verwendung oder Nutzung durch den Steuerpflichtigen zur Erzielung von Einkünften sich erfahrungsgemäß auf einen Zeitraum von mehr als einem Jahr erstreckt (abnutzbares Anlagevermögen), die Anschaffungs- oder Herstellungskosten gleichmäßig verteilt auf die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abzusetzen (Absetzung für Abnutzung). Dabei bemisst sich die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer nach der Gesamtdauer der Verwendung oder Nutzung. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer einer PV-Anlage wird bei 20 Jahren gesehen.<sup>170</sup> Folglich kann A die Kosten für die Anschaffung und Errichtung der PV-Anlage abzüglich der erhaltenen Investitionsförderung und abzüglich des Anteils für den Eigenbedarf über 20 Jahre verteilt bis zur vollständigen Absetzung beim Finanzamt geltend machen.

Sofern durch die Errichtung einer PV-Anlage mangels Gewinnerzielung keine neue Einkunftsquelle begründet und somit keine (zusätzliche) Steuerpflicht ausgelöst wird, besteht dennoch die Möglichkeit, zumindest einen Teil der Investitionskosten im Rahmen der Einkommensteuererklärung bzw. Arbeitnehmerveranlagung steuerlich zu berücksichtigen. Die Aufwendungen sind unter dieser Voraussetzung im Rahmen der Wohnraumschaffung und Sanierung als sogenannte Topfsonderausgaben gemäß § 18 EStG abzugsfähig. Diese sind insgesamt pro Steuerpflichtigem mit EUR 2.920 begrenzt (Erhöhung bei Alleinverdienern bzw. ab drei Kindern), wobei jedoch nur ein Viertel der Aufwendungen abgesetzt werden kann und dieser Betrag darüber hinaus bei Einkünften zwischen EUR 36.400 und EUR 60.000 linear reduziert wird.

Folglich unterfällt der Betrieb der PV-Anlage durch A der Einkommensteuer.

---

<sup>168</sup> So auch *Bundesministerium für Finanzen*, Steuerliche Beurteilung, S. 7.

<sup>169</sup> *Bundesministerium für Finanzen*, Steuerliche Beurteilung, S. 7.

<sup>170</sup> [http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere\\_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/2000-12-15-afa-103.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/2000-12-15-afa-103.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

### 3.1.2.5.6 Umsatzsteuer

Fraglich ist, ob der Betrieb der PV-Anlage durch A eine unternehmerische Tätigkeit darstellt und die Stromlieferung damit der Umsatzsteuer unterliegt.<sup>171</sup>

#### Unternehmereigenschaft

Nach § 1 Abs. 1 Z 1 UStG 1994<sup>172</sup> unterliegt die **Lieferung**, die ein **Unternehmer** im **Inland** gegen **Entgelt** im Rahmen seines **Unternehmens** ausführt, der Umsatzsteuer. Somit müsste es sich zunächst bei A um einen **Unternehmer** handeln. Ein Unternehmer ist nach der Legaldefinition des § 2 Abs. 1 S. 1 UStG 1994 der, der eine gewerbliche oder berufliche Tätigkeit selbständig ausübt. Gewerblich oder beruflich ist jede nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen, auch wenn die Absicht, Gewinn zu erzielen, fehlt (§ 2 Abs. 1 S. 3 UStG 1994). Voraussetzung ist dabei die Ausübung einer wirtschaftlichen Tätigkeit, worunter die Tätigkeiten eines Erzeugers zu subsumieren sind.<sup>173</sup> Dies wurde auch durch den VwGH (nach erfolgtem Vorabentscheidungsersuchen<sup>174</sup> an den EuGH<sup>175</sup>) bestätigt, der das Erfordernis der wirtschaftlichen Tätigkeit für erfüllt ansieht, wenn der Betreiber einer PV-Anlage den produzierten Strom ganz oder teilweise gegen Entgelt in das öffentliche Stromnetz einspeist.<sup>176</sup> Dabei ist es, so der EuGH ausdrücklich, „unerheblich, dass die Menge des von der Anlage produzierten Stroms die durch den Anlagenbetreiber für seinen Haushaltsbedarf verbrauchte Strommenge immer unterschreitet.“ Somit spielt „das Verhältnis zwischen der Menge des erzeugten Stroms einerseits und der des verbrauchten Stroms andererseits für die Einstufung dieser Liefertätigkeit als wirtschaftliche Tätigkeit keine Rolle.“ Soweit die PV-Anlage, unabhängig von ihrer leistungsmäßigen Auslegung, unmittelbar oder mittelbar an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist, ist von einer Umsatzsteuerpflicht auszugehen.<sup>177</sup> Folglich wird die wirtschaftliche Tätigkeit beim Zugang

---

<sup>171</sup> Ausführlich dazu: *Bundesministerium für Finanzen*, Steuerliche Beurteilung, S. 13 ff.; *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 27 ff.

<sup>172</sup> Bundesgesetz über die Besteuerung der Umsätze (Umsatzsteuergesetz 1994 – UStG 1994), BGBl. I 2014/13.

<sup>173</sup> Art. 9 Abs. 1 MwStSystRL (Richtlinie 2006/112/EG des Rates vom 28.11.2006 über das gemeinsame Mehrwertsteuersystem, ABl. L 347/2006, S. 1); *Bürgler*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 2 Rz. 40.

<sup>174</sup> VwGH, 29.03.2012, Az. 2009/15/0143. Folgende Frage wurde dem Gerichtshof durch den VwGH vorgelegt: „Begründet der Betrieb einer netzgeführten Fotovoltaikanlage ohne eigene Stromspeichermöglichkeit auf oder neben einem privaten Wohnzwecken dienenden Eigenheim, welche technisch derart ausgelegt ist, dass die Stromerzeugung der Anlage dauerhaft die durch den Anlagenbetreiber insgesamt privat verbrauchte Strommenge im Eigenheim unterschreitet, eine „wirtschaftliche Tätigkeit“ im Sinne des Art. 4 der Sechsten Mehrwertsteuerrichtlinie des Anlagenbetreibers?“. (Diese Frage wurde durch den Gerichtshof am 20.06.2013 ausdrücklich bejaht).

<sup>175</sup> EuGH, 20.06.2013, Rs. C-219/12.

<sup>176</sup> VwGH, 25.07.2013, Az. 2013/15/0201. So auch der deutsche BFH, 18.12.2008, Az. V R 80/07 bzw. 19.07.2011, Az. XI R 21/10. A.A. zuvor VwGH, 29.03.2012, Az. 2009/15/0143.

<sup>177</sup> A.A. VwGH, 29.03.2012, Az. 2009/15/0143, wonach die Anbindung an das öffentliche Netz nur als Teil der technischen Ausgestaltung der Anlage angesehen wird und der Umstand, ob eine Voll- oder Überschusseinspeisung vorliegt, unerheblich ist.

zum öffentlichen Elektrizitätsnetz vermutet. An der Bejahung der wirtschaftlichen Tätigkeit kann sich jedoch auch dann nichts ändern, wenn die erzeugte Elektrizität nicht nur durch einen Stromhändler, sondern auch durch einen Dritten, wie vorliegend dem Nachbarn B, vergütet wird. Diese Vergütung stellt die Gegenleistung für die Stromlieferung dar. Dabei kommt es ausschließlich auf die Erzielung von Einnahmen an, wobei deren Höhe keine Rolle spielt, nicht hingegen auf die Erzielung von Gewinnen.<sup>178</sup> Daher ist es auch unerheblich, wenn A einen Teil des erzeugten PV-Stroms für den Eigenbedarf verwendet bzw. möglicherweise auch Elektrizität aus dem öffentlichen Stromnetz bezieht.<sup>179</sup> Für die Beurteilung der Nachhaltigkeit dieser wirtschaftlichen Tätigkeit ist nur die Beurteilung des Einzelfalls relevant, wozu einige Indizien herangezogen werden können: Z.B. auf Wiederholung angelegte Tätigkeit, mehrjährige Tätigkeit, Vornahme mehrerer gleichartiger Handlungen aufgrund derselben Gelegenheit bzw. Verhältnisse, Höhe der Einnahmen, Auftreten u.a. ggü. Behörden.<sup>180</sup> Die Erzeugung von Elektrizität in seiner PV-Anlage nimmt A zum Anlass, mehrere gleichartige Handlungen zu erfüllen: So verwendet er die Elektrizität nicht ausschließlich für den Eigenverbrauch, sondern speist regelmäßig zugleich Teile dessen in das öffentliche Stromnetz und auch in die Direktleitung ein. Diese Vorgehensweise stellt eine jeweils vertraglich zugesicherte dauerhafte und langfristige Tätigkeit dar, für die er auch laufende Einnahmen erhält. Die Höhe der Einnahmen ist dabei genauso irrelevant wie die Menge der erzeugten Elektrizität, die er zum Eigenverbrauch benötigt. Die Beurteilung des Einzelfalls legt somit durchaus die Bejahung der nachhaltigen Erzielung von Einnahmen durch den Betrieb der PV-Anlage nahe. Schließlich bedarf es der selbständigen Ausübung dieser wirtschaftlichen Tätigkeit. § 2 Abs. 2 UStG 1994 definiert nicht, was unter dem Begriff der „Selbständigkeit“ zu verstehen ist, sondern nur, was darunter nicht zu subsumieren ist, was jedoch im vorliegenden Fall für den Anlagenbetreiber A nicht einschlägig ist. Somit wird das Vorliegen der Selbständigkeit aufgrund der Gesamtanschauung zu beurteilen sein, wobei u.a. die Beurteilung des Innenverhältnisses eine entscheidende Rolle spielt, aber auch das Tragen des unternehmerischen Risikos sowie der mit dem Geschäftsbetrieb verbundenen allgemeinen Kosten und Auslagen.<sup>181</sup> Diese Voraussetzungen dürften beim Betrieb der PV-Anlage durch A erfüllt sein, da er diese auf eigene Rechnung angeschafft hat und unterhält und auch für deren wirtschaftlichen Betrieb die alleinige Verantwortung trägt. Somit ist aufgrund der mit dem Betrieb der PV-Anlage verbundenen nachhaltigen wirtschaftlichen Tätigkeit, die durch A selbständig zur Erzielung von Einnahmen, ohne, dass es auf eine Gewinnerzielungsabsicht ankommt, ausgeübt wird, seine Unternehmereigenschaft i.S.d. § 2 Abs. 1 S. 1 UStG 1994 zu bejahen.

Ferner müsste es sich bei der Einspeisung der mittels der PV-Anlage erzeugten elektrischen Energie (sowohl ins öffentliche Stromnetz als auch in die Direktleitung) um eine **Lieferung**

---

<sup>178</sup> So auch der EuGH, 20.06.2013, Rs. C-219/12.

<sup>179</sup> *Bundesministerium für Finanzen*, Steuerliche Beurteilung, S. 14.

<sup>180</sup> *Bürgler*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 2 Rz. 56.

<sup>181</sup> *VwGH*, 03.05.1983, 82/14/0281; *Bürgler*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 2 Rz. 75.

gegen Entgelt handeln. Unter einer Lieferung versteht man nach § 3 Abs. 1 UStG 1994 eine Leistung, durch die ein Unternehmer den Abnehmer befähigt, im eigenen Namen über den Gegenstand zu verfügen. Bei A handelt es sich, wie bereits dargestellt, um einen Unternehmer und bei B bzw. dem Stromhändler um den Abnehmer. Fraglich ist jedoch, ob die eingespeiste Elektrizität auch als Gegenstand zu definieren ist. Unter den Begriff des körperlichen Gegenstandes fallen v.a. körperliche Gegenstände jeder Art, Tiere, Grundstücke sowie alle anderen Wirtschaftsgüter, die nach der Verkehrsauffassung wie körperliche Gegenstände behandelt werden, wozu auch elektrische Energie zählt.<sup>182</sup> Diese Gleichstellung der Elektrizität mit körperlichen Gegenständen findet sich auch ausdrücklich in Art. 15 MwStSystRL. Somit kann der PV-Strom des A als Gegenstand definiert werden. Weitere Voraussetzung für eine Lieferung ist, dass der liefernde Unternehmer, also A, dem Abnehmer auch die Verfügungsmacht über den Gegenstand, also die Elektrizität, einräumt. Der Abnehmer erlangt die Verfügungsmacht über den Gegenstand dann, wenn er über diesen Gegenstand im eigenen Namen wirtschaftlich disponieren kann.<sup>183</sup> Dies ist der Fall, wenn die elektrische Energie über die Direktleitung beim Abnehmer B eingegangen ist und er über diese disponieren kann bzw. dass der Stromhändler darüber verfügen kann. Da die Stromlieferung an B sowie an den Stromhändler auch gegen **Entgelt** erfolgt, ist auch dieses Merkmal erfüllt.

Da die Lieferung des PV-Stroms durch A als Unternehmer mittels Direktleitung an seinen Nachbarn B auch im **Inland** erfolgt, unterliegt diese nach § 1 Abs. 1 Z 1 UStG 1994 der Umsatzsteuer. Auch hat der Eigenverbrauch des durch A selber erzeugten PV-Stroms keine Auswirkungen auf seine Eigenschaft als Unternehmer, sofern die wirtschaftliche Nutzung, also der zusätzliche Verkauf des PV-Stroms an B bzw. einen Stromhändler regelmäßig erfolgt und damit auf die Erzielung von Einnahmen gerichtet ist.<sup>184</sup>

### **Kleinunternehmerregelung**

Zu prüfen ist jedoch, ob A möglicherweise als **Kleinunternehmer** i.S.v. § 6 Abs. 1 Z 27 UStG 1994 anzusehen ist und somit seine Umsätze von der Steuer befreit sind. Unter einem Kleinunternehmer versteht man einen Unternehmer, der im Inland seinen Wohnsitz hat und dessen Umsätze nach § 1 Abs. 1 Z 1 UStG 1994 im Veranlagungszeitraum 30.000 € nicht übersteigen. Der Kleinunternehmer zeichnet sich somit durch verhältnismäßig geringe Umsätze aus, wodurch er umsatzsteuerrechtlich einem Nichtunternehmer gleichgestellt werden soll.<sup>185</sup> Als Veranlagungszeitraum wird das Kalenderjahr angesehen. Sofern also die Umsätze des A, was vorliegend der Fall ist, laufend unter 30.000 € liegen, ist er – zumal er seinen Wohnsitz in Österreich und somit im Inland hat – als Kleinunternehmer anzusehen.

---

<sup>182</sup> *Bürgler*, in: Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig, UStG-ON, 2.05, § 3 Abs. 4, 17.

<sup>183</sup> *Bürgler*, in: Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig, UStG-ON, 2.05, § 3 Rz. 3

<sup>184</sup> So auch *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 33.

<sup>185</sup> *Tschiderer/Mayr/Kanduth-Kristen*, in: Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig, UStG-ON, 2.05, § 6 Rz. 639.

Dies hat zur Konsequenz, dass er zwar von der Umsatzsteuer befreit ist, dadurch aber auch nicht die Umsatzsteuer gesondert auf Rechnungen ausweisen darf und nicht zum Vorsteuerabzug nach § 12 Abs. 3 UStG 1994 berechtigt ist. Es besteht allerdings nach § 6 Abs. 3 UStG 1994 die Möglichkeit, dass A als Betreiber der PV-Anlage, sofern er aufgrund seiner geringen Umsätze als Kleinunternehmer einzustufen ist, wiederum auf diese Kleinunternehmerregelung verzichtet. Die Verzichtserklärung ist gegenüber dem zuständigen Finanzamt schriftlich abzugeben und bindet A als Unternehmer sodann mindestens für fünf Jahre. Das hat zur Folge, dass A wieder der Umsatzsteuer unterfällt, aber auch vorsteuerabzugsberechtigt ist. Aufgrund der hohen Anschaffungskosten einer PV-Anlage (die ihm durch einen anderen Unternehmer in Rechnung gestellt werden) und der damit verbundenen anfallenden Umsatzsteuer, könnte es aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten heraus sinnvoll sein, auf die Kleinunternehmerregelung und damit auf die Steuerbefreiung zu verzichten und von der Option der Regelbesteuerung Gebrauch zu machen, um die gezahlte Vorsteuer in Anrechnung bringen zu können.<sup>186</sup>

### **Vorsteuerabzugsberechtigung**

Fraglich ist allerdings, ob der Umstand, dass A seinen erzeugten PV-Strom nicht ausschließlich verkauft, sondern auch für den Eigenverbrauch einsetzt, relevant für seine **Vorsteuerabzugsberechtigung** bezüglich des Kaufs und der Errichtung der PV-Anlage<sup>187</sup> ist, da § 12 Abs. 1 UStG 1994 die Vorsteuerabzugsberechtigung davon abhängig macht, dass Lieferungen bzw. Leistungen an sein Unternehmen erfolgt sind.<sup>188</sup> Da somit eine Vorsteuerabzugsberechtigung grds. nur nach Maßgabe unternehmerischer Nutzung erfolgt<sup>189</sup>, stellt sich die Frage, wie eine solche gemischt genutzte Anlage einzuordnen ist.

Einerseits kann sowohl die unternehmerische als auch die private Nutzung der PV-Anlage durch A nach § 12 Abs. 2 Z 1 UStG 1994 auch dann umfänglich dem unternehmerischen Zweck zugeordnet werden, wenn Lieferungen und sonstige Leistungen für Zwecke des Unternehmens erfolgen, sofern sie min. 10 % unternehmerischen Zwecken dienen.<sup>190</sup> Folglich darf der Eigenverbrauch des A 90 % der Gesamtnutzung der PV-Anlage nicht übersteigen bzw. muss A min. 10 % seines erzeugten PV-Stroms an B oder einen Stromlieferanten verkaufen, um die Stromerzeugungsanlage seinem Unternehmen zu 100 % zuordnen zu können.<sup>191</sup> Sofern A sich somit dafür entscheidet, die PV-Anlage unter diesen Voraussetzungen komplett seinem Unternehmen zuzuordnen, ist er berechtigt, die volle

---

<sup>186</sup> *Tschiederer/Mayr/Kanduth-Kristen*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 6 Rz. 679; *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 32 f.

<sup>187</sup> Eingehend dazu: *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 33 ff.

<sup>188</sup> Dies setzt voraus, dass A nicht als Kleinunternehmer gilt, bzw. auf diese Einstufung verzichtet hat.

<sup>189</sup> *Kanduth-Kristen/Payerer*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 12 Rz. 86.

<sup>190</sup> Dazu: BFH, 19.07.2011, Az. XI R 21/10; BFG, 25.02.2014, Az. RV/51100681/2011.

<sup>191</sup> *Bundesministerium für Finanzen*, Steuerliche Beurteilung, S. 14; *Kanduth-Kristen/Payerer*, in: *Berger/Bürgler/Kanduth-Kristen/Wakounig*, UStG-ON, 2.05, § 12 Rz. 110.

Vorsteuer nach § 12 Abs. 1 UStG 1994, die mit dem Kauf und der Errichtung seiner PV-Anlage angefallen ist, abzuziehen.<sup>192</sup> Allerdings bedingt diese Vorgehensweise zugleich, dass die nichtunternehmerische Nutzung in Form des Eigenverbrauchs wiederum der Besteuerung nach § 3 Abs. 2 UStG 1994 unterfällt. Danach wird die Entnahme eines Gegenstandes durch einen Unternehmer aus seinem Unternehmen einer Lieferung gegen Entgelt gleichgestellt, wenn die Zwecke außerhalb des Unternehmens liegen. Dies ist vorliegend der Fall, wenn A seinem eigenen Unternehmen den PV-Strom zu privaten Zwecken in Form des Eigenverbrauchs entnimmt. Dabei ist es unerheblich, dass sich die Vorsteuerabzugsberechtigung originär auf die PV-Anlage als Produktionsmittel, nicht aber auf das Produkt, also den erzeugten PV-Strom, erstreckt hat, da das Produktionsmittel ausschließlich für die Produktion des Produktes angeschafft und errichtet worden ist.<sup>193</sup> Folglich ist die Entnahme des PV-Stroms von A zu privaten Zwecken (Eigenverbrauch) aus seiner PV-Anlage, die er zuvor allumfassend dem unternehmerischen Bereich zugeordnet hat, umsatzsteuerpflichtig. Die Bemessungsgrundlage stellt dabei § 4 Abs. 8 lit. a UStG 1994 dar, wonach sich im Falle von § 3 Abs. 2 UStG 1994 der Umsatz nach dem Einkaufspreis zuzüglich der mit dem Einkauf verbundenen Nebenkosten für den Gegenstand oder für einen gleichartigen Gegenstand oder mangels Einkaufspreises nach den Selbstkosten bemisst (jeweils im Zeitpunkt des Umsatzes).<sup>194</sup> Abzustellen ist dabei vordringlich auf den Einkaufspreis, der in Form des üblichen Strompreises zu ermitteln ist, und erst nachrangig auf die Selbstkosten.

Anstelle der kompletten Zuordnung zum unternehmerischen Bereich kann A sich auch dafür entscheiden, seine PV-Anlage umfassend dem privaten Bereich zuzuordnen, was zur Folge hat, dass einerseits eine Vorsteuerabzugsberechtigung hinsichtlich des Kaufs und der Errichtung der Anlage entfällt und andererseits aber auch keine Besteuerung des Eigenverbrauchs anfällt. Die Lieferung des PV-Stroms an B oder einen Stromhändler gegen Entgelt, also die unternehmerische Nutzung der Anlage, unterfällt jedoch der Umsatzsteuerpflicht.

Als letzte Möglichkeit kommt in Betracht, dass A die PV-Anlage aufgrund der gemischten Nutzung nur anteilig dem unternehmerischen Bereich zuordnet<sup>195</sup>, sodass er auch nur anteilig zum Vorsteuerabzug berechtigt ist und im Rahmen des Eigenverbrauchs nicht der Besteuerung nach § 3 Abs. 2 UStG 1994 unterliegt.

Allerdings ist neben § 12 Abs. 2 Z 1 UStG 1994 auch § 12 Abs. 2 Z 2 lit. a UStG 1994 zu beachten. Danach gelten Lieferungen als nicht für das Unternehmen ausgeführt, deren Entgelte überwiegend keine abzugsfähigen Ausgaben (Aufwendungen) im Sinne des § 20 Abs. 1 Z 1 bis 5 EStG 1988 sind. Darunter fallen u.a. Einkünfte, die für den Haushalt des

---

<sup>192</sup> Er bekommt folglich die Vorsteuer auf die Investitions- und Betriebskosten seiner PV-Anlage vom Finanzamt erstattet.

<sup>193</sup> *Moench/Wagner/Schulz/Wrede*, Gutachterliche Stellungnahme, S. 38 f.

<sup>194</sup> Dazu: BFG, 25.02.2014, RV/51100681/2011.

<sup>195</sup> § 12 Abs. 4 UStG 1994.

Steuerpflichtigen und für den Unterhalt seiner Familienangehörigen aufgewendet werden. Sofern somit diese Leistungen unter ertragssteuerlichen Gesichtspunkten nicht abzugsfähige Ausgaben darstellen, entfällt auch die Berechtigung zum Vorsteuerabzug hinsichtlich des Kaufs und der Errichtung der PV-Anlage. Die Beurteilung dessen hat bezogen auf die jeweilige Erzeugungsanlage zu erfolgen. Diesbezüglich führt das *Bundesministerium für Finanzen* im Hinblick auf die Überschusseinspeisung bei anteiliger Privatnutzung aus: „Übersteigt die aus der konkreten Photovoltaikanlage für private Zwecke entnommene Strommenge die entgeltlich ins Energienetz abgegebene Menge an Strom, so steht der Vorsteuerabzug im Zusammenhang mit Anschaffung, Inbetriebnahme und Betrieb der Anlage zur Gänze nicht zu. Wartungsarbeiten und sonstige Leistungen im Zusammenhang mit von § 12 Abs. 2 Z 2 lit. a UStG 1994 erfassten Anlagen berechtigen ebenfalls nicht zum Vorsteuerabzug.“<sup>196</sup> Dies hat zur Folge, dass A – bis es zu einer Verbrauchsänderung kommt – einerseits nicht vorsteuerabzugsberechtigt ist und andererseits die Lieferung des PV-Stroms an B und einen Stromhändler auch nicht der Umsatzsteuer unterfällt. Anders sieht das hingegen aus, wenn der Haushalt zwar mehr benötigt, als die eigene PV-Anlage erzeugt, dennoch der überwiegende Anteil des produzierten PV-Stroms nicht privat genutzt, sondern entgeltlich geliefert wird, sodass die PV-Anlage überwiegend unternehmerisch genutzt wird.<sup>197</sup> Es wird somit nicht auf den Bedarf, sondern die Entnahme abgestellt.

Diese Ansicht kann an dieser Stelle, gerade vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils<sup>198</sup> nicht ganz nachvollzogen werden, da der EuGH nicht zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung unterscheidet und darlegt, dass eine PV-Anlage geeignet ist, zu wirtschaftlichen und privaten Zwecken genutzt zu werden. Die wirtschaftlichen Zwecke ergeben sich aufgrund der nachhaltigen und nicht nur gelegentlichen Lieferung an Abnehmer gegen Entgelt, was vorliegend durch die dauerhaften Vertragsbeziehungen zu B und einem Stromhändler gewährleistet ist. Dabei kommt es nicht auf die Erzielung von Gewinnen, sondern auf die Erzielung von Einnahmen an. Es spielt in dieser Hinsicht auch keine Rolle, dass die in der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie mengenmäßig hinter dem Bedarf des Anlagenbetreibers zurück bleibt. Folglich spielt für den EuGH für die Festlegung der wirtschaftlichen Tätigkeit das Verhältnis zwischen der Menge an erzeugtem PV-Strom einerseits und des verbrauchten Stroms andererseits keine Rolle. Dies hat zur Folge, dass die Lieferung des A an B bzw. einen Stromhändler der Umsatzsteuer unterliegt, zumal der Anlagenbetreiber ein Wahlrecht hat, ob er eine gemischt genutzte Anlage dem Unternehmensbereich zuordnet, sofern der Eigenverbrauch nicht mehr als 90 % der erzeugten Strommenge beträgt. Im Rahmen der Vorsteuerabzugsberechtigung ist jedoch der Eigenverbrauch zu berücksichtigen, was bedeutet, dass diese nur anteilig geltend gemacht werden kann und die entnommene Elektrizität des A zu privaten Zwecken wiederum umsatzsteuerpflichtig ist.

---

<sup>196</sup> Steuerliche Beurteilung, S. 15.

<sup>197</sup> BFG, 25.02.2014, RV/51100681/2011.

<sup>198</sup> EuGH, 20.06.2013, Rs. C-219/12.

## Zwischenergebnis

Im Rahmen der Umsatzsteuer ist davon auszugehen, dass A – sofern er auf die Einstufung als Kleinunternehmer verzichtet – aufgrund der nachhaltigen Lieferung an B über die Direktleitung und an einen Stromhändler über das öffentliche Stromnetz einer wirtschaftlichen Tätigkeit nachgeht und damit als Unternehmer i.S.d. UStG 1994 anzusehen ist, dessen Lieferung somit umsatzsteuerpflichtig ist. Aufgrund der sowohl privaten als auch unternehmerischen Nutzung der PV-Anlage hat A das Wahlrecht, welchem Bereich er die Erzeugungsanlage zurechnen möchte, solange gewährleistet ist, dass 10 % der Nutzung unternehmerischen Zwecken dient. Die Zuordnung hat dann allerdings unterschiedliche Auswirkungen auf die Vorsteuerabzugsberechtigung und der Besteuerung des privaten Eigenverbrauchs. Sofern man sich der Meinung des Bundesministeriums für Finanzen anschließt, entfällt jedoch bei der Überschusseinspeisung die Berechtigung zum Vorsteuerabzug und damit die umsatzsteuerpflichtige Lieferung, sofern die Menge des privaten Eigenverbrauchs die entgeltliche Abgabe des erzeugten PV-Stroms übersteigt. Wenn A anstrebt, die Vorsteuer abziehen zu können, sollte er darauf achten, den überwiegenden Teil seines erzeugten PV-Stroms gegen Entgelt zu liefern, damit eine überwiegend private Stromversorgung der PV-Anlage ausgeschlossen ist.

### 3.1.2.5.7 Elektrizitätsabgabe

Fraglich ist, ob von A die Elektrizitätsabgabe zu entrichten ist. Zunächst unterliegt nach § 1 Abs. 1 Elektrizitätsabgabegesetz<sup>199</sup> die Lieferung elektrischer Energie im Steuergebiet<sup>200</sup>, ausgenommen an Elektrizitätsunternehmen i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 und an sonstige Wiederverkäufer, sofern die elektrische Energie zur Weiterbelieferung bestimmt ist, der Elektrizitätsabgabe. Sofern A somit seinen erzeugten Überschuss in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeist und an einen Wiederverkäufer, zum Zwecke der Weiterlieferung verkauft, liegt ein nicht steuerbarer Vorgang vor.<sup>201</sup> Die Elektrizitätsabgabe fällt somit in diesem Fall nicht an. Anders sieht dies hingegen bei der entgeltlichen Lieferung an den Nachbarn B via Direktleitung aus, da es sich bei diesem um einen Endverbraucher und damit eben nicht um ein Elektrizitätsunternehmen oder einen Wiederverkäufer handelt, sodass diese Lieferung der Elektrizitätsabgabe in Höhe von 0,015 €/kWh unterliegt. Zudem ist eine Möglichkeit der Steuerbefreiung nicht ersichtlich. Schuldner der Abgabe ist A<sup>202</sup>, der diese monatlich ans zuständige Finanzamt zu überweisen hat (§ 5 Elektrizitätsabgabegesetz). Es ist davon auszugehen, dass A diese Abgabe in der Folge im Rahmen der Stromrechnung auf B überwälzen wird. Sofern eine Steuerbefreiung für Ökostrom, der über eine Direktleitung

---

<sup>199</sup> Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird, (Elektrizitätsabgabegesetz), BGBl. I 2014/64.

<sup>200</sup> Dieses ist nach § 1 Abs. 3 Elektrizitätsabgabegesetz das Bundesgebiet mit Ausnahme der Ortsgemeinden Jungholz in Tirol und Mittelberg in Vorarlberg.

<sup>201</sup> Dazu auch *Wagner*, Energieabgaben-Richtlinien 2011, FJ 2011, 218 f.

<sup>202</sup> § 3 Abs. 1 Z 1 Elektrizitätsabgabegesetz.

geliefert wird, politisch gewünscht ist, bedürfte es einer entsprechenden gesetzlichen Ergänzung.<sup>203</sup>

Hinsichtlich des Anteils seines Eigenbedarf ergibt sich, dass dieser nach § 1 Abs. 1 Z 2 Elektrizitätsabgabegesetz auch der Abgabe unterliegt, da es sich um den Verbrauch von selbst hergestellter elektrischer Energie handelt. Möglicherweise kommt jedoch eine Steuerbefreiung nach § 2 Z 1 lit. b Elektrizitätsabgabegesetz in Betracht. Diese greift dann, wenn Elektrizitätserzeuger die aus erneuerbaren Primärenergieträgern selbst erzeugte elektrische Energie nicht in das Netz einspeisen, sondern selbst verbrauchen bis zu einer Menge von 25.000 kWh pro Jahr. Somit ist die Deckung des Eigenbedarfs aus der PV-Anlage von der Elektrizitätsabgabe befreit.

Soweit A allerdings seinerseits zusätzlich elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezieht, unterliegt diese Lieferung allerdings wiederum der Elektrizitätsabgabe, die ihm durch das Elektrizitätsunternehmen in Rechnung gestellt wird.

#### **3.1.2.5.8 Zwischenergebnis**

Es bleibt im Ergebnis festzuhalten, dass die Versorgung des Nachbarhauses des B mit Strom durch das Haus A mittels einer Direktleitung deswegen attraktiv sein kann, da für die Nutzung der privaten Direktleitung im Gegensatz zur Nutzung des öffentlichen Stromnetzes u.a. keine Systemnutzungsentgelte, die ca. ein Drittel der Stromrechnung ausmachen, sowie keine Ökostrompauschale und kein Ökostromförderbeitrag anfallen. In der Regel ist auch die Gebrauchsabgabe nicht zu entrichten. Somit hat B den vereinbarten Preis für den reinen PV-Strom, der zudem – sofern A nicht von der Kleinunternehmerregelung Gebrauch macht – der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterfällt, sowie die Elektrizitätsabgabe in Höhe von 1,5 Cent/kWh zu entrichten. Für A dürften zum einen die Einkommensteuer anfallen und zum anderen die Umsatzsteuer im Rahmen des Eigenverbrauchs sowie die Umsatzsteuer und die Elektrizitätsabgabe bei Bezug aus dem öffentlichen Netz. Hinzukommen die Systemnutzungsentgelte als Einspeiser in das öffentliche Netz.

#### **3.1.2.6 Ergebnis der Variante 1**

Sofern gewährleistet ist, dass sich in der privaten Direktleitung, die weder den Charakter eines Elektrizitätsnetzes noch eines geschlossenen Verteilernetzes aufweist, ausschließlich der von A erzeugte PV-Strom befindet, ist die Verlegung einer Direktleitung von A als Erzeuger zu seinem Nachbarn als Endverbraucher rechtlich darstellbar. Allerdings wär in Hinblick auf die unionsrechtlichen Vorgaben in Art. 34 EitRL 2009 nicht nur die Festlegung von Kriterien bei der Errichtung einer Direktleitung wünschenswert, sondern es empfiehlt sich

---

<sup>203</sup> Im deutschen Stromsteuergesetz (StomStG) gibt es eine solche Steuerbefreiung in § 9 Abs. 1 Z 1.

generell die gesetzliche Überarbeitung durch die Landesgesetzgeber in dieser Hinsicht, zumal auch innerhalb der einzelnen Landesausführungsgesetze Definition und Anspruchsgrundlage oftmals nicht aufeinander abgestimmt sind und somit nicht zur Rechtsklarheit beitragen. Für die Errichtung einer derartigen Leitung bedarf es weder einer starkstromrechtlichen noch einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung; eine Baubewilligung ist nur in Salzburg erforderlich. Allerdings müssen die Sicherheitsmaßnahmen im Sinne des Elektrotechnikgesetzes immer eingehalten werden. Aufgrund der sodann bestehenden Direktleitung greift die gesetzliche Ausnahme des Netzanschlussrechts des Verteilernetzbetreibers, sodass B nicht verpflichtet ist, sich zusätzlich an das öffentliche Elektrizitätsnetz anzuschließen. Dies hat zur Folge, dass die netzgebundenen Kosten wie Systemnutzungsentgelte und Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag nicht von ihm zu zahlen sind. Mangels Nutzung des öffentlichen Gemeindegrundes durch die Direktleitung fällt auch eine Gebrauchsabgabe nicht an. Allerdings muss sich B mit A hinsichtlich der Höhe des reinen Strompreises einigen, der wohl zudem der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterliegt und mit der Elektrizitätsabgabe in Höhe von 0,015 €/kWh belastet ist. Zudem wird A der Einkommensteuer unterliegen.

### 3.1.2.7 Mustervertrag zwischen A und B

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag zwischen A und B erstellt werden, der die Rechte und Pflichten dieser Parteien festlegt.<sup>204</sup>

#### *Präambel*

A ist Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxxxx und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (Adresse: xxxxxxxxxxxx). A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> errichtet. Um seinen Nachbarn B (Endverbraucher), der Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxxxx ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich mit dem in dieser Anlage erzeugten PV-Strom zu beliefern und damit ebenfalls soweit wie möglich dessen Strombedarf decken zu können, hat A eine Direktleitung zu dem Haus des B (Adresse: xxxxxxxxxxxx) errichtet, ohne dabei Grund und Boden der Gemeinde bzw. eines anderen Dritten in Anspruch zu nehmen. Da der B den PV-Strom ausschließlich für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft, handelt es sich bei ihm um einen Haushaltskunden. Ein darüber hinaus eventuell bestehender Stromüberschuss wird von A in das öffentliche Netz des örtlichen Verteilernetzbetreibers XY eingespeist. B hat keinen zusätzlichen Anschluss ans öffentliche Netz, sondern wird lediglich mit PV-Strom aus der Anlage des A versorgt.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

#### *Vertragsgegenstand*

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Elektrizität von A an B mittels einer von A auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen PV-Anlage.

Ebenfalls Gegenstand dieses Vertrages ist die fachgerechte Errichtung einer Direktleitung durch A, welche es dem B ermöglicht, Elektrizität von der vertragsgegenständlichen PV-Anlage zu beziehen. Auch die Direktleitung steht im Eigentum des A und ist für eine Betriebsspannung von 400 Volt dimensioniert.

---

<sup>204</sup> Dieser basiert teilweise auf der Vorlage des BSW, PV-Stromlieferung, S. 39 ff.

Die Situierung der PV-Anlage und der Direktleitung sowie eine technische Beschreibung dieser Anlagen erfolgt in Anhang 1, der einen integrierenden Bestandteil dieses Vertrages bildet.

### ***Pflichten des A als Lieferant***

A ist als Lieferant verpflichtet, dem B den in seiner PV-Anlage erzeugten Strom – abzüglich seines Eigenbedarfs – über die Direktleitung bis zur Übergabestelle in der geeigneten Nennspannung und Frequenz zu liefern.

Diese Pflicht trifft den A nur, soweit die PV-Anlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Strom erzeugt. Der A ist dabei nicht zu einer bestimmten Strommenge verpflichtet.

A gewährleistet, dass über die Direktleitung ausschließlich in seiner Anlage erzeugter PV-Strom zu B transportiert wird.

Die Stromlieferung beginnt am XX.

A ist verpflichtet, einmal jährlich, auf oder als Anhang zur Stromrechnung den Versorgermix von 100 % PV-Strom sowie die Umweltauswirkungen auszuweisen.

Die mit der PV-Anlage und der Direktleitung verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem A. Im Falle von technischen Störungen ist A verpflichtet, diese umgehend zu beheben.

A ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der PV-Anlage und der Direktleitung erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert A zu, dass er die PV-Anlage und die Direktleitung im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere EIWOG 2010 und des jeweiligen Landesausführungsgesetzes, Bauordnung, Elektrotechnikgesetz, ...) und einschlägigen technischen Normen errichtet und betreibt. A ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

### **Anmerkung:**

Die Errichtung der gegenständlichen **PV-Anlage** bedarf in Wien einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung nach dem *WelWG 2005* im Wege des vereinfachten Verfahrens.

Es ist eine Frage des jeweiligen Einzelfalls, ob die Errichtung einer **PV-Anlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der *K-BO 1996* bedarf, in Niederösterreich und Salzburg das Bauvorhaben nach der *NÖ Bauordnung 1996* bzw. dem *Salzburger BauPolG* schriftlich anzuzeigen ist und es in der Steiermark einer schriftlichen Mitteilung aufgrund des *Stmk. BauG* bedarf.

Die Errichtung einer **Direktleitung** bedarf in Salzburg der Baubewilligung nach dem *Salzburger BauPolG*.

In allen Bundesländern sind bei der Errichtung und dem Betrieb der **Direktleitung** die Sicherheitsmaßnahmen nach dem *ETG 1992* zu beachten.

### **Pflichten des B als Kunde**

**B** verpflichtet sich, seinen Strombedarf durch die Stromlieferung des **A** über die Direktleitung - soweit dies möglich ist - zu decken. Er wird den von **A** an die Übergabestelle gelieferten Strom abnehmen und für den abgenommenen Strom den vereinbarten Preis zahlen.

**B** stellt sicher, den von **A** bezogenen Strom nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

**B** gestattet **A** die unentgeltliche Nutzung der in seinem Eigentum stehenden Liegenschaften, um die notwendigen Bau-, Installations-, Erhaltungs- und Erneuerungsarbeiten für die Errichtung und den vertragsgemäßen Bestand der Direktleitung durchführen zu können. Das gleiche gilt auf die Dauer dieses Vertrages für den Bestand der Direktleitung, welche sich gemäß Beilage 1 auch auf Liegenschaften des **B** befindet. Zur Erfüllung der vertraglichen Pflichten von **A** gestattet **B** dem **A** und dessen Beauftragten auch die uneingeschränkte Zufahrt sowie den uneingeschränkten Zutritt im erforderlichen Ausmaß.

**B** ist verpflichtet, dem **A** allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

### **Strompreis**

Der von **B** an **A** zu zahlende Strompreis setzt sich aus dem Arbeitspreis, also dem reinen Energiepreis, der Elektrizitätsabgabe sowie der anfallenden Umsatzsteuer zusammen.

Der Arbeitspreis für den PV-Strom beträgt **XX** Cent/kWh (netto).

Hinzu kommen die Elektrizitätsabgabe in Höhe von 1,5 Cent/kWh (netto) und die Umsatzsteuer in Höhe von 20 % in jeweils gesetzlicher Höhe.

Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Strompreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Strompreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

### ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

#### *Übergabestationen*

Die Elektrizität wird dem **B** an der Eigentumsgrenze übergeben. Die Abgrenzung der technischen Einrichtungen zwischen **A** und **B** werden im Anhang 1 dargestellt.

#### *Messung*

Die Messung der gesamten gelieferten Elektrizität erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Wartung und Ablesung des Zählerstandes durch **B** ist zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

#### *Abrechnung und Fälligkeit*

Die Abrechnung des Stromverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche

Akontierungsrechnungen. Die Höhe des Akontierungsbetrages wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

#### Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

#### **Vertragslaufzeit, Kündigung**

Der Stromliefervertrag beginnt am **XX.XX.XXXX** zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von **X** Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen. Aufgrund der Höhe der Herstellungskosten der Direktleitung verzichtet **B** auf die Dauer von **X** Jahren darauf, diesen Vertrag ordentlich zu kündigen.

Nach jedweder rechtsgültigen Beendigung dieses Vertrages wird **A** den vorherigen Zustand der betroffenen Grundstücke (insbesondere die Entfernung der Direktleitung) auf seine Kosten binnen **X** Wochen wiederherstellen. Davon abweichende Änderungen können in beiderseitigem Einvernehmen vereinbart und durchgeführt werden.

**A** ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn **B** seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt bzw. ein Schuldenregulierungsverfahren eingeleitet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den **B**.

#### **Haftung**

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

### ***Informationspflichten***

A unterrichtet den B über geplante Abschaltungen der PV-Anlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

### ***Schlussbestimmungen***

Der Stromliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Stromliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des B bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des A.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in XX vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

Anlage 1: Lageplan Direktion

### **Unterschriften**

### 3.1.3 Variante 2

Variante 2 ist grds. wie Variante 1 ausgestaltet, sodass A als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage mit einer Engpassleistung von bis zu  $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$  installiert hat. Um (neben dem Eigenverbrauch) seinen Überschuss auch einspeisen und bei ausfallender Produktion Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen zu können, ist er an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen. Allerdings möchte A seinen erzeugten PV-Strom nicht nur selber verbrauchen und in das öffentliche Netz einspeisen, sondern er möchte darüber hinaus zuvor auch seinen Nachbarn B damit versorgen. Für diesen Zweck hat er eine Direktleitung zum Nachbargrundstück errichtet. Zusätzlich ist B in dieser Variante jedoch ebenfalls an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen, zumal A aufgrund der Größe und auch der Witterungsabhängigkeit der PV-Anlage den Strombedarf des B (wahrscheinlich) nicht vollständig decken kann (siehe auch Kapitel 2.4).

Daher ist bei der zweiten Variante zunächst zu untersuchen, ob es im Rahmen der Direktleitung zwischen A und B gegenüber der ersten Variante irgendwelche Besonderheiten zu berücksichtigen gibt und ob B einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang hinsichtlich des öffentlichen Elektrizitätsnetzes hat. Sodann stellt sich die Frage, welche Kosten auf B zukommen, wenn er nicht nur über die Direktleitung mit reinem PV-Strom von A versorgt wird, sondern zusätzlich auch noch von einem anderen Lieferanten über das öffentliche Elektrizitätsnetz.

#### 3.1.3.1 Direktleitung

An dieser Stelle kann auf die obigen Ausführungen zu der Direktleitung inklusive der Abgrenzung zum öffentlichen Netz sowie ihrer Errichtungsvoraussetzungen (Punkte 3.1.2.1 bis 3.1.2.3) verwiesen werden, die in dieser Variante gleichermaßen Geltung haben. Das bedeutet, A ist als Erzeuger berechtigt, eine Direktleitung zu seinem Nachbarn B zu errichten, um diesen mit seinem erzeugten PV-Strom zu versorgen. Zu berücksichtigen ist dabei besonders in diesem Fall, dass es auf dem Transportweg zu B nicht zu einer Verbindung und Vermischung des reinen PV-Stroms aus der Direktleitung und dem Strom aus dem öffentlichen Stromnetz kommen darf, sodass B zwei Zähler benötigt, um eine getrennte Messung der beiden Stromlieferungen vor der Nutzung innerhalb seiner Kundenanlage gewährleisten zu können. Wichtig ist somit, dass über die Direktleitung ausschließlich der von A produzierte PV-Strom zu B transportiert werden darf. An dem Erfordernis der Personenverschiedenheit zwischen A und B sowie der entgeltlichen Stromlieferung über die Direktleitung ändert sich vorliegend nichts, zumal diese Voraussetzungen hier erfüllt sind. Zudem ist im Rahmen der Legaldefinition zur Direktleitung nach h.M. ebenfalls auf die 2. Variante abzustellen, zumal nunmehr nicht nur A, sondern auch B über einen Zugang zum öffentlichen Elektrizitätsnetz verfügt. Diese Variante dürfte aufgrund der größenmäßigen Ausgestaltung der PV-Anlage die klassische Konstellation im

Rahmen der Direktleitung sein, da nur auf diesem Wege gewährleistet werden kann, dass B ausreichend mit Elektrizität versorgt wird.

### **3.1.3.2 Netzanschluss und Netzzugang bzgl. des öffentlichen Elektrizitätsnetzes**

Die Frage, ob B neben der Direktleitung zusätzlich über einen Netzanschluss und einen Netzzugang zum öffentlichen Elektrizitätsnetz verfügen darf, ist eindeutig zu bejahen. Die Voraussetzungen sind hinsichtlich des EIWOG 2010 sowie der Landesausführungsgesetze<sup>205</sup> die gleichen, wie sie für A als Einspeiser gelten, sodass auch diesbezüglich nach oben<sup>206</sup> verwiesen werden kann. Folglich hat B unabhängig von der bestehenden Direktleitung einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang gegenüber seinem Verteilernetzbetreiber. Im Rahmen des vorliegenden Projekts wird vorausgesetzt, dass der Allgemeinen Anschlusspflicht des Netzbetreibers keine Verweigerungsgründe, v.a. in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht entgegenstehen, zumal der Netzanschluss des B nicht die Sicherheit des Netzes und der Allgemeinheit gefährdet, da sämtliche (sicherheits-) technischen Anforderungen eingehalten werden und der Netzbetreiber alle relevanten Informationen hinsichtlich der PV-Anlage und der Direktleitung erhält. Diese Konstruktion ist auch mit dem Unionsrecht vereinbar, da Art. 34 Abs. 3 EitRL 2009 vorsieht, dass die Möglichkeit der Elektrizitätsversorgung über eine Direktleitung nicht zugleich die Möglichkeit ausschließt, Elektrizitätslieferverträge im Sinne von Art. 32 EitRL 2009 zu schließen.

### **3.1.3.3 Anfallende Kosten**

Zu untersuchen ist, welche Kosten in Form von Entgelten, Förderungen und Steuern nunmehr für A und B anfallen, zumal B in dieser zweiten Variante nicht ausschließlich von A über die separate Direktleitung mit PV-Strom versorgt wird, sondern zugleich auch durch einen zusätzlichen Stromlieferanten über das öffentliche Elektrizitätsnetz.

#### **3.1.3.3.1 Systemnutzungsentgelte**

Da die generellen Aussagen bezüglich des Systemnutzungsentgelts bereits in Punkt 3.1.1.4.3 bei den von A als Einspeiser ins öffentliche Netz zu zahlenden Komponenten ausgeführt worden sind, kann an dieser Stelle darauf verwiesen werden, sodass nunmehr ausschließlich geprüft wird, ob die einzelnen Komponenten von B zu entrichten sind, da er

---

<sup>205</sup> Die Vorgaben aus dem ÖSG 2012 gelten naturgemäß für B nicht, da er in der Funktion als Entnehmer und nicht als Betreiber einer Ökostromerzeugungsanlage an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen werden möchte.

<sup>206</sup> Netzanschluss: Punkt 3.1.1.4.1; Netzzugang: Punkt 3.1.1.4.2.

im Gegensatz zu Variante 1 nunmehr auch an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen ist und dieses nutzt.

### **Netznutzungsentgelt**

Das Netznutzungsentgelt ist gem. § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 von den Entnehmern zu entrichten. Folglich hat B das Netznutzungsentgelt, das sich aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammensetzt, im Ausmaß seiner Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsnetzes zu bezahlen. Die Höhe ergibt sich für B als Netzbenutzer der Netzebene 7 in Abhängigkeit seines Netzbereichs aus § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014.

### **Netzverlustentgelt**

B hat als Entnehmer auch das Netzverlustentgelt im Ausmaß der Netznutzung nach § 53 Abs. 1 EIWOG 2010 zu tragen, dessen Höhe sich aus § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ergibt.

### **Netzzutrittsentgelt**

Die Höhe des von B zu leistenden Netzzutrittsentgelts nach § 54 Abs. 1 EIWOG 2010 ergibt sich hingegen nicht aus der SNE-VO 2012-Novelle 2014, sondern wird ihm durch den Netzbetreiber aufwandsorientiert in Rechnung gestellt.

### **Netzbereitstellungsentgelt**

Nach § 55 Abs. 1 EIWOG 2010 hat B als Entnehmer bei Erstellung des Netzanschlusses auch das Netzbereitstellungsentgelt in Form eines leistungsbezogenen Pauschalbetrages zu bezahlen, dessen Höhe sich aus § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ergeben.

### **Systemdienstleistungsentgelt**

Das Systemdienstleistungsentgelt ist gem. § 56 Abs. 2 EIWOG 2010 nur von den Einspeisern mit Anschlussleistung von min. 5 MW zu entrichten und damit nicht von B als Entnehmer.

### **Entgelt für Messleistungen**

Zudem fällt das Entgelt für Messleistungen nach § 57 Abs. 1 EIWOG 2010 i.V.m. § 10 SNE-VO 2012-Novelle 2014 für B an.

### **Entgelt für sonstige Leistungen**

Sofern erforderlich, ist dem B außerdem das Entgelt für sonstige Leistungen durch den Netzbetreiber in Rechnung zu stellen, § 58 EIWOG 2010, wobei sich näheres aus § 11 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ergibt.

## **Zwischenergebnis**

B hat als Netzbenutzer in Form des Entnehmers das seinem Verbrauch aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz entsprechende Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dabei fallen das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzzutrittsentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, sowie das Entgelt für Messleistung und evtl. das für sonstige Leistungen an. Wie bereits in Variante 1 ausgeführt, ist das im Rahmen der Nutzung der Direktleitung hingegen nicht der Fall.

### **3.1.3.3.2 Reiner Strompreis**

Der Gesamtpreis für den reinen Strompreis setzt sich in dieser Konstellation aus den Kosten für die Stromlieferung von A (reiner PV-Strom, der über die Direktleitung geliefert wird) und für die Stromlieferung von einem zusätzlichen Stromlieferanten (die Stromlieferung erfolgt in diesem Fall aus dem öffentlichen Netz) zusammen. Das bedeutet, dass er zunächst einen Preis für den PV-Strom mit A aushandeln muss. Für den Fall, dass die Stromversorgung nicht durch die erzeugte Elektrizität des A sichergestellt werden kann, muss B einen zusätzlichen Stromliefervertrag mit einem anderen Lieferanten abschließen. Folglich benötigt B für den Fall, dass die vorrangige Versorgung durch A nicht ausreicht, einen Sonderkundenvertrag bezüglich einer Zusatzversorgung (Zusatzversorgungsvertrag).<sup>207</sup> Auch mit diesem Stromlieferanten muss er sich vertraglich auf den Preis für die aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz bezogene Energie einigen.

### **3.1.3.3.3 Ökostromförderbeitrag und -pauschale**

Während der Ökostromförderbeitrag und die Ökostrompauschale im Rahmen der Versorgung durch A über die Direktleitung mangels Nutzung des öffentlichen Netzes nicht anfallen, sieht die Lage bei der zusätzlichen Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsnetzes anders aus. Aufgrund des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz hat B nach § 45 ÖSG 2012 als Netzbenutzer der Netzebene 7 zunächst die Ökostrompauschale in Höhe von 11 Euro pro Kalenderjahr an den Netzbetreiber zu leisten. Hinzu kommt der Ökostromförderbeitrag, der gem. § 48 Abs. 1 ÖSG 2012 im Verhältnis zu dem jeweiligen Netznutzungs- und Netzverlustentgelt zu entrichten ist. Die Höhe ergibt sich sodann aus der Ökostromförderbeitragsverordnung 2014<sup>208</sup>: Demnach hat B als nicht gemessener Kunde bezogen auf das Netznutzungsentgelt (Leistung) 4,686 €/Zählpunkt<sup>209</sup>, bezogen auf das Netznutzungsentgelt (Arbeit) 1,381 Cent/kWh und bezogen auf das Netzverlustentgelt

---

<sup>207</sup> Eder, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, Band 1, § 37 Rz. 2; Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 17.

<sup>208</sup> Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2014 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2014), BGBl. II 2013/504.

<sup>209</sup> § 2 Abs. 2 Z 8 der Ökostromförderbeitragsverordnung 2014.

0,115 Cent/kWh zu leisten. Folglich fallen die Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeitrag aufgrund der zusätzlichen Nutzung des öffentlichen Netzes im Gegensatz zur Variante 1 nunmehr neben dem Systemnutzungsentgelt ebenfalls an.

#### **3.1.3.3.4 Gebrauchsabgabe**

Wie bereits ausgeführt<sup>210</sup>, wird im Rahmen der Direktleitung mangels Nutzung öffentlichen Gemeindegrundes keine Gebrauchsabgabe anfallen. Ob und in welcher Höhe die Gebrauchsabgabe allerdings bei der Nutzung des öffentlichen Netzes verrechnet wird, kann an dieser Stelle nicht einheitlich beurteilt werden, da die Ausgestaltung dieser Abgabe dem Landesgesetzgeber obliegt und das Burgenland und Vorarlberg darauf verzichtet haben, ein solches Gesetz zu erlassen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass (außer im Burgenland und in Vorarlberg) diese Abgabe dem B anteilig durch den Netzbetreiber für die Benutzung des öffentlichen Grund und Boden verrechnet wird.

#### **3.1.3.3.5 Einkommensteuer**

Wie auch in der ersten Variante wird A der Einkommensteuer unterliegen. Daher wird auf die obigen Ausführungen verwiesen.<sup>211</sup>

#### **3.1.3.3.6 Umsatzsteuer**

Hinsichtlich der Versorgung des B mit dem PV-Strom durch A über die Direktleitung ist davon auszugehen, dass diese Stromlieferung der Umsatzsteuer unterliegt.<sup>212</sup> Das gleiche kann mit Sicherheit über die Stromlieferung aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz gesagt werden, da es sich diesbezüglich unproblematisch um eine Lieferung, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt, handelt (§ 1 Abs. 1 Z 1 UStG 1994). Dementsprechend werden auf sämtliche Preisbestandteile 20 % Umsatzsteuer aufgeschlagen. Sofern die PV-Anlage des A dem unternehmerischen Bereich zugeordnet wird, unterliegt die Entnahme durch A zwecks Eigenverbrauchs ebenfalls der Besteuerung nach § 3 Abs. 2 UStG 1994.

---

<sup>210</sup> Siehe Punkt 3.1.2.5.4.

<sup>211</sup> Punkt 3.1.2.5.5.

<sup>212</sup> Ausführlich dazu s. Punkt 3.1.2.5.6.

### **3.1.3.3.7 Elektrizitätsabgabe**

Hinsichtlich der Elektrizitätsabgabe ist festzuhalten, dass sowohl die Lieferung des PV-Stroms über die Direktleitung<sup>213</sup> als auch die Lieferung der elektrischen Energie über das öffentliche Netz der Elektrizitätsabgabe unterfallen, die sowohl A als auch der zusätzliche Stromlieferant in Höhe von 0,015 €/kWh auf B überwälzen und ihm somit in Rechnung stellen werden. Sofern A seinerseits Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht, unterliegt diese Lieferung ebenfalls der Elektrizitätsabgabe.

### **3.1.3.3.8 Zwischenergebnis**

Im Rahmen von Variante 2 entfallen erneut die netzgebundenen Kosten, sofern B mit PV-Strom von A über die Direktleitung versorgt wird. Das bedeutet, dass er für die Stromlieferung von A den reinen Strompreis nebst Umsatzsteuer in Höhe von 20 % sowie die Elektrizitätsabgabe in Höhe von 1,5 Cent/kWh zu entrichten hat. Da er darüber hinaus jedoch nun zusätzlich von einem Stromlieferanten über das öffentliche Netz versorgt wird, fallen im Ausmaß der Nutzung nunmehr die Systemnutzungsentgelte und die Ökostrompauschale sowie der Ökostromförderbeitrag an, genauso wie der reine Strompreis, die Elektrizitätsabgabe, die Umsatzsteuer und wohl auch die Gebrauchsabgabe. Für A ändert sich hinsichtlich der zu tragenden Kosten gegenüber der ersten Variante nichts.

### **3.1.3.4 Ergebnis der Variante 2**

Auch im Rahmen der zweiten Variante ist – nach sofern erforderlicher Richtlinien-konformer Auslegung bzw. rechtlicher Überarbeitung der Landesausführungsgesetze - A als Erzeuger berechtigt, eine Direktleitung zu seinem Nachbarn B als Endverbraucher zu errichten. Da B jedoch zudem, von seinem Recht auf Netzanschluss und Netzzugang gegenüber dem Verteilernetzbetreiber Gebrauch macht, muss gewährleistet werden, dass es auf dem Transportweg nicht zu einer Verbindung und Vermischung der beiden Stromlieferungen kommt, damit ausschließlich PV-Strom des A über die Direktleitung an B geliefert wird, was das Vorhandensein zweier Zähler zwecks getrennter Messung voraussetzt. Aufgrund der Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsnetzes hat B nunmehr entsprechende Systemnutzungsentgelte für Entnehmer zu entrichten, genauso wie den Ökostromförderbeitrag und die Ökostrompauschale. Da B in dieser Variante von zwei Stromlieferanten beliefert wird, muss er sich nicht nur mit A über die Höhe des zu zahlenden Strompreises einigen, sondern zudem mit dem Stromlieferanten, der ihn zusätzlich über das öffentliche Stromnetz versorgt. Beide Stromlieferungen unterliegen der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % sowie der Elektrizitätsabgabe in Höhe von 0,015 €/kWh. Die Stromlieferung aus dem öffentlichen Netz wird – mit Ausnahme vom Burgenland und Vorarlberg – auch mit

---

<sup>213</sup> Dazu Punkt 3.1.2.5.7.

der Gebrauchsabgabe belastet sein. Für A ergeben sich gegenüber der ersten Variante keine Veränderungen.

### 3.1.3.5 Mustervertrag zwischen A und B

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag ausschließlich zwischen A und B<sup>214</sup> erstellt werden. Ein jeweiliger Vertrag dieser beiden Parteien mit ihrem Netzbetreiber<sup>215</sup> wird hingegen genauso wenig ausgearbeitet, wie jener zwischen B und dem zusätzlichen Stromlieferanten sowie A und seinem Stromlieferanten. Allerdings muss B im Rahmen des Zusatzversorgungsvertrages berücksichtigen, dass er sich nicht verpflichtet, seinen gesamten Strombedarf über diesen zusätzlichen Lieferanten zu beziehen, zumal die Allgemeinen Bedingungen der Stromlieferanten eine derartige Verpflichtung möglicherweise vorsehen. Daher erscheint es sinnvoll, dass B diesem zusätzlichen Lieferanten darlegt, dass er vorrangig mit PV-Strom durch A versorgt wird.<sup>216</sup>

#### *Präambel*

A ist Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxx und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (Adresse: xxxxxxxxxx). A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> errichtet. Um seinen Nachbarn B (Endverbraucher), der Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxx ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich mit dem in dieser Anlage erzeugten PV-Strom zu beliefern und damit ebenfalls soweit wie möglich dessen Strombedarf decken zu können, hat A eine Direktleitung zu dem Haus des B (Adresse: xxxxxxxxxx) errichtet, ohne dabei Grund und Boden der Gemeinde bzw. eines anderen Dritten in Anspruch zu nehmen. Da der B den PV-Strom ausschließlich für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft, handelt es sich bei ihm um einen Haushaltskunden. Ein darüber hinaus eventuell bestehender Stromüberschuss wird von A in das öffentliche Netz des örtlichen Verteilernetzbetreibers XY eingespeist. Aufgrund der kleinen Dimensionierung der PV-Anlage und deren volatilen Erzeugung schließt B einen zusätzlichen Stromliefervertrag mit einem anderen Stromlieferanten ab.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

---

<sup>214</sup> Dieser wurde teilweise aufgrund der Vorlage von BSW, PV-Stromlieferung, S. 39 ff. erstellt.

<sup>215</sup> A muss allerdings darauf achten, dass sein Netzanschluss für die Überschusseinspeisung technisch geeignet ist.

<sup>216</sup> BSW, PV-Stromlieferung, S. 20.

### ***Vertragsgegenstand***

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Elektrizität von **A** an **B** mittels einer von **A** auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen PV-Anlage.

Ebenfalls Gegenstand dieses Vertrages ist die fachgerechte Errichtung einer Direktleitung durch **A**, welche es dem **B** ermöglicht, Elektrizität von der vertragsgegenständlichen PV-Anlage zu beziehen. Auch die Direktleitung steht im Eigentum des **A** und ist für eine Betriebsspannung von 400 Volt dimensioniert.

Die Situierung der PV-Anlage und der Direktleitung sowie eine technische Beschreibung dieser Anlagen erfolgt in Anhang 1, der einen integrierenden Bestandteil dieses Vertrages bildet.

### ***Pflichten des A als Lieferant***

**A** ist als Lieferant verpflichtet, dem **B** den in seiner PV-Anlage erzeugten Strom – abzüglich seines Eigenbedarfs – über die Direktleitung bis zur Übergabestelle in der geeigneten Nennspannung und Frequenz zu liefern.

Diese Pflicht trifft den **A** nur, soweit die PV-Anlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Strom erzeugt. Der **A** ist dabei nicht zu einer bestimmten Strommenge verpflichtet.

**A** gewährleistet, dass über die Direktleitung ausschließlich in seiner Anlage erzeugter PV-Strom zu **B** transportiert wird.

Die Stromlieferung beginnt am **XX**.

**A** ist verpflichtet, einmal jährlich, auf oder als Anhang zur Stromrechnung den Versorgermix von 100 % PV-Strom sowie die Umweltauswirkungen auszuweisen.

Die mit der PV-Anlage und der Direktleitung verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem **A**. Im Falle von technischen Störungen an der Anlage ist **A** verpflichtet, diese umgehend zu beheben.

**A** ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der PV-Anlage und der Direktleitung erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert **A** zu, dass er die PV-Anlage und die Direktleitung im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere EIWOG 2010 und des jeweiligen Landesausführungsgesetzes, Bauordnung, Elektrotechnikgesetz, ...) und einschlägigen technischen Normen errichtet und betreibt. **A** ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

**Anmerkung:**

*Die Errichtung der gegenständlichen **PV-Anlage** bedarf in Wien einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung nach dem WelWG 2005 im Wege des vereinfachten Verfahrens.*

*Es ist eine Frage des jeweiligen Einzelfalls, ob die Errichtung einer **PV-Anlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der K-BO 1996 bedarf, in Niederösterreich und Salzburg das Bauvorhaben nach der NÖ Bauordnung 1996 bzw. dem Salzburger BauPolG schriftlich anzuzeigen ist und es in der Steiermark einer schriftlichen Mitteilung aufgrund des Stmk. BauG bedarf.*

*Die Errichtung einer **Direktleitung** bedarf in Salzburg der Baubewilligung nach dem Salzburger BauPolG.*

*In allen Bundesländern sind bei der Errichtung und dem Betrieb der **Direktleitung** die Sicherheitsmaßnahmen nach dem ETG 1992 zu beachten.*

**Pflichten des **B** als Kunde**

**B** verpflichtet sich, seinen Strombedarf vorrangig durch die Stromlieferung des **A** über die Direktleitung zu decken. Er wird den von **A** an die Übergabestelle gelieferten Strom abnehmen und für den abgenommenen Strom den vereinbarten Preis zahlen.

Für den Fall, dass **A** den Strombedarf des **B** nicht vollständig decken kann, stellt **B** die Deckung seines Strombedarfs durch einen Zusatzversorgungsvertrag mit einem zusätzlichen Stromlieferanten sicher. **B** verpflichtet sich, diesen Stromlieferanten zeitgerecht darüber zu informieren, dass er vorrangig Strom von der PV-Anlage des **A** bezieht.

**B** stellt sicher, den von **A** bezogenen Strom nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

**B** verpflichtet sich, zwei Zähler zu installieren, um eine getrennte Messung der Stromlieferung aus der Direktleitung und der aus dem öffentlichen Netz vor der Verwendung in der Kundenanlage sicherzustellen. **B** ist weiters verpflichtet, den Stromanschluss an seine Kundenanlage auf eigene Kosten und Gefahr herzustellen.

**B** ist verpflichtet, dem **A** allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

**B** gestattet **A** die unentgeltliche Nutzung der in seinem Eigentum stehenden Liegenschaften, um die notwendigen Bau-, Installations-, Erhaltungs- und Erneuerungsarbeiten für die Errichtung und den vertragsgemäßen Bestand der Direktleitung durchführen zu können. Das gleiche gilt auf die Dauer dieses Vertrages für den Bestand der Direktleitung, welche sich gemäß Beilage 1 auch auf Liegenschaften des **B** befindet. Zur Erfüllung der vertraglichen Pflichten von **A** gestattet **B** dem **A** und dessen Beauftragten auch die uneingeschränkte Zufahrt sowie den uneingeschränkten Zutritt im erforderlichen Ausmaß.

### ***Strompreis***

Der von **B** zu zahlende Strompreis setzt sich aus dem Arbeitspreis, also dem reinen Energiepreis, der Elektrizitätsabgabe sowie der anfallenden Umsatzsteuer zusammen.

Der Arbeitspreis für den PV-Strom beträgt **XX** Cent/kWh (netto).

Hinzu kommt die Elektrizitätsabgabe in Höhe von 1,5 Cent/kWh (netto) und die Umsatzsteuer in Höhe von 20 % in jeweils gesetzlicher Höhe.

Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Strompreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Strompreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

## ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

### Übergabestationen

Die Elektrizität wird dem **B** an der Eigentumsgrenze übergeben. Die Abgrenzung der technischen Einrichtungen zwischen **A** und **B** werden im Anhang 1 dargestellt.

### Messung

Die Messung der gesamten gelieferten Elektrizität erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Wartung und Ablesung des Zählerstandes durch **B** ist zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

### Abrechnung und Fälligkeit

Die Abrechnung des Stromverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche Akontierungsrechnungen. Die Höhe des Akontierungsbetrages wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

### Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

### **Vertragslaufzeit, Kündigung**

Der Stromliefervertrag beginnt am XX.XX.XXXX zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von X Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen. Aufgrund der Höhe der Herstellungskosten der Direktleitung verzichtet B auf die Dauer von X Jahren darauf, diesen Vertrag ordentlich zu kündigen.

Nach jedweder rechtsgültigen Beendigung dieses Vertrages wird A den vorherigen Zustand der betroffenen Grundstücke (insbesondere die Entfernung der Direktleitung) auf seine Kosten binnen X Wochen wiederherstellen. Davon abweichende Änderungen können in beiderseitigem Einvernehmen vereinbart und durchgeführt werden.

A ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn B seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt oder ein Schuldenregulierungsverfahren eröffnet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den B.

Die Kündigung ist der anderen Vertragspartei gegenüber schriftlich zu erklären.

### **Haftung**

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

B ist dafür verantwortlich, die Zusatzversorgung mit Strom für die Fälle sicherzustellen, in denen A den Strombedarf von B gar nicht oder nicht vollständig decken kann. A haftet nicht für Schäden, die B durch Mängel der Zusatzversorgung entstehen.

### **Informationspflichten**

A unterrichtet den B über geplante Abschaltungen der PV-Anlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

## **Schlussbestimmungen**

Der Stromliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Stromliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des **B** bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des **A**.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in **XX** vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

Anlage 1: Lageplan Direktion

### **Unterschriften**

### 3.1.4 Variante 3

*Im Rahmen der Variante 3 wird keine private Direktleitung von A zu B errichtet, sodass folgende Vorgehensweise beabsichtigt ist: A installiert als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage mit einer Engpassleistung von max. 5 kW<sub>peak</sub>. Ziel dabei ist, dass er sich einerseits mit dem erzeugten Strom selber versorgt und andererseits seinen Nachbarn B beliefert. Dies soll jedoch ausschließlich über das bestehende öffentliche Elektrizitätsnetz erfolgen, an das beide angeschlossen sind (siehe auch Kapitel 2.4).<sup>217</sup>*

Es stellt sich im Rahmen dieser dritten Variante vor allem die Frage, ob es möglich ist, dass B von A über das öffentliche Netz mit Strom versorgt wird, was jedoch aufgrund der Anlagendimensionierung zur Folge hat, dass B von einem weiteren Lieferanten zusätzlich beliefert werden muss. Sodann gilt es, die für B anfallenden Kosten aufzuzeigen.

#### 3.1.4.1 Rechtliche Darstellbarkeit

Das rechtliche Instrumentarium für die Stromlieferung über das bestehende öffentliche Netz existiert bereits in Form des Netzzugangs: A ist nicht nur Erzeuger, sondern auch Lieferant, B ist Endverbraucher und Kunde. Das bedeutet, dass B mit A einen Vertrag über die Lieferung von elektrischer Energie zur Deckung seines Bedarfs abschließen kann.<sup>218</sup> Problematisch ist jedoch, dass A aufgrund der Dimensionierung seiner PV-Anlage von max. 5 kW<sub>peak</sub> auch in dieser Variante den Strombedarf von B nicht komplett decken kann.

Fraglich ist daher, ob es rechtlich möglich ist, dass B sich neben dem A einen weiteren Stromlieferanten sucht, der ihn (zusätzlich) versorgt.

Zur Beurteilung dieser Fragestellung bedarf es eines Blickes in die Marktregeln für den Strommarkt, die von Energie-Control Austria in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erarbeitet werden.<sup>219</sup> Diese Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

B hat nur einen Zählpunkt, daher auch lediglich einen Netzzugangsvertrag mit dem Netzbetreiber und der Zählpunkt kann entsprechend der Marktregeln auch nur einem Lieferanten für das Clearing/die Ausgleichsenergieermittlung zugeordnet werden. Er bezahlt im Rahmen dieses Netzzugangsvertrages gegenüber dem Netzbetreiber Netzentgelte.

---

<sup>217</sup> Auf die Prüfung von Netzanschluss und Netzzugang wird an dieser Stelle verzichtet.

<sup>218</sup> So die Grundsatzbestimmung des § 75 Abs. 1 EIWOG 2010, umgesetzt z.B. in § 38 Abs. 1 Bgl. EIWG 2006; § 65 Abs. 1 TEG 2012; § 43 Abs. 1 WEIWG 2005.

<sup>219</sup> Abrufbar unter: <http://www.e-control.at/de/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom>.

Welche Vereinbarung die Lieferanten im Hintergrund zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen abgeschlossen haben, betrifft das Vertragsverhältnis B und Netzbetreiber nicht.

Da jeder Zählpunkt vom Netzbetreiber einem Lieferanten zuzuordnen ist, bedarf es zur marktregelkonformen Abwicklung jedenfalls einer privatrechtlichen Vereinbarung der betroffenen Lieferanten hinsichtlich Ausgleichsenergieisikotragung und Abrechnung des Kunden. Zusätzlich werden regelzoneninterne Geschäfte über „Interne Fahrpläne“ an den Bilanzgruppenkoordinator gemäß den zeitlichen Vorgaben der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) ebenfalls zum Zweck der Bestimmung der Ausgleichsenergie, abgeliefert. Auch darüber müsste es eine vertragliche Einigung geben. Zusätzlich müssen beide Lieferanten einer Bilanzgruppe angehören bzw. eine eigene bilden. Die gesetzlichen Verpflichtungen gegenüber dem Kunden gem. §§ 75 ff. EIWOG 2010 insbesondere die Pflichten gem. § 85 Abs. 2 EIWOG 2010 treffen ebenfalls beide Lieferanten. Je nach Vereinbarung könnte aber der „Hauptlieferant“ zumindest das Ausgleichsenergieisiko und die Abrechnungsmodalitäten übernehmen.

Im vorliegenden Fall kann A als Lieferant vermutlich lediglich einen Bruchteil der von B benötigten Energie liefern, also wäre wohl der zweite Lieferant der Risikoträger und müsste auch die Abrechnung übernehmen. Ein dazu im Verhältnis stehender Nutzen bzw. Anreiz für diesen Lieferanten kann allerdings (insbesondere bei vergleichsweise geringen Abnahmemengen) zum aktuellen Zeitpunkt (noch) nicht hergeleitet werden.

Zusammengefasst lässt sich jedoch sagen, dass diese Variante im Rahmen der geltenden Marktregeln abbildbar ist, dass aber möglicherweise der Aufwand für beide Lieferanten unverhältnismäßig groß sein wird (solange trotzdem beide sämtliche Verpflichtungen resultierend aus den Marktregeln einzuhalten haben - eine Ausnahme für derartige Fälle sehen die Marktregeln aktuell nicht vor).

#### **3.1.4.2 Anfallende Kosten**

Da B im Gegensatz zu Variante 2 an dieser Stelle komplett über das öffentliche Elektrizitätsnetz versorgt werden soll, hat er nunmehr entsprechend mehr an Systemnutzungsentgelten und an Ökostromförderbeitrag zu entrichten.<sup>220</sup> Die Ökostrompauschale fällt zudem ebenso an, wie der Strompreis, den B an beide Lieferanten anteilig zu bezahlen hat. Beide Stromlieferungen unterliegen der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % sowie der Elektrizitätsabgabe in Höhe von 0,015 €/kWh. Die Stromlieferung wird zudem – mit Ausnahme vom Burgenland und Vorarlberg – auch mit der Gebrauchsabgabe belastet sein.<sup>221</sup>

---

<sup>220</sup> Hinsichtlich der Prüfung wird auf die obigen Ausführungen verwiesen.

<sup>221</sup> Hinsichtlich der jeweiligen Prüfung sei auf die obigen Ausführungen verwiesen.

### 3.1.4.3 Ergebnis der Variante 3

Trotz eines hohen administrativen Aufwands dürfte auch Variante 3 rechtlich darstellbar und mit den geltenden Marktregeln vereinbar sein. In diesem Fall fallen jedoch sämtliche netzgebundenen Kosten für B an. Er hat neben dem Strompreis an A und den zusätzlichen Stromlieferanten die Systemnutzungsentgelte, den Ökostromförderbeitrag sowie die Ökostrompauschale, evtl. die Gebrauchsabgabe, die Elektrizitätsabgabe und die Umsatzsteuer zu entrichten.

### 3.1.4.4 Mustervertrag zwischen A und B

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag ausschließlich zwischen A und B<sup>222</sup> erstellt werden. Ein jeweiliger Vertrag dieser beiden Parteien mit ihrem Netzbetreiber<sup>223</sup> wird hingegen genauso wenig ausgearbeitet, wie jener zwischen B und dem zusätzlichen Stromlieferanten sowie A und seinem Stromlieferanten. Allerdings muss B im Rahmen des Zusatzversorgungsvertrages berücksichtigen, dass er sich nicht verpflichtet, seinen gesamten Strombedarf über diesen zusätzlichen Lieferanten zu beziehen, zumal die Allgemeinen Bedingungen der Stromlieferanten eine derartige Verpflichtung möglicherweise vorsehen. Daher erscheint es sinnvoll, dass B diesem zusätzlichen Lieferanten darlegt, dass er vorrangig mit Strom durch A versorgt wird.<sup>224</sup>

#### *Präambel*

**A** ist Alleineigentümer der **Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxx** und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (**Adresse: xxxxxxxxxx**). **A** hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine PV-Anlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 5 kW<sub>peak</sub> errichtet. **A** möchte **B** (Endverbraucher), der Alleineigentümer der **Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxx** ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich mit dem in seiner Anlage erzeugten PV-Strom über das öffentliche Elektrizitätsnetz beliefern. Da der **B** den PV-Strom ausschließlich für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft, handelt es sich bei ihm um einen Haushaltskunden. Ein darüber hinaus eventuell bestehender Stromüberschuss wird von **A** in das öffentliche Netz des örtlichen Verteilernetzbetreibers **XY** eingespeist. Aufgrund der kleinen Dimensionierung der PV-Anlage und deren volatilen Erzeugung schließt **B** einen zusätzlichen Stromliefervertrag mit einem anderen Stromlieferanten ab.

---

<sup>222</sup> Dieser wurde teilweise aufgrund der Vorlage von BSW, PV-Stromlieferung, S. 39 ff. erstellt.

<sup>223</sup> A muss allerdings darauf achten, dass sein Netzanschluss für die Überschusseinspeisung technisch geeignet ist.

<sup>224</sup> BSW, PV-Stromlieferung, S. 20.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

### ***Vertragsgegenstand***

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Elektrizität von **A** an **B** über das öffentliche Elektrizitätsnetz mittels einer von **A** auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen PV-Anlage.

### **Aufschiebende Bedingung**

Dieser Vertrag wird aufschiebend bedingt abgeschlossen und entfaltet erst nach einer erfolgten vertraglichen Regelung des Lieferanten **A** und des zusätzlichen Stromlieferanten des **B** über Ausgleichsenergieisikotragung, Abrechnung des **B** und die Ablieferung von „Internen Fahrplänen“ an den Bilanzgruppenkoordinator, rechtliche Wirkung.

### ***Pflichten des A als Lieferant***

**A** ist als Lieferant verpflichtet, dem **B** den in seiner PV-Anlage erzeugten Strom – abzüglich seines Eigenbedarfs – über das öffentliche Elektrizitätsnetz bis zur Übergabestelle in der geeigneten Nennspannung und Frequenz zu liefern.

Diese Pflicht trifft den **A** nur, soweit die PV-Anlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Strom erzeugt. Der **A** ist dabei nicht zu einer bestimmten Strommenge verpflichtet.

Die Stromlieferung beginnt am **XX**.

**A** ist verpflichtet, einmal jährlich, auf oder als Anhang zur Stromrechnung den Versorgermix von 100 % PV-Strom sowie die Umweltauswirkungen auszuweisen.

Die mit der PV-Anlage verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem **A**. Im Falle von technischen Störungen an der Anlage ist **A** verpflichtet, diese umgehend zu beheben.

**A** ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der PV-Anlage erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert **A** zu, dass er die PV-Anlage im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere EIWOG 2010 und des jeweiligen Landesausführungsgesetzes, Bauordnung, Elektrotechnikgesetz,...) und einschlägigen technischen Normen errichtet und betreibt. **A** ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

**Anmerkung:**

*Die Errichtung der gegenständlichen **PV-Anlage** bedarf in Wien einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung nach dem WeIWG 2005 im Wege des vereinfachten Verfahrens.*

*Es ist eine Frage des jeweiligen Einzelfalls, ob die Errichtung einer **PV-Anlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der K-BO 1996 bedarf, in Niederösterreich und Salzburg das Bauvorhaben nach der NÖ Bauordnung 1996 bzw. dem Salzburger BauPolG schriftlich anzuzeigen ist und es in der Steiermark einer schriftlichen Mitteilung aufgrund des Stmk. BauG bedarf.*

**A** verpflichtet sich, mit dem zusätzlichen Stromlieferanten des **B** eine Vereinbarung hinsichtlich Ausgleichsenergieserikotragung, Abrechnung und Ablieferung von „Internen Fahrplänen“ an den Bilanzgruppenkoordinator zu treffen, sodass eine marktregelkonforme Belieferung gewährleistet ist.

**Pflichten des B als Kunde**

**B** verpflichtet sich, seinen Strombedarf vorrangig durch die Stromlieferung des **A** zu decken. Er wird den von **A** gelieferten Strom abnehmen und für den abgenommenen Strom den vereinbarten Preis zahlen.

Für den Fall, dass **A** den Strombedarf des **B** nicht vollständig decken kann, stellt **B** die Deckung seines Strombedarfs durch einen Zusatzversorgungsvertrag mit einem zusätzlichen Stromlieferanten sicher.

**B** stellt sicher, den von **A** bezogenen Strom nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

**B** ist verpflichtet, dem **A** allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

### ***Strompreis***

Der von **B** zu zahlende Strompreis setzt sich aus dem Arbeitspreis, also dem reinen Energiepreis, der Elektrizitätsabgabe sowie der anfallenden Umsatzsteuer zusammen.<sup>225</sup>

Der Arbeitspreis für den PV-Strom beträgt **XX** Cent/kWh (netto).

Hinzu kommt die Elektrizitätsabgabe in Höhe von 1,5 Cent/kWh (netto) und die Umsatzsteuer in Höhe von 20 % in jeweils gesetzlicher Höhe.

Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Strompreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Strompreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

### ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

#### Messung

Die Messung der gesamten gelieferten Elektrizität erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Ablesung des Zählerstandes durch **B** ist zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei

---

<sup>225</sup> Es wird vorliegend davon ausgegangen, dass nicht das Vorleistungsmodell zur Anwendung kommt, sodass das Systemnutzungsentgelt, die Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeitrag nicht (anteilig) von Lieferant A (bzw. dem zusätzlichen Lieferanten), sondern vom Netzbetreiber in Rechnung gestellt wird.

Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

#### Abrechnung und Fälligkeit

Die Abrechnung des Stromverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche Akontierungsrechnungen. Die Höhe des Akontierungsbetrages wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

#### Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

#### ***Vertragslaufzeit, Kündigung***

Der Stromliefervertrag beginnt am **XX.XX.XXXX** zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von **X** Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen.

**A** ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn **B** seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt oder ein Schuldenregulierungsverfahren eröffnet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den **B**.

Die Kündigung ist der anderen Vertragspartei gegenüber schriftlich zu erklären.

## **Haftung**

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

**B** ist dafür verantwortlich, die Zusatzversorgung mit Strom für die Fälle sicherzustellen, in denen A den Strombedarf von **B** gar nicht oder nicht vollständig decken kann. **A** haftet nicht für Schäden, die **B** durch Mängel der Zusatzversorgung entstehen.

## **Informationspflichten**

**A** unterrichtet den **B** über geplante Abschaltungen der PV-Anlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

## **Schlussbestimmungen**

Der Stromliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Stromliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des **B** bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des **A**.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat

jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in **XX** vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

### **Unterschriften**

## **3.2 Rechtliche Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches**

Im zweiten Kapitel der rechtlichen Untersuchung wird (spiegelbildlich zu Kapitel 3.1) der Frage nachgegangen, ob und inwiefern es rechtlich möglich ist, dass A als Erzeuger von Wärme zunächst sich selber versorgt und den verbleibenden Überschuss sodann an seinen Nachbarn B abgibt sowie in das örtlich bestehende Wärmenetz einspeist. Dabei werden auch dieser Begutachtung drei Varianten zugrunde gelegt, die einerseits eine Direktleitung und andererseits das bestehende Wärmenetz berücksichtigen, sowie die anfallenden Kosten. Die Untersuchung der einzelnen Varianten endet mit der Erstellung eines Mustervertrages.

In Kapitel 3.2.1 werden zunächst v.a. allgemeine Vorüberlegungen durchgeführt, die wiederum für alle drei Varianten maßgeblich sind. Diese betreffen die Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von max. 20 m<sup>2</sup> auf dem Dach des Einfamilienhauses von A sowie die Frage, ob A als Erzeuger von Wärme einen Anspruch auf Zugang zu dem örtlich bestehenden Wärmenetz hat. Die Variante 1 (Kapitel 0) geht der Frage nach, ob es rechtlich möglich ist, dass A als Privatperson und Betreiber der Solarthermieanlage auch seinen Nachbarn B, der nicht über einen Anschluss an das Wärmenetz verfügt, mittels einer zu errichtenden Direktleitung mit Wärme versorgt. Die zweite Variante (Kapitel 3.2.3) ist wiederum identisch mit der ersten mit dem Unterschied, dass nunmehr B neben der Direktleitung auch über einen Anschluss an das örtliche Wärmenetz verfügt. Schließlich wird in Variante 3 (Kapitel 3.2.4) keine Direktleitung von A zu B errichtet, sodass zu begutachten ist, ob es rechtlich möglich ist, dass die Wärmelieferung von A zu B über das bestehende Wärmenetz erfolgt.

### **3.2.1 Allgemeine Voruntersuchungen**

Im Rahmen der allgemeinen Voruntersuchungen sollen zunächst die Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen der Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von max. 20 m<sup>2</sup> auf dem Dach des Einfamilienhauses von A überblicksartig dargestellt sowie die Fördermöglichkeiten erhoben werden. Sodann stellt sich die Frage, ob A gegen den Betreiber des örtlichen Wärmenetzes einen Anspruch auf Anschluss und Zugang zu diesem Netz hat. Im Gegensatz zu der elektrizitätsrechtlichen Untersuchung in Kapitel 1 wird an dieser Stelle jedoch nicht untersucht, um welche Marktteilnehmer es sich bei A und B handelt.

### **3.2.1.1 Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen der Solarthermieanlage**

Fraglich ist zunächst, welche rechtlichen Voraussetzungen mit der Errichtung einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von max. 20 m<sup>2</sup> verbunden sind. Daher werden neben der Gewerbeordnung ebenso die Landes-Baugesetze analysiert.

#### **3.2.1.1.1 Gewerberechtliche Genehmigung**

Es ist zunächst zu untersuchen, ob A für die Errichtung und den Betrieb einer Solarthermieanlage eine gewerberechtliche Genehmigung benötigt.

#### **Berufsrechtliche Genehmigung**

Möglicherweise benötigt A für den Betrieb einer solchen Anlage eine berufsrechtliche Genehmigung, zumal er (überschüssige) Wärme verkaufen möchte. Die Gewerbeordnung gilt gem. ihrem § 1 Abs. 1, soweit nicht die §§ 2 bis 4 anderes bestimmen, für alle gewerbsmäßig ausgeübten und nicht gesetzlich verbotenen Tätigkeiten. Eine Tätigkeit wird gewerbsmäßig ausgeübt, wenn sie selbständig, regelmäßig und in der Absicht betrieben wird, einen Ertrag oder sonstigen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen, gleichgültig für welche Zwecke dieser bestimmt ist; hierbei macht es keinen Unterschied, ob der durch die Tätigkeit beabsichtigte Ertrag oder sonstige wirtschaftliche Vorteil im Zusammenhang mit einer in den Anwendungsbereich der Gewerbeordnung fallenden Tätigkeit oder im Zusammenhang mit anderen Tätigkeit erzielt werden soll. Jede Tätigkeit, die diese Kriterien erfüllt, unterliegt den Bestimmungen der GewO 1994 und bedarf einer entsprechenden Gewerbeberechtigung. Eine Ausübung einer solchen Tätigkeit ohne erforderliche Gewerbeberechtigung ist verboten, ein Zuwiderhandeln wird mit Strafe bedroht. Wesentliche Konsequenz aus dem Ergebnis, dass eine Tätigkeit den Bestimmungen der Gewerbeordnung unterliegt, ist, dass nicht jedermann das Gewerbe nach Belieben ausüben kann. Vielmehr sieht die GewO 1994 bestimmte Voraussetzungen für die Ausübung von Gewerben vor. Für natürliche Personen sind dies Eigenberechtigung, Wohnsitz im EWR-Raum, kein Vorliegen von Gewerbeausschlussgründen, sowie die österreichische Staatsbürgerschaft oder eine entsprechende Gleichstellung. Neben diesen allgemeinen Voraussetzungen kennt die Gewerbeordnung für bestimmte Gewerbe auch noch besondere Voraussetzungen. § 5 Abs. 2 GewO 1994 teilt die Gewerbe zunächst in reglementierte Gewerbe, Teilgewerbe und freie Gewerbe ein. Zur Ausübung eines freien Gewerbes sind die zuvor dargestellten allgemeinen Voraussetzungen zu erfüllen, nicht jedoch besondere Voraussetzungen. Insbesondere bedarf es keines Befähigungsnachweises. Zu prüfen ist somit, ob der Betrieb einer Solarthermieanlage unter die Regelungsmaterie für freie Gewerbe fällt. Freie Gewerbe, sind alle unter die Gewerbeordnung fallenden Tätigkeiten, welche nicht in der taxativen Liste der reglementierten Gewerbe (§ 94 GewO 1994) geführt sind. Auf eine solche Tätigkeit ist die GewO 1994 prinzipiell anzuwenden. Da es sich dabei auch nicht um ein Gewerbe im Sinne

des § 94 GewO 1994 handelt, ist aus berufsrechtlicher Sicht von einem freien Gewerbe auszugehen, das jedoch anzumelden ist. Sind die allgemeinen Voraussetzungen gegeben, darf ab dem Zeitpunkt der Anmeldung das Gewerbe ausgeübt werden.

### **Anlagenrechtliche Genehmigung**

Fraglich ist, ob die Solarthermieanlage einer anlagenrechtlichen Genehmigung bedarf. Gemäß der Legaldefinition in § 74 Abs. 1 GewO 1994 ist unter einer gewerblichen Betriebsanlage jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist. Nicht jede gewerbliche Betriebsanlage ist jedoch genehmigungspflichtig. Eine Genehmigungspflicht hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs dieser gewerblichen Betriebsanlage besteht nur dann, wenn sie wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, wegen ihrer Betriebsweise, wegen ihrer Ausstattung oder sonst geeignet ist, z.B. die Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub, Erschütterung oder in anderer Weise zu belästigen.<sup>226</sup> Wie sich bereits aus dem Wortlaut des Einleitungssatzes des § 74 Abs. 2 GewO 1994 ergibt, begründet schon die (grundsätzliche) Eignung einer Betriebsanlage, die in den Z 1 bis 5 dieser Gesetzesstelle genannten Gefährdungen, Belästigungen, Beeinträchtigungen oder nachteiligen Einwirkungen herbeizuführen, die Genehmigungspflicht. Ob solche Gefährdungen, Belästigungen, Beeinträchtigungen oder sonstige nachteilige Einwirkungen im konkreten Einzelfall tatsächlich von der Betriebsanlage ausgehen, ist sodann im Genehmigungsverfahren zu prüfen und, je nach dem Ergebnis dieser Prüfungen, allenfalls unter Vorschreibung von Auflagen, die Genehmigung nach § 77 bzw. § 81 Abs. 1 GewO 1994 zu erteilen oder zu versagen.<sup>227</sup> Eine derartige Eignung ist aber nicht schon allein dann gegeben, wenn nicht ausgeschlossen werden kann, dass von der Betriebsanlage Emissionen der verschiedensten Art ausgehen könnten. Erforderlich ist vielmehr auch das tatsächliche Vorhandensein von Nachbarn, auf die diese Emissionen gefährdend, beeinträchtigend oder belästigend einwirken können, was hier durch B potentiell der Fall ist. Allerdings ist im Fall der gewerblichen Herstellung von Wärme mittels einer kleinen Solarthermieanlage auf dem Dach des Einfamilienhauses des A von einer solchen Eignung zur Gefährdung des Nachbarn B nicht auszugehen, sodass die Anlage des A nicht nach § 74 Abs. 2 GewO 1994 genehmigungspflichtig ist.

#### **3.2.1.1.2 Bewilligungs- oder Anzeigepflicht nach der Bauordnung**

Es ist nunmehr zu untersuchen, ob die von A zu errichtende Solarthermieanlage auf seinem Dach der Bewilligung oder Anzeige nach der jeweiligen Bauordnung bedarf.

---

<sup>226</sup> § 74 Abs. 2 Z 2 GewO 1994.

<sup>227</sup> VwGH, 28. 11. 1995, ZI 93/04/0049; VwGH, 8. 11. 2000, ZI 2000/04/0157; VwGH, 22. 1. 2003, ZI 2002/04/0197; VwGH, 19. 3. 2003, ZI 2001/04/0169.

## **Burgenland**

Nach § 1 Abs. 2 Z 7 Bgl. BauG sind Sonnenkollektoren, die bei Gebäuden der Gebäudeklassen 1 und 2 parallel zu Dach- oder Wandflächen auf diesen aufliegen oder in diese eingefügt sind, vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen und unterliegen somit im Burgenland nicht der Anzeigen- oder Bewilligungspflicht nach dem Bgl. BauG. Es wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass es sich vorliegend um ein Gebäude der Gebäudeklasse 1 oder 2 handelt.

## **Kärnten**

Aufgrund der gesetzlichen Vorgabe des § 2 Abs. 2 lit. i K-BO 1996 gilt dieses Gesetz nicht für in die Dachfläche integrierte oder unmittelbar parallel dazu montierte Sonnenkollektoren bis zu einer Fläche von 40 m<sup>2</sup>. Da die Solarthermieanlage nur eine Dachfläche von bis zu 20 m<sup>2</sup> benötigt, ist eine Baubewilligung des A in Kärnten für ihre Errichtung nicht erforderlich.<sup>228</sup>

## **Niederösterreich**

§ 15 Abs. 1 Z 11 NÖ Bauordnung 1996 legt fest, dass die Anbringung von Solaranlagen an Bauwerken mindestens acht Wochen vor dem Beginn ihrer Ausführung der Baubehörde schriftlich anzuzeigen ist. Folglich ist das Vorhaben der Errichtung einer Solaranlage in Niederösterreich anzeigespflichtig.

## **Oberösterreich**

Nach § 25 Abs. 1 Z 7a Oö. BauO 1994 ist die Anbringung und Errichtung einer thermischen Solaranlage vor Beginn der Bauausführung der Baubehörde anzuzeigen, wenn diese an baulichen Anlagen angebracht wird und dabei die Oberfläche der baulichen Anlage um mehr als 1,5 m überragt wird. Sofern jedoch – wovon vorliegend ausgegangen wird – das Hausdach durch die Anlage nicht um 1,5 m überragt wird, bedarf es in Oberösterreich keiner Anzeige des A bei der Baubehörde, sodass die Anlage anzeige- und bewilligungsfrei errichtet werden kann.

## **Salzburg**

§ 2 Abs. 4 Salzburger BauPolG nimmt Solaranlagen explizit<sup>229</sup> aus dem Anwendungsbereich der Baubewilligungspflicht aus, sofern diese z.B. in Dach- oder Wandflächen von Bauten

---

<sup>228</sup> So auch § 7 Abs. 1 lit. f K-BO 1996.

<sup>229</sup> Einige Ausnahmen von der Baubewilligungsfreistellung ergeben sich aus § 2 Abs. 4 letzter Abschnitt Salzburger BauPolG.

eingefügt werden oder auf Dächern parallel dazu in einem Abstand von höchstens 30 cm (im rechten Winkel zur Dachfläche gemessen) angebracht werden. Wichtig bei der Anbringung auf Dächern ist jedoch, dass die höchstzulässige Höhe des Baus nicht überschritten wird. Allerdings ist diese bewilligungsfreie Maßnahme in Salzburg vor Beginn der Ausführung der Baubehörde schriftlich anzuzeigen (§ 3 Abs. 1 Salzburger BauPolG).

### **Steiermark**

Auch in der Steiermark bedarf die Errichtung der Solarthermieanlage des A mit einer max. Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> keiner Baubewilligung, sondern lediglich der schriftlichen Anzeige bei der Behörde vor Baubeginn. Nach § 21 Abs. 2 Z 6 Stmk. BauG sind nämlich Solaranlagen mit einer Kollektorfläche von bis zu 100 m<sup>2</sup> baubewilligungsfrei, wenn die Anlage und ihre Teile eine Höhe von 3,50 m nicht überschreiten.

### **Tirol**

Die Tiroler Bauordnung definiert Sonnenkollektoren als untergeordnete Bauteile, wenn sie an baulichen Anlagen angebracht sind (§ 2 Z 16 TBO 2011). Sofern diese eine Fläche von 20 m<sup>2</sup> nicht überschreiten, in die Dach- oder Wandfläche integriert sind oder der Parallelabstand des Sonnenkollektors zur Dach- bzw. Wandhaut an keinem Punkt der Außenfläche der Anlage 30 cm übersteigt, ist weder eine Baubewilligung noch eine Bauanzeige erforderlich.<sup>230</sup> Es ist vorliegend davon auszugehen, dass A aufgrund der Anlagengröße unter diese Freistellungsregelung fällt.

### **Vorarlberg**

Die Errichtung einer Solarthermieanlage ist im Vorarlberger Baugesetz nicht explizit geregelt. Da vorliegend nicht von einer Baubewilligungspflicht nach § 18 Vorarlberger Baugesetz auszugehen ist, könnte es sich möglicherweise um ein anzeigepflichtiges Bauvorhaben handeln (§ 19 lit. d Vorarlberger Baugesetz). Ansonsten liegt ein freies Bauvorhaben (§ 20 Vorarlberger Baugesetz) vor.

### **Wien**

Nach § 62a Abs. 1 Z 24 BO für Wien handelt es sich bei der Errichtung von Solaranlagen um ein bewilligungsfreies Bauvorhaben, sodass weder eine Baubewilligung noch eine Bauanzeige des A notwendig ist.

---

<sup>230</sup> § 21 Abs. 3 Z e TBO 2011.

### **3.2.1.1.3 Zwischenergebnis**

Bei der Errichtung der beschriebenen Solarthermieanlage durch A handelt es sich um ein freies Gewerbe, das jedoch angezeigt werden muss. Zudem unterliegt diese Anlage in Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark der Anzeigepflicht nach den einschlägigen Bauordnungen, während die Errichtung in den anderen Bundesländern weder der Baubewilligungs- noch der Anzeigepflicht unterliegt. Für Vorarlberg kann eine derartige Aussage hingegen nicht getroffen werden.

### **3.2.1.2 Förder- und Vermarktungsmöglichkeiten der Solarthermieanlage**

Hinsichtlich der Förder- und Vermarktungsmöglichkeiten der gegenständlichen Solarthermieanlage wird auf die Ausführungen in Punkt 2.5.2.4 im Rahmen der wirtschaftlichen Untersuchung verwiesen.

### **3.2.1.3 Verbindung der Solarthermieanlage mit dem bestehenden Fernwärmenetz**

Fraglich ist, ob A als Betreiber einer Solarthermieanlage einen Anspruch darauf hat, an das bestehende Wärmenetz zwecks Einspeisung angeschlossen zu werden.

#### **3.2.1.3.1 Anspruch auf Netzanschluss**

Zu untersuchen ist daher zunächst, ob A einen Anspruch hat, an das Wärmenetz angeschlossen zu werden. Da das Wärmenetz im Gegensatz zum Elektrizitätsnetz nicht flächendeckend vorhanden ist und dieses auch nicht der Regulierung unterliegt, gibt es diesbezüglich keine österreichweiten Regelungen. Daher ist zu untersuchen, ob es bereits Bundesländer gibt, die den Anschluss an das Wärmenetz gesetzlich verankert haben und wenn ja, wie dieser ausgestaltet ist. (Ortspolizeiliche-) Verordnungen einzelner Städte und Gemeinden müssen bei dieser Untersuchung allerdings außer Betracht bleiben.

### **Steiermärkisches Baugesetz**

§ 6 Abs. 1 Stmk. BauG sieht vor, dass alle Gebäude, in denen Räume beheizt werden und die sich in einem Gebiet befinden, das per Verordnung<sup>231</sup> zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, an das Fernwärmesystem<sup>232</sup> anzuschließen sind.

---

<sup>231</sup> Ermächtigungsgrundlage ist § 22 Abs. 9 des Steiermärkischen Raumordnungsgesetzes (StrROG) 2010, LGBl. 2010/49.

<sup>232</sup> Unter Fernwärmesystemen versteht man nach § 22 Abs. 9 Z 6 StrROG Einrichtungen, die aus Anlagen zur Bereitstellung und Verteilung von Wärme bestehen und nach dem Fernwärmefördergesetz förderbar sind oder mit einer Nennwärmeleistung von min. 2 MW betrieben werden und die dabei erzeugte Nutzwärme

Ziel dieses Anschlusszwanges ist es, eine ausreichend hohe Anzahl von Benutzern dieses Systems zu erreichen, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen.<sup>233</sup> Geht man an dieser Stelle davon aus, dass die steiermärkische Gemeinde des A eine derartige Verordnung erlassen hat, so ist er grds. verpflichtet, sich an dieses Fernwärmesystem anzuschließen. Als Ausnahme von der Anschlusspflicht wird u.a. angesehen, wenn die Beheizung des Gebäudes von A durch thermische Nutzung der Sonnenenergie in Kombination mit einem Langzeitspeicher erfolgt, sodass min. 75 % des jährlichen Raumwärmebedarfes der beheizten Räume dadurch gedeckt werden.<sup>234</sup>

### **Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002**

Der Anschluss an die gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage<sup>235</sup> ist für Oberösterreich in § 9 Abs. 1 Oö. LuftREnTG<sup>236</sup> geregelt. Demnach sind in Gemeinden, in denen gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlagen betrieben werden, u.a. Neubauten von Wohngebäuden mit mehr als drei Wohnungen an diese Wärmeversorgungsanlage anzuschließen. Jedoch wird im vorliegenden Projekt davon ausgegangen, dass es sich bei dem Wohngebäude des A um ein (bestehendes) Einfamilienhaus handelt, sodass diese Anschlusspflicht nicht für A gilt.

Allerdings sind die Gemeinden nach § 9 Abs. 2 Oö. LuftREnTG berechtigt, per Verordnung die Anschlusspflicht an eine bestehende gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage auch beim Neubau von Wohngebäuden festzulegen.<sup>237</sup> Sofern die Voraussetzungen des § 9 Abs. 4 Oö. LuftREnTG erfüllt sind, ist die Anschlusspflicht von der Gemeinde mit Bescheid auszusprechen. Liegt somit das Neubau-Wohngebäude des A in einem Gebiet mit einer gemeindeeigenen zentralen Wärmeversorgungsanlage in Oberösterreich (z.B. in Linz), ist A grds. verpflichtet, sich an diese anzuschließen. Diese Anschlusspflicht scheidet jedoch grds. wiederum dann aus, wenn die Wärmeversorgung dieser Gebäude durch erneuerbare Energieträger erfolgt.

---

über eine Fernwärmeleitung von min. 80 mm Innendurchmesser und min. 1000 m Trassenlänge gegen Entgelt auf Basis eines Wärmeliefervertrages an Verbraucher abgegeben wird.

<sup>233</sup> *Wustlich*, in: Danner/Theobald, EnwG Kommentar, Band 3, § 16 EEWärmeG Rz. 7.

<sup>234</sup> § 6 Abs. 2 Z 5 Stmk. BauG.

<sup>235</sup> Eine zentrale Wärmeversorgungsanlage ist gemeindeeigen, wenn sich die Gemeinde zur Erfüllung der ihr obliegenden Aufgaben ihrer bedient, auch dann, wenn die Anlage nicht oder nicht zur Gänze im Eigentum der Gemeinde steht, § 9 Abs. 3 Oö. LuftREnTG.

<sup>236</sup> Landesgesetz über das Inverkehrbringen, die Errichtung und den Betrieb von Heizungsanlagen, sonstigen Gasanlagen sowie von Lagerstätten für brennbare Stoffe (Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 – Oö. LuftREnTG), LGBl. 2014/20.

<sup>237</sup> Von dieser Ermächtigung hat der Gemeinderat der Landeshauptstadt Linz Gebrauch gemacht und am 19.11.2012 die Verordnung „Anschlusspflicht an gemeindeeigene Wärmeversorgungsanlagen“ kundgemacht.

## **Zwischenergebnis**

Im Gegensatz zu den gesetzlichen Regelungen im Elektrizitätsbereich ist der Anschluss an das Fernwärmenetz im Baugesetz der Steiermark und im Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2012 nicht als Recht zum Netzanschluss formuliert, sondern als Pflicht. Sofern das Haus des A in der Steiermark in einem Gebiet liegt, das per Verordnung zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, ist er grds. verpflichtet, sich an das Fernwärmesystem anzuschließen, sofern er nicht unter die Ausnahmeregelung fällt. In Oberösterreich besteht diese Anschlussverpflichtung an das gemeindeeigene Wärmeversorgungssystem hingegen nur dann, wenn es sich bei dem Gebäude des A um neu gebautes Wohngebäude mit mehr als drei Wohnungen handeln würde, was jedoch nicht der Fall ist. Eine Verordnung der Stadt Linz sieht diese Verpflichtung auch für neu gebaute Gebäude mit Wohnräumen vor, was allerdings ebenfalls nicht einschlägig ist. Sofern ein gemeindeeigenes Wärmeversorgungssystem nicht besteht, besteht ein Anschlusszwang naturgemäß ebenfalls nicht. Das gleiche gilt, wenn es keine diesbezügliche gesetzliche Verpflichtung gibt.

### **3.2.1.3.2 Anspruch auf Netzzugang**

Fraglich ist vorliegend jedoch, ob A überhaupt einen Anspruch gegen den Betreiber des Wärmeleitungsnetzes hat, seine erzeugte und nicht verbrauchte Wärme in das örtlich bestehende Wärmenetz einspeisen zu dürfen. Allerdings gibt es keine sektorspezifische Grundlage, die einem Dritten einen Anspruch auf Nutzung des Wärmenetzes in Form der Einspeisung einräumt. Neben der Wasserversorgung unterfiel auch die Wärmeversorgung nicht der Liberalisierung und damit nicht der Regulierung, sodass es sich dabei wohl um die „letzten Monopole“ handelt.<sup>238</sup> Auch das EIWOG 2010 und das GWG 2011<sup>239</sup> können hinsichtlich des Anspruchs auf Netzzugang nicht (ergänzend) herangezogen werden, da diese in ihrem Geltungsbereich auf Elektrizität bzw. Erdgas beschränkt sind. Daher stellt sich die Frage, ob es anderweitige Regelungen gibt hinsichtlich des Netzzugangs zum Wärmenetz gibt.

### **Anspruch nach dem Kartellrecht**

In Betracht kommen könnten kartellrechtliche Regelungen, um die Einspeisemöglichkeit des A in das bestehende Wärmenetz zu erreichen. Dazu bedarf es zunächst der Untersuchung, ob der Betreiber des jeweils geographisch begrenzt bestehenden Wärmenetzes eine

---

<sup>238</sup> *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372.

<sup>239</sup> Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 - GWG 2011), BGBl. I 2014/211.

marktbeherrschende Stellung i.S.v. § 4 KartG 2005<sup>240</sup> innehat. Nach § 4 Abs. 1 KartG 2005 ist ein Unternehmer dann marktbeherrschend, der als Anbieter keinem oder nur unwesentlichem Wettbewerb ausgesetzt ist. Sofern ein Gebiet überhaupt über ein Wärmenetz verfügt, so gibt es in diesem Gebiet auch nur das eine Wärmenetz, das von einem einzigen Betreiber geführt wird. Anders als bei den Elektrizitäts- und Gasnetzen sind derartige Wärmenetze aufgrund ihrer lokalen Begrenztheit grds. auch nicht untereinander verbunden. Bei dem Betreiber handelt es sich um ein vertikal integriertes Unternehmen, das nicht nur das Netz betreibt, sondern auch die Erzeugung und Belieferung der Verbraucher vornimmt, ohne dass die Verbraucher die Möglichkeit haben, sich den Lieferanten selber auszusuchen. Folglich handelt es sich bei diesem Unternehmen mangels Wettbewerb um einen Monopolisten, der im Rahmen seines Netzbetriebs eine marktbeherrschende Stellung innehat, zumal die Errichtung paralleler Wärmenetze und damit von Wettbewerb volkswirtschaftlich unsinnig wäre.<sup>241</sup> Diese marktbeherrschende Stellung wird der Unternehmer zumeist durch Verträge mit langen Laufzeiten abgesichert haben.<sup>242</sup> Mangels Regulierung ist dies im Wärmemarkt – anders als in der Elektrizitätswirtschaft – rechtlich möglich.

Da der Betreiber eines örtlichen Wärmenetzes folglich eine marktbeherrschende Stellung hat, stellt sich die Frage, ob er gezwungen werden kann, Dritten den Netzzugang zu diesem Netz zum Zwecke der Einspeisung zu gewähren. Die Frage ergibt sich daraus, dass nach § 5 Abs. 1 S. 1 KartG 2005 der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung verboten ist. Allerdings muss an dieser Stelle berücksichtigt werden, dass § 5 KartG 2005 nur dann herangezogen werden kann, sofern A als Wettbewerber zu dem Wärmenetzbetreiber auf dem vor- oder nachgelagerten Markt tätig werden möchte, wenn er also z.B. anstrebt, mit seiner erzeugten Wärme andere Verbraucher zu beliefern, wozu mangels Substituierbarkeit der Netze ein Anspruch auf Durchleitung, also Nutzung des bestehenden Wärmenetzes zwingend erforderlich ist. Sofern er hingegen seine überschüssige Wärme lediglich in das bestehende Wärmenetz einspeisen und vom Wärmenetzbetreiber dafür Einspeisetarife erhalten möchte, kommt § 5 KartG 2005 nicht zur Anwendung, da mit der ausschließlichen Einspeisung keine Wettbewerbssituation geschaffen wird, sondern der Wärmenetzbetreiber lediglich als Abnehmer fungieren soll.<sup>243</sup> Dies ist auch deshalb nicht darstellbar, da es dem Netzbetreiber aufgrund der lokalen Begrenztheit seines Netzes nicht möglich ist, die überschüssige Wärme andernorts, also außerhalb seiner bestehenden Lieferverträge, abzusetzen. Aus diesem Grund scheidet ein Anspruch des A auf Einspeisung seiner erzeugten Wärme evtl. gegen den Erhalt von Einspeisetarifen in das bestehende Wärmenetz auf der Grundlage von § 5 KartG aus.

---

<sup>240</sup> Bundesgesetz gegen Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz 2005 – KartG 2005), BGBl. I 2013/13.

<sup>241</sup> *Säcker/Wolf*, Fernwärmenetzbetreiber, RdE 2011, 277, 278 f. m.w.N.

<sup>242</sup> *Säcker/Wolf*, Fernwärmenetzbetreiber, RdE 2011, 277 (279).

<sup>243</sup> *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (374).

### **Privatrechtliche Vereinbarungen**

Rechtlich vorstellbar ist jedoch, dass sich der Wärmenetzbetreiber und A bilateral über die Einspeisung der überschüssigen Wärme in das lokale Wärmenetz verständigen, sofern dies v.a. technisch durchführbar ist, wenn also das Wärmenetz und die wärmeerzeugende Solarthermieanlage kompatibel sind. Da das Wärmenetz jedoch mittels Investitionen geschaffen wurde, obliegt es der privatautonomen Entscheidung des Betreibers, ob und mit wem er derartige Verträge schließt und mit wem nicht.

### **Zwischenergebnis**

Sofern es ein örtliches Wärmenetz gibt, ist von einem möglichen Netzanschluss des A auszugehen, wobei dieser nur im Baugesetzbuch der Steiermark verpflichtend für A vorgesehen ist, sofern er nicht unter die Ausnahmeregelung fällt. Der Anspruch auf Netzzugang in Form der Einspeisung überschüssiger Wärme durch A wird sich jedoch – anders als im Elektrizitätsrecht – als schwierig darstellen. So gibt es zum einen keine sektorspezifischen Regelungen und zum anderen sind auch die kartellrechtlichen Bestimmungen nicht anwendbar, da A nicht als Wettbewerber zum Wärmenetzbetreiber auftreten möchte, wenn es ihm lediglich darum geht, seinen Wärmeüberschuss einspeisen zu wollen. Rechtlich darstellbar sind somit nur zivilrechtliche Vereinbarungen zwischen A und dem Betreiber des Wärmenetzes, sofern sich dieser – v.a. im Hinblick auf die technische und wirtschaftliche Darstellbarkeit – darauf einlässt.

### **3.2.2 Variante 1**

*Variante 1 beinhaltet, dass A als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von maximal 20 m<sup>2</sup> errichtet. Da er allerdings die in dieser Anlage erzeugte Wärme nicht ausschließlich selber nutzen, sondern auch seinen Nachbarn B mit Wärme versorgen möchte, erbaut er zu diesem eine private Direktleitung. Da B nicht an das bestehende Wärmenetz angeschlossen ist, ist er auf die alleinige Wärmeversorgung durch A angewiesen (siehe auch Kapitel 2.4).*

#### **3.2.2.1 Errichtungsvoraussetzungen einer Direktleitung**

Fraglich ist, welche Errichtungsvoraussetzungen A im Zusammenhang mit der Direktleitung zum Zwecke des Wärmetransports zu berücksichtigen hat.

##### **3.2.2.1.1 Geweberechtliche Genehmigung**

Möglich erscheint, dass A für die Errichtung der Direktleitung zum Nachbargrundstück eine gewerberechtliche Genehmigung i.S.v. § 74 GewO 1994 benötigt. Allerdings wurde von der Verordnungsermächtigung in § 74 Abs. 7 GewO1994 Gebrauch gemacht, wonach der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten Arten von Betriebsanlagen, für die jedenfalls keine Genehmigung erforderlich ist, durch Verordnung bezeichnen kann, wenn von ihnen erwartet werden kann, dass die gem. § 74 Abs. 2 GewO1994 wahrzunehmenden Interessen hinreichend geschützt sind. In diesem Sinne ist nach § 1 Z 2 dieser Verordnung<sup>244</sup> für Fernwärmeversorgungsleitungsnetze zur flächenmäßigen Verteilung von Fernwärme mit einer Betriebstemperatur von höchstens 180 °C unter Berücksichtigung der Vorgaben in § 2 keine Genehmigung erforderlich. Zwar handelt es sich bei der Direktleitung, wie bereits im Stromteil ausführlich beschrieben, nicht um ein Netz, sondern nur um eine Leitung, allerdings ist davon auszugehen, dass eine solche Leitung erst recht keine Genehmigung benötigt, wenn dies sogar für ein Netz nicht der Fall ist. Unter der Voraussetzung, dass in der Direktleitung eine Betriebstemperatur von 180 °C nicht überschritten wird und die Sicherheitsvorschriften nach § 2 der Verordnung (u.a. Errichtung und Betrieb der Leitung nach den einschlägigen Regeln der Technik) eingehalten werden, benötigt A für die Direktleitung keine gewerberechtliche Genehmigung.

---

<sup>244</sup> Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten, mit der jene Arten von Betriebsanlagen bezeichnet werden, für die jedenfalls keine Genehmigung erforderlich ist, BGBl. II 1999/149.

### **3.2.2.1.2 Rohrleitungsgesetz**

Zu untersuchen ist, ob vorliegend bei der Errichtung der Direktleitung das Rohrleitungsgesetz<sup>245</sup> zur Anwendung kommt. Unter Rohrleitungen versteht man nach § 2 Abs. 1 S. 1 Rohrleitungsgesetz alle jene Einrichtungen, die das zu befördernde Gut allseits umschließen und als Transportweg für dieses Gut dienen; ferner alle mit dem Betrieb der Rohrleitung örtlich verbundenen Baulichkeiten und technischen Einrichtungen, welche ausschließlich für die Beförderung von Gütern in Rohrleitungen dienen. Allerdings ist die gewerbsmäßige Beförderung von Wasser in diesen Rohrleitungen nach § 1 Abs. 1 Rohrleitungsgesetz ausdrücklich vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen. Da über die Direktleitung Wärme in Form warmen Wassers von A zu B transportiert wird, bedarf es keiner Bewilligung nach dem Rohrleitungsgesetz, das vorliegend nicht zur Anwendung gelangt.

### **3.2.2.1.3 Baurechtliche Bewilligung**

Zu untersuchen ist ferner, ob die Verlegung der Direktleitung von A zu Nachbar B eine Bewilligung nach den Baugesetzen der jeweiligen Bundesländer voraussetzt.

#### **Burgenland**

Nach § 1 Abs. 2 Z 4 Bgld. BauG sind Bauwerke im Zusammenhang mit Versorgungsleitungen explizit vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen. Da es sich bei einer Direktleitung zur Versorgung des Nachbarn mit Wärme um eine Versorgungsleitung handelt, bedarf die Errichtung dieser Leitung im Burgenland keiner baurechtlichen Bewilligung.

#### **Kärnten**

In Kärnten sind gem. § 2 Abs. 2 lit. d K-BO 1996 Leitungsanlagen für Elektrizität, Gas und Erdöl ausdrücklich vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen, nicht jedoch Fernwärmeleitungen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Errichtung der Direktleitung zum Zwecke des Wärmetransports als sonstige bauliche Anlage einer Baubewilligung nach § 6 lit. a K-BO 1996 bedarf.

---

<sup>245</sup> Bundesgesetz vom 03.07.1975 über die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen, BGBl. I 2011/138.

### **Niederösterreich**

Nach § 1 Abs. 3 Z 4 NÖ Bauordnung 1996 sind Fernwärmeleitungen explizit vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen, sodass davon auszugehen ist, dass A in Niederösterreich für die Errichtung der Direktleitung zu seinem Nachbarn B keine Baubewilligung benötigt.

### **Oberösterreich**

Die Errichtung der Direktleitung von A zu B bedarf in Oberösterreich keiner Bewilligung nach der Oö. Bauordnung 1994, da u.a. bauliche Anlagen, die der Leitung von Energie dienen, wie Freileitungen, Kabelstationen und -leitungen, Fernwärmeleitungen und dgl., soweit es sich nicht um Gebäude handelt, explizit vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen sind.<sup>246</sup>

### **Salzburg**

Da eine Ausnahme hinsichtlich der Bewilligung durch die Baubehörde für Direktleitungen zum Zwecke des Transports von Fernwärme im Salzburger BauPolG nicht ersichtlich ist, ist davon auszugehen, dass deren Errichtung in Salzburg eine Baubewilligung voraussetzt.

### **Steiermark**

Nach § 3 Z 7 Stmk. BauG bedürfen bauliche Anlagen, die der Fortleitung von Energie dienen, z.B. Kabelleitungen und Fernwärmeleitungen, dann keine baurechtliche Bewilligung, wenn es sich nicht um betretbare Gebäude handelt. Da dies bei der Direktleitung der Fall ist, findet das Stmk. BauG keine Anwendung, sodass die Errichtung der Direktleitung in der Steiermark keine Baubewilligung erfordert.

### **Tirol**

Da die TBO 2011 keine Regelungen bezüglich Fernwärmeleitungen getroffen hat, ist von einer Baubewilligungspflicht einer solchen Leitung in Tirol nach § 21 Abs. 1 TBO 2011 auszugehen.

### **Vorarlberg**

Das Vorarlberger Baugesetz nimmt nach § 1 Abs. 1 lit. f Leitungen für Strom, Gas, Erdöl u.dgl., soweit es sich nicht um Gebäude handelt, vom Geltungsbereich dieses Gesetzes aus. Es ist davon auszugehen, dass Leitungen zum Transport von Wärme unter den Ausdruck

---

<sup>246</sup> § 1 Abs. 3 Z 5 Oö. Bauordnung 1994.

„und dergleichen“ zu subsumieren sind und damit in Vorarlberg keine Bewilligung nach diesem Gesetz benötigen.

## **Wien**

Weder eine Bauanzeige noch eine Baubewilligung ist nach § 62a Abs. 1 Z 18 BO für Wien für Versorgungsleitungen erforderlich, worunter auch Direktleitungen zum Transport von Wärme zu verstehen sind. Daher bedarf es in Wien für die Errichtung der Direktleitung von A zu B keiner Baubewilligung.

### **3.2.2.1.4 Zwischenergebnis**

Sofern die Direktleitung zum Zwecke des Transports der überschüssigen Wärme von A zu seinem Nachbarn B eine Betriebstemperatur von 180 °C nicht überschreitet, ist eine gewerberechtliche Bewilligung nicht erforderlich. Das Rohrleitungsgesetz findet hingegen vorliegend gar keine Anwendung, da die Wärme in Form von Wasser<sup>247</sup> transportiert wird und Wasser nicht in den Geltungsbereich dieses Gesetzes fällt. Allerdings bedarf die Errichtung dieser Leitung – im Gegensatz zu den anderen Bundesländern – in Kärnten, Salzburg und Tirol einer Baubewilligung. Unter Einhaltung dieser Voraussetzungen ist die Errichtung der Direktleitung von A zu B rechtlich zulässig.

### **3.2.2.2 Netzanschluss von B**

Sofern im Gebiet des B ein Wärmenetz besteht, stellt sich die Frage, ob B sodann verpflichtet ist, sich an dieses bestehende Netz tatsächlich anzuschließen und dieses ebenso zu nutzen, oder ob auch die alleinige Versorgung durch A über die Direktleitung möglich ist.<sup>248</sup>

#### **3.2.2.2.1 Steiermärkisches Baugesetz**

§ 6 Abs. 1 Stmk. BauG sieht vor, dass alle Gebäude, in denen Räume beheizt werden und die sich in einem Gebiet befinden, das per Verordnung<sup>249</sup> zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, an das Fernwärmesystem anzuschließen sind. Geht man an dieser Stelle davon aus, dass die steiermärkische Gemeinde des B eine derartige Verordnung erlassen hat, so ist B verpflichtet, sich an dieses anzuschließen. Ein

---

<sup>247</sup> *Raschauer*, Energierecht, S. 228.

<sup>248</sup> Dabei kann allerdings ein Anspruch auf Vollständigkeit nicht gewährleistet werden.

<sup>249</sup> Ermächtigungsgrundlage ist § 22 Abs. 9 des Steiermärkischen Raumordnungsgesetzes 2010, LGBl. 2010/49.

Benutzerzwang ist zwar nicht explizit gesetzlich verankert, jedoch wird vor dem Hintergrund der Amortisation der Investitionskosten davon ausgegangen, dass dieser dennoch davon umfasst ist.<sup>250</sup> Zweck dieser Verpflichtung ist es, mittels einer großen Zahl von Netzbenutzern die Versorgung mit Fernwärme wirtschaftlich zu gestalten.

Allerdings gibt es im Rahmen von § 6 Abs. 2 Stmk. BauG wiederum gesetzliche Ausnahmen von dieser Fernwärmeanschlussverpflichtung, sodass zu untersuchen ist, ob B möglicherweise darunter fällt, um ausschließlich von A über die bestehende Direktleitung versorgt werden zu können. So sind zum einen Gebäude nicht zum Anschluss an das Fernwärmenetz verpflichtet, deren Heizwärmebedarf den für Neubauten geltenden Bestimmungen des (nunmehr) § 1 Abs. 1 Z 9 StBTV 2012<sup>251</sup> (i.V.m. der OIB Richtlinie 6 für Energieeinsparung und Wärmeschutz) entspricht bzw. innerhalb von 10 Jahren hergestellt wird und zudem die Heizlast 18 kW nicht übersteigt (§ 6 Abs. 2 Z 1 Stmk. BauG). Da diese Einschätzung an dieser Stelle bezüglich des Haushalts von B nicht vorgenommen werden kann, kann eine abschließende Beurteilung einer diesbezüglichen Befreiung von der Fernwärmeanschlussverpflichtung nicht getroffen werden.

Ferner sind Gebäude mit vollständiger Wohnnutzung von der Fernwärmeanschlusspflicht ausgenommen, wenn der Quotient aus deren jährlichem Heizenergiebedarf und der Länge der Anschlussleitung 1400 kW je Meter nicht übersteigt. Zwar handelt es sich bei dem Haus des B um ein reines Wohngebäude, allerdings kann zu der Erfüllung der weiteren Voraussetzung keine Einschätzung abgegeben werden, sodass nicht mit Sicherheit beurteilt werden kann, ob B unter die Ausnahme von der Fernwärmeanschlusspflicht nach § 6 Abs. 1 Z 2 Stmk. BauG fällt.

Sofern die Beheizung des Gebäudes von B durch thermische Nutzung der Sonnenenergie in Kombination mit einem Langzeitspeicher erfolgt, sodass min. 75 % des jährlichen Raumwärmebedarfs der beheizten Räume dadurch gedeckt werden, besteht ebenfalls keine Pflicht zum Anschluss an das Fernwärmesystem.

Schließlich steht es im Ermessen der Landesregierung Steiermark, per Verordnung weitere Ausnahmebestimmungen für schadstoffarme Beheizungsformen und -systeme zu erlassen, § 6 Abs. 3 Stmk. BauG, worauf allerdings an dieser Stelle nicht weiter eingegangen wird.

Es ist somit festzuhalten, dass B, sofern sein Gebäude in einem bestehenden Fernwärmeanschlussbereich liegt, grds. verpflichtet ist, sich an dieses auch anzuschließen. Allerdings gibt es von dieser Anschlusspflicht zahlreiche gesetzliche Ausnahmen. Es ist dabei davon auszugehen, dass B möglicherweise unter eine dieser Befreiungen fällt und

---

<sup>250</sup> *Trippl/Schwarzbeck/Freiberger*, Stmk BauR, § 6 S. 161 f.; *Fröhler/Wolny*, Anschluß- und Benutzungszwang, S. 17.

<sup>251</sup> Verordnung der Steiermärkischen Landesregierung vom 06.12.2012, mit der bautechnische Anforderungen festgelegt werden (Steiermärkische Bautechnikverordnung 2012 – StBTV 2012), LGBl. 2012/78.

somit nicht verpflichtet ist, sich an das bestehende Fernwärmenetz anzuschließen, sodass er sich ausschließlich von A über die Direktleitung mit Wärme versorgen lassen kann.

### **3.2.2.2.2 Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002**

Der Anschluss an die gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage ist für Oberösterreich in § 9 Oö. LuftREnTG geregelt.<sup>252</sup> Demnach sind in Gemeinden, in denen gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlagen betrieben werden, u.a. Neubauten von Wohngebäuden mit mehr als drei Wohnungen anzuschließen. Allerdings wird im vorliegenden Projekt davon ausgegangen, dass es sich bei dem Wohngebäude des B um ein Einfamilienhaus handelt, sodass diese Anschlusspflicht nicht für B gilt.

Allerdings sind die Gemeinden nach § 9 Abs. 2 Oö. LuftREnTG berechtigt, per Verordnung die Anschlusspflicht an eine bestehende gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage<sup>253</sup> auch beim Neubau von Wohngebäuden festzulegen.<sup>254</sup> Sofern die Voraussetzungen des § 9 Abs. 4 Oö. LuftREnTG erfüllt sind, ist die Anschlusspflicht von der Gemeinde mit Bescheid auszusprechen. Liegt somit das neu gebaute Wohngebäude des B in einem Gebiet mit einer gemeindeeigenen zentralen Wärmeversorgungsanlage in Oberösterreich (z.B. in Linz), ist B verpflichtet, sich an diese anzuschließen. Vorliegend handelt es sich jedoch bei dem Wohngebäude des B nicht nur um ein Einfamilienhaus, sondern auch um ein bestehendes Haus, sodass die Anschlusspflicht für B nicht greift.

### **3.2.2.2.3 Zwischenergebnis**

Die Frage, ob B verpflichtet ist, sich an das Fernwärmenetz anzuschließen, stellt sich naturgemäß nur dann, wenn ein solches in seiner Gemeinde überhaupt besteht und wenn es zudem einen diesbezüglichen gesetzlichen Anschlusszwang gibt. Zum Zwecke der wirtschaftlichen Nutzung dieser effizienten Wärmeversorgung kann ein solcher vorgesehen werden, der wohl auch einen Benutzerzwang beinhalten wird. Hinsichtlich des Benutzerzwangs würde sich eine gesetzliche Klarstellung empfehlen. Während B in Oberösterreich aufgrund seines bestehenden Einfamilienhauses nicht von diesem Anschlusszwang umfasst ist, wird in der Steiermark eine Ausnahmeregelung vorausgesetzt.

Die Versorgung des B ausschließlich über A via Direktleitung ist somit rechtlich möglich.

---

<sup>252</sup> Landesgesetz über das Inverkehrbringen, die Errichtung und den Betrieb von Heizungsanlagen, sonstigen Gasanlagen sowie von Lagerstätten für brennbare Stoffe (Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 – Oö. LuftREnTG), LGBl. 2014/20.

<sup>253</sup> Nicht erforderlich ist, dass die Anlage im Alleineigentum der Gemeinde steht.

<sup>254</sup> Von dieser Ermächtigung hat der Gemeinderat der Landeshauptstadt Linz Gebrauch gemacht und am 19.11.2012 die Verordnung „Anschlusspflicht an gemeindeeigene Wärmeversorgungsanlagen“ kundgemacht.

### **3.2.2.3 Anfallende Kosten**

Fraglich ist, welche Kosten von B aufgrund der Versorgung durch A mit Wärme über die Direktleitung zu entrichten sind.

#### **3.2.2.3.1 Reiner Wärmepreis**

B hat die von A über die Direktleitung gelieferte Wärme zu zahlen, wobei die Höhe des Preises von den beiden Parteien frei vereinbart werden kann.

#### **3.2.2.3.2 Einkommensteuer und Umsatzsteuer**

Hinsichtlich der Belastung des reinen Wärmepreises mit (überwältzter) Einkommensteuer und Umsatzsteuer sei auf die jeweiligen Ausführungen zum Strombereich verwiesen.

#### **3.2.2.3.3 Zwischenergebnis**

Aufgrund der Versorgung des B mit überschüssiger Wärme des A via Direktleitung haben sich die Parteien über die Höhe der Kosten zu verständigen, die zudem der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterliegt. Es ist, wie im Strombereich auch, davon auszugehen, dass A Einkommenssteuer zu entrichten hat.

#### **3.2.2.4 Ergebnis der Variante 1**

Bei der Errichtung der Direktleitung des A zu seinem Nachbarn B zum Zwecke des Transports der überschüssigen Wärme benötigt er keine gewerberechtliche Bewilligung, sofern in der Leitung eine Betriebstemperatur von 180 °C nicht überschritten wird und die Sicherheitsvorschriften eingehalten werden. Mangels Anwendbarkeit des Rohrleitungsgesetzes ergeben sich daraus keine für A zu beachtenden Voraussetzungen. Allerdings ist in Kärnten, Salzburg und Tirol eine Baubewilligung nach Maßgabe der jeweiligen Baugesetze erforderlich, was in den anderen Bundesländern nicht der Fall ist. Die Errichtung einer Direktleitung ist überall dort rechtlich möglich, wo es kein lokales Wärmenetz gibt, bzw. kein entsprechender Anschlusszwang gesetzlich vorgesehen ist. Sofern nämlich ein örtliches Wärmenetz besteht, kann es durchaus sein, dass es eine gesetzliche Anschlusspflicht für B gibt. Allerdings ist er in Oberösterreich mangels Neubau davon nicht umfasst und in der Steiermark wird eine mögliche Ausnahmeregelung angenommen. Aufgrund der ausschließlichen Wärmeversorgung durch A über die Direktleitung muss er diesem den vereinbarten Preis als Gegenleistung entrichten, wobei davon auszugehen ist, dass dieser Preis der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterfällt und A der Einkommenssteuer unterliegt.

### **3.2.2.5 Mustervertrag zwischen A und B**

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag zwischen A und B erstellt werden, der die Rechte und Pflichten dieser Parteien festlegt.

#### ***Präambel***

A ist Alleineigentümer der **Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxxx** und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (**Adresse: xxxxxxxxxxx**). A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 20 m<sup>2</sup> errichtet. Um seinen Nachbarn B (Endverbraucher), der Alleineigentümer der **Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxxx** ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich mit der in dieser Anlage erzeugten Wärme zu beliefern und damit ebenfalls einen Teil von dessen Wärmebedarf zu decken, hat A eine Direktleitung zu dem Haus des B (**Adresse: xxxxxxxxxxx**) errichtet, ohne dabei Grund und Boden der Gemeinde bzw. eines anderen Dritten in Anspruch zu nehmen.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

#### ***Vertragsgegenstand***

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Wärme von A an B mittels einer von A auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen Solarthermieanlage.

Ebenfalls Gegenstand dieses Vertrages ist die fachgerechte Errichtung einer Direktleitung durch A, welche es dem B ermöglicht, Wärme von der vertragsgegenständlichen Solarthermieanlage zu beziehen. Auch die Direktleitung steht im Eigentum des A.

Die Situierung der Solarthermieanlage, der Direktleitung und der Übergabestelle sowie eine technische Beschreibung dieser Anlagen erfolgt in Anhang 1, der einen integrierenden Bestandteil dieses Vertrages bildet.

#### ***Pflichten des A als Lieferant***

A ist als Lieferant verpflichtet, dem B die in seiner Solarthermieanlage erzeugte Wärme – abzüglich seines Eigenbedarfs – über die Direktleitung bis zur Übergabestelle zu liefern.

Diese Pflicht trifft den **A** nur, soweit die Solarthermieanlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Wärme erzeugt. Der **A** ist dabei nicht zu einer bestimmten Wärmemenge verpflichtet.

Die Wärmelieferung beginnt am **XY**.

Die mit der Solarthermieanlage und der Direktleitung verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem **A**.

**A** ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der Solarthermieanlage und der Direktleitung erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert **A** zu, dass er die Solarthermieanlage und die Direktleitung im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere Gewerbeordnung, Bauordnung, ...) und einschlägigen technischer Normen errichtet und betreibt. **A** ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

**Anmerkung:**

*Es ist eine Frage des Einzelfalls, ob die Errichtung einer **Solarthermieanlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der K-BO 1996 bedarf und in Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark das Bauvorhaben nach der jeweiligen Bauordnung schriftlich anzuzeigen ist.*

*Die Errichtung einer **Direktleitung** bedarf in Kärnten, Salzburg und Tirol der Baubewilligung nach der jeweils einschlägigen Bauordnung.*

**Pflichten des **B** als Kunde**

**B** verpflichtet sich, seinen Wärmebedarf durch die Lieferung des **A** über die Direktleitung zu decken. Er wird die von **A** an die Übergabestelle gelieferte Wärme abnehmen und den vereinbarten Preis bezahlen.

Für den Fall, dass **A** den Wärmebedarf des **B** nicht vollständig decken kann, stellt **B** die Deckung seines Bedarfs durch eine zusätzliche von ihm zu errichtende Anlage sicher.

**B** stellt sicher, die von **A** bezogene Wärme nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

**B** verpflichtet sich, einen Zähler zu installieren, um eine Messung der Wärmelieferung aus der Direktleitung in der Kundenanlage sicherzustellen. **B** ist weiters verpflichtet, den Anschluss an seine Kundenanlage auf eigene Kosten und Gefahr herzustellen. Die Messeinrichtungen werden von **B** überprüft, abgelesen, geeicht, instand gehalten und bei Bedarf getauscht.

**B** ist verpflichtet, dem **A** allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

**B** gestattet **A** die unentgeltliche Nutzung der in seinem Eigentum stehenden Liegenschaften, um die notwendigen Bau-, Installations-, Erhaltungs- und Erneuerungsarbeiten für die Errichtung und den vertragsgemäßen Bestand der Direktleitung durchführen zu können. Das gleiche gilt auf die Dauer dieses Vertrages für den Bestand der Direktleitung, welche sich gemäß Beilage 1 auch auf Liegenschaften des **B** befindet. Zur Erfüllung der vertraglichen Pflichten von **A** gestattet **B** dem **A** und dessen Beauftragten auch die uneingeschränkte Zufahrt sowie den uneingeschränkten Zutritt im erforderlichen Ausmaß.

### **Wärmepreis**

Der Wärmepreis besteht aus einem Leistungspreis für die Bereitstellung der eingestellten Leistung sowie einem Arbeitspreis für die gelieferte Wärmemenge.

- Leistungspreis: **xx,xx** EUR/kW/Jahr (netto)
- Arbeitspreis: **xx,xx** EUR/MWh (netto)

Im Arbeitspreis ist die zu entrichtende Energieabgabe für die Wärmeerzeugung sowie die Umsatzsteuer nicht enthalten. Die von **A** für die Finanzverwaltung eingehobenen Abgaben werden auf der Fernwärme-Abrechnung getrennt ausgewiesen.

Sämtliche genannten Preisansätze sind exklusive Steuern und Abgaben (insbesondere der Umsatzsteuer). Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben

bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Wärmepreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Gesamtpreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

### ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

#### Übergabe

Als Wärmeträger dient Fernheizwasser mit einer an der Übergabestelle vertraglich festgelegten, in Abhängigkeit zur Außentemperatur gleitenden Vorlauftemperatur. Das Fernheizwasser ist Eigentum des **A**.

#### Messung

Die Messung der gesamten gelieferten Wärme erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Ablesung des Zählerstandes ist durch **B** zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

#### Abrechnung und Fälligkeit

Die Abrechnung des Wärmeverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche Teilrechnungen. Die Höhe der Teilbeträge wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

## Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

### **Vertragslaufzeit, Kündigung**

Der Wärmeliefervertrag beginnt am **XX.XX.XXXX** zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von **X** Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen. Aufgrund der Höhe der Herstellungskosten der Direktleitung verzichtet **B** auf die Dauer von **X** Jahren darauf, diesen Vertrag ordentlich zu kündigen.

Nach jedweder rechtsgültigen Beendigung dieses Vertrages wird **A** den vorherigen Zustand der betroffenen Grundstücke (insbesondere die Entfernung der Direktleitung) auf seine Kosten binnen **X** Wochen wiederherstellen. Davon abweichende Änderungen können in beiderseitigem Einvernehmen vereinbart und durchgeführt werden.

**A** ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn **B** seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt oder das Schuldenregulierungsverfahren eröffnet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den **B**.

Die Kündigung ist der anderen Vertragspartei gegenüber schriftlich zu erklären.

### **Haftung**

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

**B** ist dafür verantwortlich, die Zusatzversorgung mit Wärme für die Fälle sicherzustellen, in denen **A** den Wärmebedarf von **B** gar nicht oder nicht vollständig decken kann. **A** haftet nicht für Schäden, die **B** durch Mängel der Zusatzversorgung entstehen.

### **Informationspflichten**

**A** unterrichtet den **B** über geplante Abschaltungen der Solarthermieanlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

## **Schlussbestimmungen**

Der Wärmeliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Wärmeliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des **B** bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des **A**.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in **XX** vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

Anlage 1: Lageplan Direktion und Übergabestelle

**Unterschriften**

### 3.2.3 Variante 2

*Die zweite Variante ist grds. identisch mit der ersten Variante, sodass A als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer maximalen Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> errichtet. Da A, wie in Variante 1 geprüft, seine überschüssige Wärme grds. nicht in das bestehende Wärmenetz einspeisen darf, ist es an dieser Stelle unerheblich, ob er an das Wärmenetz angeschlossen ist.<sup>255</sup> Da A die in dieser Anlage erzeugte Wärme nicht ausschließlich selber nutzen, sondern auch seinen Nachbarn B mit Wärme versorgen möchte, erbaut er zu diesem eine private Direktleitung. Zusätzlich besteht nunmehr neben der Direktleitung ein Anschluss des B an das örtliche Wärmenetz, sodass sich die Frage stellt, ob er daraus ergänzend die erforderliche Wärme beziehen kann, die A aufgrund der Anlagengröße nicht gewährleisten kann (siehe auch Kapitel 2.4).*

#### 3.2.3.1 Direktleitung

Hinsichtlich der Direktleitung zum Zwecke der Wärmelieferung von A zu seinem Nachbarn B ergeben sich an dieser Stelle keine Besonderheiten, sodass auf die Ausführungen im Rahmen der Variante 1 (siehe Kapitel 3.2.2.1) verwiesen werden kann.

#### 3.2.3.2 Netzanschluss und Netzzugang bzw. des bestehenden Wärmenetzes

Sofern ein örtliches Wärmenetz besteht, wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass B auch an dieses angeschlossen ist. Für den Fall, dass es einen speziellen gesetzlichen Anschlusszwang an das Wärmenetz gibt, könnte problematisch sein, dass sodann auch von einem Benutzerzwang ausgegangen wird, obwohl dieser gesetzlich nicht explizit normiert ist.<sup>256</sup> Aber gerade weil dieser Benutzerzwang nicht gesetzlich geregelt ist, ist auch nicht bekannt, ob mit diesem Benutzerzwang quasi eine Vollversorgung durch den Wärmenetzbetreiber verbunden ist. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die Wärmelieferung des A durch thermische Nutzung der Sonnenenergie erfolgt und damit eine schadstoffarme Beheizungsform gewährleistet ist. Daher und vor dem Hintergrund, dass es nicht bezüglich aller bestehenden Wärmenetze einen Anschlusszwang gibt, soll der Frage nachgegangen werden, ob nicht doch eine parallele Wärmeversorgung des B über die Direktleitung einerseits und den Wärmenetzbetreiber über das bestehende Wärmenetz andererseits möglich ist. Aufgrund der volatilen Wärmezeugung in der Solarthermieanlage durch A ist die zu erbringende Leistung durch das Wärmnetunternehmen nicht kalkulierbar. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass dies für ihn ebenso wenig kalkulierbar wäre, wenn B selber eine Anlage zur alternativen Energieerzeugung in Form einer

---

<sup>255</sup> Es ist an dieser Stelle davon auszugehen, dass A dem gesetzlichen Anschlusszwang nicht unterfällt bzw. eine diesbezügliche Ausnahme greift.

<sup>256</sup> Dementsprechend würde sich eine gesetzliche Klarstellung empfehlen.

Solarthermieanlage betreiben würde, sodass dieser in diesem Fall auch nicht ausschließlich vom Wärmenetzbetreiber die Wärme beziehen würde, sondern nur, das, was er über seine eigene Erzeugung nicht decken kann. Es bedarf somit einer vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Wärmenetzbetreiber und B darüber, dass B aufgrund der teilweisen Wärmeversorgung mittels Solarthermie durch A via Direktleitung nicht verpflichtet ist, seinen gesamten Bedarf durch den Wärmenetzbetreiber decken zu müssen, sodass er berechtigt ist, nur die zusätzlich benötigte Wärme vom bestehenden örtlichen Wärmenetzbetreiber zu beziehen. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass kein entsprechender Kontrahierungszwang des Wärmenetzbetreibers besteht.

### **3.2.3.3 Anfallende Kosten**

Fraglich ist, welche Kosten in dieser Variante für B anfallen.

#### **3.2.3.3.1 Reiner Wärmepreis**

Da B nunmehr zusätzlich vom lokalen Wärmenetzbetreiber mit Wärme über das bestehende Wärmenetz versorgt wird, muss er sich nicht nur mit A über einen zu bezahlenden Preis einigen, sondern auch mit dem Wärmenetzbetreiber. Dieser unterliegt – anders als im Elektrizitäts- und Gasbereich – grds. genauso wie A der freien Preisbildung. Allerdings ist das Preisgesetz 1992<sup>257</sup> anwendbar. Danach kann die Behörde nach §§ 3 Abs. 2 i.V.m. 8 Abs. 2 und 10 Preisgesetz 1992 mittels Bescheid höchstzulässige Preise für die Wärmelieferung festsetzen. Wird davon keinen Gebrauch gemacht, also keine Preise bestimmt, so kann der BMWFW gem. § 4 Preisgesetz 1992 Fernwärmeversorgungsunternehmen durch Verordnung oder Bescheid verpflichten, ihm regelmäßig jene Daten zu melden, die zur Überprüfung der volkswirtschaftlichen Rechtfertigung<sup>258</sup> der jeweils geforderten Preise erforderlich sind. Sofern sich der Wärmenetzbetreiber an die für ihn geltenden Bestimmungen hält, kann er die von B zu entrichtenden Preise festsetzen.

#### **3.2.3.3.2 Einkommensteuer und Umsatzsteuer**

Hinsichtlich der Belastung des reinen Wärmepreises mit (überwälzter) Einkommensteuer und Umsatzsteuer sei auf die jeweiligen Ausführungen zum Strombereich verwiesen.

---

<sup>257</sup> Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen über Preise für Sachgüter und Leistungen getroffen werden (Preisgesetz 1992), BGBl. 2012/50.

<sup>258</sup> Preise sind dann volkswirtschaftlich gerechtfertigt, wenn sie sowohl den bei der Erzeugung und im Vertrieb oder bei der Erbringung der Leistung jeweils bestehenden volkswirtschaftlichen Verhältnissen als auch der jeweiligen wirtschaftlichen Lage der Verbraucher oder Leistungsempfänger bestmöglich entsprechen, § 6 Abs. 1 Preisgesetz 1992.

### 3.2.3.4 Ergebnis der Variante 2

Ob B neben der überschüssigen Wärme über die Direktleitung zusätzlich Wärme über das bestehende Wärmenetz beziehen kann, bedarf der vertraglichen Vereinbarung mit dem Wärmenetzbetreiber im Einzelfall. Sofern dies möglich ist, hat B einen Preis für die Wärmelieferung mit A und einen mit dem Wärmenetzbetreiber zu vereinbaren. Hinsichtlich der anfallenden Einkommenssteuer und Umsatzsteuer sei auf den Elektrizitätsteil verwiesen.

### 3.2.3.5 Mustervertrag zwischen A und B

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag ausschließlich zwischen A und B erstellt werden. Ein Vertrag des B mit dem Wärmenetzbetreiber bleibt außer Betracht. Allerdings muss B im Rahmen des Zusatzversorgungsvertrages berücksichtigen, dass er sich nicht verpflichtet, seinen gesamten Wärmebedarf über diesen zu beziehen, zumal die Allgemeinen Bedingungen eine derartige Verpflichtung möglicherweise vorsehen.

#### *Präambel*

A ist Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxx und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (Adresse: xxxxxxxxxx). A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 20 m<sup>2</sup> errichtet. Um seinen Nachbarn B (Endverbraucher), der Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxx ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich mit der in dieser Anlage erzeugten Wärme zu beliefern und damit ebenfalls dessen Wärmebedarf zu decken, hat A eine Direktleitung zu dem Haus des B (Adresse: xxxxxxxxxx) errichtet, ohne dabei Grund und Boden der Gemeinde bzw. eines anderen Dritten in Anspruch zu nehmen. Aufgrund der kleinen Dimensionierung der Solarthermieanlage und schließt B einen zusätzlichen Wärmeliefervertrag mit einem anderen Wärmelieferanten ab.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

#### *Vertragsgegenstand*

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Wärme von A an B mittels einer von A auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen Solarthermieanlage.

Ebenfalls Gegenstand dieses Vertrages ist die fachgerechte Errichtung einer Direktleitung durch **A**, welche es dem **B** ermöglicht, Wärme von der vertragsgegenständlichen Solarthermieanlage zu beziehen. Auch die Direktleitung steht im Eigentum des **A**.

Die Situierung der Solarthermieanlage, der Direktleitung und der Übergabestelle sowie eine technische Beschreibung dieser Anlagen erfolgt in Anhang 1, der einen integrierenden Bestandteil dieses Vertrages bildet.

### ***Pflichten des A als Lieferant***

**A** ist als Lieferant verpflichtet, dem **B** die in seiner Solarthermieanlage erzeugte Wärme – abzüglich seines Eigenbedarfs – über die Direktleitung bis zur Übergabestelle zu liefern.

Diese Pflicht trifft den **A** nur, soweit die Solarthermieanlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Wärme erzeugt. Der **A** ist dabei nicht zu einer bestimmten Wärmemenge verpflichtet.

Die Wärmelieferung beginnt am **XY**.

Die mit der Solarthermieanlage und der Direktleitung verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem **A**.

**A** ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der Solarthermieanlage und der Direktleitung erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert **A** zu, dass er die Solarthermieanlage und die Direktleitung im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere Gewerbeordnung, Bauordnung, ...) und einschlägigen Normen errichtet und betreibt. **A** ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

#### **Anmerkung:**

*Es ist eine Frage des Einzelfalls, ob die Errichtung einer **Solarthermieanlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der K-BO 1996 bedarf und in*

Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark das Bauvorhaben nach der jeweiligen Bauordnung schriftlich anzuzeigen ist.

Die Errichtung einer **Direktleitung** bedarf in Kärnten, Salzburg und Tirol der Baubewilligung nach der jeweils einschlägigen Bauordnung.

### **Pflichten des B als Kunde**

**B** verpflichtet sich, seinen Wärmebedarf durch die Lieferung des **A** über die Direktleitung zu decken. Er wird die von **A** an die Übergabestelle gelieferte Wärme abnehmen und den vereinbarten Preis bezahlen.

Für den Fall, dass **A** den Wärmebedarf des **B** nicht vollständig decken kann, stellt **B** die Deckung seines Wärmebedarfs durch einen Zusatzversorgungsvertrag mit einem zusätzlichen Wärmelieferanten sicher. **B** verpflichtet sich, diesen Wärmelieferanten zeitgerecht darüber zu informieren, dass er vorrangig Strom von der Solarthermieanlage des **A** bezieht.

**B** stellt sicher, die von **A** bezogene Wärme nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

**B** verpflichtet sich, einen Zähler zu installieren, um eine Messung der Wärmelieferung aus der Direktleitung in der Kundenanlage sicherzustellen. **B** ist weiters verpflichtet, den Anschluss an seine Kundenanlage auf eigene Kosten und Gefahr herzustellen. Die Messeinrichtungen werden von **B** überprüft, abgelesen, geeicht, instand gehalten und bei Bedarf getauscht.

**B** ist verpflichtet, dem **A** allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

**B** gestattet **A** die unentgeltliche Nutzung der in seinem Eigentum stehenden Liegenschaften, um die notwendigen Bau-, Installations-, Erhaltungs- und Erneuerungsarbeiten für die Errichtung und den vertragsgemäßen Bestand der Direktleitung durchführen zu können. Das gleiche gilt auf die Dauer dieses Vertrages für den Bestand der Direktleitung, welche sich gemäß Beilage 1 auch auf Liegenschaften des **B** befindet. Zur Erfüllung der vertraglichen

Pflichten von **A** gestattet **B** dem **A** und dessen Beauftragten auch die uneingeschränkte Zufahrt sowie den uneingeschränkten Zutritt im erforderlichen Ausmaß.

### ***Wärmepreis***

Der Wärmepreis besteht aus einem Leistungspreis für die Bereitstellung der eingestellten Leistung sowie einem Arbeitspreis für die gelieferte Wärmemenge.

- Leistungspreis: **xx,xx** EUR/kW/Jahr (netto)
- Arbeitspreis: **xx,xx** EUR/MWh (netto)

Im Arbeitspreis ist die zu entrichtende Energieabgabe auf den Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung sowie die Umsatzsteuer nicht enthalten. Die von **A** für die Finanzverwaltung eingehobenen Abgaben werden auf der Fernwärme-Abrechnung getrennt ausgewiesen.

Sämtliche genannten Preisansätze sind exklusive Steuern und Abgaben (insbesondere der Umsatzsteuer). Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Wärmepreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Gesamtpreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

### ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

#### **Übergabe**

Als Wärmeträger dient Fernheizwasser mit einer an der Übergabestelle vertraglich festgelegten, in Abhängigkeit zur Außentemperatur gleitenden Vorlauftemperatur. Das Fernheizwasser ist Eigentum des **A**.

#### **Messung**

Die Messung der gesamten gelieferten Wärme erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Ablesung des Zählerstandes ist durch **B** zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur

Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

#### Abrechnung und Fälligkeit

Die Abrechnung des Wärmeverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche Teilrechnungen. Die Höhe der Teilbeträge wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

#### Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

### ***Vertragslaufzeit, Kündigung***

Der Wärmeliefervertrag beginnt am **XX.XX.XXXX** zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von **X** Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen. Aufgrund der Höhe der Herstellungskosten der Direktleitung verzichtet **B** auf die Dauer von **X** Jahren darauf, diesen Vertrag ordentlich zu kündigen.

Nach jedweder rechtsgültigen Beendigung dieses Vertrages wird **A** den vorherigen Zustand der betroffenen Grundstücke (insbesondere die Entfernung der Direktleitung) auf seine Kosten binnen **X** Wochen wiederherstellen. Davon abweichende Änderungen können in beiderseitigem Einvernehmen vereinbart und durchgeführt werden.

**A** ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn **B** seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt oder ein Schuldenregulierungsverfahren eröffnet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den B.

Die Kündigung ist der anderen Vertragspartei gegenüber schriftlich zu erklären.

### ***Haftung***

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

**B** ist dafür verantwortlich, die Zusatzversorgung mit Wärme für die Fälle sicherzustellen, in denen A den Wärmebedarf von **B** gar nicht oder nicht vollständig decken kann. **A** haftet nicht für Schäden, die **B** durch Mängel der Zusatzversorgung entstehen.

### ***Informationspflichten***

**A** unterrichtet den **B** über geplante Abschaltungen der Solarthermieanlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

### ***Schlussbestimmungen***

Der Wärmeliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Wärmeliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des **B** bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des **A**.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat

jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in **XX** vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

Anlage 1: Lageplan Direktleitung und Übergabestelle

**Unterschriften**

### **3.2.4 Variante 3**

*Im Rahmen der Variante 3 wird hingegen keine Direktleitung von A zu seinem Nachbarn B errichtet, sodass diese keine Rolle spielt. Hintergrund dieser Variante ist, dass A als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer maximalen Kollektorfläche von 20 m<sup>2</sup> errichtet. Mit der in dieser Anlage erzeugten Wärme möchte A zunächst sich selber beliefern und sodann den Wärmeüberschuss an seinen Nachbarn B abgeben, was über das bestehende Wärmenetz erfolgen soll. Es wird dabei vorausgesetzt, dass beide Parteien an dieses Wärmenetz angeschlossen sind. Da A jedoch aufgrund seiner Anlagendimension den Wärmebedarf des B nicht zur Gänze decken können wird, ist mit der Untersuchung auch die Frage verbunden, ob B neben A auch vom Betreiber des Wärmenetzes beliefert werden kann (siehe auch Kapitel 2.4).*

#### **3.2.4.1 Anspruch auf Netzzugang**

Problematisch ist, ob A einen Anspruch gegen den Wärmenetzbetreiber auf Netzzugang in Form der Nutzung des Netzes zum Zwecke der Durchleitung der Wärme zu seinem Nachbarn B hat, da es, wie bereits in Punkt 3.2.1.3.2. ausgeführt, anders als in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft, keine diesbezügliche Regelung im Wärmebereich gibt. Aufgrund des nicht ausreichenden Wärmeüberschusses stellt sich dabei zugleich auch die Frage, ob der Wärmenetzbetreiber quasi als Zusatzlieferant einspringen muss.

##### **3.2.4.1.1 Kartellrechtliche Regelungen**

Fraglich ist, ob A einen Anspruch gegenüber dem Betreiber des örtlichen Wärmenetzes auf Netzzugang gegen ein angemessenes Entgelt zum Zwecke der Belieferung des B, anders als zum Zwecke der bloßen Einspeisung, auf § 5 KartG 2005 stützen kann, der den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung verbietet. Wie bereits ausgeführt, handelt es sich bei dem Betreiber des bestehenden Wärmenetzes um einen Monopolisten, der im Rahmen seines lokal begrenzten Netzbetriebs eine marktbeherrschende Stellung § 4 Abs. 1 S. 1 KartG 2005 innehat. Dabei wird von diesem Betreiber nicht nur das Wärmenetz betrieben, sondern es werden zugleich auch die Tätigkeiten auf dem vor- und nachgelagerten Markt, wie Erzeugung und Vertrieb, durchgeführt. Im Gegensatz zum Elektrizitäts- und Gasbereich haben somit die Netzbenutzer keine Möglichkeit, ihren Wärmelieferanten selber zu wählen und zu wechseln. Daher stellt sich die Frage, ob dies einen Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung darstellt und der Wärmenetzbetreiber somit gezwungen werden kann, dem A Zugang zu seinem geografisch begrenzten Netz zu gewähren. Die Frage ist an dieser Stelle deshalb berechtigt, da A nunmehr anstrebt, mit seiner selbst erzeugten Wärme den B zu beliefern und somit als Wettbewerber auf dem nachgelagerten Markt agieren möchte. So ist es einerseits – anders als eventuell bei einzelnen Stichleitungen – v.a. aus wirtschaftlichen Gründen (der Bau eines Wärmenetzes

kostet ca. achtmal so viel wie die Errichtung eines Gasnetzes) unmöglich, das bestehende Fernwärmenetz mittels der Errichtung einer parallelen Infrastruktur zu duplizieren<sup>259</sup> und andererseits ist aufgrund der Leitungsgebundenheit eine andere Absatzmöglichkeit der Wärme nicht darstellbar, sodass das bestehende Wärmenetz auch nicht substituierbar ist.<sup>260</sup> Somit ist das bestehende Netz als wesentlich einzustufen und damit die einzige Möglichkeit für A, seinen Nachbarn B mit Wärme beliefern zu können. A ist daher auf einen Anspruch auf Durchleitung, also Nutzung des bestehenden lokalen Wärmenetzes als Infrastruktureinrichtung zwingend angewiesen. Eine Verweigerung des Wärmenetzbetreibers führt somit dazu, dass der Wettbewerb auch auf dem nachgelagerten Markt ausgeschlossen wird.<sup>261</sup> Zu untersuchen ist, ob die Verweigerung des Netzzugangs durch den Wärmenetzbetreiber missbräuchlich ist oder ob ihm die Gewährung des Netzzugangs, also die Mitbenutzung des Netzes durch A, unmöglich oder unzumutbar ist.

### **Unmöglichkeit**

Fraglich ist, ob objektive Kriterien vorliegen, die es dem Wärmenetzbetreiber unmöglich machen, dem A einen Zugang zum bestehenden Wärmenetz zum Zwecke der Durchleitung einzuräumen.

Dementsprechend könnten möglicherweise technische Gründe zu einer Unmöglichkeit für den Wärmenetzbetreiber führen. Dies ist aufgrund der engen Abstimmung von Erzeugung und Wärmenetz z.B. dann anzunehmen, wenn der durchzuleitende Wärmeträger sich nicht mit den bereits im Netz befindlichen Wärmeträgern „verträgt“, weil etwa die von A einzuleitende Wärme einen anderen Druck-, Temperatur- oder Aggregatzustand aufweist und dieses Hindernis nicht mit einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand zu überwinden ist.<sup>262</sup> So müsste z.B. die Temperatur der einzuleitenden Wärme aus der Solarthermieanlage des A höher sein, als die Vorlauftemperatur im Wärmenetz. Ob dies vorliegend der Fall ist, kann jedoch an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

Ferner ist es vorstellbar, dass die Kunden rechtlich verpflichtet sind, sich an das bestehende (gemeindeeigene) Wärmeversorgungssystem anzuschließen. Mit diesem Anschlusszwang dürfte sodann auch ein Benutzungszwang für den Kunden bzw. ein Versorgungszwang durch den örtlichen Wärmenetzbetreiber verbunden sein.<sup>263</sup> Dieser Anschlusszwang (und Versorgungszwang) darf nicht unterlaufen werden, sodass dieser Einwand des Wärmenetzbetreibers eine rechtliche Unmöglichkeit darstellt. Auch die Beurteilung dieses möglichen Einwandes muss an dieser Stelle offen bleiben.

---

<sup>259</sup> Ausführlich dazu: *Greb/Böcker*, Netzzugangsansprüche, RdE 2013, 15 (18) m.w.N.

<sup>260</sup> Ausführlich dazu: *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (375).

<sup>261</sup> Anders lag dies im Fall *Bronner*, EuGH, 26.11.1998, Rs. C-7/97, Slg. 1998, I-07791, wo es auch andere Absatzmöglichkeiten gab.

<sup>262</sup> *Greb/Böcker*, Netzzugangsansprüche, RdE 2013, 15 (19); *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (376).

<sup>263</sup> *Trippl/Schwarzbeck/Freiberger*, Stmk BauR, § 6 S. 161 f.

Es ist somit im Einzelfall durchaus realistisch, dass es dem Wärmenetzbetreiber aufgrund der zuvor genannten Gründe unmöglich ist, dem A einen Anspruch auf Netzzugang zum Zwecke der Belieferung des B zu gewähren.

### **Unzumutbarkeit**

Neben der Unmöglichkeit stellt auch die Unzumutbarkeit einen Verweigerungsgrund für den Wärmenetzbetreiber dar, die jedoch eine umfassende Abwägung der betroffenen Interessen voraussetzt. So muss zunächst auf der einen Seite das Bestreben, Wettbewerb auf dem vor- und nachgelagerten Markt zu forcieren, berücksichtigt und sodann gegen die Interessen des Wärmenetzbetreibers abgewogen werden.

Auf der Seite des Wärmenetzbetreibers müssen das hohe unternehmerische Risiko sowie die hohen Investitionskosten in dieses lokale System berücksichtigt werden, die ein Interesse des Wärmenetzbetreibers auf Amortisation begründen, was z.B. lange Vertragslaufzeiten sowie eine verlässliche Preiskalkulation erfordern.<sup>264</sup> Solche langfristigen Verträge, die möglicherweise alle verfügbaren Netzkapazitäten in Anspruch nehmen, dienen dem Betreiber des Wärmenetzes zwar dazu, seine marktbeherrschende Stellung abzusichern, aber auch dazu, Anreize zu schaffen, in weitere Leitungen zu investieren und damit auch den Umweltschutz zu fördern. Es ist dem Wärmenetzbetreiber somit nicht zumutbar, diese langfristigen Verträge zu kündigen, um entsprechende Kapazitäten für Wettbewerber frei zu machen<sup>265</sup>, sodass sich die Frage der Mitbenutzung des bestehenden Wärmenetzes lediglich im Ausmaß verbleibender Kapazitäten stellt. Allerdings dürften die langfristigen Lieferverträge die Interessen des Netzbetreibers nur bei Bestandskunden nicht aber bei Neukunden bzw. bei abgelaufenen Vertragsverhältnissen schützen. Sofern sich Neukunden bzw. Kunden nach Ablauf des Vertragsverhältnisses zum Wärmenetzbetreiber von einem anderen Wärmelieferanten unter Nutzung der bestehenden Infrastruktur gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts beliefern lassen würden, ist dies immer noch als wirtschaftlicher anzusehen, als wenn diese Kunden ganz andere Energieversorgungssysteme nutzen würden und sich damit nicht mehr an der Finanzierung des Wärmenetzes beteiligen würden.<sup>266</sup> Es muss in diesem Zusammenhang jedoch berücksichtigt werden, dass es allenfalls um den Zugang zu den bereits bestehenden Netzen geht. Dementsprechend kann der Wärmenetzbetreiber nicht verpflichtet werden, sein Netz auszubauen, um zusätzliche Kapazitäten zu schaffen, zumal es (anders als z.B. im Elektrizitätsbereich) keine entsprechende gesetzliche Verpflichtung gibt. Hinsichtlich des Netzausbaus ist zudem anzumerken, dass dieser einerseits sehr kostenintensiv ist und andererseits ein Ausbau zum Zwecke der Dritteinspeisung aufgrund der engen Verbindung

---

<sup>264</sup> Ausführlich dazu: *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (377); *Säcker/Wolf*, Fernwärmenetzbetreiber, RdE 2011, 277 (280).

<sup>265</sup> So auch *Greb/Böcker*, Netzzugangsansprüche, RdE 2013, 15 (20).

<sup>266</sup> *Säcker/Wolf*, Fernwärmenetzbetreiber, RdE 2011, 277 (285).

von Produktion und Netz eine wesensverändernde Modifikation bedeuten würde.<sup>267</sup> Allerdings kann hinsichtlich der verfügbaren Netzkapazitäten vorliegend keine Beurteilung vorgenommen werden, sodass die Frage nach einer evtl. Unzumutbarkeit seitens des Netzbetreibers nicht beantwortet werden kann.

Aufgrund der engen Verbindung von Produktion und Netz ist es dem Wärmenetzbetreiber ebenfalls nicht zumutbar, seine eigenen Erzeugungsanlagen zum Zwecke der Durchleitung durch Dritte herunterzufahren bzw. bei ausbleibender oder verringerter Einspeisung (z.B. bei geringer Produktion der Solarthermieanlage am Abend oder im Winter) durch den Dritten Wärme anderweitig zuzukaufen, zumal das Wärmenetz lokal begrenzt und somit nicht mit anderen Wärmenetzen verbunden ist.<sup>268</sup> Problematisch ist daher an dieser Stelle, dass A aufgrund der kleindimensionierten Solarthermieanlage, die in ihrer Produktion zudem vom Wetter abhängig ist, zum einen nicht den gesamten Wärmebedarf des B decken und zudem nicht regelmäßig produzieren und damit in das Wärmenetz einspeisen kann. Das hätte zur Folge, dass der Wärmenetzbetreiber ergänzend einspringen müsste, was auch das Auftreten des A als Wettbewerber zum Wärmenetzbetreiber stark in Frage stellt. Allerdings ist dem Wärmenetzbetreiber das Vorhalten von Reservekapazitäten bzw. das anderweitige zukaufen nicht zumutbar bzw. nicht möglich, zumal auch diese Menge spiegelbildlich zur Einspeisung durch den A nicht kalkulierbar und nicht planbar ist. An dieser Stelle ist davon auszugehen, dass die Interessen des Wärmenetzbetreibers an einer gleichmäßigen Fahrweise seiner Erzeugung deutlich überwiegen und es somit für ihn nicht wirtschaftlich darstellbar ist, Reservekapazitäten vorzuhalten, zumal die Gewährung des Netzzugangs gerade für Kleinerzeuger wie A eine Sogwirkung auslösen könnte, was ebenfalls eine Unzumutbarkeit begründet.

Exkurs: Das deutsche Bundeskartellamt hat im Jahr 2011 festgestellt, dass jedes wärmeerzeugende Unternehmen im Netzbereich von Vattenfall Anspruch auf diskriminierungsfreien Zugang zu diesem Fernwärmenetz und damit auch auf Durchleitung der erzeugten Wärme an Abnehmer auf dem nachgelagerten Fernwärme-Vertriebsmarkt gegen ein angemessenes Entgelt hat.<sup>269</sup> Folglich sind wärmeerzeugende Unternehmen berechtigt, (konkrete) Abnehmer im Netzgebiet von Vattenfall mit Wärme zu beliefern, sodass Vattenfall keinem Wärmelieferanten mehr zu seinem Fernwärmenetz mehr verweigern darf. Allerdings ist auch in diesem Fall eine Interessenabwägung vorgesehen.

### 3.2.4.1.2 Zwischenergebnis

Es ist zwar davon auszugehen, dass der gebietsansässige Wärmenetzbetreiber eine marktbeherrschende Stellung innehat, diese jedoch nicht i.S.d. § 5 KartG 2005 missbraucht,

---

<sup>267</sup> *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (378) m.w.N.

<sup>268</sup> *Körber*, Fernwärmenetze, RdE 2012, 372 (379).

<sup>269</sup> *Bundeskartellamt*, 8. Beschlussabteilung, 22.12.2011, B8-11-247.

da ihm in der Regel eine Durchleitung wohl nicht möglich bzw. nicht zumutbar sein wird. Dies basiert v.a. auf technischen, aber auch auf wirtschaftlichen Gründen. Zwar hat A in der Person seines Nachbarn B einen konkreten Abnehmer für seine Wärmelieferung, allerdings ist er aufgrund seiner kleinen Solarthermieanlage v.a. im Winter nicht in der Lage, den Wärmebedarf seines Nachbarn B umfassend zu befriedigen, sodass er auf die Bereitstellung von unkalkulierbaren Reservekapazitäten durch den Wärmenetzbetreiber angewiesen ist, was diesem (gerade im Hinblick auf die Besonderheiten des Wärmenetzes) nicht zumutbar und wohl aufgrund der technischen Möglichkeiten auch nicht möglich ist, sodass seine Interessen überwiegen. Folglich kann A sein Netzzugangsbegehren zum Zwecke der Belieferung des B über das bestehende Wärmenetz nicht kartellrechtlich begründen, zumal das Auftreten als Wettbewerber sehr stark in Frage zu stellen ist, zumal A nicht in der Lage ist, seinen Abnehmer B durchgehend mit Wärme zu versorgen.

#### **3.2.4.1.3 Vertragliche Vereinbarungen**

Da im Wärmebereich kein gesetzlicher Anspruch auf Netzzugang und damit auf Mitbenutzung des bestehenden Netzes wie z.B. im Elektrizitätsbereich besteht, sind allenfalls vertragliche Vereinbarungen zwischen A und dem Wärmenetzbetreiber hinsichtlich der Durchleitung fremderzeugter Wärme durch das Wärmenetz möglich, sofern dies technisch (u.a. hinsichtlich Druck und Temperatur) durchführbar ist. Darauf einlassen muss sich der Wärmenetzbetreiber allerdings nicht, da der Wärmemarkt nicht reguliert ist und der Netzbetreiber somit selber entscheiden kann, wem er zu welchen Bedingungen gestattet, sein Netz zu benutzen. Problematisch wird v.a. sein, dass A einerseits den Wärmebedarf des B nicht zur Gänze decken können wird und andererseits die Produktion und damit Durchleitung aufgrund der volatilen Erzeugung nicht konstant und damit nicht planbar ist, sodass es einer zusätzlichen Belieferung durch den Wärmenetzbetreiber bedürfte. Dies sind jedoch technische bzw. wirtschaftliche Probleme, sodass die Durchführung der Variante 3 aufgrund privatrechtlicher Verträge zumindest juristisch machbar sein dürfte.

#### **3.2.4.2 Anfallende Kosten**

Sofern eine zivilrechtliche Einigung zwischen den Parteien zustande kommt, müsste B den jeweils vereinbarten Preis für die gelieferte Wärme an A als auch an den Wärmenetzbetreiber entrichten, der der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterliegt.

#### **3.2.4.3 Ergebnis der Variante 3**

A hat keinen gesetzlichen Anspruch gegen den Betreiber des bestehenden Wärmenetzes auf Durchleitung seiner überschüssigen Wärme an B über das Wärmenetz. Ein solcher Anspruch ergibt sich auch nicht aus kartellrechtlichen Bestimmungen, da der

Wärmenetzbetreiber seine marktbeherrschende Stellung nicht missbraucht, da ihm eine Mitbenutzung seines Netzes durch A unmöglich oder unzumutbar sein dürfte. Hinzukommt, dass A zwar einen konkreten Abnehmer mit seiner überschüssigen Wärme beliefern möchte, allerdings nicht durchgehend dessen Wärmebedarf komplett decken kann und somit auf zusätzliche Lieferungen durch den Betreiber des Wärmenetzes angewiesen ist. Auch schon aus diesem Grund darf bezweifelt werden, ob A wirklich als Wettbewerber des Wärmenetzbetreibers anzusehen ist. In Betracht kommen daher allenfalls freiwillige vertragliche Vereinbarungen zwischen A und dem Wärmenetzbetreiber, wodurch sich die Variante 3 zumindest rechtlich verwirklichen könnte. Auch der zu entrichtende Preis für die beiden Wärmelieferungen bedürfte der vertraglichen Vereinbarung.

#### **3.2.4.4 Mustervertrag zwischen A und B**

An dieser Stelle soll ein Mustervertrag ausschließlich zwischen A und B erstellt werden, die vertraglichen Vereinbarungen mit dem Wärmenetzbetreiber bleiben dabei außer Betracht.

##### ***Präambel***

A ist Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxx und des darauf befindlichen Einfamilienhauses (Adresse: xxxxxxxxxx). A hat als Privatperson auf dem Dach seines Einfamilienhauses eine Solarthermieanlage mit einer installierten Engpassleistung von bis zu 20 m<sup>2</sup> errichtet. Um B (Endverbraucher), der Alleineigentümer der Liegenschaft Gr. Nr.: xxxxxx, EZ xxx, GB xxxx xxxxxxxxxx ist, nach erfolgter Eigenversorgung entgeltlich über das bestehende Fernwärmenetz des Unternehmens XY, an welches sowohl A als auch B angeschlossen sind, mit der in dieser Anlage erzeugten Wärme zu beliefern, wird dieser Vertrag abgeschlossen. Aufgrund der kleinen Dimensionierung der Solarthermieanlage schließt B auch einen zusätzlichen Wärmeliefervertrag mit einem anderen Wärmelieferanten ab.

Vor diesem Hintergrund schließen die Parteien folgenden Vertrag:

##### ***Vertragsgegenstand***

Gegenstand dieses Vertrages ist die Lieferung von Wärme von A an B mittels einer von A auf der in der Präambel bezeichneten Liegenschaft errichteten und betriebenen Solarthermieanlage.

### ***Pflichten des A als Lieferant***

**A** ist als Lieferant verpflichtet, dem **B** die in seiner Solarthermieanlage erzeugte Wärme – abzüglich seines Eigenbedarfs – über das bestehende Fernwärmenetz bis zur Übergabestelle zu liefern.

Diese Pflicht trifft den **A** nur, soweit die Solarthermieanlage (wetterbedingt) auch tatsächlich Wärme erzeugt. Der **A** ist dabei nicht zu einer bestimmten Wärmemenge verpflichtet.

**A** ist überdies verpflichtet, mit dem Fernwärmenetzbetreiber eine Vereinbarung abzuschließen, die es ihm ermöglicht Fernwärme aus seiner Solarthermieanlage in das Fernwärmenetz einzuspeisen, um die Versorgung des **B** aus seiner Anlage sicherstellen zu können.

Die Wärmelieferung beginnt am **XY**.

Die mit der Solarthermieanlage verbundene Instandhaltung und Instandsetzung, also die Durchführung der notwendigen Wartungs-, Störungs- und Reparaturarbeiten, obliegt dem **A**.

**A** ist verpflichtet, sämtliche, für die Errichtung, den Bestand und den Betrieb der Solarthermieanlage erforderlichen behördlichen Bewilligungen sowie allfällig notwendige privatrechtliche Vereinbarungen auf eigene Kosten einzuholen, aufrecht zu erhalten und für den Fall von gesetzlichen Änderungen unverzüglich zu beschaffen. Überdies sichert **A** zu, dass er die Solarthermieanlage im Rahmen der gesetzlichen Vorschriften (insbesondere Gewerbeordnung, Bauordnung, ...) und einschlägigen Normen errichtet und betreibt. **A** ist somit verpflichtet, sämtliche einschlägige gesetzliche und behördliche Vorgaben einzuhalten.

#### **Anmerkung:**

*Es ist eine Frage des Einzelfalls, ob die Errichtung einer **Solarthermieanlage** nach der einschlägigen Bauordnung einer Anzeigepflicht unterliegt bzw. ob sie bewilligungs- und anzeigefrei ist. Allerdings ist hier davon auszugehen, dass sie in Kärnten einer Baubewilligung nach der K-BO 1996 bedarf und in Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark das Bauvorhaben nach der jeweiligen Bauordnung schriftlich anzuzeigen ist.*

### ***Pflichten des B als Kunde***

B verpflichtet sich, seinen Wärmebedarf durch die Lieferung des A vorrangig über das bestehende Fernwärmenetz zu decken. Er wird die von A an die Übergabestelle gelieferte Wärme abnehmen und den vereinbarten Preis bezahlen.

Für den Fall, dass A den Wärmebedarf des B nicht vollständig decken kann, stellt B die Deckung seines Wärmebedarfs durch einen Zusatzversorgungsvertrag mit einem zusätzlichen Wärmelieferanten sicher. B verpflichtet sich, diesen Wärmelieferanten zeitgerecht darüber zu informieren, dass er vorrangig Strom von der Solarthermieanlage des A bezieht.

Überdies ist B verpflichtet, mit dem Fernwärmenetzbetreiber eine Vereinbarung abzuschließen, die es ihm ermöglicht, aus dem Fernwärmenetz vorrangig die von A in dessen Solarthermieanlage erzeugte Wärme beziehen zu können.

B stellt sicher, die von A bezogene Wärme nur für den eigenen Verbrauch innerhalb seiner Kundenanlage zu verwenden.

B ist verpflichtet, dem A allenfalls notwendige Erklärungen und Vollmachten zu erteilen, damit dieser die erforderlichen Bewilligungen beantragen kann.

### ***Wärmepreis***

Der Wärmepreis besteht aus einem Leistungspreis für die Bereitstellung der eingestellten Leistung sowie einem Arbeitspreis für die gelieferte Wärmemenge.

- Leistungspreis: **xx,xx** EUR/kW/Jahr (netto)
- Arbeitspreis: **xx,xx** EUR/MWh (netto)

Im Arbeitspreis ist die zu entrichtende Energieabgabe auf den Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung sowie die Umsatzsteuer nicht enthalten. Die von A für die Finanzverwaltung eingehobenen Abgaben werden auf der Fernwärme-Abrechnung getrennt ausgewiesen.

Sämtliche genannten Preisansätze sind exklusive Steuern und Abgaben (insbesondere der Umsatzsteuer). Sofern sich aus anderen Gründen (Neueinführung von Steuern und Abgaben bzw. aufgrund geänderter oder neueingeführter Gesetzes- oder Verordnungsbestimmungen) die Kosten verändern, ist **A** ebenfalls berechtigt, den Wärmepreis entsprechend zum Beginn eines Monats anzupassen.

**A** ist verpflichtet, den **B** über jede Änderung des Gesamtpreises unverzüglich schriftlich zu informieren.

### ***Übergabe, Messung und Abrechnung***

#### **Übergabe**

Als Wärmeträger dient Fernheizwasser mit einer an der Übergabestelle vertraglich festgelegten, in Abhängigkeit zur Außentemperatur gleitenden Vorlauftemperatur. Die Übergabe erfolgt in Abstimmung mit dem Fernwärmenetzbetreiber.

#### **Messung**

Die Messung der gesamten gelieferten Wärme erfolgt mit einer geeigneten Messeinrichtung in Abstimmung mit dem Fernwärmenetzbetreiber. Die gesamte Messeinrichtung wird stets unter Plombenverschluss gehalten. Der Zugang zur Messeinrichtung zum Zweck der Ablesung des Zählerstandes ist durch **B** zu gewährleisten. Ist der Zutritt nicht möglich, so kann **A** einen hochgerechneten Verbrauch bis zur Richtigstellung durch Wiedererlangen des Zutritts in Rechnung stellen. Allfällige Störungen oder Beschädigungen des Zählers sind dem **A** mitzuteilen. Bei Gebrechen des Zählers wird die eigenverbrauchte Menge auf Basis der internen Messdaten der Wechselrichter ermittelt.

#### **Abrechnung und Fälligkeit**

Die Abrechnung des Wärmeverbrauchs des **B** wird derzeit einmal jährlich nach erfolgter Ablesung der Messeinrichtung vorgenommen, wobei sich der Verbrauchszeitraum von **XXXX** bis **XXXX** erstreckt. Der **A** behält sich das Recht vor, andere Verrechnungszeiträume einzuführen. Zwischen den jährlichen Abrechnungsintervallen legt **A** monatliche Teilrechnungen. Die Höhe der Teilbeträge wird auf Basis letztgültiger Preise und aus dem Verbrauch des Vorjahres ermittelt. Am Jahresende wird eine entstandene Gutschrift vergütet bzw. ein über die Teilzahlungen hinausgehender Verbrauch nachverrechnet. Teil- bzw. Jahresrechnungsbeträge sind innerhalb von 14 Tagen ab Rechnungsdatum – normaler Postlauf vorausgesetzt – auf dem Konto des Rechnungsstellers fällig.

## Zahlungsverzug

Bei Zahlungsverzug ist **A** berechtigt, die gesetzlichen Verzugszinsen in Rechnung zu stellen.

### **Vertragslaufzeit, Kündigung**

Der Wärmeliefervertrag beginnt am **XX.XX.XXXX** zu laufen und wird auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Beide Vertragsparteien sind berechtigt, diesen Vertrag unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von **X** Wochen zum Ende eines jeden Kalendermonats schriftlich zu kündigen.

**A** ist bei Vorliegen eines wichtigen Grundes berechtigt, den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist mit sofortiger Wirkung vorzeitig auflösen. Als wichtige Gründe gelten,

- wenn **B** seinen Zahlungsverpflichtungen trotz nochmaliger Zahlungsaufforderung mit Fristsetzung von 3 Wochen und Androhung der sonstigen Vertragsauflösung nicht nachkommt oder ein Schuldenregulierungsverfahren eröffnet wird, oder
- die bewusste Umgehung oder Beeinflussung von Mess-, Steuer- und Datenübertragungseinrichtungen durch den **B**.

Die Kündigung ist der anderen Vertragspartei gegenüber schriftlich zu erklären.

### **Haftung**

Die Haftung der Vertragsparteien wird auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht für Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

**B** ist dafür verantwortlich, die Zusatzversorgung mit Wärme für die Fälle sicherzustellen, in denen A den Wärmebedarf von **B** gar nicht oder nicht vollständig decken kann. **A** haftet nicht für Schäden, die **B** durch Mängel der Zusatzversorgung entstehen.

### **Informationspflichten**

**A** unterrichtet den **B** über geplante Abschaltungen der Solarthermieanlage, insbesondere bei Wartungsarbeiten, unverzüglich.

## **Schlussbestimmungen**

Der Wärmeliefervertrag unterliegt dem Schriftformerfordernis. Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Vertragsänderungen und -ergänzungen müssen schriftlich erfolgen.

Die Bestimmungen dieses Wärmeliefervertrages gehen allen gesetzlichen Bestimmungen, auch solchen, die auf noch in der Zukunft stattfindenden Gesetzesänderungen beruhen, vor, sofern die gesetzlichen Vorschriften abdingbar sind.

Sofern einzelne Vertragsbestimmungen unwirksam sind, hat dies keinen Einfluss auf den Bestand und die Fortdauer der übrigen Vertragsbestimmungen und des Vertrages insgesamt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame Bestimmung durch eine andere, ihrem wirtschaftlichen Erfolg möglichst nahe kommende Bestimmung zu ersetzen. Entsprechendes gilt bei Regelungslücken und der Undurchführbarkeit einzelner Vertragsbestimmungen.

Die Parteien verpflichten sich, sämtliche Rechte und Pflichten aus dem gegenständlichen Vertragsverhältnis auf allfällige Rechtsnachfolger vollinhaltlich zu überbinden. Im Falle eines Umzuges des **B** bedarf die Rechtsnachfolge der ausdrücklichen Zustimmung des **A**.

Ändern sich die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Bedingungen nach Abschluss dieses Vertrages so wesentlich, dass einer Vertragspartei die Fortsetzung des Vertrages zu den vereinbarten Bedingungen nicht mehr zugemutet werden kann, so kann diese Vertragspartei die Verhandlung über Vertragsanpassungen beanspruchen. Können sich die Vertragsparteien nicht auf eine für beide Seiten zumutbare Vertragsanpassung einigen, hat jede Partei das Recht, den Vertrag mit einer Frist von einem Monat zum Ende des Kalendermonats zu kündigen.

Es gilt österreichisches Recht ausschließlich seiner Verweisungsnormen. Für sämtliche Streitigkeiten aus diesem Vertrag, auch über sein Zustandekommen und seine Auslegung wird die ausschließliche Zuständigkeit des sachlich zuständigen Gerichts in **XX** vereinbart.

Dieser Vertrag wird in zwei Ausfertigungen errichtet. Die Vertragsparteien erhalten je eine Ausfertigung.

## **Unterschriften**

### 3.3 Energetische und ökonomische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustausches

Im Folgenden werden die energetischen und ökonomischen Berechnungen, die zum gebäudeübergreifenden Austausch von Strom gemacht wurden, präsentiert. Um diese Darstellung kompakt zu halten, werden die zugrundeliegenden Berechnungsannahmen in den Anhang dieses Dokumentes präsentiert. Die Darstellung bezieht sich auf die bereits einleitend, in Kapitel 2.4 beschriebenen Systemkonfigurationen. Hierzu ist anzumerken, dass für die Varianten 2 und 3 sowohl eine energetische als auch eine betriebswirtschaftliche Bewertung erfolgt. Für Variante 1 zeigen die folgenden energetischen Berechnungen, dass für Haus B keine Vollversorgung gegeben ist. Da dies ein für zukünftige Geschäftsmodelle zum gebäudeübergreifenden Austausch unrealistisches bzw. nicht wünschenswertes Szenario ist, wurde keine betriebswirtschaftliche Bewertung dieser Variante durchgeführt. Für alle hier untersuchten Varianten wird davon ausgegangen bzw. vorausgesetzt, dass alle technische Ausführungsnotwendigkeiten bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen erfüllt werden.

#### 3.3.1 Energetische Betrachtung ohne Speicher

In einem ersten Schritt werden die Ergebnisse der energetischen Betrachtung der Systemkonfigurationen 2 und 3 dargestellt. Wie bereits angeführt, wurde hinsichtlich der PV-Anlagengröße eine Bandbreite zwischen 3 und 10 kW<sub>peak</sub> untersucht, um aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht den Einfluss der Anlagengröße auf den gebäudeübergreifenden Stromaustausch untersuchen zu können. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in weiterer Folge ausschließlich die Ergebnisse für die Größen 3, 5, 7 und 10 kW<sub>peak</sub> für jeweils einen Zeitraum von einem Jahr dargestellt. Folgende Abbildung zeigt zunächst das Ergebnis der statistischen Analyse der Lastprofile für ein PV-System mit einer Leistung von 3 kW<sub>peak</sub>.

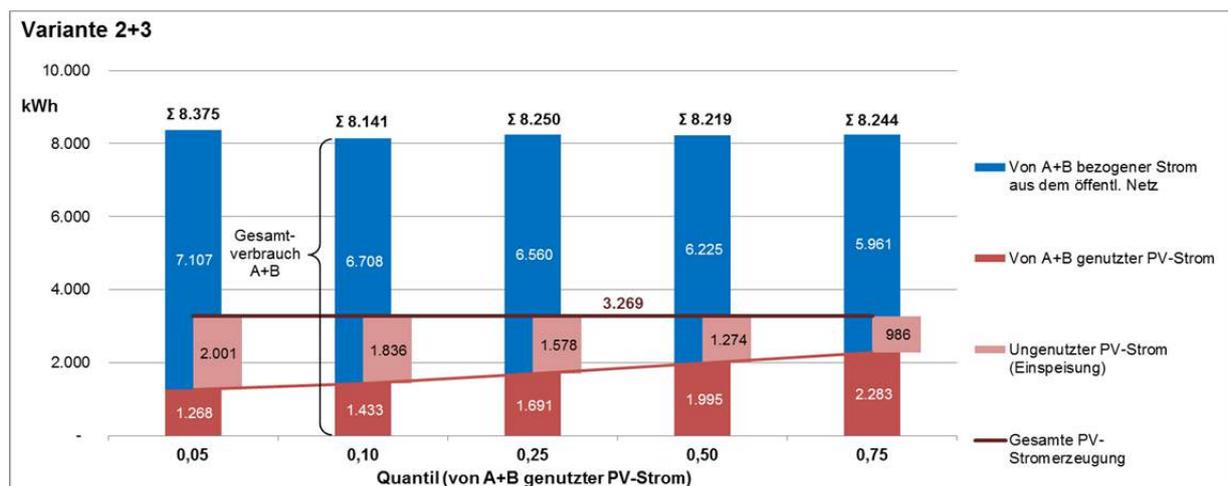


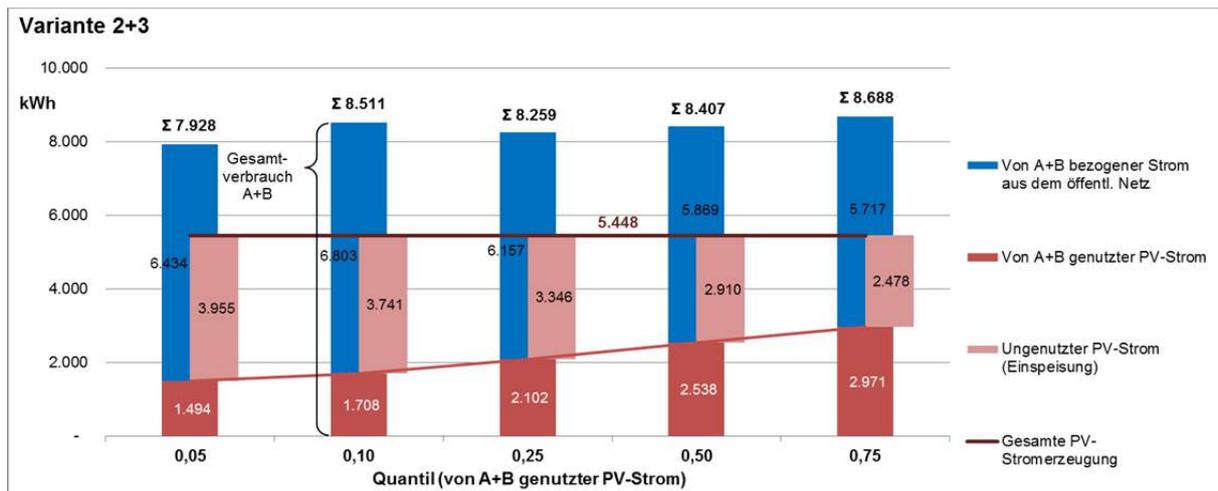
Abbildung 3-1: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von 3 kW<sub>peak</sub>. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 3-1 zeigt für die Variante 2 und 3 die unterschiedlichen Quantile des Eigenverbrauchsanteils der beiden Haushalte A und B, die gesamte PV-Erzeugung sowie den Gesamtstromverbrauch je Quantil, wobei die einzelnen Ergebnisse Jahressummenwerte darstellen.

Das Quantil gilt in der Statistik als Streuungsmaß und bedeutet im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage bei einem Quantil von 0,05, dass der Eigenverbrauch von Haus A und B mit 95%iger Wahrscheinlichkeit über 1.268 kWh liegt. Hingegen bedeutet ein Quantil von 0,75, dass nur in 25 % aller untersuchten Fälle der Eigenverbrauch bzw. der von Haus A und B genutzte PV-Strom über 2.283 kWh liegt, wie in der obigen Grafik zu sehen ist.

Somit orientieren sich die Quantile am gesamten Eigenverbrauch von Haus A und B, je höher das Quantil, desto höher der Eigenverbrauchsanteil. Die Differenz zwischen Eigenverbrauch und der gesamten PV-Erzeugung (3.269 kWh) stellt dabei den ungenutzten PV-Strom dar, der von Haushalt A in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Wie zuvor dargestellt wurde im Zuge der statistischen Analyse ein jährlicher Stromverbrauch für beide Haushalte von 8.222 kWh vorgegeben. Im Zuge der statistischen Untersuchungen werden jedoch zwei reale Lastprofile miteinander verknüpft, sodass zwar der vorgegebene Gesamtstromverbrauch angestrebt, jedoch nicht exakt erreicht wird. D.h. innerhalb der Quantile setzt sich der Gesamtstromverbrauch aus jeweils zwei unterschiedlichen Lastprofilen zusammen, wobei sich diese Zusammensetzung je nach Quantil unterscheidet. Wie in Abbildung 3-1 zu sehen ist, beträgt die Abweichung des jeweiligen Gesamtverbrauchs vom vorgegebenen Wert (8.222 kWh) maximal zwischen 1 und 2 % und kann deshalb in weiterer Folge vernachlässigt werden.

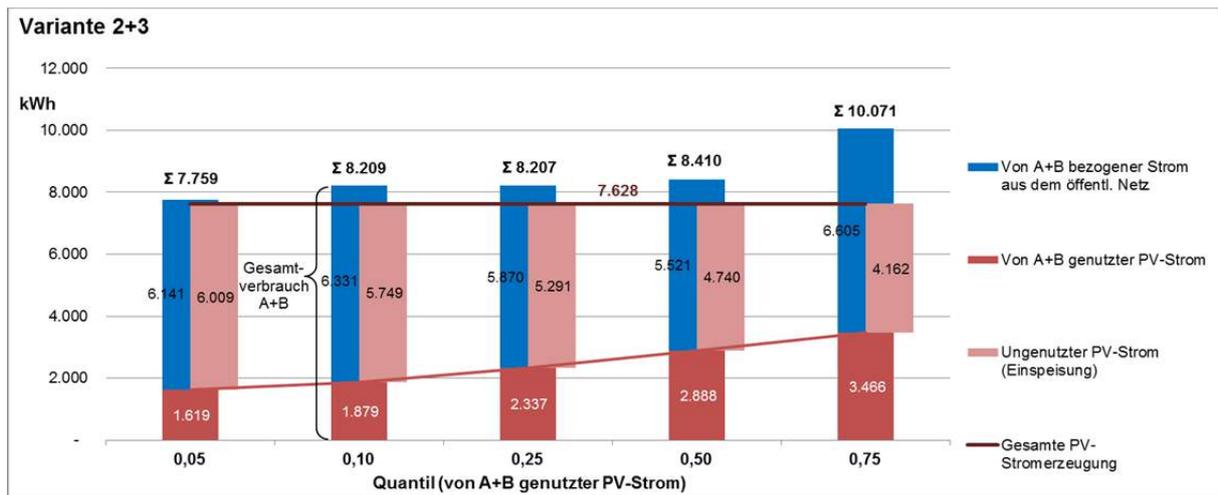
Auf Variante 1 (Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom aus der Direktleitung, Haus B ohne öffentlichen Netzzugang) wird in der energetischen Betrachtung nicht eingegangen, da in diesem Fall (3 kW<sub>peak</sub>-Anlage) der Strombedarf von Haus B durchschnittlich nur zu 19 % gedeckt werden kann und somit eine Realisierung dieser Variante unrealistisch erscheint.



**Abbildung 3-2: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von 5 kW<sub>peak</sub>. Quelle: Eigene Darstellung.**

Wie in Abbildung 3-2 dargestellt, steigt der Eigenverbrauchsanteil der beiden Haushalte A und B bei einer höheren PV-Leistung an. Bei einer 5 kW<sub>peak</sub>-Anlage wird im Falle des 0,05-Quantils ein Eigenverbrauch bzw. ein von A und B genutzter PV-Strom von 1.494 kWh errechnet. Hingegen ergibt sich beim 0,75-Quantil ein Gesamteigenverbrauch von 2.971 kWh. Bei einer PV-Größe von 5 kW<sub>peak</sub> (5.448 kWh) steigt neben dem Eigenverbrauch auch der ungenutzte Anteil des PV-Stroms. Dieser beträgt zwischen 2.478 kWh (0,75-Quantil) und 3.955 kWh (0,05-Quantil). Wie in der Abbildung zu sehen ist, beträgt die Abweichung des jeweiligen Gesamtverbrauchs vom vorgegebenen Wert (8.222 kWh) bis zu 4 bzw. 5 % und somit mehr als im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage. Trotz der Abweichung können diese Ergebnisse weiterverwendet werden, da der vorgegebene Wert einen Mittelwert aller Lastprofile bildet und wie die statistische Analyse zeigt der Jahressummenwert bzw. Gesamtverbrauch von Lastprofil zu Lastprofil sehr unterschiedlich sein kann.

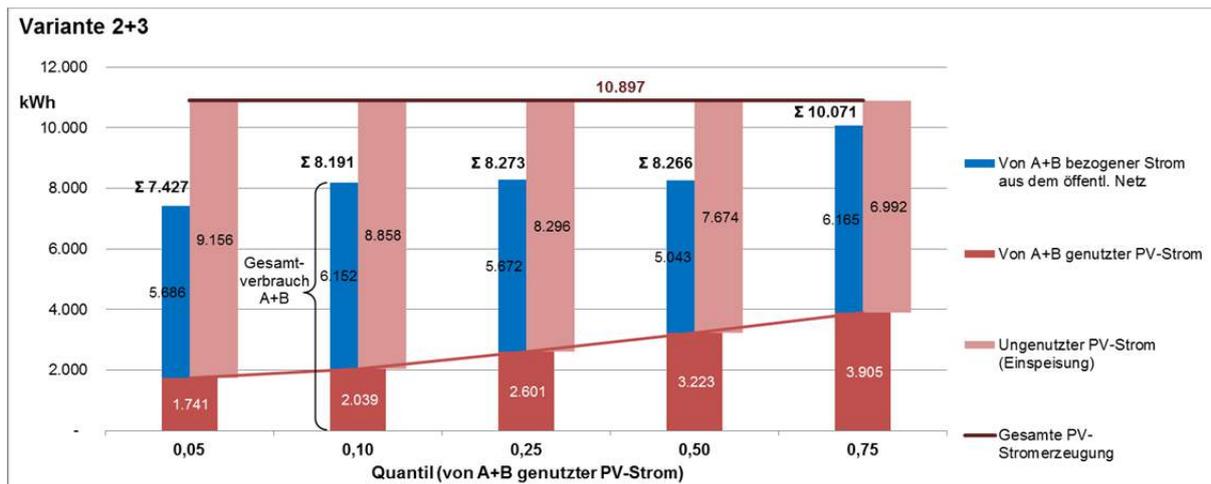
Auch hier wird Variante 1 aus energetischer Sicht nicht näher betrachtet, da im Falle einer 5 kW<sub>peak</sub>-Anlage der Strombedarf von Haus B durchschnittlich nur zu 20 % gedeckt werden kann und somit eine Realisierung dieser Variante unrealistisch erscheint.



**Abbildung 3-3: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von 7 kW<sub>peak</sub>. Quelle: Eigene Darstellung.**

Abbildung 3-3 zeigt die energetische Betrachtung der unterschiedlichen Quantile des Eigenverbrauchs der beiden Haushalte A und B bei einer PV-Leistung von 7 kW<sub>peak</sub> (7.628 kWh). Dabei zeigt sich im Vergleich zur 3 kW<sub>peak</sub>- und 5 kW<sub>peak</sub>-Anlage ein ansteigender Eigenverbrauchsanteil der beiden Haushalte A und B. So zeigt sich im Falle des 0,05-Quantils ein von A und B genutzter PV-Strom von 1.619 kWh (zu 95%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch über diesem Wert) und beim 0,75-Quantil ein Eigenverbrauch von 3.466 kWh (zu 25%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch über diesem Wert). Zudem zeigt sich ein Anstieg des ungenutzten Anteils des PV-Stroms von 4.162 kWh (0,75-Quantil) bis 6.009 kWh (0,05-Quantil). Betrachtet man die Abweichung des jeweiligen Gesamtverbrauchs vom vorgegebenen Wert (8.222 kWh) so ist zu sehen, dass die statistische Analyse für das Quantil 0,75 einen um 22 % höheren Wert liefert, für alle anderen Quantile beträgt die Abweichung bis zu 2 bzw. 6 %. Da für die weiterführenden Berechnungen ausschließlich die Ergebnisse der geringeren Quantile verwendet werden, kann das Ergebnis für das 0,75-Quantil somit außer Acht gelassen werden.

Auf Variante 1 wird in der energetischen Betrachtung nicht eingegangen, da in diesem Fall (7 kW<sub>peak</sub>-Anlage) der Strombedarf von Haus B durchschnittlich nur zu 20 % gedeckt werden kann und somit eine Realisierung dieser Variante unrealistisch erscheint.



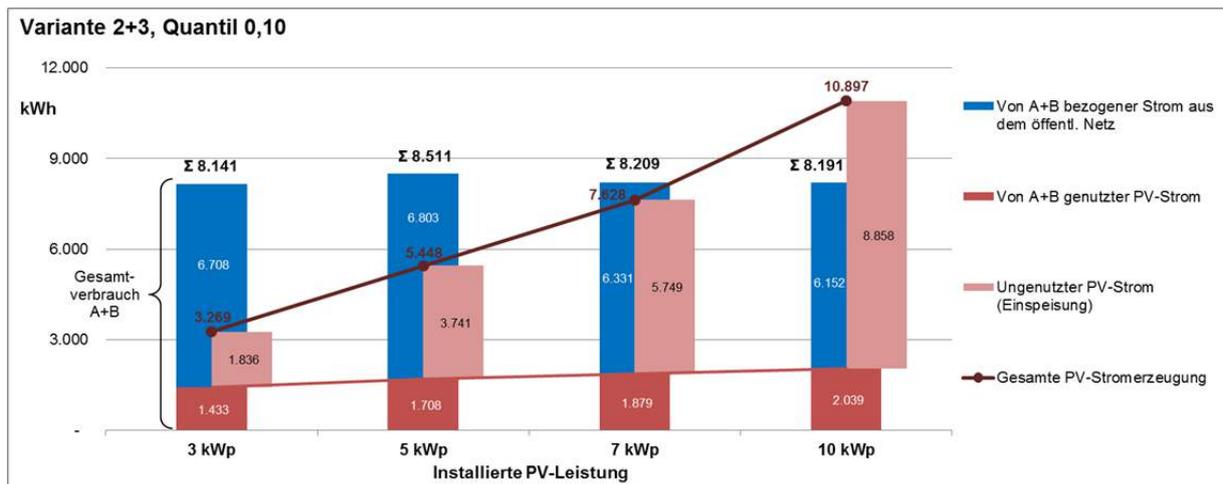
**Abbildung 3-4: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromausstauschs bei einer PV-Leistung von 10 kW<sub>peak</sub>. Quelle: Eigene Darstellung.**

Wie in Abbildung 3-4 dargestellt übersteigt die PV-Erzeugung bei einer Leistung von 10 kW<sub>peak</sub> (10.897 kWh) aus bilanzieller Sicht in jedem Fall den Gesamtstromverbrauch von A und B. Die statistische Untersuchung der Lastprofile ergibt bei einem Quantil von 0,05 einen Eigenverbrauchsanteil von 1.741 kWh (zu 95%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch über diesem Wert) und beim 0,75-Quantil 3.905 kWh (zu 25%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch über diesem Wert). Der ungenutzte bzw. eingespeiste PV-Strom beträgt hingegen zwischen 6.992 kWh (0,75-Quantil) und 9.156 kWh (0,05-Quantil). Wie zuvor in der Variante mit einem 7 kW<sub>peak</sub>-PV-System ist zu sehen, dass im Falle des Quantils 0,75 der Gesamtverbrauch um 22 % über dem vorgegebenen Wert (8.222 kWh) und für alle anderen Quantile die Abweichung bis zu 1 bzw. 10 % liegt. Auch hier werden für alle weiterführenden Berechnungen ausschließlich die Ergebnisse der geringeren Quantile verwendet, sodass das Ergebnis für das 0,75-Quantil somit außer Acht gelassen werden kann.

Variante 1 unterscheidet sich von Variante 2 und 3 ausschließlich darin, dass in Variante 1 Haushalt B zu einem bestimmten Grad nichtversorgt wird (im Falle der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage wäre der Strombedarf von Haus B durchschnittlich nur zu 12 % gedeckt), da dieser ausschließlich von der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A abhängig ist und keinen Netzanschluss besitzt. In Variante 2 und 3 wird hingegen jener Anteil des Verbrauchs von A sowie von B, der nicht durch PV-Strom gedeckt werden kann, durch das öffentliche Netz zur Verfügung gestellt, sodass für A als auch für B eine Vollversorgung besteht.

Die statistische Analyse der Lastprofile ergibt somit ein breites Spektrum an Ergebnissen. Für eine aussagekräftige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eignen sich jedoch nur jene Resultate, die möglichst repräsentative Aussagen über die Grundgesamtheit der untersuchten Lastprofile liefern. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge ausschließlich das Quantil 0,10 (zu 90%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch über diesem Wert) in

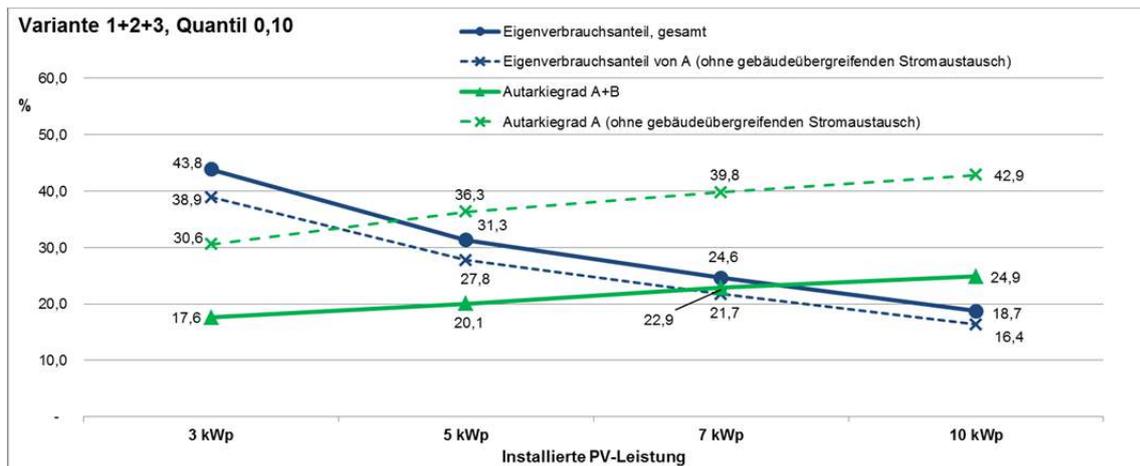
Betracht gezogen, da in diesem Fall nur eine verhältnismäßig geringe Wahrscheinlichkeit (10 %) besteht, dass der jeweilige ermittelte Eigenverbrauch unterschritten wird. Um diese Ergebnisse mit jenen des 0,05-Quantil vergleichen zu können, finden sich im Anhang die Darstellungen der Resultate für das Quantil 0,05. Folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der energetischen Betrachtung für die PV-Leistungsgrößen 3, 5, 7 und 10 kW<sub>peak</sub> im Falle des 0,10-Quantils.



**Abbildung 3-5: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil. Quelle: Eigene Darstellung.**

Abbildung 3-5 zeigt für unterschiedlichen PV-Größen in den Varianten 2 und 3 im Falle des 0,10-Quantils den Eigenverbrauchsanteil der beiden Haushalte A und B, sowie die gesamte PV-Erzeugung und auch den Gesamtstromverbrauch. Dabei zeigt sich, dass bei einer 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage 1.433 kWh und bei einer 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage 2.039 kWh des PV-Stroms genutzt werden können. Der ungenutzte PV-Strom bzw. eingespeiste Strom steigert sich hingegen von 1.836 kWh (3 kW<sub>peak</sub>) auf 8.856 kWh (10 kW<sub>peak</sub>). Der hier ermittelte Gesamtverbrauch von A und B schwankt zwischen 8.141 kWh und 8.511 kWh und weicht somit zwischen 1 und 4 % vom vorgegebenen Wert (8.222 kWh) ab.

Wie bereits dargestellt unterscheiden sich Variante 1, 2 und 3 darin, dass in Variante 1 Haushalt B zu einem bestimmten Grad nichtversorgt wird, da dieser ausschließlich von der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A abhängig ist und keinen Netzanschluss besitzt. Aus diesem Grund wird Variante 1 in weiterer Folge nicht näher betrachtet. In Variante 2 und 3 wird hingegen jener Anteil des Verbrauchs von A sowie von B, der nicht durch PV-Strom gedeckt werden kann durch das öffentliche Netz zur Verfügung gestellt, sodass für A als auch für B eine Vollversorgung besteht.



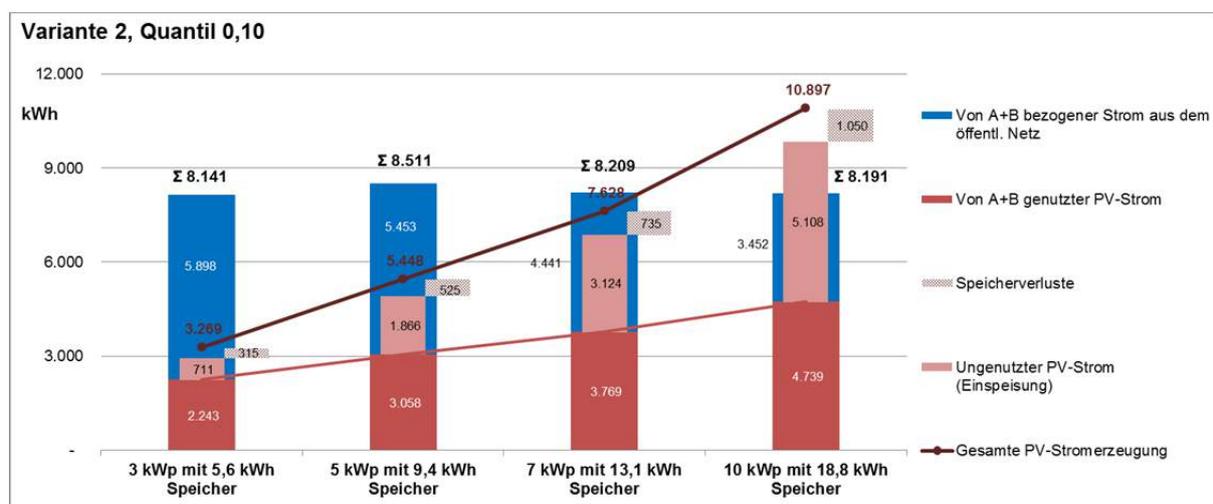
**Abbildung 3-6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil. Quelle: Eigene Darstellung.**

Abbildung 3-6 zeigt als weiteres Ergebnis der energetischen Betrachtung den prozentuellen Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad für unterschiedliche PV-Größen, wobei die Ergebnisse für alle hier untersuchten Varianten gelten. Zudem werden zum Vergleich der Eigenverbrauchsanteil sowie der Autarkiegrad von Haus A ohne gebäudeübergreifenden Stromaustausch dargestellt. Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt dabei das Verhältnis zwischen dem in den beiden Haushalten selbst verbrauchten Strom und der gesamten Stromerzeugung durch das PV-System. Hingegen gibt der Autarkiegrad das Verhältnis zwischen dem selbst verbrauchten Strom zum Jahresstromverbrauch an. Im Allgemeinen zeigt sich für beide Quantile, dass je höher die PV-Leistung ist, desto geringer der Eigenverbrauchsanteil und größer der Autarkiegrad. Betrachtet man den Fall ohne gebäudeübergreifenden Stromaustausch, so ist zu erkennen, dass der Eigenverbrauchsanteil von Haus A jeweils unter dem gesamten Eigenverbrauch von Haus A und B liegt, was darauf zurückzuführen ist, dass beim gebäudeübergreifenden Stromaustausch in jedem Fall mehr vom PV-Strom genutzt werden kann. Für den Autarkiegrad bedeutet dies, dass dieser in jedem Fall über dem Autarkiegrad von Haus A und B liegt. Dies kann damit begründet werden, dass im Falle des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs ein Großteil der von Haus A und B verbrauchten Energie gleichzeitig verbraucht wird, sodass die gesamte genutzte Energie nur geringfügig größer ist als wenn nur Haus A den PV-Strom nutzen würde.

### 3.3.2 Energetische Betrachtung mit Speicher

Nachdem eine umfassende energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zwischen zwei Gebäuden mittels PV-Strom untersucht wurde, findet an dieser Stelle eine Analyse der Variante 2 mit einem geeigneten PV-Speichersystem statt. Für Variante 3 wird kein Batteriespeicher untersucht. Als Speichertechnologie wird ein Lithium-

Iononen-Batteriespeicher verwendet, wobei dieser jeweils passend zur PV-Anlagengröße ausgelegt wird. Ausgehend von der jeweiligen PV-Leistung wird eine nutzbare Speicherkapazität (1,2 bis 1,5fache der PV-Leistung<sup>270</sup>) berechnet, aus der über einen Systemwirkungsgrad von 90 % und eine Entladetiefe von 80 % eine Nennspeicherkapazität des jeweiligen Batteriespeichers ermittelt wird.<sup>271</sup> Somit ergibt sich für eine 3 kW<sub>peak</sub>-PV-Anlage eine Batterie mit einer Nennspeicherkapazität von 5,6 kWh, für 5 kW<sub>peak</sub> ein Speicher mit 9,4 kWh, für 7 kW<sub>peak</sub> ein Speicher mit 13,1 kWh und für eine PV-Anlagengröße von 10 kW<sub>peak</sub> eine Batterie mit 18,8 kWh. Folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der energetischen Betrachtung für die PV-Leistungsgrößen 3, 5, 7 und 10 kW<sub>peak</sub> im Falle des 0,10-Quantils.



**Abbildung 3-7: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil mit Lithium-Ionen-Akku. Quelle: Eigene Darstellung.**

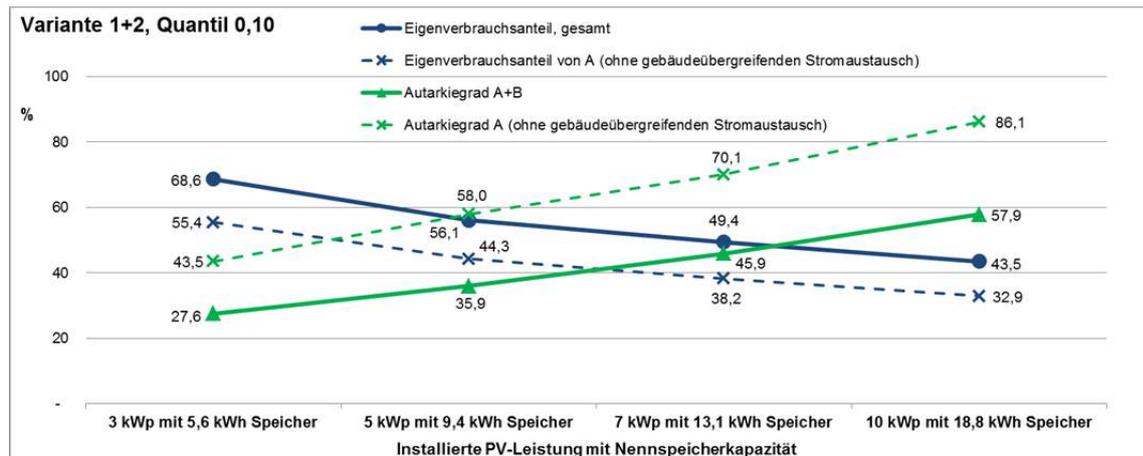
Abbildung 3-7 zeigt für die hier untersuchten PV-Leistungsgrößen sowie den dazugehörigen PV-Speicherkapazitäten in Variante 2 den Eigenverbrauchsanteil der beiden Haushalte A und B, sowie die gesamte PV-Erzeugung, die Speicherverluste durch das Laden und Entladen des Speichers und auch den Gesamtstromverbrauch. Vergleicht man die Ergebnisse mit den Werten ohne Speichertechnologie, so ist festzustellen, dass durch den zusätzlichen Batteriespeicher der von A und B genutzte PV-Strom deutlich gesteigert werden kann, im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 57 % und bei der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 132 %. Dadurch sinkt jedoch auch der Anteil des ungenutzten PV-Stroms, der als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist wird. Auch ist festzustellen, dass je höher die Speicherkapazität die Speicherverluste zunehmen. Durch den Wirkungsgrad der Batterie und aufgrund der

<sup>270</sup> Vgl. ESV (2014).

<sup>271</sup> Vgl. Solarladen Batteriespeichersysteme (2014).

Entladetiefe fallen beim 5,6 kWh-Speicher (für die 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage) 315 kWh und im Falle des 18,8 kWh-Speichers (für die 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage) 1.050 kWh Verlust an.

Wie bereits dargestellt unterscheiden sich Variante 1, 2 und 3 darin, dass in Variante 1 Haushalt B zu einem bestimmten Grad nichtversorgt wird, da dieser ausschließlich von der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A abhängig ist und keinen Netzanschluss besitzt. Aus diesem Grund wird Variante 1 in weiterer Folge nicht näher betrachtet.



**Abbildung 3-8: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil mit Lithium-Ionen-Akku. Quelle: Eigene Darstellung.**

Der Einsatz eines zusätzlichen Batteriespeichers für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch wird meist damit begründet, den Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad der jeweiligen Anlagenkonfiguration zu erhöhen. Dies wird mit den Ergebnissen gemäß Abbildung 3-9 bestätigt. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist jedoch zu hinterfragen, ob Batteriespeicher zur einzelwirtschaftlichen Optimierung geeignet sind und ob diese nicht in eine gesamtsystemische Speicherstrategie eingebunden werden sollen.

Im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage (mit 5,6 kWh-Speicher) kann beispielsweise der Eigenverbrauchsanteil von 44 auf 69 % gesteigert werden, während für die 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage (mit 18,8 kWh-Speicher) ein Anstieg von 19 auf 43 % festgestellt wurde. Ähnlich verhält sich die Veränderung für den Autarkiegrad. Hier kann ein Autarkiegrad zwischen 28 % (3 kW<sub>peak</sub>+5,6 kWh Speicher) und 58 % (10 kW<sub>peak</sub>+18,8 kWh Speicher) erreicht werden. Im Falle ohne gebäudeübergreifenden Stromaustausch (Eigenverbrauch nur durch Haus A) liegt der Eigenverbrauchsanteil unter jenem von Haus A und B zusammen, was wie im Falle ohne Batteriespeicher damit begründet werden kann, dass beim gebäudeübergreifenden Stromaustausch in jedem Fall mehr vom PV-Strom genutzt werden kann, was in dieser Variante durch den Batteriespeicher noch mehr unterstützt wird. Der Autarkiegrad liegt hingegen deutlich über den Werten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs. Dies ist

darauf zurückzuführen, dass die von Haus A und B zusammen genutzte Energie nur geringfügig größer ist als wenn nur Haus A den PV-Strom nutzen würde.

### 3.3.3 Ökonomische Betrachtung ohne Speicher

Auf Basis der zuvor gezeigten Ergebnisse der energetischen Betrachtung der unterschiedlichen Varianten erfolgt in diesem Abschnitt eine umfassende Darstellung der ökonomischen Bewertungsergebnisse für das Quantil 0,1 Eigenverbrauchsanteil. Dazu werden in einem ersten Schritt die jährlichen Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs der verschiedenen Varianten dargestellt, wobei wie zuvor in der energetischen Betrachtung der Fokus auf Variante 2 und 3 gelegt wird. Auf Variante 1 wird nicht näher eingegangen, da in diesem Fall Haushalt B zu einem bestimmten Grad nichtversorgt wird, da dieser ausschließlich von der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A abhängig ist und keinen Netzanschluss besitzt. Betreffend die Variante 2 wird für die Verkabelung bzw. Direktleitung eine Länge von 30 m angenommen. Dazu wurden ebenso Sensitivitätsanalysen durchgeführt, welche sich im Anhang befinden.

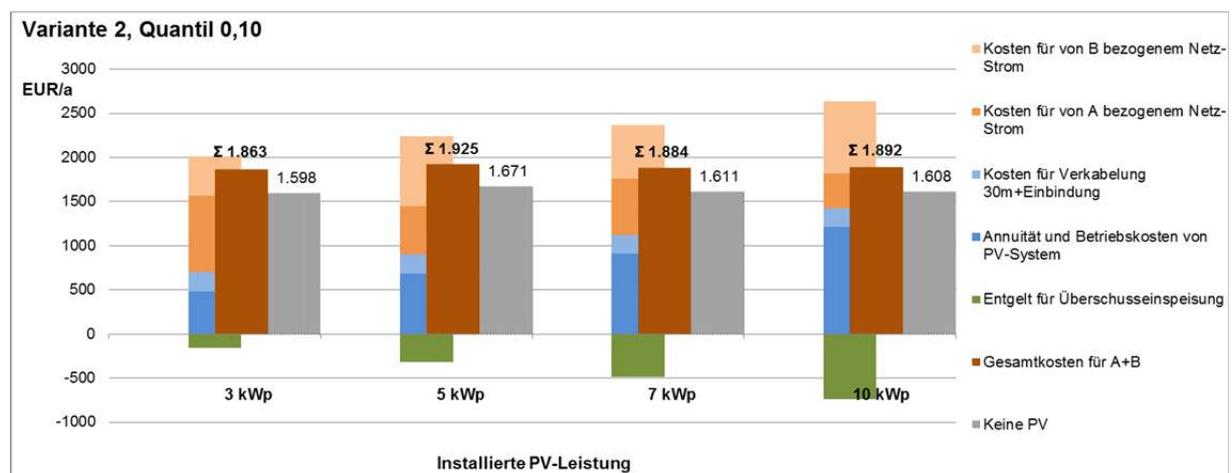
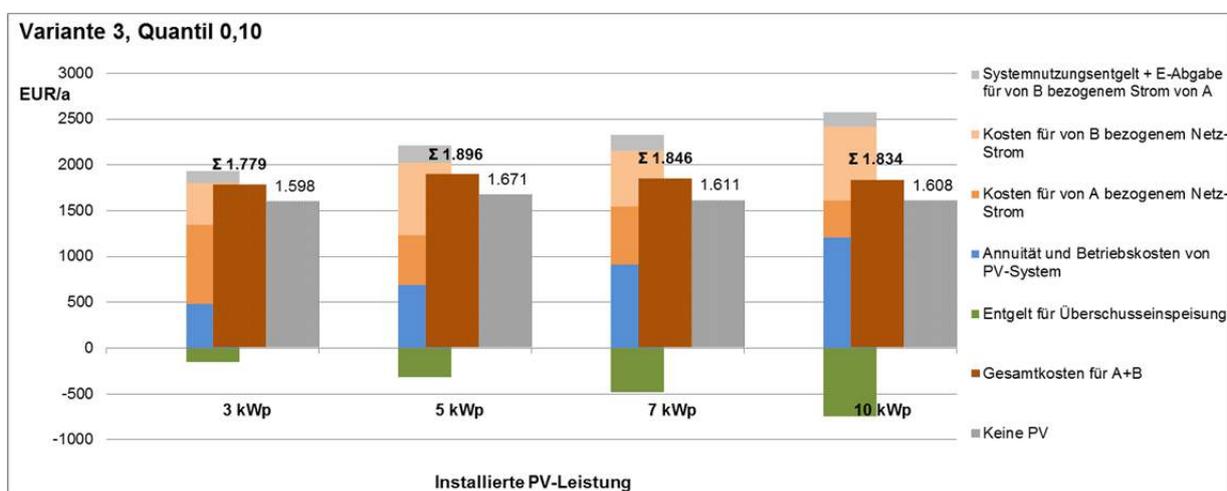


Abbildung 3-9: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 3-9 ist für Variante 2 die Zusammensetzung der Jahresgesamtkosten im Vergleich zur jeweiligen Referenz („Keine PV“) dargestellt. Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich dabei aus der Annuität und den Betriebskosten für das PV-System, den Kosten für die Verkabelung bzw. Direktleitung, den Kosten für die Einbindung der Verkabelung, den Kosten für den von Haus A fehlenden Strom aus dem öffentlichen Netz und dem Entgelt für die Überschusseinspeisung zusammen (die Elektrizitätsabgabe für den von B bezogenem PV-Strom ist zu vernachlässigen und wird deshalb hier nicht dargestellt). Vergleicht man die unterschiedlichen PV-Leistungsgrößen so ist zu erkennen, dass die Jahresgesamtkosten für

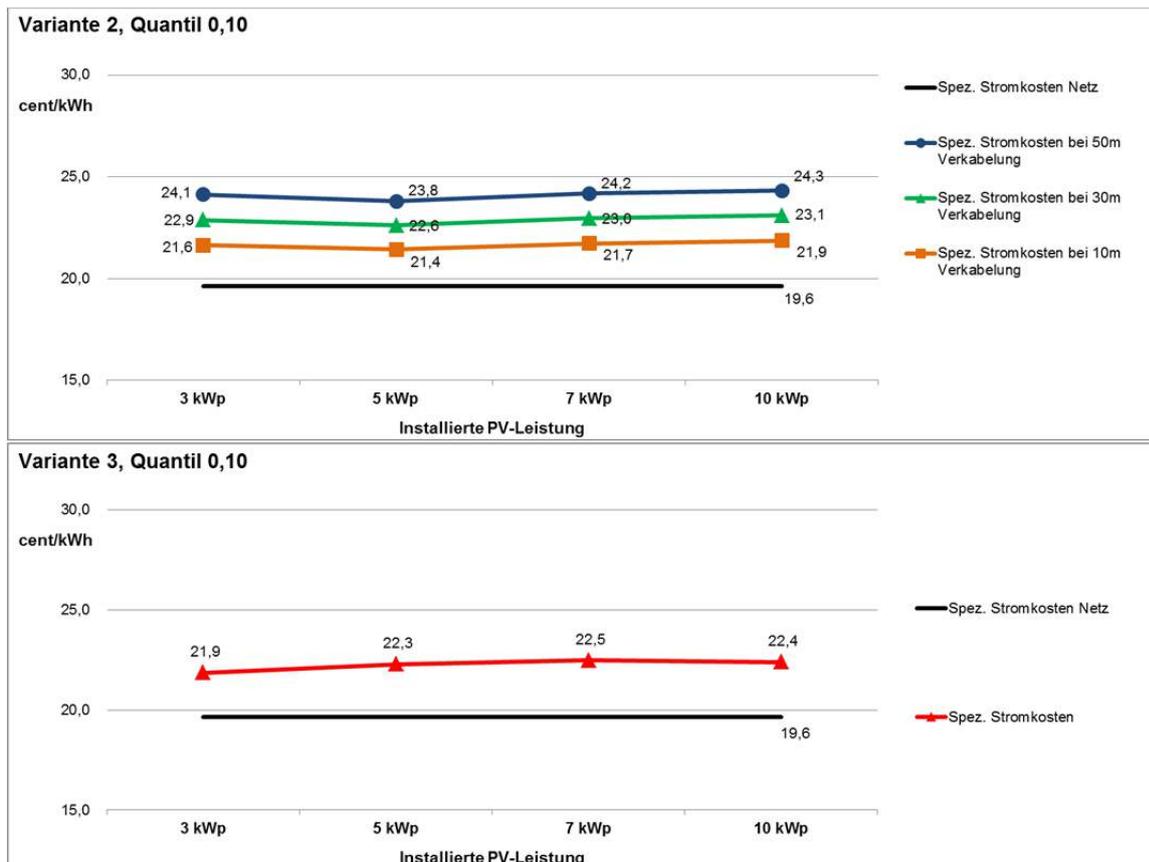
beide Haushalte in etwa gleich bleiben und zwischen 1.863 und 1.925 EUR/a schwanken. Dies ist damit zu begründen, dass zwar die gesamten Ausgaben v.a. infolge der höheren Annuitäten für das PV-System je nach PV-Größe zunehmen, jedoch im selben Ausmaß das jeweilige Entgelt für die Überschusseinspeisung zu nimmt, welches den Ausgaben gegengerechnet wird. Als Referenz wird jeweils der Fall angenommen, dass keine PV-Anlage und somit auch kein gebäudeübergreifender Stromaustausch existieren und deshalb Haus A und B Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen. Da der jeweilige Jahresgesamtverbrauch je nach Leistungsgröße etwas vom vorgegebenen Wert (8.222 kWh) abweicht, ändern sich auch die Referenzkosten, die sich zwischen 1.598 und 1.671 EUR/a ( $\emptyset$  1.622 EUR/a) bewegen. Vergleicht man nun die sich ergebenden Jahresgesamtkosten mit den jeweiligen Referenzwerten, so zeigt sich, dass die Referenzwerte jeweils zwischen 13 und 15 % unter den jährlichen Gesamtkosten liegen.



**Abbildung 3-10: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. Quelle: Eigene Darstellung.**

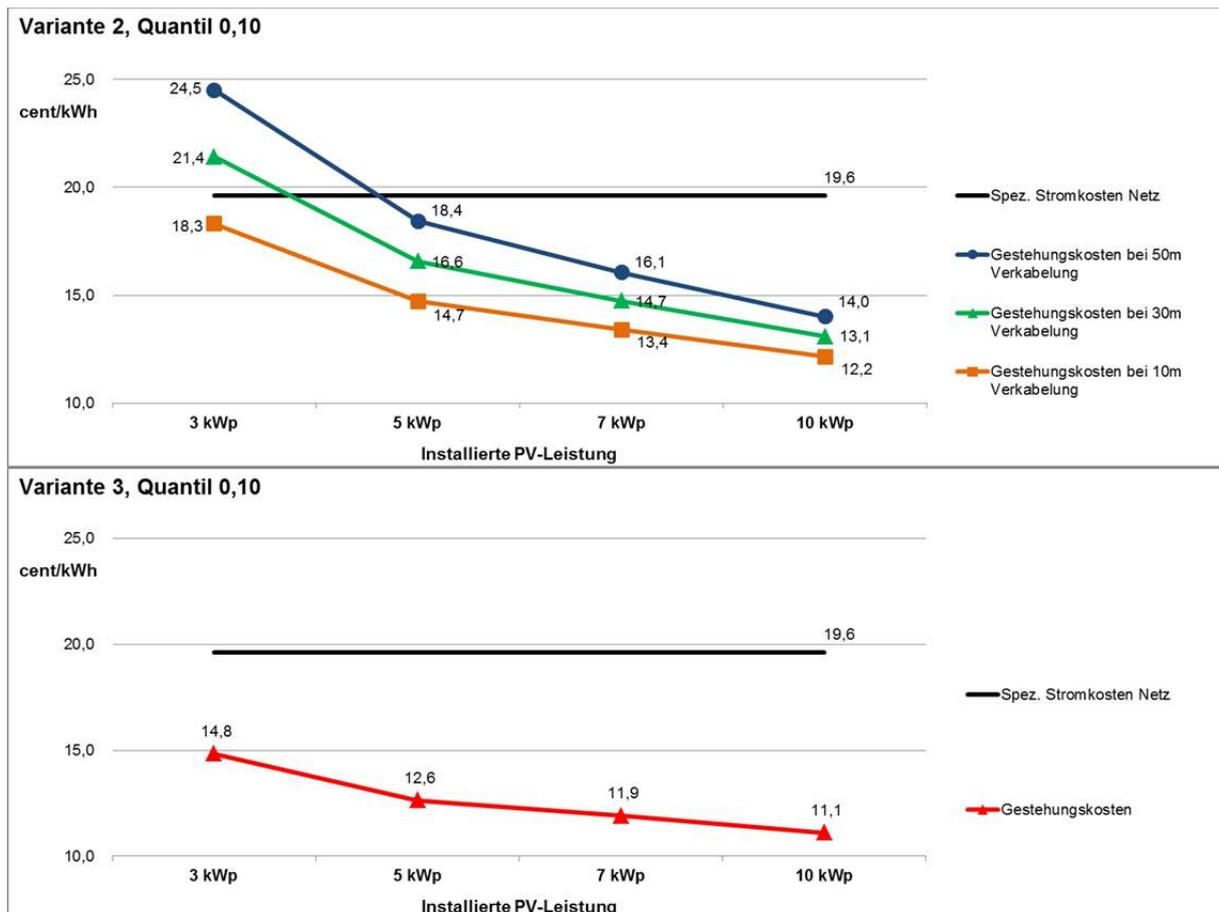
Abbildung 3-10 zeigt schließlich die jährlichen Gesamtkosten für die 3. Variante des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs. Im Wesentlichen unterscheiden sich die Kosten von Variante 2 nur darin, dass hier keine Kosten für die Verkabelung bzw. Direktleitung anfallen, jedoch zusätzliche Kosten in Form des Systemnutzungsentgelts<sup>272</sup> und der Elektrizitätsabgabe (1,5 Cent/kWh) für den von B bezogenem PV-Strom. Somit ergeben sich jeweils Jahreskosten, die zwischen 11 bis 14 % über den jeweiligen Referenzkosten liegen.

<sup>272</sup> In diesem Zusammenhang sind ausschließlich folgende Komponenten des Systemnutzungsentgelts relevant und werden für die Wirtschaftlichkeit herangezogen: Nutznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt und Entgelt für Messleistungen.



**Abbildung 3-11: Spez. Stromkosten des gebäudeübergreifenden Stromausbaus für Variante 2 und 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. Quelle: Eigene Darstellung.**

Setzt man nun die Jahresgesamtkosten in Relation zum jährlich verbrauchten Strom, so lassen sich wie in Abbildung 3-11 gezeigt spezifische Kosten für den gesamten Strombezug von Haus A und B (*spezifische Stromkosten*) gemeinsam errechnen. Als Referenzwert dienen der Strombezug aus dem öffentlichen Netz und die damit verbundenen durchschnittlichen Stromkosten von 19,6 Cent/kWh. Analog zu den jährlichen Gesamtkosten zeigt sich für alle drei Varianten, dass die jeweiligen spezifischen Stromkosten in jedem Fall über dem Referenzwert, dem ausschließlichen Netzbezug, liegen. Für Variante 2 liegen die spezifischen Stromkosten deutlich über dem Referenzwert, was vor allem auf die Annuitäten für das PV-System zurückzuführen ist. Für Variante zeigen sich ähnliche spez. Stromkosten, die sich zwischen 21,9 und 22,5 Cent/kWh bewegen, was darauf zurückzuführen ist, dass zwar keine Kosten für die Direktleitung entfallen jedoch Systemnutzungsentgelte sowie die Elektrizitätsabgabe zu entrichten sind. Da in Variante 3 keine Direktleitung betrachtet wird, findet hier keine Sensitivätsbetrachtung statt.

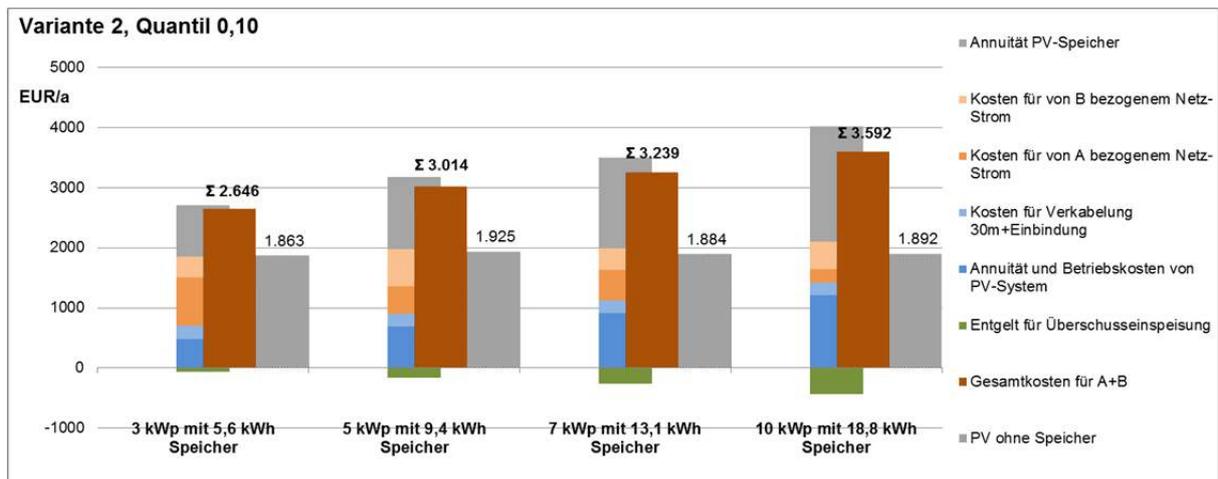


**Abbildung 3-12: Stromgestehungskosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 und 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. Quelle: Eigene Darstellung.**

Ein anderes Bild zeigen die Gestehungskosten, wie sie Abbildung 3-12 dargestellt sind. Dazu werden die jährlichen Kosten für das PV-System und die Direktleitung (betrifft Variante 2, für Variante 3 sind keine Kosten für die Verkabelung anzusetzen) in Relation zum gesamten PV-Ertrag gesetzt. Als Referenzwert dienen auch hier die durchschnittlichen Kosten für Strom aus dem öffentlichen Netz von 19,6 Cent/kWh. Aufgrund der verhältnismäßig hohen Investitionskosten zeigten sich für die 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage die höchsten Gestehungskosten, die in Variante 2 im Falle einer Direktleitung von 30 bzw. 50 m über dem Referenzwert liegen. Bei höheren installierten PV-Leistungen sinken die Gestehungskosten und unterschreiten die spezifischen Stromkosten deutlich. Die geringsten Gestehungskosten fallen in Variante 3 an, da sich die Kosten ausschließlich auf das PV-System beschränken und hier keine zusätzlichen Kosten für eine Direktleitung und Zähler anfallen.

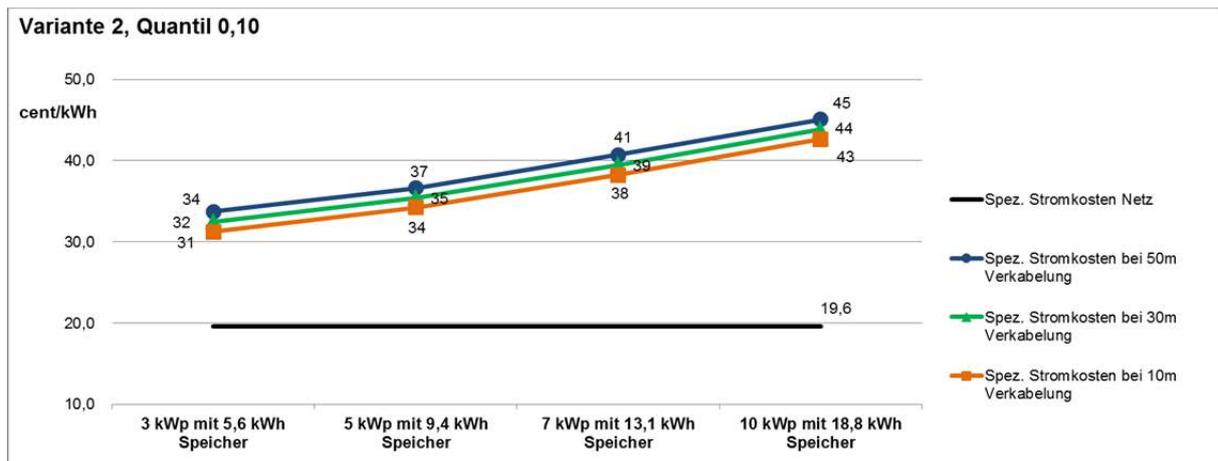
### 3.3.4 Ökonomische Betrachtung mit Speicher

Gemäß der energetischen Untersuchung erfolgt auch für die wirtschaftliche Analyse eine Betrachtung der jährlichen und spezifischen Kosten inklusive der Berücksichtigung eines Batteriespeichers. In einem ersten Schritt erfolgt eine Darstellung der jährlichen Kosten inklusive des jeweiligen Speichers.



**Abbildung 3-13: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 mit Lithium-Ionen Akku im Vergleich zur PV ohne Speicher. Quelle: Eigene Darstellung.**

Abbildung 3-13 zeigt die jährlichen Gesamtkosten für Variante 2, also den Fall, dass Haus B neben der Direktleitung zu Haus A einen Zugang zum öffentlichen Netz besitzt. Hier liegen durch die hohen Investitionskosten für den Batteriespeicher die Jahresgesamtkosten signifikant über den Kosten für die Variante ohne Speicher. Während in der Variante ohne Speicher die jährlichen Gesamtkosten zwischen 1.863 und 1.925 EUR/a schwanken, liegen die Jahreskosten inklusive Speicher zwischen 2.646 und 3.592 EUR/a.



**Abbildung 3-14: Stromgestehungskosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 mit Lithium-Ionen Akku im Vergleich zur PV ohne Speicher. Quelle: Eigene Darstellung.**

Analog der Berechnung für die Varianten ohne Speicher erfolgt auch die Quantifizierung der spezifischen Stromkosten für die Kombination des PV-Systems mit dem Batteriespeicher. Dabei zeigen sich für die 2. Variante jeweils höhere spezifische Kosten als für die Variante ohne Batteriespeicher. Als Referenzwert dienen der Strombezug aus dem öffentlichen Netz und die damit verbundenen durchschnittlichen Stromkosten von 19,6 Cent/kWh. Die höheren spezifischen Werte sind vor allem auf die hohen Ausgaben für das Lithium-Ionen-Akkusystem zurückzuführen, dass zwar den Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad erhöht, damit jedoch auch die Kilowattstunde Strom verteuert. Die Stromgestehungskosten werden an dieser Stelle nicht quantifiziert, da sich diese für die Variante ohne Speicher bereits berechnet wurden und für die Varianten mit Speicher nicht mehr ändern.

### **3.4 Energetische und Ökonomische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches**

Die Analyse zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung von gebäudeübergreifendem Wärmeaustausch bei zwei Einfamilienhäusern unter Einsatz von Solarthermieanlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

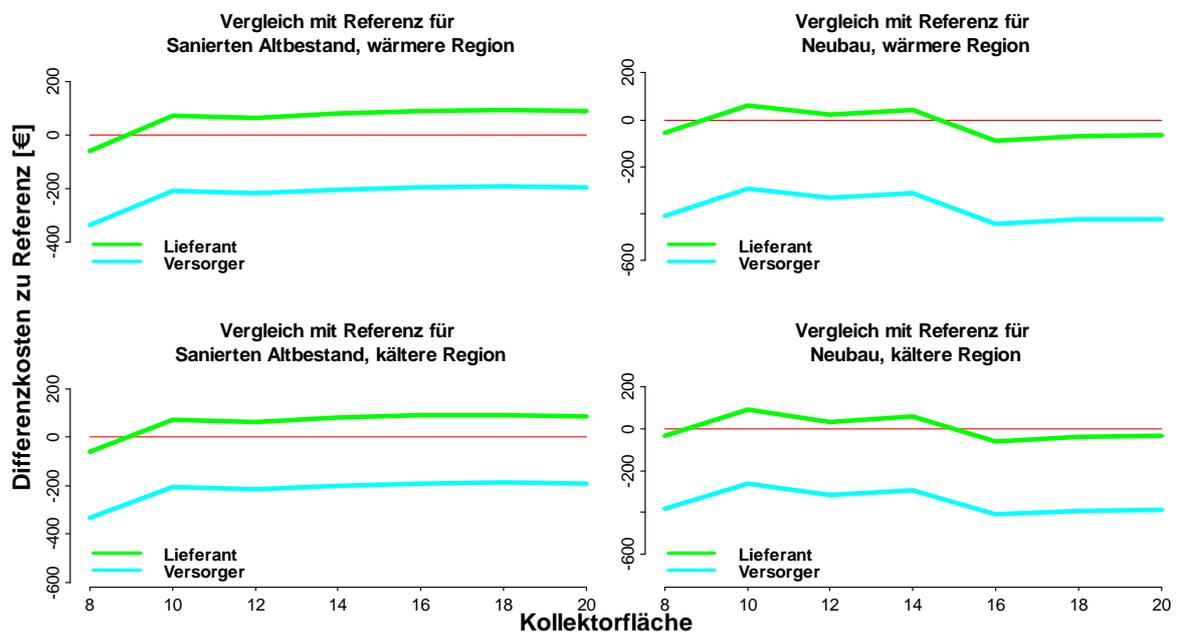
Im ersten Schritt liegt der Fokus der Analyse auf Reihenhäusern mit aneinandergrenzenden Kellern für Variante 1: Versorger über Direktleitung und Variante 2: Lieferant über Direktleitung (siehe Kapitel 0), da eine detaillierte techno-ökonomische Simulation der Netzverluste bei Kellerverlegung durchgeführt wird. Als Backup-Heizsystem wird ein Gaskessel angenommen. In weiterer Folge wird die Variante Wärmenetz betrachtet, was in Gegenden mit bestehender Wärmenetzinfrastruktur eine Möglichkeit des Wärmetransports darstellt. Zusammen mit einer abschließenden Sensitivitätsanalyse werden die Ergebnisse der Kellerverlegung für gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch, unabhängig von Direktleitungen bei Kellerverlegung, verallgemeinert.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches werden die Annuitäten der Varianten mit folgendem Referenzfall verglichen: Beide Gebäude verfügen über eine eigene Solarthermieanlage, die halb so groß dimensioniert ist, wie jene bei gebäudeübergreifendem Wärmeaustausch. Im Falle der Variante 2 und der Variante 1 werden die Brennstoffkosten des Referenzfalles vom eingesetzten Heizkessel bestimmt, bei der Variante Wärmenetz werden die Kosten für die Versorgung mit Fernwärme herangezogen.

#### **3.4.1 Variante 1: Versorger über Direktleitung und Variante 2: Lieferant über Direktleitung**

Betrachtet man die Kombinationen der unterschiedlichen Gebäude und Regionen (siehe Abschnitt 2.4.2.1 und 2.4.2.2) für 10 m horizontaler Distanz zwischen den jeweiligen Heizsystemen der Gebäude, kann die Differenz der Annuitäten der betrachteten Variante und dem Referenzsystem je Gebäude-Region-Kombination bei ansteigender Kollektordimension aus Abbildung 3-15 entnommen werden. Die Darstellung berücksichtigt bereits die durchschnittlichen Direktförderungen, die vom Bund und den Bundesländern für Solarthermieanlagen im Neubau und bei Sanierungen gewährt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Variante 1, bei der ein Backup-Heizsystem die Versorgung beider Gebäude übernimmt, die wirtschaftlichste Variante ist, und für alle betrachteten Kollektordimensionen geringere Annuitäten als die Referenzvariante aufweist. Abbildung 3-20 zeigt, dass der Grund dafür in den geringeren Investitionskosten für das größer dimensionierte Backup-Heizsystem im Vergleich zu zwei kleiner dimensionierten Heizsystemen liegt.

Ab einer Kollektorfläche von 15 m<sup>2</sup> ist auch in der Variante 2 im Vergleich zur Referenzvariante bei dem betrachteten Neubaugebäude die Installation einer Solarthermieanlage ökonomisch sinnvoll. Die ökonomische Verbesserung lässt sich durch die berücksichtigte Bundesförderung „Sanierungsscheck für Private 2013“ begründen, da diese erst ab einer Bruttokollektorfläche von 15 m<sup>2</sup> ausbezahlt wird („Sanierungsscheck für Private 2013,“ 2013). Bei einem sanierten Altbestand in kälteren Regionen wird diese Förderung aufgrund des zu hohen Heizwärmebedarfs nicht ausbezahlt, da der „Sanierungsscheck für Private 2013“ bei einem angenommenen A/V-Verhältnis des Gebäudes von 0,77 nur bis zu einem Heizwärmebedarf von 73 kWh/m<sup>2</sup>a ausbezahlt wird.



**Abbildung 3-15: Vergleich der Kostendifferenz im Vergleich zur Referenzvariante der unterschiedlichen Gebäude und Regionen bei 10m Distanz zwischen den Heizsystemen. Quelle: Eigene Darstellung.**

Obwohl im sanierten Altbestand in einer warmen Region die höchsten spezifischen solaren Erträge erzielt werden, wie in Abbildung 3-16 für unterschiedliche Kollektordimensionierungen und die Gebäude-Regionen-Kombinationen der Variante 2 dargestellt, ist der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch für diese Kombinationen nicht wirtschaftlicher als die Referenzvariante. Für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen werden 60 l Speicher / m<sup>2</sup> Kollektorfläche angenommen.

Denn trotz der höheren spezifischen, effektiven solaren Erträge pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche bei sanierten Gebäuden, deren Heizsysteme 10 m voneinander entfernt sind, kann bei Neubaugebäuden ein höherer solarer Deckungsgrad des Wärmebedarfs erzielt werden, wie

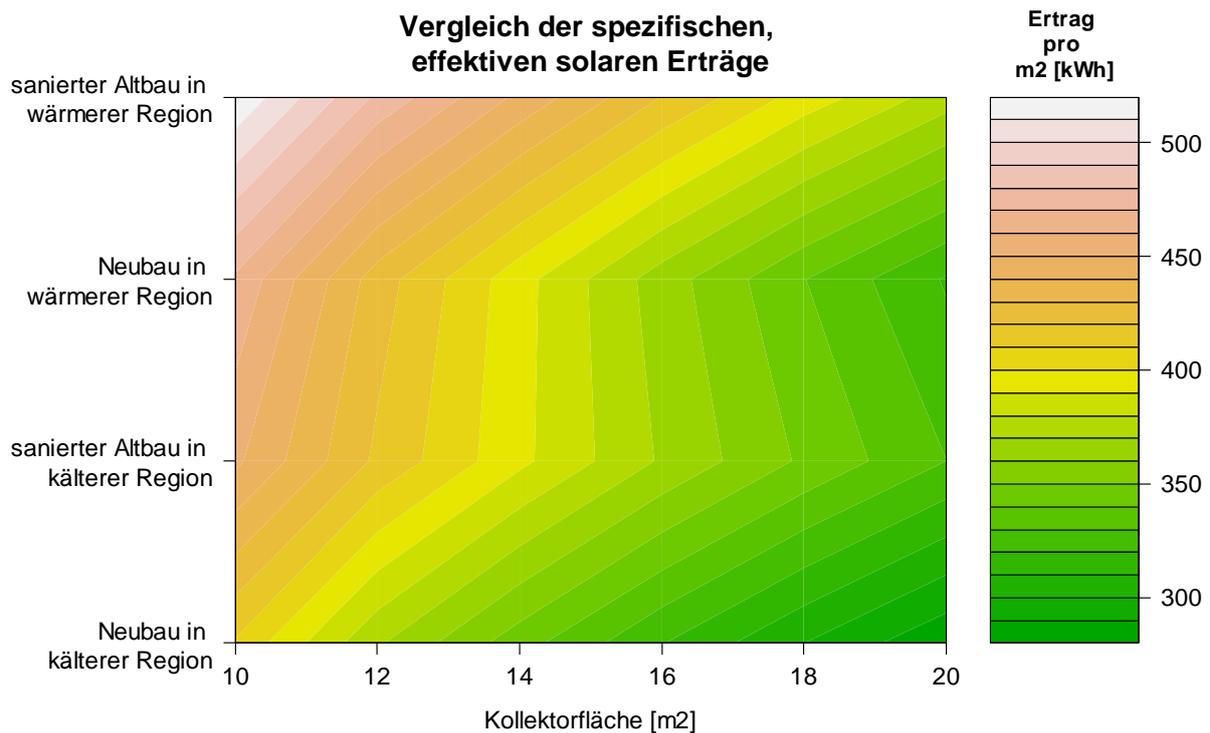
in Abbildung 3-20 dargestellt. Die höheren effektiven Erträge im sanierten Bestand, also jene Erträge der Solaranlage, die tatsächlich genutzt werden, ergeben sich aufgrund des allgemein höheren Wärmebedarfs dieser Gebäude. Der Deckungsgrad ist definiert als jener Anteil der solaren Energie der Solaranlage am gesamten Nutzwärmebedarf der Gebäude. Je höher der Deckungsgrad umso geringer die notwendige Wärme, die durch das Backup-Heizsystem zur Verfügung gestellt werden muss. Die Definition des Deckungsgrads kann Formel 3-1 entnommen werden.

$$DG_{ST} = \frac{Q_{ST}}{Q_{Bed}} \quad 3-1$$

$DG_{ST}$  ... Deckungsgrad Solaranlage [%]

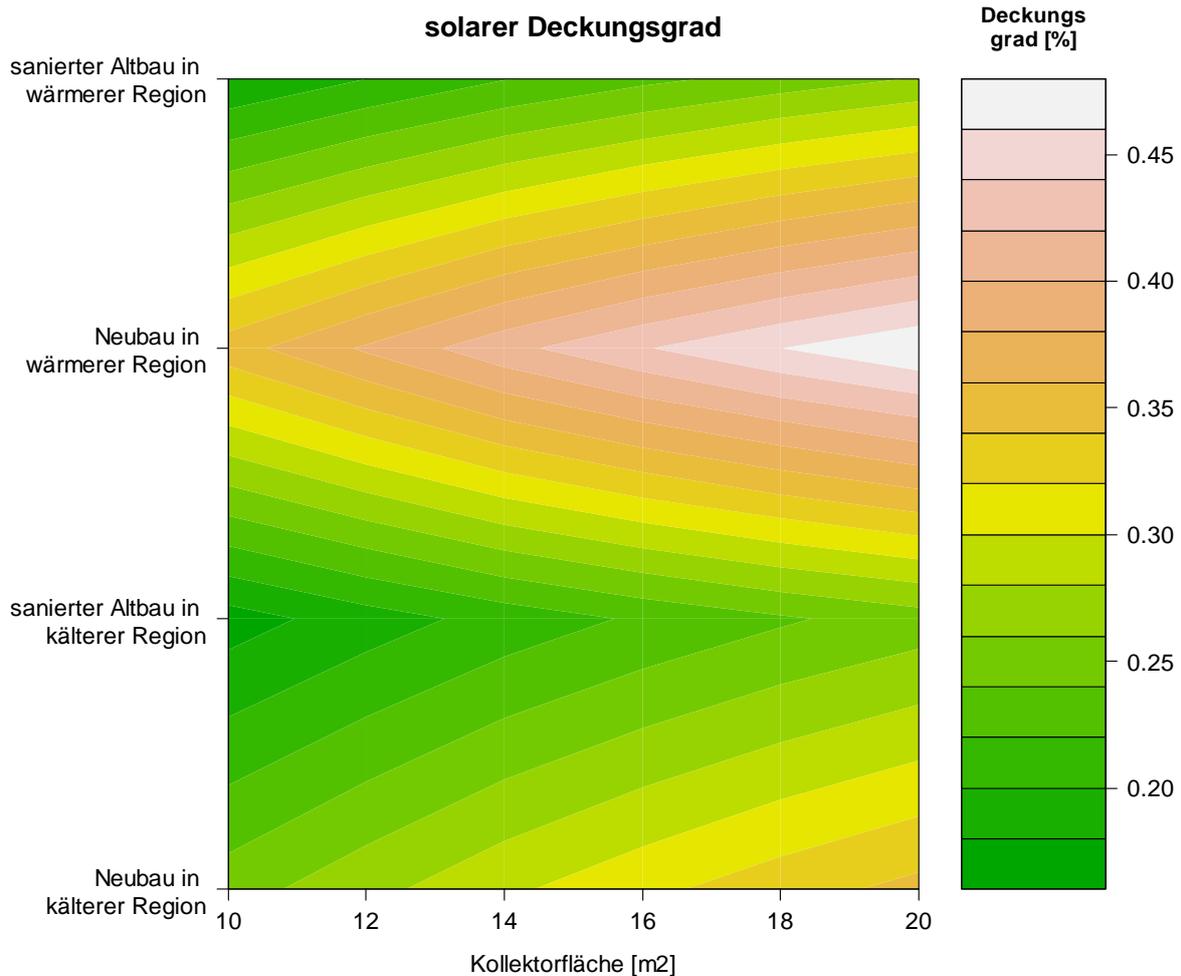
$Q_{ST}$  ... effektive solare Erträge [kWh]

$Q_{Bed}$  ... Nutzwärmebedarf [kWh]



**Abbildung 3-16: effektive solare Erträge pro m² Kollektorfläche für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen bei der Variante 2. Quelle: Eigene Darstellung.**

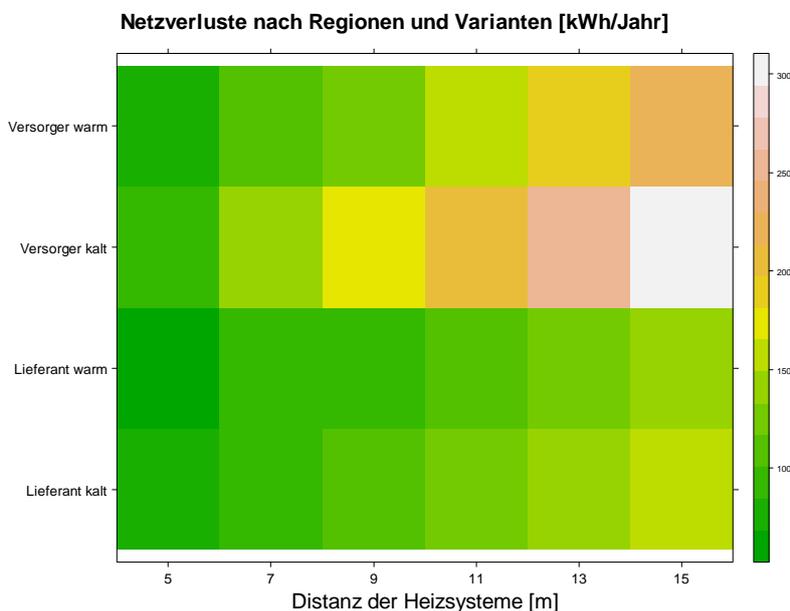
Der höchste Deckungsgrad kann für Neubaugebäude mit geringerem Heizwärmebedarf und einem geringen Temperaturniveau des Heiz-Verteilsystems (Vorlauftemperatur 40 °C, Rücklauftemperatur 30 °C) erreicht werden. In diesem Fall können bei großer Anlagendimensionierung 47 % der notwendigen Wärme beider Gebäude für Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung durch die Solarthermieanlage bereitgestellt werden.



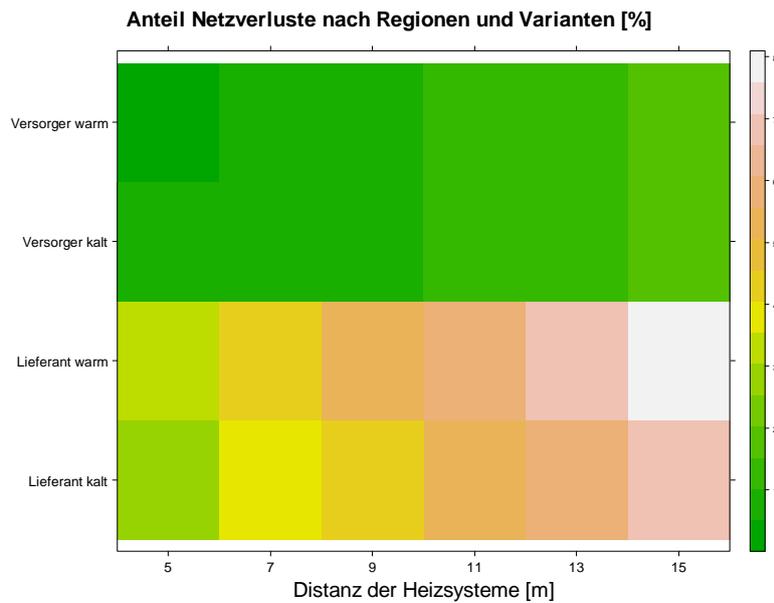
**Abbildung 3-17: Deckungsgrad für die Gebäude-Regionen-Kombinationen. Quelle: Eigene Darstellung.**

Den Einfluss der Netzverluste auf die gebäudeübergreifende Betrachtung zeigt Abbildung 3-19 für den sanierten Altbestand mit 16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, jenem Gebäude mit dem höchsten Heizwärmebedarf. Die Variante 1 hat wesentlich höhere Netzverluste als die Variante 2, wobei bei der Variante 1 auch deutliche Unterschiede für die unterschiedlichen Regionen ersichtlich sind. Die höheren Netzverluste ergeben sich einerseits aufgrund der

höheren Wärmemenge, die transportiert wird, andererseits vorwiegend aufgrund der Tatsache, dass bei der Variante 1 der gesamte Energiebedarf gedeckt werden muss und deswegen auch im Winter Wärmetransport stattfindet, und dementsprechend Wärmeverluste auftreten, was aufgrund der geringen Solarstrahlung im Winter bei der Variante 2 nicht der Fall ist. Der Einfluss der Distanz hat bei der Kellerverlegung eine wesentliche Rolle, so steigen die jährlichen Netzverluste in der Variante 1 für ein Neubaugebäude in kalter Region von 95 kWh/Jahr bei 5 m Distanz auf 159 kWh/Jahr bei 15 m Distanz. Bei einer angenommenen jährlichen Preissteigerung von Gas von 1 % einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und dem Kalkulationszinssatz von 5 % würde die Netzverluste bei 15 m einen jährlichen monetären Verlust von 12,06 € ergeben. Im Vergleich zu den Investitionskosten für die Verlegung der Direktleitung sind diese Verluste verschwindend gering. Die Investitionskosten für die Direktleitung variieren bei Kellerverlegung zwischen 711 € für 5 m und 2.133 € für 15 m, was jährlichen Kosten von 57,05 € bzw. 171,16 € entspricht. Die Netzverluste für sanierte Einfamilienhäuser für die Variante 1 bewegen sich zwischen 95 kWh/Jahr bei 5 m Distanz zwischen den Heizsystemen und 294 kWh/Jahr bei 15 m Distanz zwischen den Heizsystemen, was bei 15 m Distanz 22,3 €/Jahr ergeben würde. Daraus lässt sich schließen, dass die Netzverluste bei den betrachteten Konfigurationen sowohl energetisch als auch ökonomisch kaum eine Rolle spielen. Den Anteil der Netzverluste an der Wärmelieferung zeigt Abbildung 3-20.

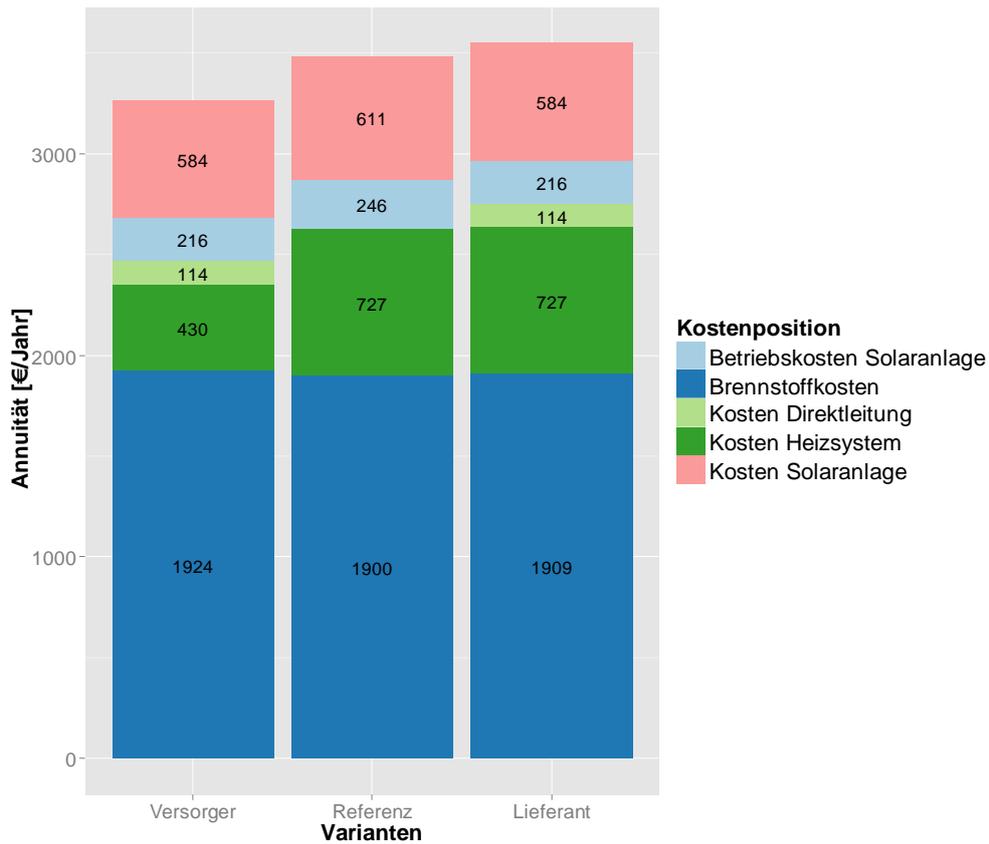


**Abbildung 3-18: Netzverlust in Abhängigkeit der Variante und der Region für den definierten Altbestand bei 16m<sup>2</sup> Kollektorfläche und sanierten Gebäuden. Quelle: Eigene Darstellung.**



**Abbildung 3-19: Anteil der Netzverluste an der Wärmelieferung. Quelle: Eigene Darstellung.**

Eine detaillierte Betrachtung der Kosten in Abbildung 3-21 zeigt, wie sich die Annuität der Gesamtkosten für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch eines sanierten Gebäudes in warmer Region zusammensetzt, wobei die Investitionskosten abzüglich der Direktförderungen herangezogen werden. Der größte Anteil der Kosten entfällt auf die Brennstoffkosten, die für jenen Anteil des Heizwärmebedarfs beider Gebäude anfallen, der nicht durch den Ertrag der Solarthermieanlage gedeckt werden kann. Diese Mehrkosten sind aufgrund der Netzverluste bei der Variante 1 am höchsten, wobei die Ersparnis für einen einzelnen, größer dimensionierten Gaskessel statt zweier separater Heizsysteme überwiegen. Auch die Investitionskosten der Solarthermieanlage sind aufgrund der Kostendegression mit steigender Anlagengröße und nur einem notwendigen Wärmemengenzähler für die Direktförderung der Bundesländer bei der gebäudeübergreifenden Betrachtung geringer.



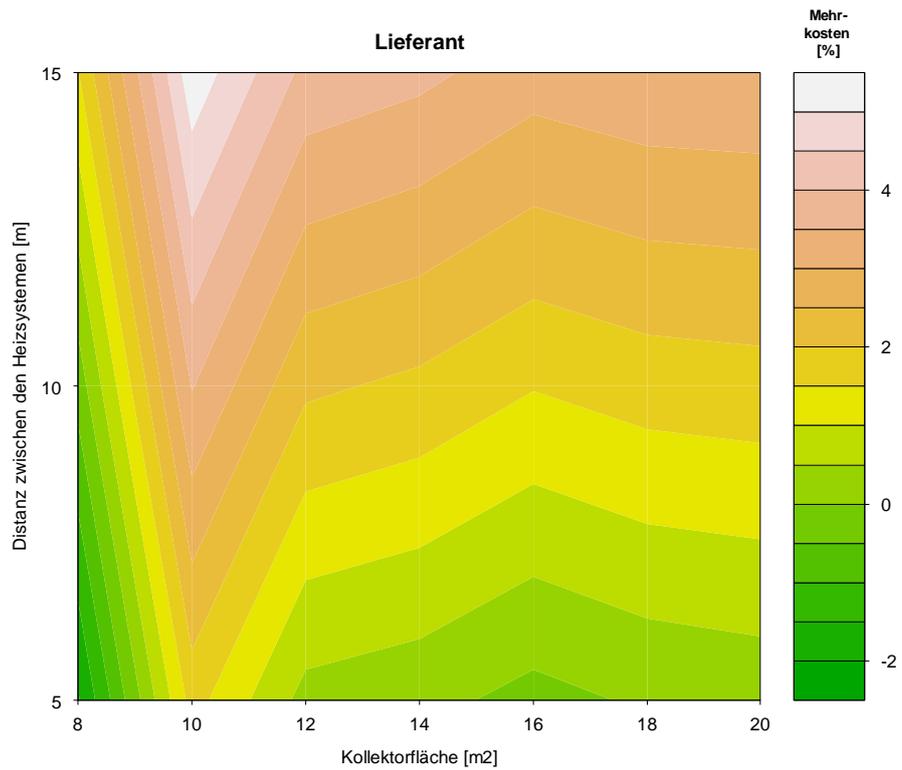
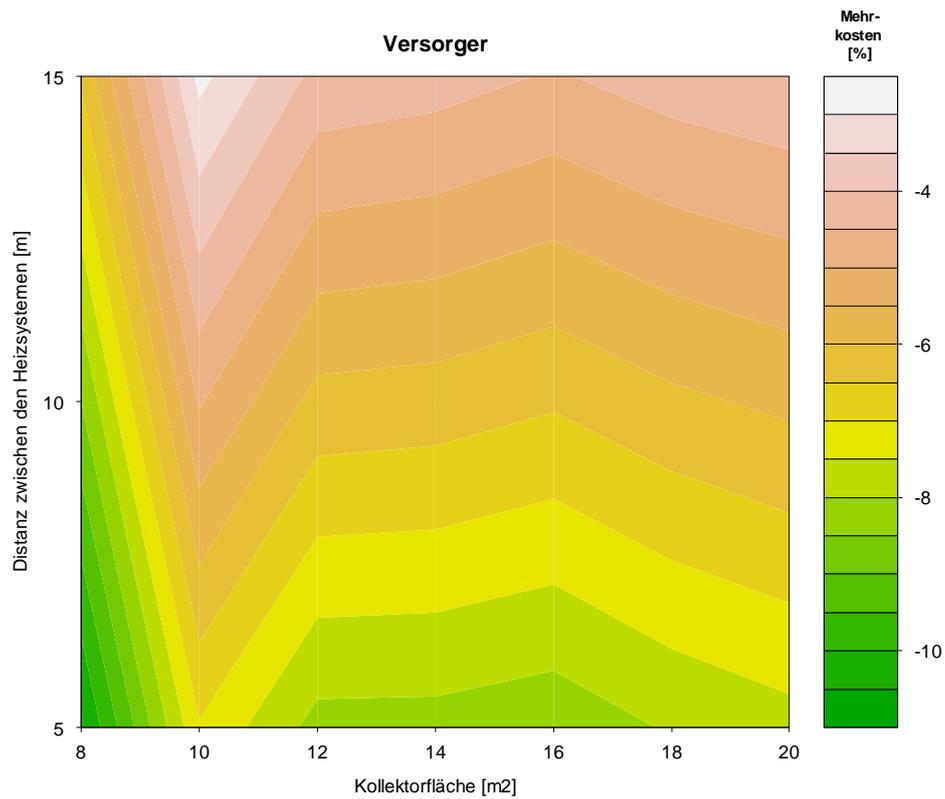
**Abbildung 3-20: Detaillierte Aufschlüsselung der jährlichen Kapitalkosten für zwei sanierte Altbestände in warmer Region mit 14 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, 10m Distanz und gebäudeübergreifendem Wärmeaustausch. Quelle: Eigene Darstellung.**

Die Annuitäten für die unterschiedlichen Varianten und Gebäude-Regionen-Kombinationen für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch bei einer 16 m<sup>2</sup> Solarthermieanlage, 10 m Distanz zwischen den Heizsystemen und 2 Gebäuden können Tabelle 3-1 entnommen werden.

**Tabelle 3-1: Annuität in € für die Gebäude-Regionen-Kombinationen und Varianten für 2 Gebäude, 16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 10 m Distanz zwischen den Heizsystemen**

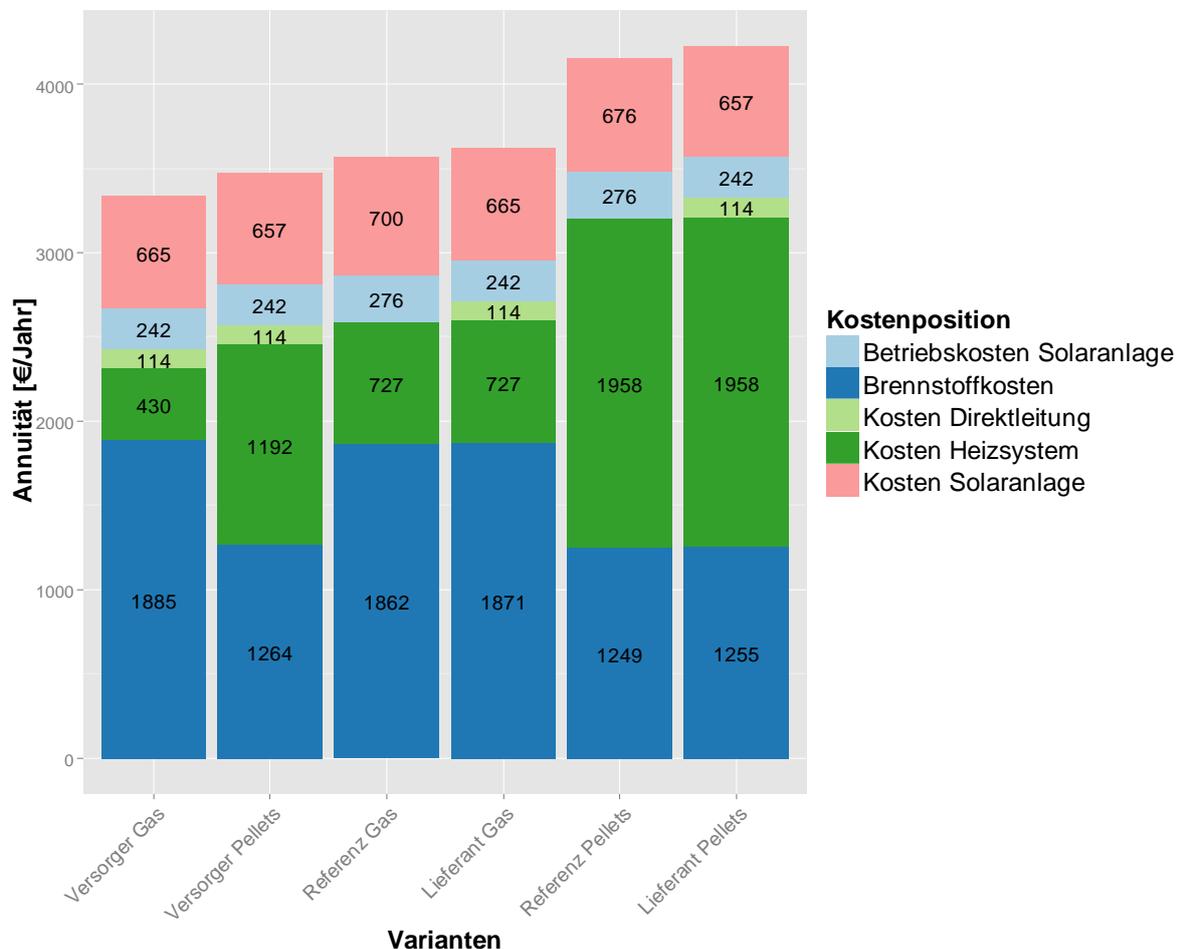
| Gebäude-Region-Kombination         | Variante 1 | Variante 2 | Variante Referenz |
|------------------------------------|------------|------------|-------------------|
| Kalte Region, sanierter Altbestand | 4.016 €    | 4.294 €    | 4.228 €           |
| Warme Region, sanierter Altbestand | 3.267 €    | 3.550 €    | 3.484 €           |
| Kalte Region, Neubau               | 2.250 €    | 2.601 €    | 2.539 €           |
| Warme Region, Neubau               | 1.925 €    | 2.279 €    | 2.231 €           |

Der Einfluss der Distanz und der Kollektorfläche für einen sanierten Altbestand in warmer Region bei Kellerverlegung kann für die Variante 2 und die Variante 1 Abbildung 3-21 entnommen werden. Die Variante 1 kann für den gesamten betrachteten Bereich der Kellerverlegung von 5 m bis 15 m Distanz zwischen den Heizsystemen wirtschaftlich betrieben werden. Bei der Variante 2 hingegen ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur bei ganz klein dimensionierten Anlagen, die sehr eng beieinander stehen (Distanz < 10 m) bzw. bei Anlagen ab 16 m<sup>2</sup> bis zu einer Distanz von 15 m möglich. Die Variante 1 ist für alle betrachteten Kombinationen aus Kollektorfläche und Distanz wirtschaftlich rentabel, da die Ersparnisse der Investitionskosten in einen zweiten Gas- bzw. Pelletkessel dominieren. Es lässt sich jedoch der gleiche Verlauf in Abhängigkeit der Kollektorfläche wie bei der Variante 2 erkennen.



**Abbildung 3-21: Einfluss der Kollektorfläche und Distanz auf die Wirtschaftlichkeit für die Variante 1 und Variante 2 im Vergleich zum Referenzsystem bezogen auf die Differenz der Annuitäten. Quelle: Eigene Darstellung.**

Wenn es sich beim eingesetzten Backup-Heizsystem statt eines Gaskessels um einen Pelletskessel handelt, können zwei Effekte beobachtet werden: Einerseits sind die durchschnittlichen Förderungen höher, da die Direktförderung im Burgenland und Salzburg vom Einsatz eines Biomassekessels abhängig ist. Andererseits ergeben sich aufgrund der wesentlich höheren Anschaffungskosten des Pelletskessels trotz der Einsparung bei den Brennstoffkosten höhere Gesamtkosten im Vergleich zur Variante mit einem Erdgaskessel. Aufgrund der stärkeren Kostendegression fällt im Fall eines Pelletskessels allerdings die Versorger-Variante noch weit attraktiver aus als die Referenz- bzw. Lieferanten-Variante, wie in Abbildung 3-22 für ein saniertes Gebäude in warmer Region dargestellt ist.

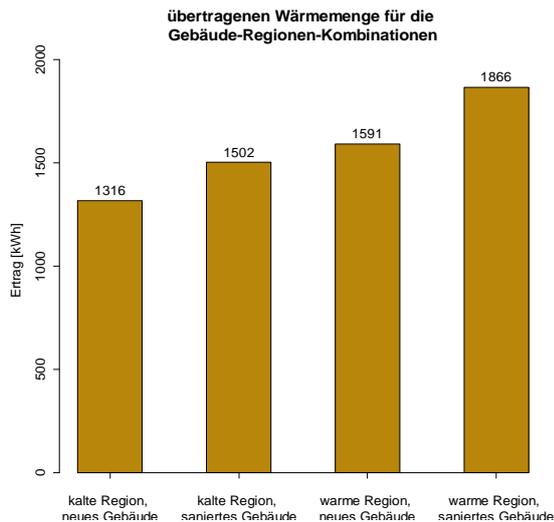


**Abbildung 3-22: Vergleich der jährlichen Kapitalkosten einerseits für Gaskessel als Backup-Heizsystem, andererseits für Pelletskessel. Quelle: Eigene Darstellung.**

### **3.4.2 Variante 3: Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch bei Anschluss an eine bestehende Wärmenetzinfrastruktur**

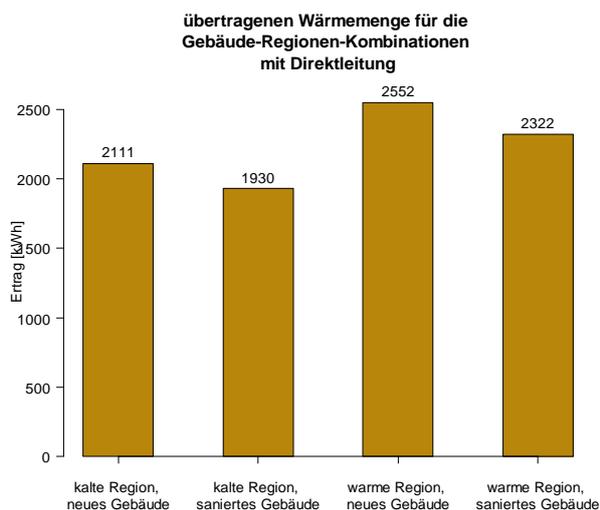
Die nachfolgenden Ergebnisse beruhen auf einer techno-ökonomischen Simulation, wobei zuerst die Ergebnisse für ein bestehendes Wärmenetz mit einer Temperaturregelung der Vorlauftemperatur zwischen 70 °C und 90 °C, sowie einer Rücklauftemperatur von 40 °C dargestellt werden und in weiterer Folge die Auswirkungen eines höheren Temperaturniveaus, wie in Abschnitt 2.4.2.1 beschrieben, analysiert werden.

Untersuchungen zeigen, dass dezentrale Wärmequellen mittels Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf nur dann sinnvoll sind, wenn die Pumpenergie, die für das Einspeisen benötigt wird, wesentlich geringer ist als die übertragene Wärmemenge (Halmdienst et al., 2014). Dieselbe Studie hat anhand einer hydraulischen Untersuchung die notwendige elektrische Pumpenergie in Abhängigkeit der übertragenen Wärmemenge für ein exemplarisches Wärmenetz analysiert. Die Anwendung dieser Richtwerte erlaubt es, die anfallenden Pumpkosten für die gebäudeübergreifende Betrachtung einer Solarthermieanlage bei bestehender Wärmenetzinfrastruktur zu bestimmen. Die Annuitäten der jährlichen Pumpkosten variieren zwischen 0,9 € für ein Neubaugebäude in kalter Region und 1,24 € für ein saniertes Einfamilienhaus in warmer Region. Die zugrunde liegenden Netzverluste werden aus (Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998) entnommen und liegen im Jahresmittel bei der hier betrachteten Reihenhausbebauung zwischen 8 % und 12 %. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Simulation für die übertragene Wärmemenge der 4 Gebäude-Regionen-Kombinationen kann Abbildung 3-23 entnommen werden. Um eine Vergleichbarkeit mit der Variante der Direktleitung sicherzustellen, wurde angenommen, dass nur bei Bedarf des zweiten Gebäudes Wärme in das bestehende Wärmenetz eingespeist wird (auch wenn sich die Einspeisung in der Realität am Wärmebedarf im gesamten Netz orientieren müsste). Damit ergeben sich die höchsten effektiven solaren Erträge für das zweite Gebäude bei einem sanierten Gebäude in warmer Region, einerseits aufgrund der höheren Solarstrahlung, andererseits aufgrund des geringeren Wärmebedarfs von dem Gebäude mit der Solaranlage und einer entsprechenden Nachfrage des Gebäudes ohne Solaranlage.



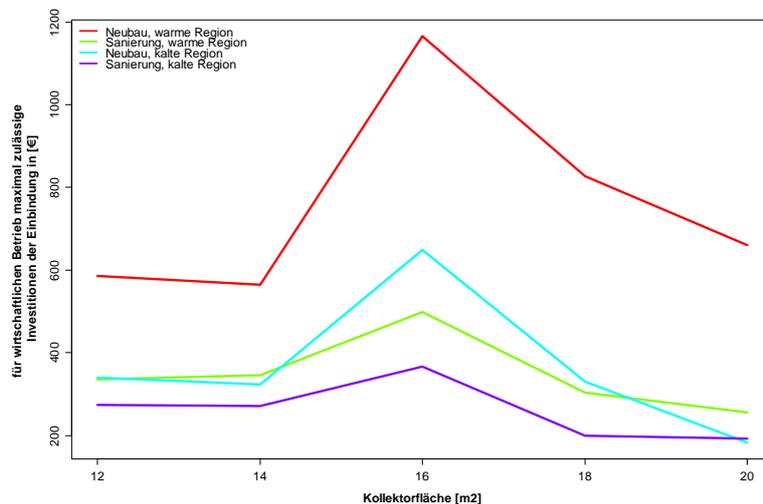
**Abbildung 3-23: übertragene Wärmemenge bei Variante Wärmenetz mit Temperaturregelung der Vorlauftemperatur zwischen 70 °C und 90 °C für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen. Quelle: Eigene Darstellung.**

Vergleicht man die übertragene Wärmemenge bei der Variante Versorger mit jener übertragene Wärmemenge aus der Solarthermieanlage für die Varianten, deren Wärmeaustausch über eine Direktleitung erfolgt, ist in Abbildung 3-24 zu erkennen, dass aufgrund des niedrigeren notwendigen Temperaturniveaus mehr Wärme aus dem Speicher genutzt werden kann. Es ist auch zu erkennen, dass bei neuen Gebäuden aufgrund des geringeren notwendigen Temperaturniveaus des Heizsystems eine höhere Wärmemenge übertragen werden kann.



**Abbildung 3-24: Übertragene Wärmemenge aus dem Solarsystem für die Varianten mit Direktleitung bei 16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 10 m Distanz zwischen den Heizsystemen der Gebäude. Quelle: Eigene Darstellung.**

Aufgrund fehlender Erfahrungswerte in der Literatur bezüglich der Investitionskosten für die Einbindung von dezentraler Einspeisung von Einfamilienhäuser in bestehende Wärmenetze, wird die ökonomische Bewertung wie folgt angepasst: Die Annuität der Gesamtkosten für den Amortisationszeitraum wird, wie in Abschnitt 0 beschrieben, ermittelt, wobei neben den Kosten für die Übergabestation und Installation des Fernwärmesystems nur jene durchschnittlichen Anschlusskosten betrachtet werden, die in Abschnitt 8.5 angegeben wurden. Die Differenz der somit ermittelten Gesamtkosten und der Gesamtkosten des Referenzsystems erlauben die Aussage, wie hoch die Investitionskosten für die Einspeisung vom Rücklauf in der Vorlauf sein dürfen, damit bei den betrachteten Gebäude-Regionen-Kombinationen der gebäudeübergreifende Energieaustausch über das Wärmenetz wirtschaftlich betrieben werden kann. Abbildung 3-25 zeigt die für einen wirtschaftlichen Betrieb maximal zulässigen Investitionskosten für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen bezogen auf den definierten Amortisationszeitraum.



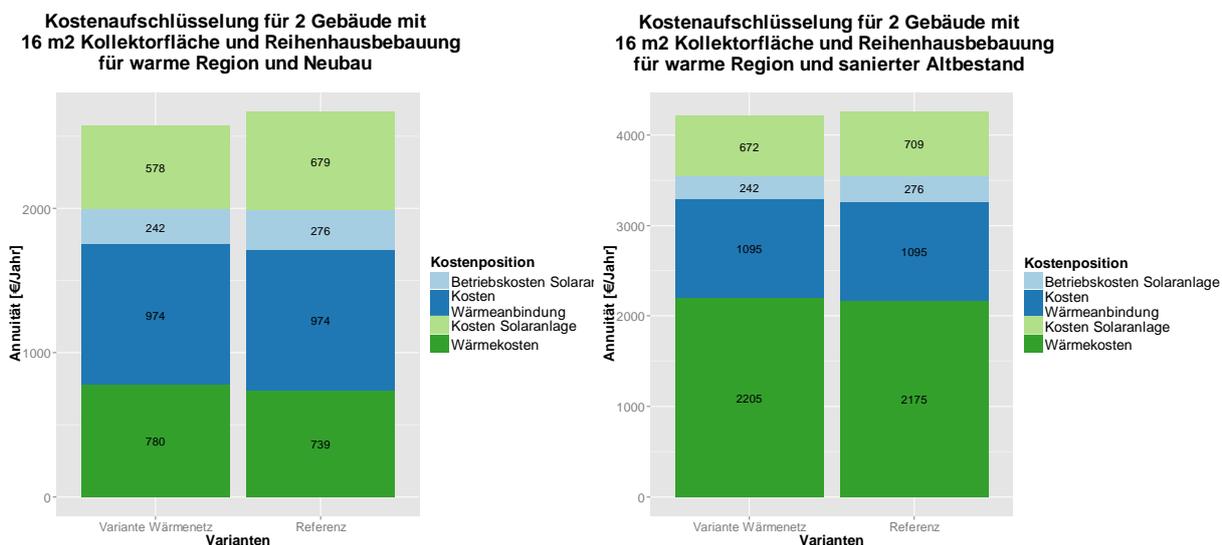
**Abbildung 3-25: Höhe der maximal zulässigen Investitionskosten für die Einbindung von dezentraler Einspeisung in Wärmenetze unter Berücksichtigung von Netzverlusten für Reihenhausbebauung bei denen der gebäudeübergreifende Energieaustausch über das bestehende Wärmenetz eine wirtschaftliche Alternative zum Referenzsystem ist. Quelle: Eigene Darstellung.**

Die Gegenüberstellung mit den durchschnittlichen Anschlusskosten für den Anschluss ans bestehende Wärmenetz in Tabelle 3-2 zeigt, dass bei Neubaugebäuden mehr als die durchschnittlichen Anschlusskosten für die Einspeisemöglichkeit vom Rücklauf des Wärmenetzes in den Vorlauf getätigt werden können, um den gebäudeübergreifenden Energieaustausch im Vergleich zum Referenzsystem wirtschaftlich betreiben zu können. Die gebäudeübergreifende Nutzung einer Solarthermieanlage mit Wärmetransport über das bestehende Fernwärmenetz ist somit am ehesten in Neubaugebäuden durchführbar.

**Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der für wirtschaftlichen Betrieb zulässigen Investition für die Errichtung der Einspeisemöglichkeit aus dem Rücklauf in den Vorlauf und den durchschnittlichen Anschlusskosten für die Gebäude-Regionen-Kombination bei einer 16m<sup>2</sup> Solarthermieanlage und Reihenhausbebauung**

| Gebäude-Region-Kombination         | Für wirtschaftlichen Betrieb maximal zulässige Kosten | Durchschnittliche Anschlusskosten | Prozentueller Anteil an durchschnittlichen Anschlusskosten |
|------------------------------------|---|-----------------------------------|--|
| Kalte Region, sanierter Altbestand | 366 €   | 1.828 €                           | 19 %   |
| Warme Region, sanierter Altbestand | 497 €   | 1.828 €                           | 27 %   |
| Kalte Region, Neubau               | 649 €   | 1.254 €                           | 51 %   |
| Warme Region, Neubau               | 1.165€  | 1.254 €                           | 92 %   |

Die detaillierte Betrachtung in Abbildung 3-26 verdeutlicht die Annuitäten der Investition-, Betriebs- und Bedarfskosten abzüglich der Direktförderungen der Bundesländer und des Bundes für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch eines sanierten Altbestandes in einer warmer Region. Im Vergleich zum sanierten Altbestand fallen im Neubau anteilmäßig die meisten Kosten für die Anbindung an das bestehende Wärmenetz an. Im sanierten Altbestand überwiegen die Wärmekosten, die Kosten für jene Wärmemenge, die noch direkt aus dem Fernwärmenetz entnommen werden muss und nicht von dem Gebäude mit der Solarthermieanlage gedeckt werden kann.



**Abbildung 3-26: detaillierte Kostenbetrachtung der jährlichen Kapitalkosten für zwei Gebäude-Regionen-Kombinationen bei zwei Gebäuden, 16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und Reihenhausbebauung für die Variante Wärmenetz. Quelle: Eigene Darstellung.**

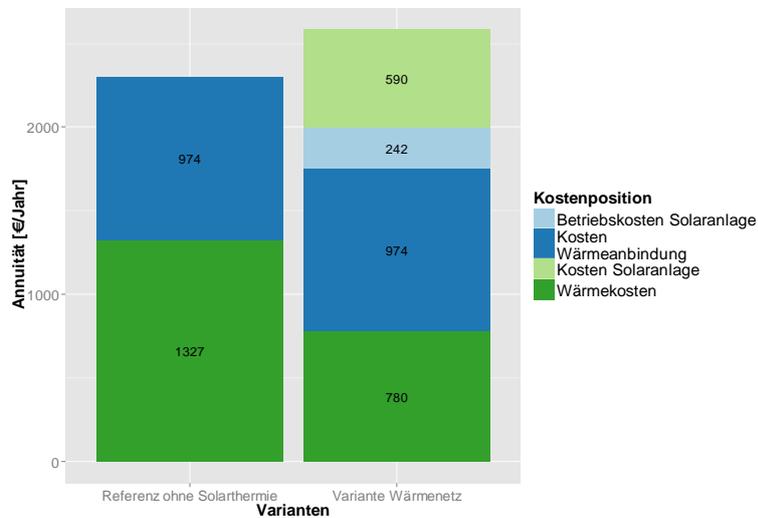
Eine Änderung der Vorlauftemperatur, vom bestmöglichen Temperaturniveau hin zum Anwendungsfall des Grazer Fernwärmenetzes, würde die effektiven solaren Erträge für die definierten Gebäude-Regionen-Kombinationen, wie in nachfolgender Tabelle angeführt, abändern:

**Tabelle 3-3: Ertragsminderung bei geändertem Temperaturniveau im Vergleich zum bestmöglichen Temperaturniveau**

| Gebäude-Region-Kombination  | Ertrag Vorlauftemperatur 70 °C-120 °C, Rücklauf 40 °C-60 °C | Prozentuelle Ertragsminderung |
|---|---|-------------------------------|
| Kalte Region, sanierter Altbestand, Kollektorfläche 16 m <sup>2</sup> | 1.392 kWh   | 7,3 %                         |
| Warme Region, sanierter Altbestand, Kollektorfläche 16 m <sup>2</sup> | 1.704 kWh   | 8,7 %                         |
| Kalte Region, Neubau, Kollektorfläche 16 m <sup>2</sup>               | 1.215 kWh   | 7,6 %                         |
| Warme Region, Neubau, Kollektorfläche 16 m <sup>2</sup>               | 1.463 kWh   | 8,0 %                         |
| Kalte Region, sanierter Altbestand, Kollektorfläche 10 m <sup>2</sup> | 894 kWh   | 7,1 %                         |
| Warme Region, sanierter Altbestand, Kollektorfläche 10 m <sup>2</sup> | 1.148 kWh   | 6,2 %                         |
| Kalte Region, Neubau, Kollektorfläche 10 m <sup>2</sup>               | 868 kWh   | 5,2 %                         |
| Warme Region, Neubau, Kollektorfläche 10 m <sup>2</sup>               | 1.099 kWh   | 6,2 %                         |

Der Vergleich mit dem Referenzfall, in dem alle Gebäude über eine kleiner dimensionierte Solaranlage verfügen, wurde gewählt, um die Analyse der Wirtschaftlichkeit mit der Variante 1 und der Variante 2 vergleichbar zu machen. Dieser Referenzfall würde jedoch nur dann Anwendung finden, wenn es beim verfügbaren Wärmenetz keinen Sommerbetrieb gäbe. In Abbildung 3-27 ist eine detaillierte Kostenbetrachtung im Vergleich zu einem neu definierten Referenzfall ohne Solarthermie angeführt. Obwohl sich die Wärmekosten auf 58 % reduzieren lassen wenn ein Neubaugebäude in warmer Region mit 16m<sup>2</sup> Kollektorfläche betrachtet wird, sind die Ersparnisse zu gering, um die Kosten für die Solaranlage und die Betriebskosten aufzufangen.

**Kostenaufschlüsselung für 2 Gebäuden mit  
16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und Reihenhausbebauung  
für warme Region und Neubau**



**Abbildung 3-27: detaillierte Kostenbetrachtung der jährlichen Kapitalkosten für zwei Gebäude-Regionen-Kombinationen bei zwei Gebäuden, 16 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und Reihenhausbebauung für die Variante Wärmenetz im Vergleich zum Referenzfall ohne Solarthermieanlage. Quelle: Eigene Darstellung.**

Verallgemeinerung gebäudeübergreifender Wärmeaustausch und Sensitivitätsanalyse

Wenn bei nicht aneinandergrenzenden Kellern die Kellerverlegung nicht möglich ist, erhöhen sich die Investitionskosten für die Direktleitung aufgrund von erdverlegten Leitungen (siehe auch Abschnitt 8.5). Die Variante 2 ist unter diesen Voraussetzungen und mit denselben Rahmenbedingungen wie in der ursprünglichen Analyse für die betrachteten Gebäude-Regionen-Kombinationen mit einem Gaskessel als Backup-Heizsystem nur bis zu einer Distanz zwischen den Gebäuden von 5 m wirtschaftlich zu betreiben. Aufgrund der Siedlungstypologie, einer Charakterisierung unterschiedlicher Bauungsstrukturen nach Anzahl der Gebäude, Distanz zur Straße und Baualter der Gebäude, könnte die Variante 2 demnach in Dorfkernen ländlicher Gegenden Anwendung finden (Neuffer and Witterhold, 2001). Aufgrund der Ersparnis bei den Investitionen in den Gaskessel können bei der Variante 1 je nach Gebäude, bis zu 20 m erdverlegte Direktleitung eingesetzt werden, siehe Tabelle 3-4.

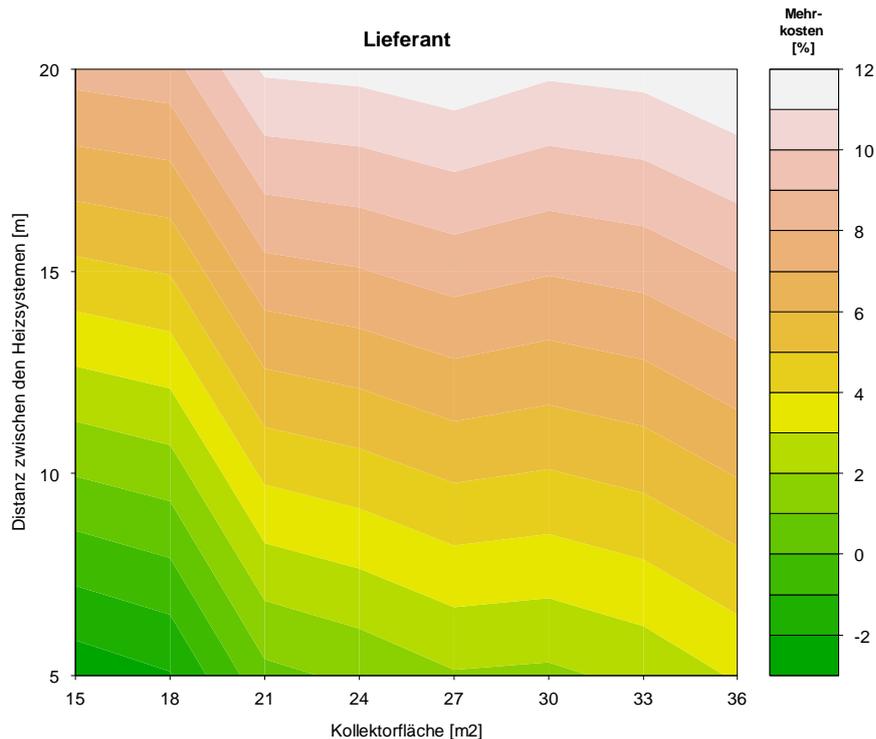
**Tabelle 3-4: Maximal zulässige Distanz in m um erdverlegte Direktleitungen für den gebäudeübergreifenden Energieaustausch wirtschaftlich einzusetzen**

| Variante         | Gebäude              | Region | Wirtschaftlich zulässige Distanz [m] für Backup-Heizsystem Gaskessel | Wirtschaftlich zulässige Distanz [m] für Backup-Heizsystem Pelletskessel |
|------------------|----------------------|--------|--|--|
| <b>Lieferant</b> | Neubau               | warm   | 5 m  | 5 m  |
|                  |                      | kalt   | 5 m  | 5 m  |
|                  | Sanierter Altbestand | Warm   | 0 m  | 0 m  |
|                  |                      | kalt   | 0 m  | 0 m  |
| <b>Versorger</b> | Neubau               | warm   | 20 m   | 50 m   |
|                  |                      | kalt   | 20 m   | 50 m   |
|                  | Sanierter Altbestand | Warm   | 15 m   | 30 m   |
|                  |                      | kalt   | 15 m   | 30 m   |

Betreffend der Kollektorfläche sind wieder jene Solaranlagen mit einer Kollektorfläche von 15 – 16m<sup>2</sup> zu bevorzugen, da hier aufgrund der ausbezahlten Bundesförderung die wirtschaftlichste Variante zu erzielen ist.

Bei Einsatz eines Pelletskessels hingegen ergibt sich bei der Variante 1 ein gravierender Unterschied: aufgrund der höheren Investitionskosten in den Kessel und dem größeren Sockelbetrag für die Installation des Kessels allgemein sowie der stärkeren Kostendegression als bei Gaskesseln, können höhere Investitionskosten in die Direktleitung getätigt werden, um eine größer dimensionierte Solarthermieanlage im Vergleich zu zwei kleiner dimensionierten Anlagen wirtschaftlich gebäudeübergreifend zu betreiben. Bei Neubaugebäuden können somit bis zu 50 m Distanz zwischen den Gebäuden überbrückt werden.

Die Ausweitung der Analyse auf mehr als zwei betrachtete Gebäude zeigt, dass auch bei der Variante 2 im Fall der Kellerverlegung Kollektorflächen bis 18 m<sup>2</sup> für eine sehr geringe Distanz von max. 5 m zwischen dem Heizsystem des Gebäudes mit Solarthermie und dem jeweiligen anderen Gebäude gebäudeübergreifender Wärmeaustausch wirtschaftlich betrieben werden kann. Bei größerer Anlagendimensionierung übersteigen die zusätzlich erzielten effektiven solaren Erträge einerseits die Kosten für die Errichtung der Direktleitung nicht mehr, andererseits werden für das adaptierte Referenzsystem höhere Förderungen erzielt, da die Direktförderungen der Bundesländer mit Maximalbeträgen beschränkt sind.



**Abbildung 3-28: Betrachtung von 3 Gebäuden für ein Neubaugebäude in warmer Region.**  
**Quelle: Eigene Darstellung.**

Bei den Varianten Wärmenetz und Versorger zeigt sich dasselbe Verhalten wie bei zwei Gebäuden: Aufgrund der geringeren Investitionskosten in die Solaranlage und bei der Variante 1 in das Heizsystem, können die Varianten auch bei 2 Gebäuden eingesetzt werden. Es können dieselben Distanzen zwischen den Heizsystemen wie in Tabelle 3-4 wirtschaftlich überbrückt werden.

Speziell die Wahl des Betrachtungszeitraums  $T$ , des Kalkulationszinssatzes  $r$  und der jährlichen Preissteigerung  $p$  des Energieträgers des Backup-Heizsystems beeinflussen neben der Distanz zwischen den Heizsystemen und der Kollektorfläche der Solarthermieanlage die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch. Eine Sensitivitätsanalyse untersucht den Einfluss der Kombinationen für  $T = 15$  und  $T = 20$ , sowie  $r = 1.03$  und  $r = 1.07$  % % und  $p = 1.03$  % auf die unterschiedlichen Varianten.

Die Parametervariation zeigt, dass bei keiner Variante (Lieferant, Versorger und Wärmenetz) für die betrachteten Kombinationen der Kollektorfläche zwischen  $14 \text{ m}^2$  und  $18 \text{ m}^2$  sowie der betrachteten Distanz bei Kellerverlegung von  $5\text{-}15 \text{ m}$  ein Wechsel in der wirtschaftlichsten Alternative (Referenzsystem und Variante 2 bzw. Referenzsystem und Variante 1 bzw. Referenzsystem und Variante Wärmenetz) im Vergleich zur ursprünglichen Kombination von  $T = 20$ ,  $r = 1.05$  % und  $p = 1$  % stattfindet.

Bei der Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss der Parameter als prozentuelle Änderung der Differenz der Annuitäten  $Annuität_{Referenzsystem} - Annuität_{Variante}$  bezüglich der Differenz der Annuitäten der ursprünglich betrachteten Kombination von  $T = 20, r = 1.05 \%, p = 1\%$  dargestellt, wobei die Werte 1 und -1 der ursprünglichen Variante entsprechen, Werte  $> 0$  jene Bereiche sind, in denen die betrachtete Variante wirtschaftlicher ist, und Werte  $< 0$  jene Bereiche sind, in denen das Referenzsystem wirtschaftlicher ist. Für Werte  $< 0$  ist eine Abweichung  $\leq 1$  als Verschlechterung zu sehen, eine Abweichung  $> -1$  kann als Verbesserung interpretiert werden. Eine detaillierte, grafische Analyse ist im Anhang, Abschnitt 8.8 dargestellt.

Bei den Varianten Wärmenetz und Versorger ist für alle Kombinationen aus Kollektorfläche und Distanz zwischen den Gebäuden dasselbe Verhalten ersichtlich. Bei kürzerem Betrachtungshorizont verbessert sich die Wirtschaftlichkeit des gebäudeübergreifenden Wärmeaustauschs im Vergleich zum Referenzsystem, bei längerem Betrachtungshorizont tritt eine Verschlechterung auf. Durch den kürzeren Zeitraum wird der Einfluss der Investitionskosten, die bei diesen Varianten ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit sind, höher gewichtet. Das gegenteilige Verhalten ist bei der Variation des Kalkulationszinssatzes zu beobachten.

Bei der Variante 2 kann die Variation des Betrachtungszeitraums beziehungsweise des Kalkulationszins, dahingehend gedeutet werden, dass mit höherem Zinssatz bzw. geringerem Zeitraum sich die nicht-wirtschaftlichen Kombinationen verschlechtern, die wirtschaftlichen verbessern und vice versa. Grund dafür ist, dass die Investitionskosten zu hoch sind oder anders ausgedrückt die Netzverluste einen zu großen Einfluss haben.

Der Einfluss der jährlichen Preissteigerung verschlechtert bei  $p = 1.03$  alle Varianten, da der Einfluss der Netzverluste verstärkt wird.

Der Wirkungsgrad der Warmwasserbereitung ist im Allgemeinen geringer als jener für die Bereitstellung der Wärme für die Raumheizung. Wenn für den Anteil der Warmwasserbereitung ein Wirkungsgrad von 50 % statt der bisherigen Wirkungsgrade angenommen wird, ändert sich für keine Gebäude-Regionen-Kombination die wirtschaftlichste Variante. Es kann jedoch im Vergleich zum Referenzsystem beobachtet werden, dass sich jene Kombinationen aus Distanz und Kollektorfläche, die wirtschaftlicher sind als die Referenzvariante moderat verbessern, jene die nicht wirtschaftlich betrieben werden können, moderat verschlechtern.

## **4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms**

### **4.1 Einpassung in das Programm**

Das Programm „Haus der Zukunft Plus“ verfolgt als Hauptziel das Schaffen der technologischen Voraussetzungen, die die Herstellung von Gebäuden ermöglichen, die nicht Energie verbrauchen, sondern Energie erzeugen.<sup>273</sup> Das Projekt GebEn, das keine direkten technologischen Entwicklungen betrachtet bzw. initiiert, trägt zu diesem übergeordneten Ziel des Programms dadurch bei, dass es die Rahmenbedingungen – sowohl aus rechtlicher als auch aus wirtschaftlicher Sicht – aufzeigt, unter denen in Österreich aktuell innovative technologische Lösungen im Bereich des gebäudeübergreifenden Energieaustausches stattfinden können. Aus den Ergebnissen des Projektes GebEn werden Empfehlungen abgeleitet, wie der bestehende Rahmen in Österreich optimiert werden könnte, um innovativen, technologischen Lösungen im Bereich des gebäudeübergreifenden Energieaustausches den Weg zu ebnet.

### **4.2 Beitrag zum Gesamtziel des Programms**

Das Gesamtziel des Programms Haus der Zukunft wird auf der zugehörigen Projektwebseite <http://www.hausderzukunft.at/about/index.htm> Folgendes angeführt: „Die langfristige Vision für das „Gebäude der Zukunft“ ist, die energetische Effizienz bezüglich Produktion und Betrieb derart zu erhöhen, dass über den gesamten Lebenszyklus von Gebäuden die treibhausrelevanten Emissionen in Summe auf null reduziert werden.“

Das Projekt GebEn unterstützt dieses Gesamtziel dadurch, dass es durch eine interdisziplinäre Analyse aufzeigt, welche Hürden aktuell dem Austausch von Wärme und elektrischer Energie zwischen Gebäuden entgegenstehen und welche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten um die Nutzung dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung weiter zu optimieren.

### **4.3 Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt**

Bei diesem Projekt handelt es sich um ein Grundlagenforschungsprojekt mit einem besonderen Schwerpunkt auf der Analyse der in Österreich vorhandenen, relevanten Rechtsmaterie sowie der ökonomischen Bewertung möglicher Systemkonfigurationen. Das

---

<sup>273</sup> Siehe Beschreibung der Ziele und Inhalte des Programms auf <http://www.hausderzukunft.at/about/index.htm>.

Projekt liefert somit eine Arbeitsgrundlage für all jene, die in Zukunft gebäudeübergreifenden Energieaustausch umsetzen wollen. Die Einbeziehung der Zielgruppen (insbesondere Bauträger, Energiedienstleister, Genossenschaften aber auch Rechtsanwälte,...) und der interessierten Fachöffentlichkeit erfolgt nach Abschluss der Analysen. Dabei wird ein Schwerpunkt auf den Austausch mit aktuell in Österreich laufenden Demonstrationsprojekten in diesem Themenbereich gelegt. Dieser Austausch erfolgte bereits während der Projektlaufzeit und wird nach Abschluss des Projektes weitergeführt.

#### **4.4 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse**

Die Projektergebnisse können dazu beitragen, mittels gebäudeübergreifenden Energieaustauschs von elektrischer Energie und Wärme eine Verminderung des Primärenergieeinsatzes zu erreichen. Dies dient dem langfristigen Nutzen der österreichischen Energieverbraucher, die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen zu reduzieren. Weiters entsteht dadurch ein direkter gesellschaftlicher Nutzen durch geringere Umweltbelastungen und Erhaltung eines lebenswerten Raumes sowie ein indirekter Nutzen durch geringere Aufwendungen für Klima- und Umweltschutzmaßnahmen (geringere externe Kosten, welche von der Gesellschaft / Allgemeinheit getragen werden müssen). So wird die Erreichung der europäischen und österreichischen Klimaschutzziele unterstützt und etwaige Strafzahlungen im Rahmen von Klimaschutzabkommen können zumindest reduziert werden.

Für das beteiligte Energieversorgungsunternehmen werden die Projektergebnisse aufzeigen, welche Innovations- und Geschäftstätigkeit im intelligenten Gebäudebereich der Zukunft vorhanden sind; die wirtschaftlichen Vorteile des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs bestehen sowohl für jene Privathaushalte als auch für jene Industriebetriebe, die bislang nicht genutzte energetische Potentiale nutzen können. Der volkswirtschaftliche Nutzen wie z.B. die Förderung der nationalen Wertschöpfung (Technologie, Know-how, etc.), die Sicherung von heimischen Arbeitsplätzen, oder die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Österreich (Ausbau des Technologievorsprungs, Stärkung des Forschungsstandortes, etc.), belegt zusätzlich die besondere Verwertbarkeit und Rentabilität des Projektes.

## 5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

### Ergebnisse zum gebäudeübergreifenden Stromaustausch

Im Zuge der Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zwischen zwei benachbarten Einfamilienhäusern (die im Projekt GebEn als A und B bezeichnet werden) mittels Strom aus einer Photovoltaik-Anlage wurden drei unterschiedliche Varianten untersucht. Während Haus B in Variante 1 ausschließlich via Direktleitung mit der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A versorgt wird und keinen Anschluss an das öffentliche Netz hat, liegt ein solcher zusätzlicher Anschluss an das öffentliche Netz in Variante 2 hingegen vor. In Variante 3 findet der Stromaustausch ausschließlich über das öffentliche Netz statt. Hierbei ist anzumerken, dass für die rechtliche, energetische und wirtschaftliche Analyse alle technischen Ausführungsnotwendigkeiten bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen der hier definierten Varianten vorausgesetzt und nicht näher betrachtet werden.

Die rechtliche Untersuchung zum gebäudeübergreifenden Stromaustausch beginnt mit der Untersuchung, um welche Marktteilnehmer es sich bei A und B handelt. Da im vorliegenden Projekt davon ausgegangen wird, dass A seinen überschüssigen PV-Strom an B verkauft, wird er u.a. zum Elektrizitätserzeuger, Lieferanten und Stromhändler, was einen hohen administrativen und organisatorischen Aufwand bedeutet, sodass sich gerade für kleine Stromerzeuger gesetzliche Anpassungen empfehlen. Sodann werden die rechtlichen Voraussetzungen, die A bei der Errichtung der PV-Anlage zu erfüllen hat, untersucht. Im Ergebnis wird wohl nur eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung im Wege des vereinfachten Verfahrens in Wien, nicht aber in den anderen Bundesländern, erforderlich sein. Ob die Anlage einer Baubewilligungs- oder einer Anzeigepflicht unterliegt, wird hingegen in den einzelnen Bauordnungen unterschiedlich geregelt.

Als Erzeuger und Einspeiser hat A gegen den Verteilernetzbetreiber grds. einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang, was zur Folge hat, dass er als Gegenleistung das Netzzutrittsentgelt, das Entgelt für Messleistungen und, sofern erforderlich, das Entgelt für sonstige Leistungen zu entrichten hat.

Sodann wird auf die rechtliche Untersuchung der Direktleitung (bei der es sich weder um ein (öffentliches) Netz noch um ein geschlossenes Verteilernetz handelt) eingegangen, über die in den Varianten 1 und 2 der überschüssige PV-Strom von A zu B geliefert werden soll. Dabei wird deutlich, dass die gesetzlichen Regelungen im Zusammenhang mit der Direktleitung missverständlich formuliert sind, insbesondere scheint oft zweifelhaft, ob die landesgesetzlichen Umsetzungsvarianten den unionsrechtlichen und den damit in Zusammenhang stehenden grundsätzlichen Vorgaben des Bundes gerecht werden, sodass es einer entsprechenden Auslegungen bedarf. Es wird davon ausgegangen, dass es auf dem Transportweg nicht zu einer gleichzeitigen Nutzung des öffentlichen Stromnetzes und damit auch nicht zu einer Vermischung des Stroms aus der Direktleitung und dem

öffentlichem Stromnetz kommen darf, zumal der Wortlaut der Begriffsdefinition zur Direktleitung die „direkte Versorgung“ voraussetzt, und damit den Umweg über das öffentliche Elektrizitätsnetz ausschließt. Folglich ist der Strom, den Haus A in die Direktleitung einspeist, physikalisch und wirtschaftlich mit dem Strom identisch, den Haus B am anderen Ende der Direktleitung entnimmt. Um dies gewährleisten zu können, bedarf es – sofern der Kunde, wie B in Variante 2, zusätzlich an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist – zwingend zweier Zähler, um eine getrennte Messung der einzelnen Stromzufuhren durchführen zu können, da es nach der Messung, also in der Kundenanlage, sodann zu einer Verbindung und Vermischung des PV-Stroms mit dem aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommen darf. Für die Errichtung einer solchen Leitung wird wohl nur in Salzburg eine Baubewilligung erforderlich sein, wohingegen überall die Sicherheitserfordernisse nach dem Elektrotechnikgesetz zu erfüllen sind. In Variante 1, in der B nicht ans öffentliche Netz angeschlossen ist, fallen für ihn – anders als bei Variante 2 - die netzgebundenen Kosten wie Systemnutzungsentgelte sowie die Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeitrag nicht an. Das gleiche gilt für die Gebrauchsabgabe. In beiden Varianten werden jedoch die Kosten für den reinen Strompreis, die Umsatzsteuer sowie die Elektrizitätsabgabe für B fällig, während A wohl der Einkommensteuer unterliegt. Beide Varianten enden mit einem Vorschlag zur Vertragsgestaltung zwischen A und B.

In der dritten Variante soll der Stromaustausch hingegen nicht über eine private Direktleitung, sondern über das bestehende öffentliche Stromnetz erfolgen, an das sowohl A als auch B angeschlossen sind. Da A aufgrund der Dimensionierung seiner PV-Anlage den Bedarf des B nicht komplett decken können wird, bedarf es eines zusätzlichen Stromlieferanten. Im Gegensatz zu Variante 2, in der B einerseits von A über die Direktleitung und andererseits durch einen Lieferanten über das öffentliche Netz beliefert wird, sollen hier beide Stromlieferungen über das öffentliche Netz erfolgen. Zwar dürfte diese Variante mit den geltenden Marktregeln vereinbar, jedoch mit großen administrativen Aufwand verbunden sein. So verfügt B nur über einen Zählpunkt, der durch den Netzbetreiber einem Lieferanten zugeordnet wird. Das hat zur Folge, dass A und der andere Lieferant, die zudem einer Bilanzgruppe angehören müssen, sich u.a. hinsichtlich der Ausgleichsenergieerisikotragung, der Abrechnung des B sowie der „internen Fahrpläne“ verständigen müssen. Dennoch wurde auch zu dieser Variante ein Mustervertrag erstellt.

Die Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs zeigt im Allgemeinen bei einem durchschnittlichen Gesamtstromverbrauch von zwei Haushalten in der Höhe von 8.222 kWh, dass mit ansteigender PV-Leistung der von den beiden Haushalten genutzte Anteil des PV-Ertrags zunimmt. Im Falle des Quantils 0,10 (zu 90%iger Wahrscheinlichkeit liegt der Eigenverbrauch von Haus A und B über diesem Wert) kann bei einer 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage 1.433 kWh und bei einer 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage 2.039 kWh des PV-Stroms genutzt werden. Dies bedeutet, dass je höher die PV-Leistung ist, desto geringer ist der Eigenverbrauchsanteil (Verhältnis genutzter PV-Strom zu gesamter PV-Stromerzeugung) und desto geringer der Autarkiegrad (Verhältnis genutzter PV-Strom zum gesamten Stromverbrauch). In

Kombination mit einem PV-Speichersystem (Lithium-Ionen-Batteriespeicher) zeigt sich, dass sich der von den beiden Haushalten genutzte PV-Strom deutlich anheben lässt, im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 57 % und bei der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 132 %. Im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage kann somit der Eigenverbrauchsanteil von 44 auf 69 % gesteigert werden, während für die 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage ein Anstieg von 19 auf 43 % festgestellt wurde. Ähnlich verhält sich die Veränderung für den Autarkiegrad. Hier kann ein Autarkiegrad zwischen 28 % (3 kW<sub>peak</sub>+Speicher) und 58 % (10 kW<sub>peak</sub>+Speicher) erreicht werden.

In der ökonomischen Betrachtung zeigen sich je nach Variante sowie Technologiekonfiguration (PV-Leistungsgröße, Länge der Verkabelung, mit/ohne Speicher) unterschiedlich hohe jährliche Gesamtkosten. Hierbei zeigt sich in den Varianten ohne Speicher, dass die berechneten Jahresgesamtkosten jeweils höher liegen als die jeweiligen Referenzwerte (Keine PV: gesamter Strom aus dem öffentlichen Netz). Die in Variante 2 (Überschüssiger PV-Strom an B über Direktleitung, Rest aus öffentlichen Netz) ermittelten jährlichen Gesamtkosten liegen deutlich über (zwischen 13 und 15 %) der jeweiligen Referenz, was unter anderem auf die hohe Annuität für die PV-Anlage und die Direktleitung zurückzuführen ist. Ähnlich verhalten sich die Jahresgesamtkosten in Variante 3 (wie Variante 2, nur keine Direktleitung, sondern über öffentliches Netz), da hier zwar keine Kosten für die Direktleitung anfallen, jedoch zusätzliche Kosten in Form des Systemnutzungsentgelts und der Elektrizitätsabgabe für den von B bezogenem PV-Strom.

Somit ergeben sich im Vergleich zum Referenzwert (durchschnittliche Stromkosten für Strom aus dem öffentlichen Netz: 19,6 Cent/kWh) jeweils höhere spezifische Stromkosten (Verhältnis Jahresgesamtkosten zum gesamten Stromverbrauch). In Variante 2 und 3 liegen diese im Mittel 14 % über den durchschnittlichen Stromkosten.

Ein anderes Bild zeigt sich bei den quantifizierten Stromgestehungskosten (Verhältnis Kosten für PV-System und Direktleitung zu PV-Ertrag). Hier zeigt sich, dass nur in Variante 2 bei einer 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage die Gestehungskosten noch über den mittleren Stromkosten liegen, mit höheren installierten Leistungen diese jedoch immer mehr abnehmen. Da in Variante 3 keine Kosten für die Direktleitung anzusetzen sind, fallen hier die geringsten Gestehungskosten an, diese liegen im Durchschnitt 36 % unter den Stromkosten aus dem öffentlichen Netz. In Kombination mit einem Batteriespeichersystem lässt sich in Variante 2 (für Variante 3 wurde keine Kombination mit einem Speichersystem betrachtet) zwar der Eigenverbrauch von beiden Haushalten steigern, trotzdem nehmen die jährlichen Gesamtkosten infolge des hohen Investments in den Batteriespeicher deutlich zu. Somit liegen die Jahresgesamtkosten inkl. Speichersystem im Falle der 3 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 42 % und bei der 10 kW<sub>peak</sub>-Anlage um 90 % über den Kosten eines PV-Systems ohne Batteriespeicher. Daraus resultieren dementsprechend hohe spezifische Stromkosten für die Kombination mit einem Speicher. Für Variante 2 ergeben sich hierbei im Vergleich zu den durchschnittlichen Kosten für Strom aus dem öffentlichen Netz (19,6 Cent/kWh) im Mittel 93 % höhere spezifische Stromkosten.

## **Ergebnisse zum gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch**

Im Zuge der Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustauschs zwischen zwei benachbarten Einfamilienhäusern mittels Wärme aus einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von max. 20 m<sup>2</sup> wurden ebenfalls drei unterschiedliche Varianten untersucht. In Variante 1 wird B nur über die Direktleitung mit der überschüssigen Wärme des A versorgt, wohingegen er in Variante 2 zusätzlich über einen Anschluss an das bestehende Wärmenetz verfügt. In Variante 3 findet der Stromaustausch hingegen ausschließlich über das bestehende Wärmenetz statt.

Bei der rechtlichen Untersuchung zum gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch werden zunächst die Errichtungs- und Betriebsvoraussetzungen der Solarthermieanlage dargestellt. Aus berufsrechtlicher Sicht handelt es dabei für A um ein freies Gewerbe, das jedoch angezeigt werden muss. Zudem unterliegt diese Anlage in Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark der Anzeigepflicht nach den einschlägigen Bauordnungen, während die Errichtung in den anderen Bundesländern weder der Baubewilligungs- noch der Anzeigepflicht unterliegt. Für Vorarlberg kann eine derartige Aussage hingegen nicht getroffen werden. Im Gegensatz zum Elektrizitätsbereich wird sich jedoch die Einspeisung der überschüssigen Wärme als schwierig darstellen: Zum einen gibt es keine sektorspezifischen Regelungen und zum anderen sind auch die kartellrechtlichen Bestimmungen nicht anwendbar, da A nicht als Wettbewerber zum Wärmenetzbetreiber auftreten möchte, wenn es ihm lediglich darum geht, seinen Wärmeüberschuss einspeisen zu wollen. Rechtlich darstellbar sind somit nur zivilrechtliche Vereinbarungen zwischen A und dem Betreiber des Wärmenetzes, sofern sich dieser – v.a. im Hinblick auf die technische und wirtschaftliche Darstellbarkeit – darauf einlässt.

Im Rahmen von Variante 1 wird sodann die Direktleitung von A zu B beleuchtet, die auch in Variante 2 eine Rolle spielt, wobei davon auszugehen ist, dass deren Errichtung in Kärnten, Salzburg und Tirol eine Baubewilligung erfordert. Die Errichtung einer Direktleitung ist überall dort rechtlich möglich, wo es kein lokales Wärmenetz gibt, bzw. kein entsprechender Anschlusszwang gesetzlich vorgesehen ist. Sofern nämlich ein örtliches Wärmenetz besteht, kann es durchaus sein, dass es eine gesetzliche Anschlusspflicht für B gibt. Allerdings ist er in Oberösterreich mangels Neubau davon nicht umfasst und in der Steiermark wird eine mögliche Ausnahmeregelung für Variante 1 angenommen. Aufgrund der ausschließlichen Wärmeversorgung durch A über die Direktleitung muss er diesem den vereinbarten Preis als Gegenleistung entrichten, wobei davon auszugehen ist, dass dieser Preis der Umsatzsteuer in Höhe von 20 % unterfällt und A der Einkommenssteuer unterliegt. Bei Variante 2 wird davon ausgegangen, dass B zusätzlich an das bestehende Wärmenetz angeschlossen ist. Hinsichtlich der zusätzlichen Belieferung des B mit Wärme durch den Wärmenetzbetreiber bedarf es einer entsprechenden vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Wärmenetzbetreiber und B, wobei zu berücksichtigen ist, dass kein Kontrahierungszwang des Wärmenetzbetreibers besteht. Sofern es eine vertragliche Regelung zwischen B und dem Wärmenetzbetreiber gibt, muss B einerseits den vereinbarten Preis für die

Wärmelieferung an A und andererseits den vereinbarten Preis für die Wärmelieferung an den Wärmenetzbetreiber jeweils samt Umsatzsteuer entrichten. Bei der dritten Variante findet die Wärmeversorgung des B ausschließlich über das bestehende Wärmenetz, nicht hingegen über eine Direktleitung statt. Das wirft einerseits die Frage auf, ob der Wärmenetzbetreiber dem A sein Netz zum Zwecke der Durchleitung seiner überschüssigen Wärme an B gestatten muss und andererseits als Zusatzlieferant einspringen muss, zumal es keine spezialgesetzlichen Regelungen gibt. Da davon auszugehen ist, dass A sein Durchleitungsbegehren nicht mittels kartellrechtlicher Bestimmungen durchsetzen können wird, besteht nur die Möglichkeit, entsprechende vertragliche Vereinbarungen mit dem Wärmenetzbetreiber zu treffen, die A die Durchleitung der überschüssigen Wärme zu B gestatten und wodurch sich der Wärmenetzbetreiber zur zusätzlichen Lieferung verpflichtet. Beiden Wärmelieferanten müsste B sodann den vereinbarten Wärmepreis inkl. Umsatzsteuer bezahlen. Alle Varianten enden mit der Erstellung entsprechender Musterverträge.

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches zeigen, dass vor allem die Variante 1 unter ökonomischen Bedingungen betrieben werden könnte. Dies lässt sich durch die Kostendegression der Heizsysteme begründen, da die Einsparungen bei einem größer dimensionierten Heizsystem die zusätzlich notwendigen Investitionskosten für die Direktleitung bei Gebäuden im Nahbereich nicht übersteigen. Hierbei variieren die relativen Einsparungen bezogen auf die Annuitäten im Bereich von 3 % bei sanierten Altbeständen in kalter Region und einem Gaskessel als eingesetztes Backup-Heizsystem und bis zu 34 % bei Neubaugebäuden in warmen Regionen mit einem Pelletskessel als Heizsystem bei den betrachteten Kollektorflächen von 8 und 20 m<sup>2</sup> und einer Distanz zwischen den Heizsystemen zwischen 5 und 15 m. Die Variante 2 ist im Vergleich zum Referenzsystem in den meisten Fällen unwirtschaftlich, wobei sich hier die relativen Kostenunterschiede bezogen auf die Annuitäten im Bereich von + 6 % und – 6 % bewegen.

Der wesentlichste Einfluss auf die Ergebnisse ergibt sich aus dem betrachteten Gebäude. So können für Neubaugebäude mit geringem Nutzwärmebedarf die geringsten jährlichen Gesamtkosten für die betrachteten Gebäude erreicht werden. Einerseits kann das Heizsystem geringer dimensioniert werden, andererseits können im Falle des Einsatzes einer Solarthermieanlage die effektiven solaren Erträge aufgrund des geringeren Temperaturniveaus des Heizsystems erhöht werden. Die Ergebnisse sind vor allem abhängig von der Distanz zwischen den Heizsystemen, der Kollektorfläche und dem eingesetzten Heizsystem. Neben der Distanz zwischen den Heizsystemen, die die Investitionskosten für die Direktleitung erhöhen, spielt auch die Dimensionierung der Kollektorfläche eine entscheidende Rolle: Aufgrund der Förderungen können Varianten wirtschaftlich rentabel sein, bei denen der spezifische Ertrag geringer ist. Einerseits aufgrund der Förderungen, die beispielsweise in Salzburg und im Burgenland nur bei Biomassekessel

ausbezahlt werden, andererseits aufgrund der höheren Kostendegression kann die Wirtschaftlichkeit vor allem beim Einsatz eines Pelletskessels verbessert werden.

Auch für den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch über ein bestehendes Wärmenetz ist das größte Potential bei Neubaugebäuden zu erkennen. Die betrachtete Referenzvariante, bei der beide Gebäude über eine kleiner dimensionierte Anlage verfügen wurde gewählt, um konsistent mit den Varianten, die eine Direktleitung berücksichtigen, zu sein. Hier ist die Umsetzbarkeit jedoch von der Erlaubnis des Wärmenetzbetreibers abhängig, da es keine gesetzliche Grundlage dafür gibt, dass der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch über das öffentliche Wärmenetz zugelassen werden muss.

Die Ergebnisse der rechtlichen und ökonomischen Analyse zeigen, dass es speziell bei kleinen Einfamilien- bzw. Reihenhaussiedlungen mit großer Distanz zur nächsten Siedlung, die aufgrund der geringen Wärmedichten nicht ökonomisch rentabel durch ein örtliches Fernwärmenetz versorgt werden können, interessant sein könnte, den Vorteil der Kostendegression der Heizsysteme auszunutzen und den gebäudeübergreifenden Wärmeaustausch durch den Zusammenschluss mehrerer Gebäude mittels Direktleitungen durchzuführen und so auch die effektiven Erträge der Solarthermieanlage zu erhöhen. Hier ist jedoch vorauszusetzen, dass der Abstand der Heizräume der Gebäude 15 m nicht überschreitet.

#### ➤ **Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?**

Die Verknüpfung von rechtlichen und wirtschaftlichen Fragestellungen hat sich als äußerst relevant und konstruktiv erwiesen. Es zeigt sich, dass die betrachteten Fragestellungen nur in einem derartigen interdisziplinären Konsortium umfassend betrachtet werden können. Das Projekt-Team beabsichtigt daher eine intensiviertere Kooperation in diesem Themenfeld. Aufgrund der konstruktiven Zusammenarbeit sind mit dem Projektkonsortium weitere Projekteinreichungen bei der kommenden „Stadt der Zukunft“ Ausschreibung geplant.

Zudem wurden bereits Folgeprojekte initiiert, in die Erkenntnisse des Projektes GebEn aktiv von Mitgliedern des Projektteam eingebracht werden:

- Im geförderten Projekt „P2H-Pot“ der 1. Ausschreibung von „Stadt der Zukunft“, welches im Herbst 2014 startet, werden die Ergebnisse und Arbeiten sowohl hinsichtlich Methodik, Daten als auch als Grundlage für die Auswahl relevanter, weiterer Forschungsfragen berücksichtigt.
- Im geförderten Projekt „StromBiz“ der 1. Ausschreibung von „Stadt der Zukunft“, welches ebenfalls im Herbst 2014 startet, werden insbesondere rechtliche Aspekte des gebäudeübergreifenden Energieaustausches noch weiter vertieft und auf reale Fragestellungen in einem Demonstrationsprojekt angewandt.

➤ **Für welche anderen Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?**

- Gemeinden, Bundesländer: Ausrichtung der Förderungen und Verweis auf Musterverträge
- Netzbetreiber, Energielieferanten
- Energieberater: Verweis auf Musterverträge
- Wohnbauträger und Genossenschaften
- Anbieter von Solaranlagen, Photovoltaikanlagen und entsprechenden Speichersystemen: Anbieten von Anlagen mit Musterverträgen

## 6 Ausblick und Empfehlungen

### 6.1 Gebäudeübergreifender Stromaustausch

Eine umfassende Analyse des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs anhand von zwei Einfamilienhäusern, die mittels Strom aus einer Photovoltaik-Anlage versorgt werden, zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Technologiekonfiguration von mehreren Faktoren abhängt. In den Ergebnissen zeigt sich schnell, dass eine Umsetzbarkeit von Variante 1 von Beginn an als unwahrscheinlich erachtet werden kann, da in dieser Variante Haushalt B zu einem bestimmten Grad nichtversorgt wird, da dieser ausschließlich von der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A abhängig ist und keinen Netzanschluss besitzt.

Im Allgemeinen kann festgehalten werden, dass sich für einen gebäudeübergreifenden Stromaustausch insbesondere PV-Systeme eignen, da sich diese Technologie für sämtliche Gebäudetypen bewährt hat, für die Zukunft hohe Wachstumsraten aufweist und zudem wirtschaftlich betrieben werden kann. Die statistische Untersuchung von Haushaltslastprofilen in Kombination mit einem PV-Einspeiseprofil ergab zudem, dass je mehr die zu vergleichenden beiden Lastprofile voneinander abweichen, desto höher ist der Eigenverbrauch der beiden Haushalte, d.h. desto mehr kann vom PV-Ertrag tatsächlich genutzt werden und desto weniger Strom muss aus dem öffentlich Netz bezogen werden. Wesentlich für die Bestimmung des nutzbaren PV-Stroms ist neben der jeweiligen Stromnachfrage der beiden Haushalte ebenso die Auslegung bzw. Größe der installierten PV-Anlage. Die Untersuchung zeigt dabei, dass durch eine größere Anlagendimensionierung der gesamte Eigenverbrauch nur geringfügig ansteigt und zudem mit sehr viel höheren Investitionen verbunden ist. Durch die Untersuchung mit einem Batteriespeichersystem wurden sehr viel höhere Eigenverbrauchsanteile dargestellt, die jedoch mit sehr viel höheren jährlichen Gesamtkosten sowie spezifischen Stromkosten verbunden sind.

Daraus folgt, dass der gebäudeübergreifende Stromaustausch je nach Konfiguration zukünftig ökonomisch betrieben werden könnte, wobei eine höhere Rentabilität v.a. durch höhere Strompreise, geringere Kosten für die Batteriespeicher und geringere Abstände für die Direktleitung bzw. Verkabelung gegeben wäre.

Da die Belieferung des Nachbarn für den Betreiber einer Erzeugungsanlage mit einer kleinen Engpassleistung mit einem relativ hohem administrativen und organisatorischen Aufwand verbunden ist, wären entsprechende gesetzliche Änderungen vorstellbar, sofern dies politisch gewünscht ist.

Unter Berücksichtigung der unionsrechtlichen Vorgaben im Rahmen der EltRL 2009 bedürfte es v.a. in den Landesausführungsgesetzen zum EIWOG 2010 gesetzliche Klarstellungen, wer unter welchen Voraussetzungen eine Direktleitung errichten und betreiben darf. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass es nach der in Österreich vertretenen Ansicht in der Direktleitung zu keiner Vermischung mit dem Strom aus dem öffentlichen Netz kommen darf,

sodass sich die Frage stellt, wie ein Elektrizitätsunternehmen, das selber keinen Strom produziert, der Versorgung eines Kunden über eine Direktleitung nachkommen soll. Zudem empfehlen sich ohnehin Anpassungen der Definition und Anspruchsgrundlage in den einzelnen Landesausführungsgesetzen an unions- bzw. grundsatzrechtliche Vorgaben, zumal aktuell oft innerhalb eines Gesetzes Definition und Anspruchsgrundlage voneinander abweichen.

Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass der Begriff der „zugelassenen“ Kunden gestrichen werden kann, da nunmehr alle Endverbraucher Netzzugang und damit freie Lieferantenwahl haben.

Sofern die Lieferung von Ökostrom über eine Direktleitung von der Elektrizitätsabgabe befreit werden soll, so bedarf dies einer gesetzlichen Regelung.

## **6.2 Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch**

Die Erkenntnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse des gebäudeübergreifenden Energieaustauschs zeigen, dass speziell der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch nur in gewissen Fällen ökonomisch rentabel betrieben werden kann. Eine ökonomisch interessante Variante kann speziell bei Neubaugebäuden mit angrenzenden Kellern betrieben werden, da in diesem Fall die kostengünstigste Verlegung für die Direktleitungen eingesetzt werden kann, die Erträge aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus der Heizsysteme maximiert werden können, und nur geringe Distanz zwischen den Heizsystemen zu überbrücken sind. In diesem Fall sollte jedoch eine Versorgung aller beteiligten Gebäude durch ein Heizsystem angedacht werden, da die Kostendegression in Abhängigkeit der Leistung des Heizsystems den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat.

Obwohl die Netzverluste selber nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist der gebäudeübergreifende Wärmeaustausch bei nicht aneinandergrenzenden Kellern nur bedingt wirtschaftlich vertretbar, da die Investitionskosten für die Direktleitungen die Wirtschaftlichkeit wesentlich beeinflussen.

Es empfiehlt sich eine gesetzliche Klarstellung im Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 und im Stmk. Baugesetz, ob mit dem Anschlusszwang an ein bestehendes Wärmenetz auch ein Benutzerzwang verbunden ist.

## **Aus dem Projekt GebEn abgeleitete Fragestellungen**

Als offene Fragen, die im Rahmen eines Nachfolgeprojekts durch das Projektkonsortium beantwortet werden könnten, ergeben sich folgende Themenstellungen:

- Wie können die vorhandenen Dach- und Fassadenflächen in Abhängigkeit der vorhandenen örtlichen Netzinfrastruktur (Strom-, Gas- und Wärmenetz) bestmöglich für Photovoltaik bzw. Solarthermie genutzt werden, um sowohl energetisch als auch ökonomisch den größten Nutzen davon zu ziehen. Welche ökonomisch und energetisch sinnvollen Kombinationen der Strom- und Wärmeversorgung ergeben sich aus diesen Analysen?
- Wie sehen die technischen Ausführungsnotwendigkeiten bzw. sicherheitstechnischen Anforderungen für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch (insbesondere bei Einbindung einer Direktleitung zwischen zwei Gebäuden) aus, um allfällige sicherheitstechnischen Bedenken des Netzbetreibers in Bezug auf die Direktleitung auszuräumen?
- Welchen Einfluss hat die Abwärme von Gewerbebetrieben auf die Errichtung und den ökonomisch sinnvollen Betrieb kleiner Nahwärmenetze durch Direktleitungen?
- Direktleitungen sind in der österreichischen Rechtsmaterie unklar definiert und geregelt. Hierbei bedarf es weiterer Klärungen und Analysen.
- Die Vereinheitlichung der unterschiedlichen landesgesetzlichen Regelung würde eine deutliche Vereinfachung mit sich bringen. Dafür wäre jedoch eine diesbezügliche Rechtsanalyse notwendig.
- Detailfragen von Interesse sind weiters: ist mit dem bestehenden Anschlusszwang an ein vorhandenes Wärmenetz auch ein Benutzungszwang verbunden.

# 7 Verzeichnisse

## 7.1 Abbildungsverzeichnis

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 2-1: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über Direktleitung, Haus B ohne öffentlichen Netzzugang – Variante 1 .....  | 35  |
| Abbildung 2-2: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über Direktleitung, Haus B mit öffentlichem Netzzugang – Variante 2. ....   | 35  |
| Abbildung 2-3: Haus A beliefert Haus B mit überschüssigem Strom über das öffentliche Netz, keine Direktleitung – Variante 3. ....   | 36  |
| Abbildung 2-4: Beispielhafte Darstellung der Versorgung zweier Haushalte mittels PV-Strom .....   | 38  |
| Abbildung 2-5: Haus A versorgt Haus B mit der gesamten nachgefragten Wärme. ....  | 40  |
| Abbildung 2-6: Haus A beliefert Haus B mit überschüssiger Wärme. ....   | 41  |
| Abbildung 2-7: Haus A beliefert Haus B mit überschüssiger Wärme übers Fernwärmenetz   | 41  |
| Abbildung 2-8: Vergleich der Solarstrahlung für die zwei ausgewählten Regionen. ....  | 42  |
| Abbildung 2-9: exemplarische Darstellung der Direktförderung des Bundes und der Bundesländer für Neubau und sanierten Altbestand. Anmerkung: im Bundesland Niederösterreich werden keine Direktförderungen für thermische Solaranlagen vergeben ..... | 45  |
| Abbildung 3-1: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von $3 \text{ kW}_{\text{peak}}$ .....  | 179 |
| Abbildung 3-2: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$ .....  | 181 |
| Abbildung 3-3: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von $7 \text{ kW}_{\text{peak}}$ .....  | 182 |
| Abbildung 3-4: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei einer PV-Leistung von $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ .....   | 183 |
| Abbildung 3-5: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil. ....  | 184 |
| Abbildung 3-6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil. ....  | 185 |
| Abbildung 3-7: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil mit Lithium-Ionen-Akku .....   | 186 |
| Abbildung 3-8: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,10 Eigenverbrauchsanteil mit Lithium-Ionen-Akku. ....   | 187 |
| Abbildung 3-9: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. ....   | 188 |
| Abbildung 3-10: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz. ....  | 189 |

|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 3-11: Spez. Stromkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 und 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz .....  | 190 |
| Abbildung 3-12: Stromgestehungskosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 und 3 bei Quantil 0,10 im Vergleich zur Referenz.....   | 191 |
| Abbildung 3-13: Jährliche Gesamtkosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 mit Lithium-Ionen Akku im Vergleich zur PV ohne Speicher. ....  | 192 |
| Abbildung 3-14: Stromgestehungskosten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs für Variante 2 bei Quantil 0,10 mit Lithium-Ionen Akku im Vergleich zur PV ohne Speicher. ....   | 193 |
| Abbildung 3-15: Vergleich der Kostendifferenz im Vergleich zur Referenzvariante der unterschiedlichen Gebäude und Regionen bei 10m Distanz zwischen den Heizsystemen .....   | 195 |
| Abbildung 3-16: effektive solare Erträge pro m <sup>2</sup> Kollektorfläche für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen bei der Variante 2 .....  | 196 |
| Abbildung 3-17: Deckungsgrad für die Gebäude-Regionen-Kombinationen .....  | 197 |
| Abbildung 3-18: Netzverlust in Abhängigkeit der Variante und der Region für den definierten Altbestand bei 16m <sup>2</sup> Kollektorfläche und sanierten Gebäuden .   | 198 |
| Abbildung 3-19: Anteil der Netzverluste an der Wärmelieferung .....  | 199 |
| Abbildung 3-20: Detaillierte Aufschlüsselung der jährlichen Kapitalkosten für zwei sanierte Altbestände in warmer Region mit 14 m <sup>2</sup> Kollektorfläche, 10m Distanz und gebäudeübergreifendem Wärmeaustausch.....  | 200 |
| Abbildung 3-21: Einfluss der Kollektorfläche und Distanz auf die Wirtschaftlichkeit für die Variante 1 und Variante 2 im Vergleich zum Referenzsystem bezogen auf die Differenz der Annuitäten.....  | 202 |
| Abbildung 3-22: Vergleich der jährlichen Kapitalkosten einerseits für Gaskessel als Backup-Heizsystem, andererseits für Pelletskessel.....   | 203 |
| Abbildung 3-23: übertragene Wärmemenge bei Variante Wärmenetz mit Temperaturregelung der Vorlauftemperatur zwischen 70 °C und 90 °C für die unterschiedlichen Gebäude-Regionen-Kombinationen .....   | 205 |
| Abbildung 3-24: Übertragenen Wärmemenge aus dem Solarsystem für die Varianten mit Direktleitung bei 16 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und 10 m Distanz zwischen den Heizsystemen der Gebäude .....   | 205 |
| Abbildung 3-25: Höhe der maximal zulässigen Investitionskosten für die Einbindung von dezentraler Einspeisung in Wärmenetze unter Berücksichtigung von Netzverlusten für Reihenhausbebauung bei denen der gebäudeübergreifende Energieaustausch über das bestehende Wärmenetz eine wirtschaftliche Alternative zum Referenzsystem ist..... | 206 |
| Abbildung 3-26: detaillierte Kostenbetrachtung der jährlichen Kapitalkosten für zwei Gebäude-Regionen-Kombinationen bei zwei Gebäuden, 16 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und Reihenhausbebauung für die Variante Wärmenetz ....  | 207 |

|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 3-27: detaillierte Kostenbetrachtung der jährlichen Kapitalkosten für zwei Gebäude-Regionen-Kombinationen bei zwei Gebäuden, 16 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und Reihenhausbebauung für die Variante Wärmenetz im Vergleich zum Referenzfall ohne Solarthermieanlage ..... | 209 |
| Abbildung 3-28: Betrachtung von 3 Gebäuden für ein Neubaugebäude in warmer Region.   | 211 |
| Abbildung 8-1: Beispielhafte Darstellung der Verteilung des Eigenverbrauchsanteil auf die betrachtete Grundgesamtheit.....   | 235 |
| Abbildung 8-2: Schaltbild Variante 1 .....   | 241 |
| Abbildung 8-3: Schaltbild Variante 2 .....   | 241 |
| Abbildung 8-4: Schaltbild Variante 3.....  | 242 |
| Abbildung 8-5: Investitionskosten PV-Anlage und Wechselrichter .....   | 243 |
| Abbildung 8-6: Investitionskosten PV-Batteriespeicher .....  | 244 |
| Abbildung 8-7: Investitionskosten Solarthermieanlage und Backup-Heizsystem .....   | 246 |
| Abbildung 8-8: Investitionskosten Wärmenetz .....  | 247 |
| Abbildung 8-9: Kosten Heizungsrohre (aus (Villotti, 2013)) .....   | 248 |
| Abbildung 8-10: Kosten für die Verlegung von Kunststoffmediumrohren in Abhängigkeit der Distanz und der Nennweite.....   | 249 |
| Abbildung 8-11: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,05 Eigenverbrauchsanteil .....  | 251 |
| Abbildung 8-12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs bei Quantil 0,05 .....  | 251 |
| Abbildung 8-13: Sensitivitätsanalyse Amortisationszeitraum T.....  | 252 |
| Abbildung 8-14: Sensitivitätsanalyse Kalkulationszinssatz r .....  | 252 |
| Abbildung 8-15: Sensitivitätsanalyse Preissteigerung p.....  | 253 |

## 7.2 Tabellenverzeichnis

|  |     |
|--|-----|
| Tabelle 2-1: betrachtete Gebäudekonfigurationen und deren Charakterisierung .....  | 43  |
| Tabelle 3-1: Annuität in € für die Gebäude-Regionen-Kombinationen und Varianten für 2<br>Gebäude, 16 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und 10 m Distanz zwischen den Heizsystemen<br>.....  | 201 |
| Tabelle 3-2: Gegenüberstellung der für wirtschaftlichen Betrieb zulässigen Investition für die<br>Errichtung der Einspeisemöglichkeit aus dem Rücklauf in den Vorlauf und den<br>durchschnittlichen Anschlusskosten für die Gebäude-Regionen-Kombination bei<br>einer 16m <sup>2</sup> Solarthermieanlage und Reihenhausbauung ..... | 207 |
| Tabelle 3-3: Ertragsminderung bei geändertem Temperaturniveau im Vergleich zum<br>bestmöglichen Temperaturniveau .....   | 208 |
| Tabelle 3-4: Maximal zulässige Distanz in m um erdverlegte Direktleitungen für den<br>gebäudeübergreifenden Energieaustausch wirtschaftlich einzusetzen.....   | 210 |
| Tabelle 8-1: Energiepreis und -entwicklung Gas und Pellets Österreich (2012) .....   | 248 |
| Tabelle 8-2: Kosten Heizungsrohre (aus (Villotti, 2013)).....  | 248 |

## 7.3 Literaturverzeichnis

Almbauer, R., 2008. Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs–Überarbeitung 2008. Fachverband Gas und Wärme.

Amtmann, M., Barth, T., Mitterndorfer, M., Simader, G., 2011. Kosten-Nutzen-Analyse von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich (Executive Summary). Austrian Energy Agency, Wien.

Bartsch, Michael / Röhling, Andreas / Salje, Peter / Scholz, Ulrich, Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Auflage, Carl Heymanns Verlag, Köln/München 2008

Berger, Wolfgang / Bürgler, Christian / Kanduth-Kristen, Sabine Barbara / Wakouing, Marian Raimund, UStG-ON, Kommentar zum Umsatzsteuergesetz, Version 2.05, Manz Verlag, Wien 2014

Biermayr, P. et al., 2013. Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2012, Studie im Auftrag des BMVIT, URL:  
[http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw\\_pdf/1317\\_marktstatistik\\_2012.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1317_marktstatistik_2012.pdf) (accessed 6.20.14)

Biofernwärme, 2014. Was kostet Fernwärme?

Blesl, M., 2002. Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Universität Stuttgart, Stuttgart.

Britz, Gabriele / Hellermann, Johannes / Hermes, Georg, Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Kommentar, Verlag C.H. Beck, München 2008

Bucar, G., Schweyer, K., Fink, C., Riva, R., Neuhäuser, M., Meissner, E., Streicher, W., Halmdienst, C., 2005. Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze (No. 78/2006). Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

Büdenbender, Ulrich, Energierecht, in: Schulte Martin / Schröder Rainer (Hrsg.), Handbuch des Technikrechts, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin / Heidelberg 2011, S. 601 - 666

Büdenbender, Ulrich, Grundlagen und Grenzen eines Anspruchs von Niederspannungs-kunden auf einen Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung, RdE 2005, S. 285 - 295

Büdenbender, Ulrich, Zur Einführung: Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, S. 150 - 156

Bundesministerium für Finanzen, Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen, Erlass vom 24.02.2014, abrufbar unter: <https://findok.bmf.gv.at/findok/resources/pdf/453238eb-1f5b-4c64-9c6c-7f5a35f5224f/68198.1.1.0.pdf>

Bundesnetzagentur, Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, Bonn, 14.03.2011, abrufbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/BerichtAuswertungNetzzustand/BerichtAuswertungNetzzustand\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/BerichtAuswertungNetzzustand/BerichtAuswertungNetzzustand_node.html)

Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), PV-Stromlieferung Anwendungslitfadens zur PV-Stromlieferung, 2. Auflage, Berlin 2014

Clearingstelle, EEG Empfehlung, 2011/2/1, 29.09.2011, abrufbar unter: [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/2011-2-1\\_Empfehlung.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/2011-2-1_Empfehlung.pdf)

Danner, Wolfgang / Theobald, Christian, Energierecht Kommentar, Band 1, Stand: 80. Ergänzungslieferung, Verlag C.H. Beck, München 2014

Danner, Wolfgang / Theobald, Christian, Energierecht Kommentar, Band 3, Stand: 80. Ergänzungslieferung, Verlag C.H. Beck, München 2014

Deutsche Energie-Agentur-GmbH (dena), 2012. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Studie. Berlin, 2012. URL: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf) (accessed 9.22.14).

DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2011. DIN V 18599-10: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz- End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten, DIN V 18599-10:2011-12.

Ebert, M., 2008. Vollkostenvergleich Heizsysteme Informationen für Verbraucher vom IE Leipzig.

OÖ Energiesparverband (ESV), 2014. Stromspeicher für Photovoltaik-Anlagen. So können Sie Ihren selbst erzeugten PV-Strom in einer Batterie speichern. URL: [http://www.esv.or.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info\\_und\\_Service/Publikationen/Stromspeicher.pdf](http://www.esv.or.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publikationen/Stromspeicher.pdf) (accessed 10.4.14).

Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998. Leitfaden Nahwärme.

Fröhler, Ludwig / Wolny, Erich, Anschluß- und Benutzungszwang bei der Fernwärmeversorgung, Druck- und Verlagsanstalt Gutenberg, Linz 1977

Fürstenwerth, D., 2013. Kostentoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Studie. Aachen, 2013. URL: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk\\_Optimierungsstudie/Agora\\_Studie\\_Kostentoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostentoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf) (accessed 6.4.14).

Gössl, M., Krutzler, T., Schieder, W., Schindler, I., Storch, A., 2013. Beitrag von Fernwärme, Fernkälte und Erdgas zu Energie- und Umweltpolitischen Zielen. Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgung, Wien.

Greb, Klaus / Böcker, Lina, Wettbewerbliche Öffnung der letzten Bastionen? – Netzzugangsansprüche und Regulierungsdiskussion in Fernwärme und Wassersektor, RdE 2013, S. 15 - 21

Gruber, Gunther / Paliege-Barfuß, Sylvia, Gewerbeordnung-GewO Kommentar, Stand: 13. Ergänzungslieferung, Manz Verlag, Wien 2014

Halmdienst, C., Lichtenegger, K., Reiterer, D., Wöss, D., 2014. Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze, Haus der Zukunft. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

Hauer, Andreas / Oberndorfer, Klaus, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EiwOG) Kommentar, Pro Libris, Linz 2007

- Hauer, Andreas, Stromerzeugungsanlagen zwischen Elektrizitäts- und Gewerberecht, RdU-UT 2007/5, S. 17 - 20
- Hummel, M., Kranzl, L., Hummel, F., Brunner, C., Fluch, J., INTEC, A., 2013. Reducing Fuel Consumption in Industry: Assessment of the Economic Efficiency of the Integration of Solar Thermal Energy into Industrial Processes.
- Kaltschmitt, M., 2013. Erneuerbare Energien Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer Vieweg, Berlin.
- Koenig, Christian / Kühling, Jürgen / Rasbach, Winfried, Energierecht, 3. Auflage, Verlag Recht und Wirtschaft, Frankfurt 2012
- Kollmann, A. et al., 2013. SG-ESSENCES – Elaborated Assessment of Competing Smart Grid Solutions. Projekt gefördert durch den Klima- und Energiefonds im Rahmen der Ausschreibung Neue Energien 2020.
- Konstantin, Panos, Praxisbuch Energiewirtschaft, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg 2009
- Körper, Torsten, Die Fernwärmenetze zwischen Wettbewerbs- und Klimaschutz, RdE 2012, S. 372 - 382
- Kranzl, L., Hummel, M., Matzenberger, J., Müller, A., Toleikyte, A., 2014. ACRP - Austrian Climate Research Program: Power through Resilience of Energy Systems: Energy Crises, Trends and Climate Change (PRESENCE), Austrian Climate Research Programme ACRPÜ 3rd Call. Climate and Energy Fund.
- Lugmaier, Andreas / Brunner, Helfried / Prügler, Wolfgang / Glück, Nathalie / Kupzog, Friederich / Fechner, Hubert / Tuaschek, Ursula / Rieder, Thomas / Derler, Karl / Mühlberger, Thomas, Roadmap Smart Grids Austria – Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze, abrufbar unter: <http://www.smartgrids.at/termine-downloads/#downloads>
- Marktübersicht Messgeräte Lüftung & Klima, 2012.
- Moench, Christoph / Wagner, Johann / Schulz, Martin / Wrede, Jens, Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2013, abrufbar unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv\\_anlagen\\_bf\\_langfassung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv_anlagen_bf_langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Molter, K., 2008. Alternative Energietechniken, Vorlesungsskript.
- Neuffer, H., Witterhold, F.-G., 2001. Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien, Band 2.
- Oberndorfer, Klaus, Versorgung über Direktleitungen, in: Hauer, Andreas (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts 2007, Universitätsverlag Rudolf Trauner, Linz 2007, S. 85 – 110
- Öhlinger, Theo / Potacs, Michael, EU- Recht und staatliches Recht, 4. Auflage, Lexis Nexis Verlag, Wien 2011

Österreichisches Institut für Bautechnik, 2007. OIB - Richtlinie 6: Energieeinsparung und Wärmeschutz, OIB-300.6-038/07.

Pelletpreis: Jahresdurchschnittspreise inflationsbereinigt, 2014.

Pfaffenberger, Wolfgang, Elektrizitätswirtschaft, Oldenbourg Verlag, München 1993

Poltschak, Elisabeth, Der Netzanschluss von Erzeugern erneuerbarer Energien, ZTR 2012, S. 201 - 206

Raschauer, Bernhard, Handbuch Energierecht, Springer Verlag, Wien 2006

Rezania, R., Haas, R., 2012. Optimization of micro-chp systems in residential buildings from an economic and energetic point of view. Int. J. Distrib. Energy Resour. 8.

Rihs, Georg, Strom(eigen)erzeuger gefangen im Netz?, RdU 2013/18, S. 42 - 50

Rihs, Georg, Wer ist (nicht) systemdienstleistungsentgeltspflichtig?, RdU 2010/3, S. 7 - 10

Säcker, Franz Jürgen / Wolf, Maik, Wettbewerbsrechtliche Bindung der Fernwärmenetz- betreiber, RdE 2011, S. 277 - 286

Salje, Peter, Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, Carl Heymanns Verlag, Köln/München 2006

Sanierungsscheck für Private 2013, 2013.

Schneider, Jens-Peter / Theobald, Christian, Recht der Energiewirtschaft – Praxishandbuch, 4. Auflage, Verlag C.H. Beck, München 2013

Siebrasse, F., 1999. Flexible Rohrsysteme. Einsatz von Kunststoff-Verbrundrohren in der Nahwärmeversorgung. IKZ-Haustech. 62 ff.

Solarladen Batteriespeichersysteme [WWW Document], 2014. URL: <http://www.solarladen.de/tst-pv-produkte/preisvergleich/speichersysteme> (accessed 10.27.14).

Solarladen Wechselrichter [WWW Document], 2014. URL: <http://www.solarladen.de/tst-pv-produkte/preisvergleich/wechselrichter> (accessed 9.4.14).

SoDa - Solar Energy Services for Professionals [WWW Document], 2012. . SoDa. URL [http://www.soda-is.com/eng/services/service\\_invoke/gui.php?xml\\_descript=chain\\_5a.xml#parameters](http://www.soda-is.com/eng/services/service_invoke/gui.php?xml_descript=chain_5a.xml#parameters) (accessed 1.20.14).

Statistik Austria, 2012. Jahresdurchschnittspeise und-steuern 2012 für die wichtigsten Energieträger.

Steffek, Alfred / Schmelz, Christian / Mayer, Johannes, EIWOG, Elektrizitätswirtschafts- und - organisationsgesetz, kommentierter Gesetzestext, 2. Auflage, Wirtschaftskammer Österreich, Wien 1999

Thür, A., Bredler, J., Gabriele, K., 2010. Solar Combisystems Promotion and Standardisation.

Tripolt, A., Buchleitner, H.-P., 2012. Projektarbeit zur Verringerung der Feinstaubbelastung - Fernwärme Wolfsberg. Stadtgemeinde Wolfsberg, Wolfsberg.

Trippl, Paul / Schwarzbeck, Heinz / Freiburger, Christian, Steiermärkisches Baurecht Kommentar, 5. Auflage, Linde Verlag, Wien 2013

Verein Deutscher Ingenieure, 2012. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen der Kostenberechnung (VDI-Richtlinie No. 2067). Verein deutscher Ingenieure.

Villotti, C., 2013. Integration industrieller Abwärme in Wärmeverteilnetze.

Wagner, Alexander, Energieabgaben-Richtlinien 2011: Richtlinien zum Elektrizitätsabgabegesetz – ein erster Überblick, FJ 2011, S. 128 - 223

Wiesner, Werner / Grabner, Roland / Wanke, Rudolf, EStG – Einkommensteuergesetz online, Stand: 15. Ergänzungslieferung, Manz Verlag, Wien 2013

Wossog, G., 2003. Handbuch Rohrleitungsbau: Berechnung. Vulkan-Verlag GmbH.

## 8 Anhang

Im Anhang sollen ergänzende Informationen angeführt werden, die im Sinne einer Vervollständigung des Berichts erforderlich sind, aber wegen ihres Umfangs nicht innerhalb des Berichts dargestellt werden, zum Beispiel Leitfäden oder Schulungsunterlagen.

### 8.1 Gebäudeübergreifender Stromaustausch

Um die Wahrscheinlichkeit des Eintretens des erwarteten Ertrags der PV-Anlage einordnen zu können, wird ausgehend von gemessenen Lastprofilen für Haushalte, die im Zuge eines Vorprojektes<sup>274</sup> erfasst wurden, eine statistische Auswertung durchgeführt. Ein parameterfreies Modell, bei dem keine Annahmen zur Verteilung der Lastprofile notwendig sind, wird angewandt, und erlaubt über die Verwendung von Quantilen die statistischen Aussage für wieviel Prozent der Lastprofile mit dem angenommenen Ertrag der Photovoltaikanlage gerechnet werden kann.

Beim gebäudeübergreifenden Energieaustausch zwischen mehreren Gebäuden besteht das Ziel darin, jene Lastprofile  $LP_i$  zu finden, die den Eigenverbrauchsanteil zweier Gebäude zu einem gegebenen PV-Einstrahlungsprofil PV maximieren. Der Eigenverbrauchsanteil ist wie in Formel 8-1 angeführt, definiert.

$$EV_t = \max\left(PV_t - \left(\sum_i^N LP_{i,t}\right), 0\right) \quad \text{8-1}$$

*t ... Zeitpunkt des Jahres, 15 – min Werte*

*PV<sub>t</sub> ... PV Profil zum Zeitpunkt t*

*i ... Gebäude*

*N ... Anzahl der betrachteten Gebäude für gebäudeübergreifenden Energieaustausch*

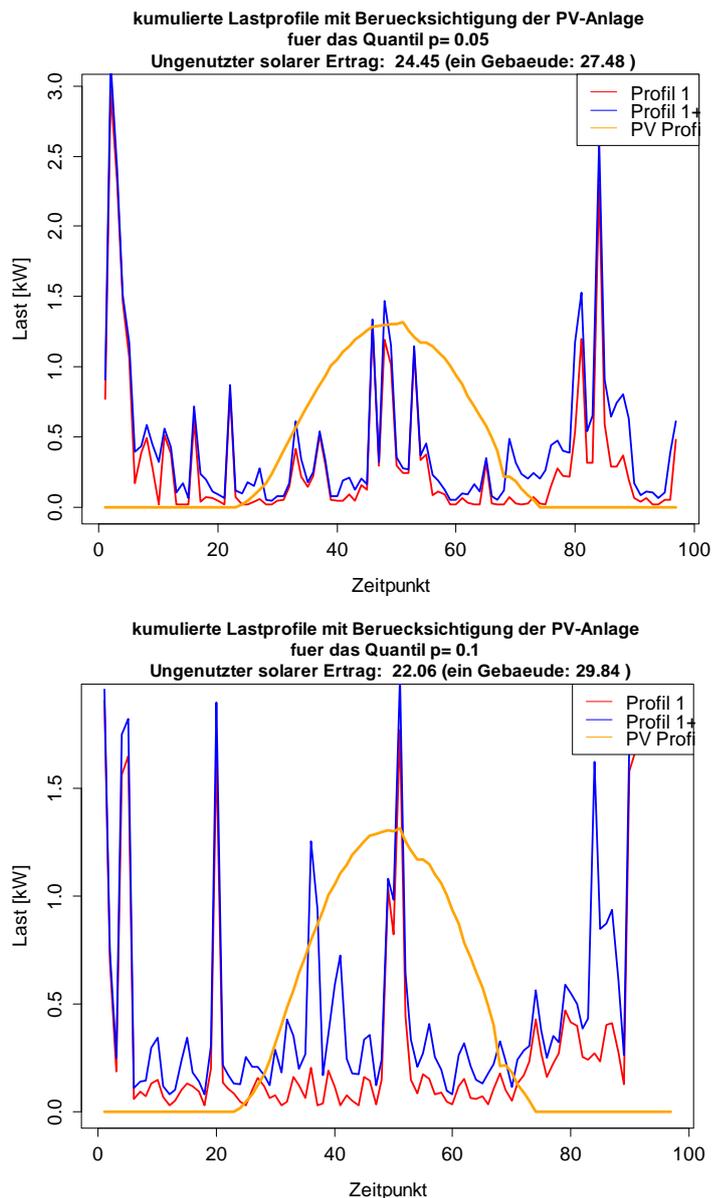
*LP<sub>i,t</sub> ... Lastprofil von Gebäude i zum Zeitpunkt t*

Der Eigenverbrauch aller Kombinationen der Lastprofile zu gegebenen PV-Einstrahlungsprofil wird berechnet und durch Wahl des Quantils p kann jener Schwellenwert für den Eigenverbrauch bestimmt werden, unterhalb dessen der vorgegebene Anteil der Verteilung liegt. Jener Wert kann so interpretiert werden, dass  $(1 - p)\%$  der möglichen Kombinationen mindestens diesen Eigenverbrauchsanteil für die betrachteten Gebäude i zu erwarten haben. All jene Lastprofilkombinationen, deren Eigenverbrauch den Schwellenwert

---

<sup>274</sup> Diese Lastprofile wurden im Rahmen des Projektes E-Motivation (FFG# 818909) bei ca. 1.000 oberösterreichischen Haushalten im Zeitraum März 2010 bis April 2011 erfasst.

nicht übersteigen, werden ausgewählt. Um einzelne Ausreißer bezüglich des Gesamtjahresverbrauchs zu berücksichtigen, kann durch das Zulassen einer Abweichung von 1 % vom Grenzwert des Jahresgesamtverbrauch innerhalb mehrere möglicher Lastprofile jenes Lastprofil mit der geringsten Abweichung von einem vorgegeben Jahresgesamtverbrauch ausgewählt werden. Die Ergebnisse der ökonomischen Analyse sind durch die statistische Analyse der Lastprofile für  $(1 - p)\%$  der Fälle repräsentativ und der Eigenverbrauchsanteil entspricht in diesen Fällen mindestens dem erwarteten Eigenverbrauchsanteil der betrachteten Lastprofile  $LP_1$ .



**Abbildung 8-1: Beispielhafte Darstellung der Verteilung des Eigenverbrauchsanteil auf die betrachtete Grundgesamtheit. Quelle: Eigene Darstellung.**

Auf Basis der energetischen Analyse, insbesondere der statistischen Analyse der Lastprofile wurde eine umfassende ökonomische Betrachtung der unterschiedlichen Varianten durchgeführt. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt nach der Annuitätenmethode gemäß der Richtlinie VDI 2067. Dabei werden in einem ersten Schritt zur Ermittlung der jährlichen Gesamtkosten die Investitionskosten für das Photovoltaik-System und die Direktleitung, sowie Betriebs- und Wartungskosten, die Förderungen für die PV-Anlage und das Entgelt für die Überschusseinspeisung berücksichtigt. In einem zweiten Schritt wird zusätzlich das Investment für einen Batteriespeicher in die Berechnung miteinbezogen. Die Kosten werden jeweils als jährliche Kosten angegeben und nach folgender Berechnungsmethode ermittelt:

Varianten ohne Batteriespeicher:

$$A = (c_{Inv} - IF_{PV}) * a + BWK + SK_{A+B} - EN_{\ddot{U}E} \quad \mathbf{8-2}$$

$$c_{Inv} = Inv_{PV} + Inv_{DL} + Inv_{EB}$$

$$a = \frac{r^T * (r - 1)}{r^T - 1}$$

$A$  ... Annuität in [ $\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}$ ]

$a$  ... Annuitätenfaktor

$IF_{PV}$  ... Investitionsförderung Photovoltaikanlage

$c_{Inv}$  ... Investitionskosten in [€]

$Inv_{PV}$  ... Investitionskosten Photovoltaik – System in [€]

$Inv_{DL}$  ... Investitionskosten Verkabelung (Direktleitung) in [€]

$Inv_{EB}$  ... Investitionskosten Einbindung in [€]

$BWK$  ... Betriebs – und Wartungskosten in [€]

$SK_{A+B}$  ... Kosten für von A und B bezogenen Netz – Strom in [€]

$EN_{\ddot{U}E}$  ... Entgelt für Überschusseinspeisung in [€]

$r$  ... Zinssatz

$T$  ... Betrachtungszeitraum

Varianten mit Batteriespeicher: Ergänzung der gesamten Investitionskosten um die Kosten für den Batteriespeicher.

$$c_{Inv} = Inv_{PV} + Inv_{DL} + Inv_{EB} + Inv_{BS}$$

$Inv_{BS}$  ... Investitionskosten Batteriespeicher in [€]

## 8.2 Gebäudeübergreifender Wärmeaustausch

Bei der Analyse des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches wird die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Systemkonfigurationen betrachtet, die sich sowohl in der Art des Wärmeaustausches als auch in der Wärmebereitstellung unterscheiden. Um auch die Einbindung von Solarthermieanlagen zu berücksichtigen, wird hierfür das Modell SOLiS275, ein techno-ökonomisches Simulationsmodell, erweitert. Dieses Modell wurde ursprünglich für die ökonomische Bewertung der Integration von Solarthermie in Industrieprozesse entwickelt und berechnet auf stündlicher Basis die nutzbaren solaren Erträge der Anlage. Im Rahmen des Projekts GebEn wurde das Modell um folgende Komponenten erweitert:

- Solarsystem zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung für mehrere Gebäude
- Modellierung der dezentralen Versorgung mehrerer Gebäude
- Detaillierte Simulation der Netzverluste aufgrund des gebäudeübergreifenden Wärmeaustausches in Abhängigkeit der Distanz für Reihenhausbebauung
- Ermittlung der solaren Erträge und Wirtschaftlichkeitsbewertung bei Wärmeaustausch über Fernwärmenetz

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt ebenso wie beim gebäudeübergreifenden Stromaustausch durch die Annuitätenmethode gemäß VDI 2067 (Verein Deutscher Ingenieure, 2012) für die betrachteten Gebäude gemeinsam: Dafür werden neben den Investitionskosten für die eingesetzten Heizungssysteme auch die Direktleitung und die Systemkosten für die Solarthermieanlage betrachtet. Weiters werden Förderungen für eine Solarthermieanlage und die Betriebs- und Wartungskosten, sowie die jährlich Brennstoff- bzw. Wärmebedarfskosten der Gebäude bei Fernwärmeversorgung für einen definierten Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Diese Kosten werden als jährliche Kosten angegeben. Daraus ergibt sich folgende Berechnungsmethode nach (Verein Deutscher Ingenieure, 2012):

---

<sup>275</sup> Im Rahmen des Projekts SolarFoods des Programms „Energie der Zukunft“, gefördert aus Mitteln des Klima- und Energiefonds.

$$A = (c_{Inv} - DF_{Sol}) * a + Q_{Backup} * p_{ET,t_0} * a * b + BWK$$

$$c_{Inv} = Inv_{ST} + Inv_{HS} + Inv_{DL}$$

$$DF_{Sol} = \Phi_{DF_{Sol}}$$

$$a = \frac{r^T * (r - 1)}{r^T - 1}$$

$$b = \frac{1 - \left(\frac{q}{r}\right)^T}{r - q}$$

$A$  ... Annuität in  $\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]$

$a$  ... Annuitätenfaktor

$b$  ... preisdynamischer Barwertfaktor

$q$  ... Preisänderungsfaktor

$DF_{Sol}$  ... Direktförderung Solaranlage

$\Phi_{DF_{Sol}}$  ... durchschnittliche Direktförderungen der Bundesländer und des Bundes

$c_{Inv}$  ... Investitionskosten

$Inv_{ST}$  ... Investitionskosten Solarthermie in [€]

$Inv_{HS}$  ... Investitionskosten Heizsystem in [€]

$Inv_{DL}$  ... Investitionskosten Direktleitung in [€]

$BWK$  ... Betriebs – und Wartungskosten in [€]

$Q_{Backup}$  ... notwendige Wärme, die durch das Backup

– Heizsystem bereitgestellt werden muss in  $\left[\frac{kWh}{\text{Jahr}}\right]$

$p_{ET,t_0}$  ... Energiepreis für Energieträger in  $\left[\frac{\text{€}}{kWh}\right]$

$r$  ... Zinssatz

$T$  ... Betrachtungszeitraum

Die effektiven solaren Erträge der Solarthermieanlage, also jene Erträge, die tatsächlich für die Brauchwasserbereitung und Heizungsunterstützung verwendet werden, werden auf stündlicher Basis simuliert. Dazu wird ausgehend von den solaren Strahlungsprofilen der entsprechenden Standorte und der Berücksichtigung der Effizienz des Solarkollektors die Speichertemperatur im thermischen Solarspeicher bestimmt. Die verwendeten technischen Parameter sind in Abschnitt 8.6 beschrieben, eine detaillierte technische Beschreibung findet sich in (Hummel et al., 2013). Die Brauchwassererwärmung erfolgt mittels einer Frischwasserstation mit externem Warmwasser-Plattenwärmetauscher, was eine Methode ist, um ohne hohe Temperaturniveaus die Legionellengefahr zu verringern, da beinahe kein Wasser warmgehalten werden muss, und kein Kontakt zwischen Trinkwasser und dem Speichermedium auftritt (Thür et al., 2010). Ausgehend von dem Temperaturniveau im Speicher kann für jeden Verbraucher der Wärmebedarf für Trinkwasserbereitung und

Raumheizungsunterstützung mit dem Temperaturniveau im Speicher abgeglichen werden und die effektiven solaren Erträge und die notwendige Wärme, die durch das Backup-Heizsystem zur Verfügung gestellt wird, für jeden Verbraucher bestimmt werden.

Der Rohrdurchmesser der erforderlichen Direktleitung kann in Abhängigkeit des maximalen Volumenstroms  $\dot{V}_{max}$  und der maximalen Strömungsgeschwindigkeit  $v$  mit Formel 8-4 bestimmt werden, wobei für die Strömungsgeschwindigkeit  $5 \frac{m}{s}$  angenommen werden kann (Villotti, 2013). Die Länge der Direktleitung wird als Distanz von Heizsystem zu Heizsystem in Meter definiert.

$$D_i = \sqrt{\frac{\dot{V}_{max} * 4}{v * \pi}} \quad \text{8-4}$$

$D_i$  ... Innendurchmesser der Direktleitung in [m]

$\dot{V}_{max}$  ... maximaler Volumenstrom in  $\left[\frac{m^3}{s}\right]$

$v$  ... maximale Strömungsgeschwindigkeit in  $\left[\frac{m}{s}\right]$

Die Leitungsverluste werden für die Kellerverlegung im Detail simuliert (Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998). Diese Verlegetechnik ist die kostengünstigste Variante, da einerseits nur einfach isolierte Heizwasserrohre benötigt werden, andererseits nur geringe Kosten für den Tiefbau anfallen (siehe auch Abschnitt 8.5). Der Wärmeverlust gedämmter Rohrleitungen kann nach (Wossog, 2003) durch Formel 8-5 bestimmt werden:

$$\dot{Q}_R = \frac{\pi * (\vartheta_i - \vartheta_a)}{\frac{1}{2 * \lambda_B} * \ln \frac{d_a}{d_i} + \frac{1}{\alpha_a} * d_a} \quad \text{8-5}$$

$\dot{Q}_R$  ... Wärmestrom je m Rohrlänge in  $\left[\frac{W}{m}\right]$

$\vartheta_i, \vartheta_a$  ... Innen – und Aussentemperatur in [°C],

Aussentemperatur in [°C]

$\lambda_b$  ... Betriebswärmeleitfähigkeit in  $\left[\frac{W}{mK}\right]$

$d_a, d_i$  ... Aussen – und Innendurchmesser der Dämmung,

entspricht dem Ummantelungsdurchmesser in [m]

$\alpha_a$  ... Wärmeübergangskoeffizient bei Konvektion und Strahlung in  $\left[\frac{W}{m^2K}\right]$

Die Innentemperatur des Rohres  $\vartheta_i$  kann durch das Mittel der Eintritts- und Austrittstemperatur  $\vartheta_i = T_i - T_a$  bestimmt werden. Für die Ermittlung der effektiven solaren Erträge muss auch die notwendige Eintrittstemperatur  $T_i$  bestimmt werden. Diese kann unter Vorgabe der Austrittstemperatur des Rohres, die der Vorlaufstemperatur des Heizsystems, sowie den Temperaturanforderungen zur Warmwasserbereitstellung entsprechen muss, der

Annahme, dass der Massenstrom  $\dot{m}$  des Heizkreislaufs des Verbrauchers vorgegeben ist und durch Gleichsetzen mit Gleichung 8-6 ermittelt werden.

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T \quad \text{8-6}$$

$$\Delta T = T_i - T_a$$

$\dot{Q}$  ... Wärmestrom in [W]

$\dot{m}$  ... Massenstrom des in  $\left[\frac{kg}{s}\right]$

$c_p$  ... spezifische Wärmekapazität in  $\left[\frac{kJ}{kg K}\right]$

$\Delta T$  ... Temperaturhub in [K]

Um einzelne Häuser zu verbinden, deren Keller nicht direkt angrenzend sind, ist die Haus-zu-Haus-Trassenführung, bei der die Häuser zu Gruppen zusammengefasst werden, die kostengünstigste Alternative (Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998). Für die Netzverluste der erdverlegten Rohrleitungen können die Werte aus einem Referenzfall verwendet werden, bei dem die Netzverluste in W/m für Kunststoff-Verbundrohre in Abhängigkeit der Nennweite angegeben sind (Siebrasse, 1999), wobei die Wärmeverluste für nicht angeführte Nennweiten linear interpoliert bzw. extrapoliert werden. Unter der Annahme, dass die Wärmeverluste linear mit der Vorlauftemperatur steigen, können die unterschiedlichen Temperaturniveaus der betrachteten Gebäude angepasst werden ((Blesl, 2002), Seite 48).

### 8.3 Technische Darstellung der Varianten des Wärmeaustausches

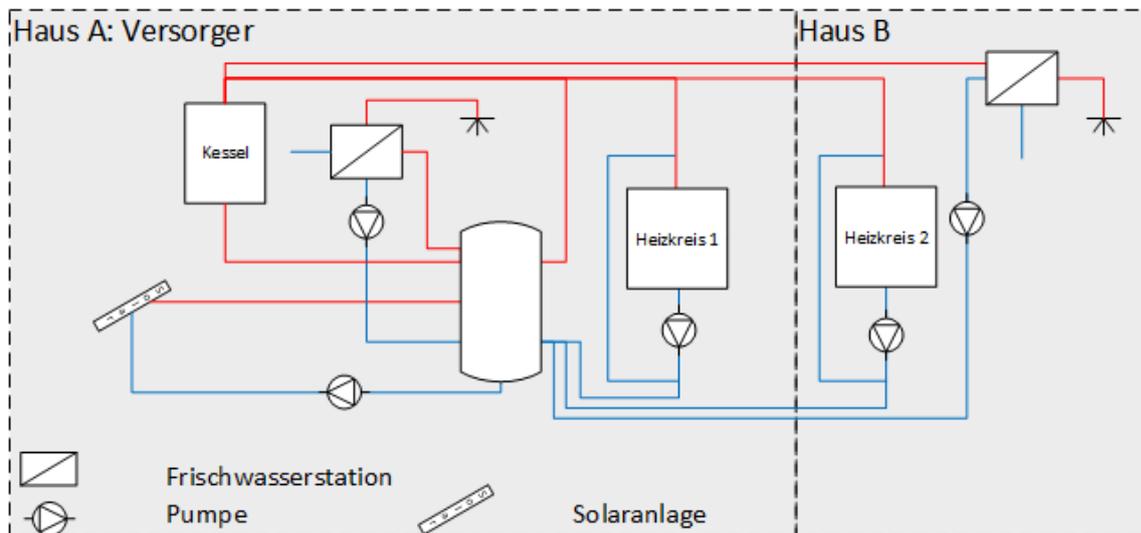


Abbildung 8-2: Schaltbild Variante 1. Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Variante 1 wird die gesamte nachgefragte Wärme von Haus B aus dem Speicher von Haus A gedeckt. Wenn nicht die gesamte nachgefragte Wärme mit der Energie im Speicher gedeckt werden kann, muss die Austrittstemperatur  $T_a$  der Rohrleitung bestimmt werden. Hierfür kann Formel 8-5 verwendet werden, wobei in diesem Fall die Eintrittstemperatur  $T_i$  vorgegeben ist.

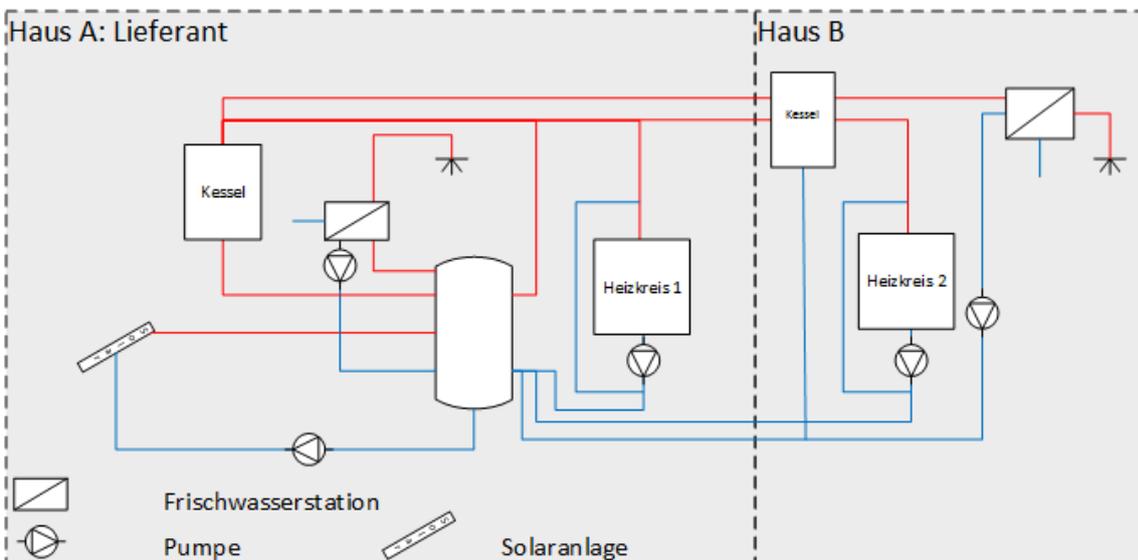
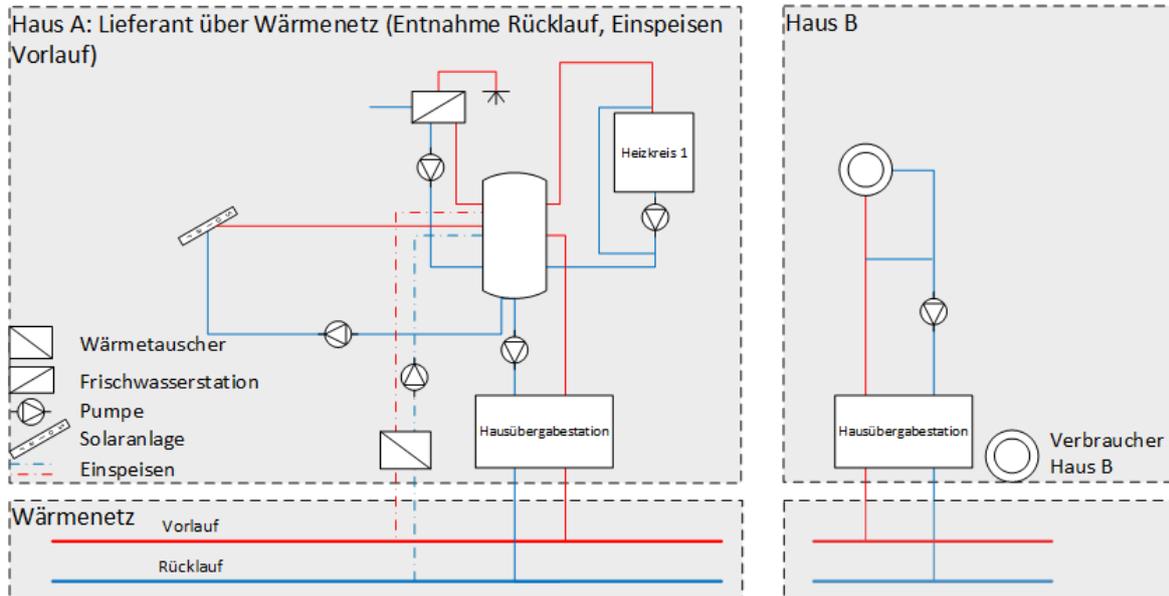


Abbildung 8-3: Schaltbild Variante 2. Quelle: Eigene Darstellung.

Variante 2 unterscheidet sich von Variante 1 dahingehend, dass der Wärmebedarf von Haus B nur dann aus dem Speicher gedeckt wird, wenn die Speichertemperatur die Rücklaufftemperatur (unter Berücksichtigung der Netzverluste) übersteigt.



**Abbildung 8-4: Schaltbild Variante 3. Quelle: Eigene Darstellung.**

Bei der Variante 3 wird nach Berücksichtigung des Eigenverbrauchs des Gebäudes mit der Solarthermieanlage in das Wärmenetz eingespeist, sofern bei Gebäude B Bedarf besteht und die vorhandene Speichertemperatur die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes übersteigt. Die Einspeisung erfolgt in den Vorlauf und die Entnahme des Speichermediums aus dem Rücklauf. Bei dieser Art der Einspeisung in das Wärmenetz handelt es sich um jene Variante, deren praktische Relevanz am größten ist, da sie von den Wärmenetzbetreibern bevorzugt wird (Bucar et al., 2005), da deren Interesse darin liegt, die Rücklauftemperatur so niedrig als möglich zu halten um dadurch die Temperaturspreizung zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur so weit als möglich zu erhöhen. Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass eine Pumpe die Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf überwindet. Da bei der Einspeisung von solarthermischen Anlagen die Vor- und Rücklauftemperaturen wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad haben, wird die techno-ökonomische Simulation für zwei Wärmenetzvarianten durchgeführt: Zuerst werden die laut (Bucar et al., 2005) angeführten Idealwerte für Vorlauf- und Rücklauftemperatur bei Einspeisung ins Fernwärmenetz verwendet. Dafür wird im Vorlauf eine gleitende Temperaturregelung zwischen 70 °C und 90 °C angenommen, die Rücklauftemperatur beträgt 40 °C. Des Weiteren wird die Simulation mit den Netzvor- und -rücklauftemperaturen des Grazer

Fernwärmenetzes<sup>276</sup> in Abhängigkeit von der Außentemperatur durchgeführt. Die Vorlauftemperatur ist in Abhängigkeit der Außentemperatur gleitend zwischen 120 °C und 70 °C, die Rücklauftemperatur gleitet zwischen 60 °C und 40 °C, siehe (Bucar et al., 2005), Seite 84.

## 8.4 Kostendaten und Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung des gebäudeübergreifenden Austausches von Strom

### Kosten für PV-Systeme und Wechselrichter:

Für das PV-System zur Erzeugung des elektrischen Stroms als Voraussetzung für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch werden folgende Investitionskosten betrachtet, wobei zwischen unterschiedlichen Leistungsgrößen der Anlage unterschieden wurde.

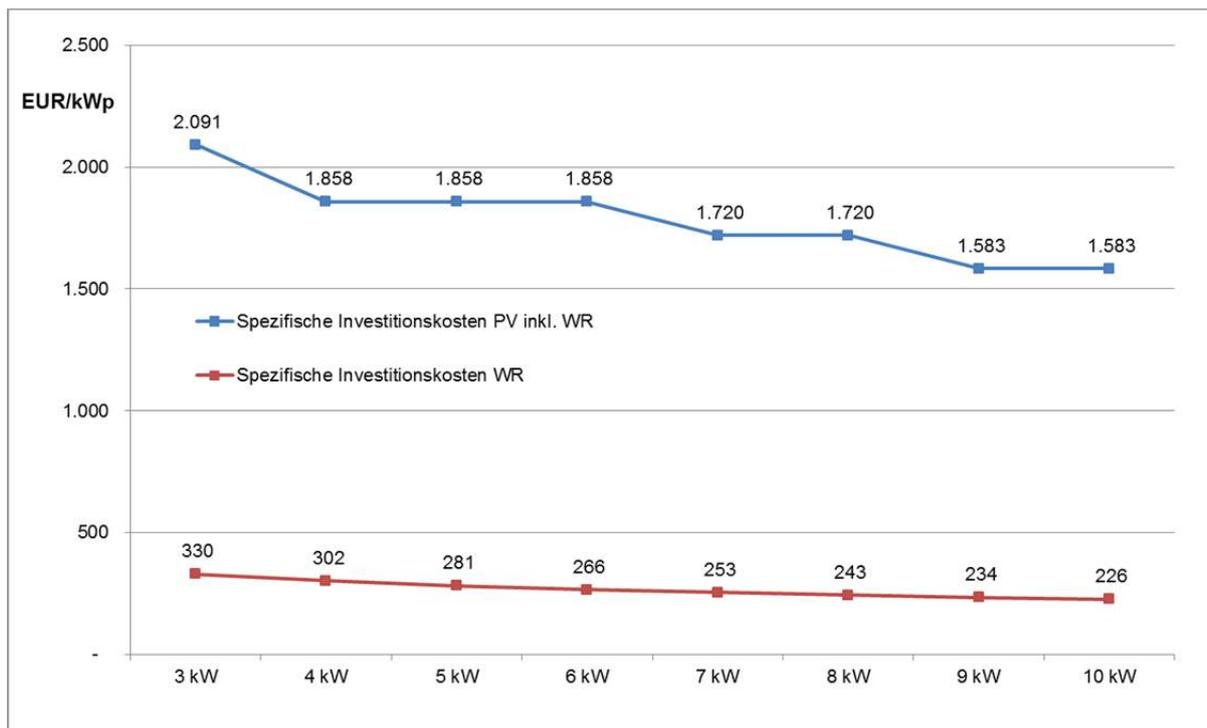


Abbildung 8-5: Investitionskosten PV-Anlage und Wechselrichter. Quelle: Biermayr et al. (2013); Solarladen Wechselrichter (2014).

<sup>276</sup> Die Temperaturregelung dieses Netzes kann (Bucar et al., 2005) entnommen werden.

### Kosten für Verkabelung und Einbindung:

Neben den Kosten für das PV-System sind zudem Kosten für die Verkabelung bzw. Direktleitung zwischen den untersuchten Gebäuden sowie die Einbindung ebendieser Direktleitung in den Gebäuden zu berücksichtigen um einen gebäudeübergreifenden Stromaustausch zu gewährleisten. Für die Direktleitung wurden spezifische Investitionskosten von 80,1 EUR/m herangezogen, sodass sich für die hier betrachteten Abstände 10 m / 30 m / 50 m Investitionen in der Höhe von 801 Euro / 2.403 Euro / 4.006 Euro ergeben (Fürstenwerth, 2013; dena, 2012). Hinsichtlich der Kosten der Einbindung der Direktleitung zwischen den beiden Gebäuden wurde angenommen, dass bei Haus B Investitionskosten in der Höhe von 300 Euro anfallen und bei Haus 50 % davon (150 Euro), demnach insgesamt 450 Euro.

### Kosten für die Wartung und Instandhaltung

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten für ein PV-System umfassen im Wesentlichen Aufwendungen für Versicherung, Miete für Stromzähler und laufende Wartung. Für die jährlichen Versicherungskosten wurde 0,3 % der Investitionssumme, für die Miete des Stromzählers 35 EUR/a und die laufende Wartung 0,1 % der Investitionssumme angesetzt (Kollmann et al., 2013).

### Kosten für Batteriespeichersysteme:

Als Speichertechnologie für das jeweilige PV-System wird ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher betrachtet, wobei folgende Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung herangezogen wurden.

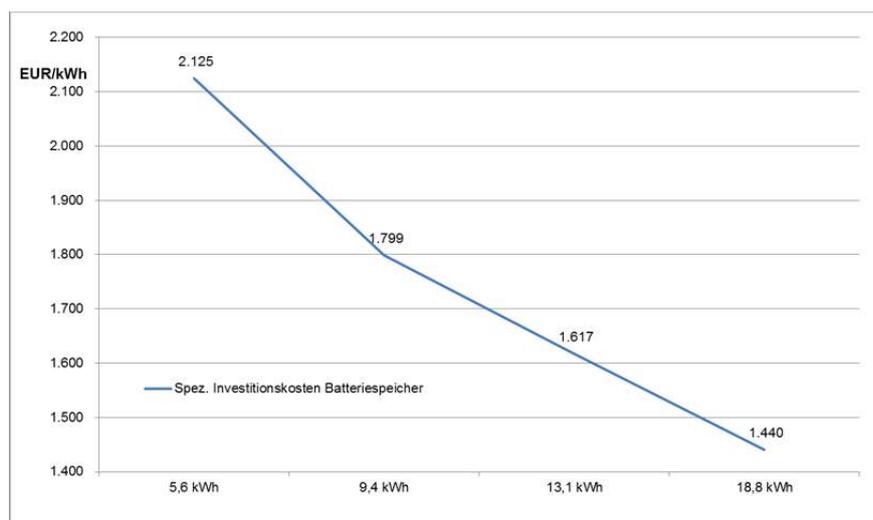


Abbildung 8-6: Investitionskosten PV-Batteriespeicher. Quelle: Solarladen Batteriespeichersysteme (2014).

### **Strompreis und Tarif für Überschusseinspeisung:**

In den ökonomischen Analysen dienen der Strombezug aus dem öffentlichen Netz und die damit verbundenen durchschnittlichen Stromkosten von 19,6 Cent/kWh als Referenzwert. Dieser Wert wurde mit Stand März 2014 dem Tarifkalkulator der E-Control<sup>277</sup> entnommen und entspricht einem durchschnittlichen Endkundenpreis für Haushalte. Als Überschusseinspeisetarif wurden gemäß Bundesverband Photovoltaic Austria<sup>278</sup> hingegen 8,4 Cent/kWh herangezogen, was einem Durchschnittswert mit Stand März 2014 entspricht.

### **Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung**

- Betrachtungszeitraum T = 25 Jahre
- Kalkulationszinssatz: 5 %

---

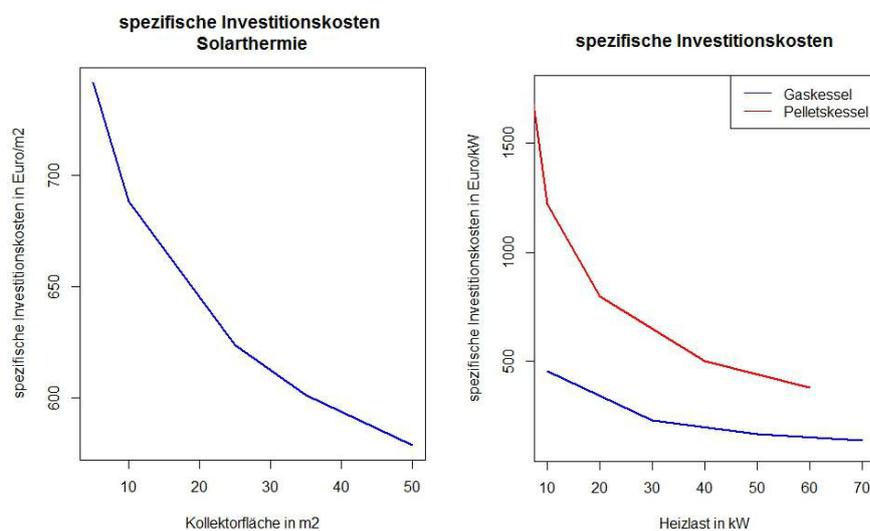
<sup>277</sup> Abrufbar unter: <http://www.e-control.at/haushalts-tarifkalkulator/index.xhtml>.

<sup>278</sup> Abrufbar unter: <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>.

## 8.5 Kostendaten und Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung des gebäudeübergreifenden Austausches von Wärme

### Kosten für Solarthermiesysteme und Backup-Heizsysteme:

Für das Solarthermiesystem zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung werden folgende Investitionskosten betrachtet: Um die Variante 1 und Variante 2 miteinander vergleichen zu können, werden die Investitionskosten für den Gaskessel in Abhängigkeit von der Heizlast benötigt: (Quelle: EEG: Datenbank Invert/EE-Lab, verschiedene Projekte, wie (Kranzl et al., 2014))



**Abbildung 8-7: Investitionskosten Solarthermieanlage und Backup-Heizsystem. Quelle: Eigene Darstellung.**

Die Kosten für den Anschluss an das bestehende Wärmenetz ergeben sich aus Interpolation von Literaturwerten (Biofernwärme, 2014), (Tripolt and Buchleitner, 2012), (Gössl et al., 2013) und (Ebert, 2008). Die Kosten in Abhängigkeit der Anschlussleistung werden in Anschlusskosten, Kosten für die Übergabestation bzw. die Wärmeerzeugung und die Einbindung und Installation unterteilt, wie in Abbildung 8-8 dargestellt ist.

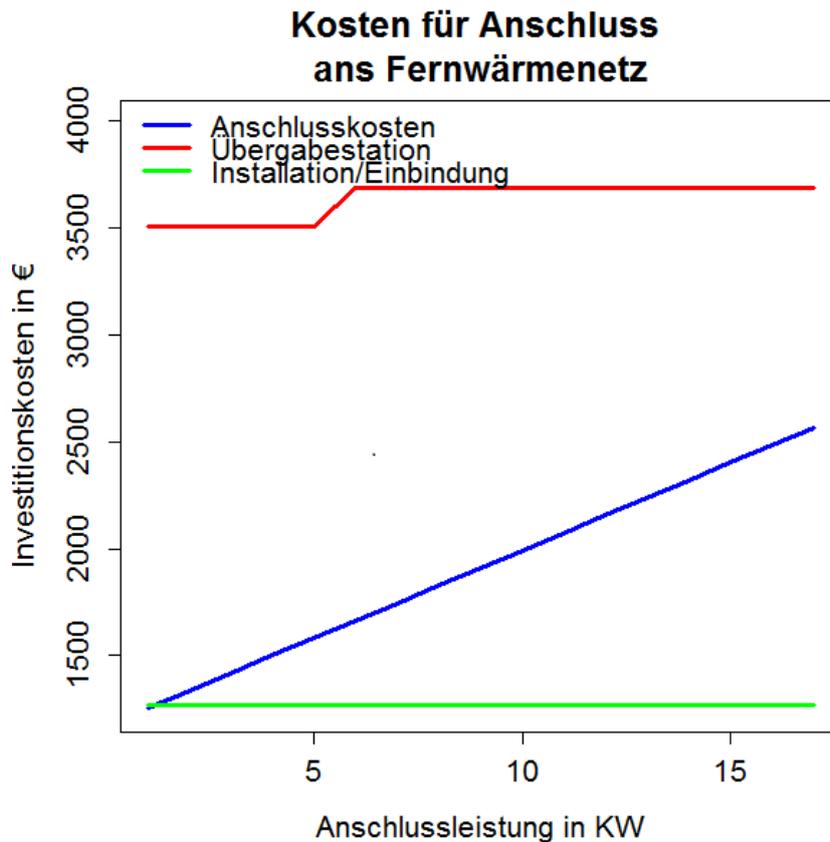


Abbildung 8-8: Investitionskosten Wärmenetz. Quelle: Eigene Darstellung.

#### Kosten für die Wartung und Instandhaltung

Für die Wartung und Instandhaltung werden 1,5 % der Investitionskosten angenommen (Kaltschmitt, 2013).

#### Kosten für Wärmemengenzählung

Um die Förderungen auf Länderebene zu erhalten, wird beispielsweise in Vorarlberg, Oberösterreich, Wien, Steiermark, Burgenland und Tirol die Installation eines Wärmemengenzählers vorausgesetzt. Deswegen wird pro Solarthermieanlage die Installation eines Wärmemengenzählers berücksichtigt. Für die Investitionskosten in einen Wärmemengenzähler werden die Durchschnittspreise der Marktübersicht Messgeräte ("Marktübersicht Messgeräte Lüftung & Klima," 2012) für jene Geräte gebildet, für die Herstellerpreise angegeben sind. Das ergibt für 4 Anbieter einen Durchschnittspreis von 197,25 € für einen für ein durchschnittliches Einfamilienhaus geeigneten Wärmemengenzähler.

## Energiepreisentwicklung

Unter Berücksichtigung eines Heizwerts für Pellets von 4,7 MWh/t ergibt sich ein Energiepreis von 44 €/MWh.

**Tabelle 8-1: Energiepreis und -entwicklung Gas und Pellets Österreich (2012)**

| Energieträger | Preis 2012 inkl. Mehrwertsteuer | Annahme reale Preisentwicklung | Quelle   |
|---------------|---------------------------------|--------------------------------|--|
| Gas           | 0,07 €/kWh                      | 1 %/Jahr                       | (Statistik Austria, 2012)  |
| Pellets       | 0,24 €/kg                       | 1 % /Jahr                      | ("Pelletpreis: Jahresdurchschnittspreise inflationsbereinigt," 2014) |
| Fernwärme     | 0,0873 €/kWh                    | 1 % / Jahr                     | Preis 2010, (Amtmann et al., 2011)                                   |

## Kosten Direktleitung

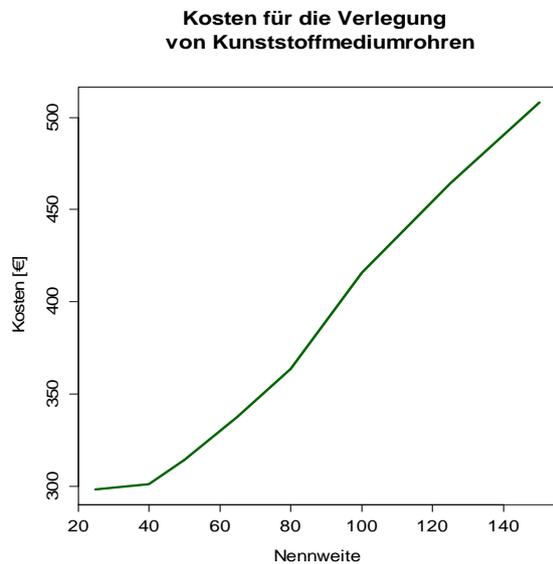
Bei den Kosten für die Direktleitung muss unterschieden werden, ob es sich um Kellerverlegung handelt, oder ob erdverlegte flexible Kunststoffmediumrohre (PMR) eingesetzt werden. Die Kellerverlegung kann nur angewandt werden, wenn die Keller der Gebäude aneinander grenzen, ansonsten müssen die Leitungen erdverlegt werden. In (Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998) sind sowohl für die Kellerverlegung, als auch die Verlegung von Kunststoffmediumrohre, die Kostenbereiche in € pro m Trassenlänge angeführt. Für die Kellerverlegung werden 110 €/m Trassenlänge angenommen, wobei hierfür noch die Kosten für Gewinderohre berücksichtigt werden müssen, siehe Abbildung 8-9.

**Tabelle 8-2: Kosten Heizungsrohre (aus (Villotti, 2013)).**

|                   | Investitionskosten Rohre | Investitionskosten Isolierung (Rohrschale Isover Protect 1000S alu) | Investitionskosten Isolierung gesamt | Gesamtinvestitionskosten |
|-------------------|--------------------------|---|--------------------------------------|--------------------------|
|                   | [in €/m]                 | [in €/m]  | [in €/m]                             | [in €/m]                 |
| Gewinderohr DN 15 | 10,4                     | 2,0   | 5,7                                  | 16,1                     |
| Gewinderohr DN 20 | 12,4                     | 2,2   | 6,1                                  | 18,4                     |
| Gewinderohr DN 25 | 16,7                     | 3,5   | 9,8                                  | 26,5                     |
| Gewinderohr DN 32 | 21,0                     | 5,0   | 14,1                                 | 35,1                     |
| Gewinderohr DN 40 | 25,7                     | 6,8   | 19,1                                 | 44,9                     |
| Gewinderohr DN 50 | 36,4                     | 9,3   | 26,1                                 | 62,5                     |

**Abbildung 8-9: Kosten Heizungsrohre (aus (Villotti, 2013)). Quelle: Eigene Darstellung.**

Richtwerte für die Erdverlegung von flexiblen Kunststoffmediumrohren inklusive Bauneben- und Oberflächenwiederherstellungskosten sind in Abbildung 8-10 dargestellt. Für nicht angeführte Nennweiten werden die Kosten interpoliert bzw. extrapoliert.



**Abbildung 8-10: Kosten für die Verlegung von Kunststoffmediumrohren in Abhängigkeit der Distanz und der Nennweite. Quelle: Eigene Darstellung nach (Fraunhofer UMSICHT (Hrsg.), 1998).**

#### **Annahmen Wirtschaftlichkeitsberechnung**

- Betrachtungszeitraum  $T = 20$  Jahre
- Kalkulationszinssatz: 5 %

## 8.6 Technische Beschreibung der modellierten Systeme beim gebäudeübergreifenden Austausch von Wärme

### Speicher:

- Schichtenspeicher
- 60 l/m<sup>2</sup> Kollektorfläche
- Wärmeleitfähigkeit des Speicherfluids in [W/Km]: 0,65, Quelle: (Hummel et al., 2013)
- Wärmeleitkoeffizient der Speichertankwände in [W/Km<sup>2</sup>]: 0,60, Quelle: (Hummel et al., 2013)

### Kollektor:

Für den Flachkollektor werden spezifische Werte aus der Literatur entnommen. ((Kaltschmitt, 2013), (Hummel et al., 2013) und (Molter, 2008))

- Optischer Wirkungsgrad  $\eta_0 = 0,85$
- Wärmedurchgangskoeffizient  $a_1$  in [W/m<sup>2</sup>K]: 3,1
- Wärmedurchgangskoeffizient  $a_2$  in [W/m<sup>2</sup>K]: 0,007
- Spezifische Wärmekapazität Kollektorfluid in [J/KgK]: 4.192
- Massefluss im Kollektorkreislauf pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche in [kg/h]: 20

### Direktleitung:

Folgende Annahmen werden für die Direktleitung getroffen:

- Verzinktes Stahlrohr mit Mineralwollschale
- Bodentemperatur in [°C]: 15
- Raumtemperatur in [°C]: 15
- Strahlungskoeffizient in [W/(m<sup>2</sup>K<sup>4</sup>)]: 1,47, Quelle: (Wossog, 2003)
- Zuschlag zur Berücksichtigung von Trag- und Stützkonstruktionen in [W/(mK)]: 0,01  
Quelle: (Wossog, 2003)

### Heizsystem:

- Effizienzfaktor Gaskessel: **0,89**
- Effizienzfaktor Pelletsessel: **0,83**
- Effizienzfaktor Fernwärme: **0,95**

Da üblicherweise die Wirkungsgrade für die Warmwasserbereitstellung geringer sind, wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss dieser auf die Wirtschaftlichkeit analysiert.

## 8.7 Sensitivitätsanalyse des gebäudeübergreifenden Strom austausches

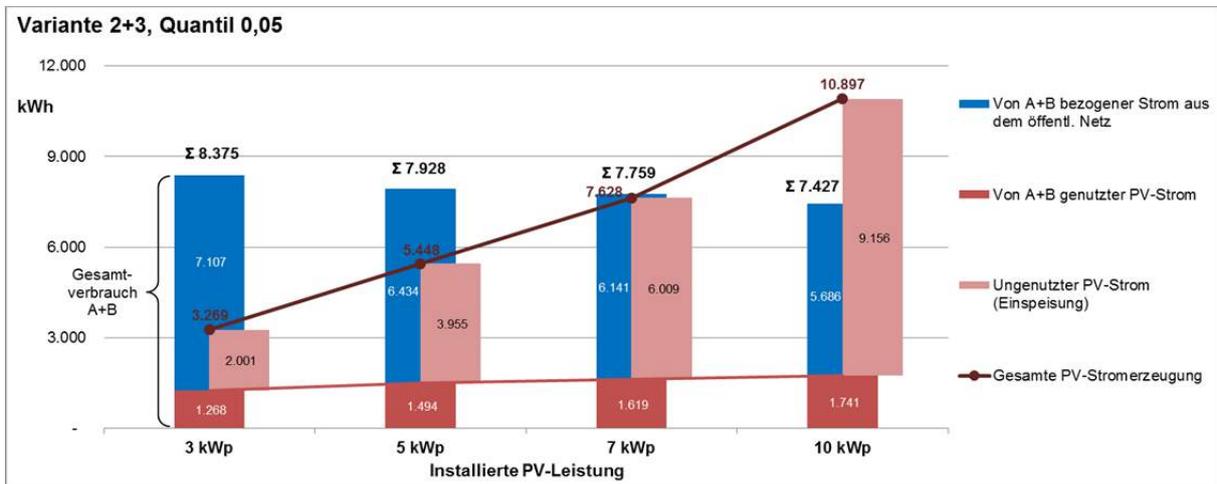


Abbildung 8-11: Energetische Betrachtung des gebäudeübergreifenden Strom austauschs bei Quantil 0,05 Eigenverbrauchsanteil. Quelle: Eigene Darstellung.

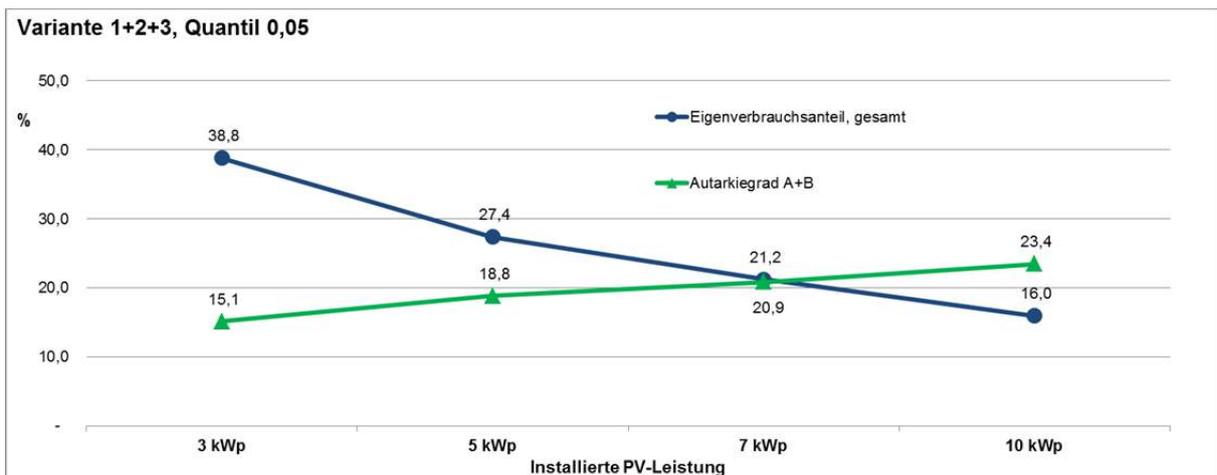


Abbildung 8-12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad des gebäudeübergreifenden Strom austauschs bei Quantil 0,05. Quelle: Eigene Darstellung.

## 8.8 Sensitivitätsanalyse gebäudeübergreifender Wärmeaustausch

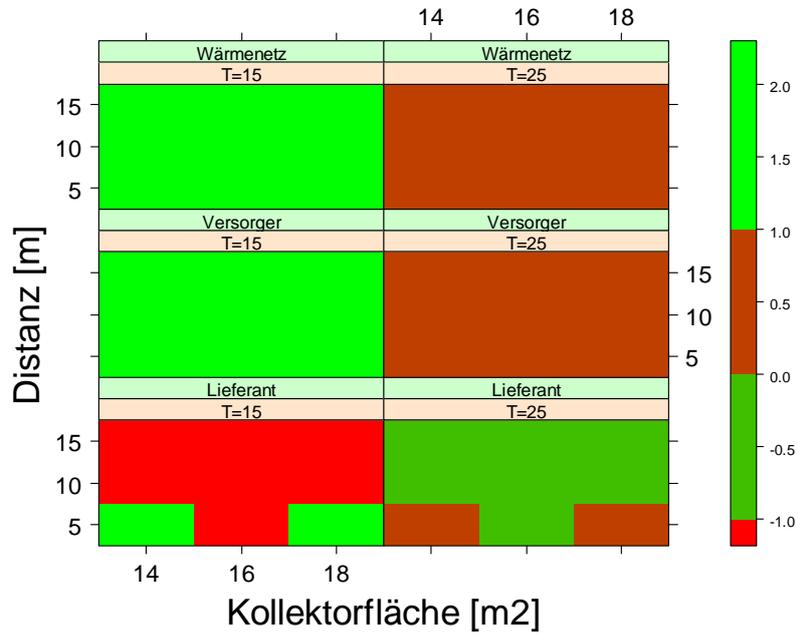


Abbildung 8-13: Sensitivitätsanalyse Amortisationszeitraum  $T$ . Quelle: Eigene Darstellung.

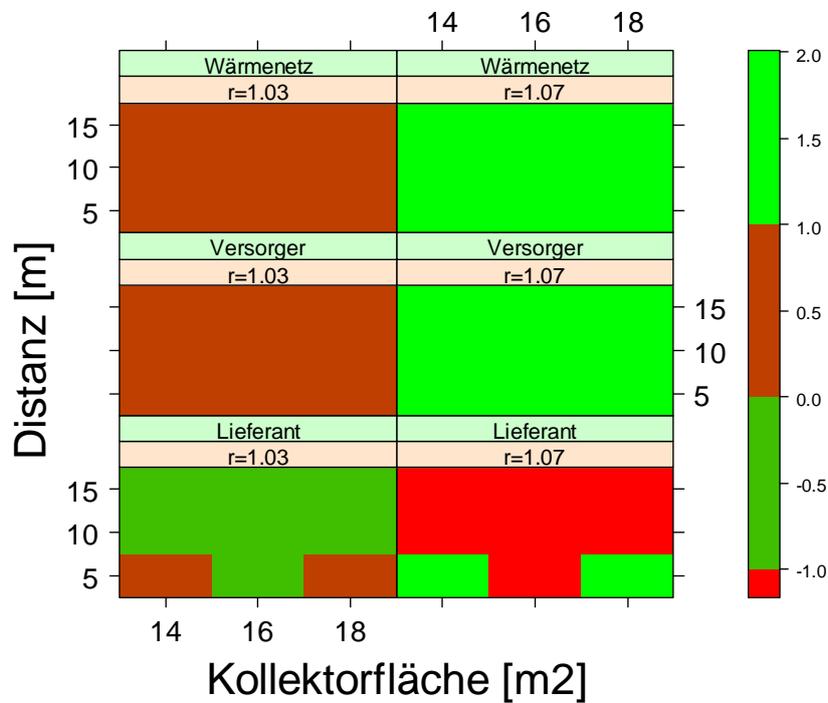


Abbildung 8-14: Sensitivitätsanalyse Kalkulationszinssatz  $r$ . Quelle: Eigene Darstellung.

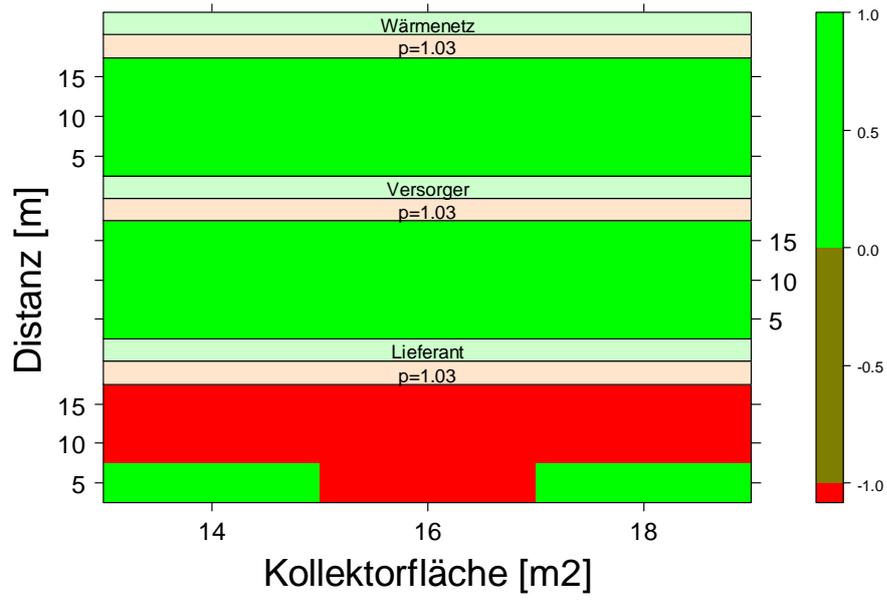


Abbildung 8-15: Sensitivitätsanalyse Preissteigerung p. Quelle: Eigene Darstellung.

## 8.9 Förderbestimmungen *Photovoltaik*

- Burgenland: „Förderung von Alternativenergieanlagen“. <http://www.eabgld.at/index.php?id=789>.
- Kärnten: Förderung von Photovoltaikanlagen“. <http://www.energieleben.at/forderungen-karnten-im-ueberblick/>
- Oberösterreich: „Förderung für Photovoltaikanlagen“. [http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/ooe/hs.xsl/114780\\_DEU\\_HTML.htm](http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/ooe/hs.xsl/114780_DEU_HTML.htm)
- Salzburg: „Photovoltaik Förderung Land Salzburg. <http://www.salzburg.gv.at/photovoltaik>
- Steiermark: „Direktförderung von Photovoltaikanlagen“. <http://www.technik.steiermark.at/cms/ziel/59689784/DE/>
- Tirol: „Förderungen von Photovoltaikanlagen. <https://www.tirol.gv.at/umwelt/energie/downloads>
- Vorarlberg: „Förderung von Photovoltaikanlagen“. [http://www.vorarlberg.at/vorarlberg/wasser\\_energie/energie/energie/foerderungen/sub/foerderungvonphotovoltaik.htm](http://www.vorarlberg.at/vorarlberg/wasser_energie/energie/energie/foerderungen/sub/foerderungvonphotovoltaik.htm)
- Wien: „Landesförderung Wien – Photovoltaik“. Abgewickelt durch die Kommunalkredit Public Consulting. [http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/umweltfoerderung/fr\\_private/weitere\\_foerderungen/landesfoerderung\\_wien/](http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/umweltfoerderung/fr_private/weitere_foerderungen/landesfoerderung_wien/)
- Niederösterreich: Förderung von Alternativenergien. [http://www.noel.gv.at/Bauen-Wohnen/Heizen-Energie/Solar-Waermepumpen-Photovoltaik-Foerderung/Foerderung\\_Alternativenergien.html](http://www.noel.gv.at/Bauen-Wohnen/Heizen-Energie/Solar-Waermepumpen-Photovoltaik-Foerderung/Foerderung_Alternativenergien.html)
- Bundesförderung: „Photovoltaik-Förderaktion“. Klima- und Energiefonds. Förderung wird jährlich überarbeitet. <https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/2014-2/photovoltaik-foerderung-2/>
- Ökostromtarifförderung (OeMAG) <http://www.oem-ag.at/de/home/>

## 8.10 Förderbestimmungen *Solarthermie*

- Burgenland: „Richtlinie zur Förderung von Alternativenergieanlagen und Anlagen zur Einsparung von Energie und anderen elementaren Ressourcen für Ein- und Zweifamilienhäuser nach dem Burgenländischen Wohnbauförderungsgesetz 2005 - Bgld. WFG 2005, LGBl.Nr.1, in der Fassung des Gesetzes LGBl.Nr. 5/2012“. Burgenländische Energie Agentur. Zugegriffen 7. März 2014.  
[http://www.eabgld.at/uploads/tx\\_mddownloadbox/Richtlinie\\_Alternativenergie\\_2013\\_EFH-ZFH\\_v10\\_\\_nach\\_VD.pdf](http://www.eabgld.at/uploads/tx_mddownloadbox/Richtlinie_Alternativenergie_2013_EFH-ZFH_v10__nach_VD.pdf).
- Kärnten: Süssenbacher, Stefan. „Richtlinie zur Förderung thermischer Solaranlagen“. Amt der Kärntner Landesregierung. Zugegriffen 7. März 2014.  
[https://www.ktn.gv.at/cms/akl/30360f\\_DE.htm?EVOLAC=b90f3604af93925a0ea87db6d1f1dd52](https://www.ktn.gv.at/cms/akl/30360f_DE.htm?EVOLAC=b90f3604af93925a0ea87db6d1f1dd52).
- Oberösterreich: „Förderung von thermischen Solaranlagen und Wärmepumpen“. Förderung von thermischen Solaranlagen und Wärmepumpen, Land Oberösterreich. Zugegriffen 7. März 2014. [http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-3DCFCFC3-84E24BBF/ooe/hs.xsl/13877\\_DEU\\_HTML.htm](http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-3DCFCFC3-84E24BBF/ooe/hs.xsl/13877_DEU_HTML.htm).
- Salzburg: „Richtlinien für die Förderung von qualitativ hochwertigen Solaranlagen“. Abteilung 4: Lebensgrundlagen und Energie, Land Salzburg. Zugegriffen 17. März 2014.  
[http://www.energieaktiv.at/download/index/mediafile/226/Richtlinien\\_SOLAR\\_01-03-2013.pdf](http://www.energieaktiv.at/download/index/mediafile/226/Richtlinien_SOLAR_01-03-2013.pdf).
- Steiermark: „Richtlinie für die Direktförderung von thermischen Solaranlagen für die Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung“. Das Land Steiermark. Zugegriffen 7. März 2014.  
[http://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/11954157\\_59689784/24ae5b34/RL%20Solarthermie%202014\\_28012014.pdf](http://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/11954157_59689784/24ae5b34/RL%20Solarthermie%202014_28012014.pdf).
- Tirol: „Wohnbauförderung Informationsblatt MBL-12: Zusatzförderung“. Land Tirol, 1. Oktober 2013. <https://www.tirol.gv.at/bauen-wohnen/wohnbauforderung/eigenheime/>.  
„Wohnbauförderung Informationsblatt MBL-10: Haustechnik/Gebäudestandard“. Land Tirol, 1. Juli 2012. <https://www.tirol.gv.at/bauen-wohnen/wohnbauforderung/eigenheime/>.
- Vorarlberg: „Energieförderungsrichtlinie 2013: Richtlinie des Landes Vorarlberg zur Förderung von thermischen Solaranlagen, Holzheizungen, Wärmepumpen, Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG) und Anschluss an Nahwärme in Wohnbauten“. Land Vorarlberg, 2013.  
[http://www.vorarlberg.at/pdf/ef\\_richtlinie\\_2013.pdf](http://www.vorarlberg.at/pdf/ef_richtlinie_2013.pdf).
- Wien: „Förderungsrichtlinien 2014 für solarthermische Anlagen und Solarthermie-Wärmepumpen-Kombisysteme in Wien“. MA 25, Wien, 1. März 2014.

<https://www.wien.gv.at/wohnen/wohnbautechnik/pdf/solarfoerderung-ein-zweifamilienhaus.pdf>.

- Bundesförderung: „Sanierungsscheck für Private 2013“. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Juni 2013.  
[http://www.umweltfoerderung.at/uploads/infoblatt\\_tgs\\_private\\_2013.pdf](http://www.umweltfoerderung.at/uploads/infoblatt_tgs_private_2013.pdf).