

Ausgeglichene Strom- und Wärmebilanz für die Versorgung eines Neubaugebietes

Michel Y. Haller, Institut für Solartechnik SPF Hochschule für Technik HSR, Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil, michel.haller@solarenergy.ch, www.solarenergy.ch

Elimar Frank, Institut für Solartechnik SPF Hochschule für Technik HSR, Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil, elimar.frank@solarenergy.ch, www.solarenergy.ch

Thomas Selm, Selm Heizsysteme AG, Brauereistrasse 36, CH-8730 Uznach, thomas.selm@selm-ag.ch, <http://www.selm-ag.ch>

Zusammenfassung

Abstract

Im Rahmen eines Überbauungsplans wurde für die Bildstöckli AG (Eschenbach) ein Konzept erarbeitet für die möglichst nachhaltige und multiplizierbare Energieversorgung (Strom und Wärme) einer Neubau-Siedlung mit nicht nur jährlich, sondern auch monatlich ausgeglichener Strom- und Wärmebilanz. Letzteres wurde erreicht durch eine geschickte Kombination aus Nahwärmenetz, Blockheizkraftwerk (BHKW) und Solarwärme für eine Zone A mit höherem spezifischem Wärmebedarf, Erdsonden-Wärmepumpen für eine Zone B mit geringerem spezifischem Wärmebedarf, sowie Photovoltaikanlagen, welche unabhängig von der Zone realisiert werden können. Im Vergleich zu einer Erdgasheizung und « Normalstrom » ab Netz kann mit dem vorgelegten Konzept der nicht erneuerbare Primärenergieeinsatz für die kombinierte Strom- und Wärmeversorgung bei Verwendung von Erdgas für das BHKW um 53% gesenkt werden, bei Verwendung von Biogas sogar um 81%. Die ermittelten Wärmegestehungskosten im Bereich des Nahwärmenetzes sind jedoch stark abhängig von der Vergütung des BHKW-Stroms. Im vorliegenden Fall waren die vom lokalen Strom-Monopolisten angebotenen Vergütungssätze mit 6.3 - 8.2 Rp/kWh im Winter bei einem Gaspreis von 7.6 Rp/kWh (Erdgas) weit davon entfernt, einen rentablen Betrieb des BHKW zu ermöglichen.

A concept for an as much as possible sustainable and replicable energy supply (heat and power) with an even heat and power balance over the months has been developed for a new housing area on behalf of Bildstöckli AG (Eschenbach). This goal has been reached by a smart combination of local heat network, combined heat and power station (CHP), and solar thermal heat for zone A with a higher specific heat demand, ground source heat pumps for zone B with a lower specific heat demand, and photovoltaic power which can be realized independently of the zone. In comparison with heat from natural gas and « standard » power from the grid, this concept reduces the non-renewable primary energy use by 53% if natural gas is used for the CHP, and even by 81% if biogas is used for the CHP. The cost for heat in the range of the local heat network is highly dependent on the feed-in tariff of the electricity produced from the CHP. In the presented case, the price for natural gas was 7.6 Rp/kWh and the local electricity monopolist offered 6.3 – 8.2 Rp/kWh for the feed-in electricity in winter which was considered to be far away from a feed-in tariff that would enable a cost-effective realization of this concept.

1. Ausgangslage

Im Auftrag der Bildstöckli AG (Eschenbach) wurde am Institut für Solartechnik SPF in Rapperswil ein Konzept erarbeitet für die Energieversorgung (Strom und Wärme) einer Neubau-Siedlung im Schweizer Mittelland, bestehend aus Mehrfamilien-, Reihen-, Zweifamilien- und Einfamilienhäusern. Es sollte ein Vorzeige-Projekt realisiert werden, welches in Sachen Nachhaltigkeit zukunftsweisenden Charakter besitzt. Im Hinblick auf eine quasi unbeschränkte Multiplizierbarkeit des Konzeptes wurde eine ausgeglichene Strom- und Wärmebilanz in jedem Monat angestrebt. Dies unterscheidet das Konzept von den meisten derzeit präsentierten "Net-Zero-Energy" Konzepten, welche eine elektrische Unterdeckung im Winter durch den Export von Überschüssen ins Stromnetz im Sommer kompensieren. Mit dem in der Schweiz bevorstehenden Ausstieg aus der Kernenergie sind insbesondere im Strombereich Lösungen gefragt, welche eine ganzjährige Versorgung mit Strom gewährleisten können. Zur Zeit exportiert die Schweiz Strom vor allem im Sommer und importiert im Winter. Zudem ist der Anteil der Kernkraft und Strom unbekannter Herkunft am Verbrauchsmix der Schweiz im Winter wesentlich grösser als im Sommer.

Eine zu jeder Jahreszeit ausgeglichene Stromerzeugungs- und Verbrauchsbilanz lässt sich zum Beispiel mit einer Kombination aus Wärmepumpen und Photovoltaik alleine nicht erreichen, da die Photovoltaik hauptsächlich im Sommer Strom produziert und die Wärmepumpen hauptsächlich im Winter Strom benötigen. Gleichzeitig besteht zumindest im Sommerhalbjahr auch in unseren Breitengraden ein Überfluss an Solarenergie, so dass auf das Verbrennen von Energieträgern oder die Verwendung von nicht erneuerbarem Strom im Sommerhalbjahr bereits heute ohne grossen Aufwand verzichtet werden könnte. Auf Grund des viel geringeren Angebotes an Solarstrahlung im Winter ist die Umstellung auf eine vollständig erneuerbare Energieversorgung in dieser Jahreszeit eine grössere Herausforderung, bei der die Entwicklung neuer Möglichkeiten zur Speicherung von Energie eine zentrale Rolle spielen wird.

2. Vorgehen

Da in den Wintermonaten eine Deckung des Strom- und Wärmebedarfs der Siedlung mit Solarenergie nur unter sehr grossem Aufwand und mit sehr grossen Energiespeichern erreicht werden könnte, soll in dieser Jahreszeit ein Blockheizkraftwerk (BHKW) über ein Nahwärmenetz eine Zone A der Siedlung mit Wärme versorgen, und gleichzeitig Strom für den ganzen Siedlungsbereich produzieren. Der Strom wird einerseits als Haushaltsstrom benötigt, andererseits jedoch auch für die Versorgung von Wärmepumpen-Heizungen in der Zone B der Siedlung, welche sich auf Grund ihres geringen spezifischen Wärmebedarfs nicht für den Anschluss an ein Wärmenetz eignet (vgl. Tabelle 1). Entsprechend wurde das Siedlungsgebiet in einem ersten Schritt auf Grund der Wohneinheiten-Dichte unterteilt in die Zonen A und B. In einem zweiten Schritt wurde der Wärme- und Strombedarf beider Zonen ermittelt. Auf Grund der ermittelten Zahlen wurden die Solaranlagen (Photovoltaik und Thermie) so ausgelegt, dass über mehrere Sommermonate kein Betrieb des Blockheizkraftwerkes nötig ist. Die Solarwärmeanlagen wurden für die Einspeisung ins Nahwärmenetz ausgelegt, so dass dieses über den Sommer in Betrieb bleiben kann. Die Auslegung und Kostenrechnung von Blockheizkraftwerk und Nahwärmenetz wurde von der Firma Gruneko Schweiz AG vorgenommen. Die Berechnung der Kosten und Erträge der Solarwärme- und Photovoltaik-Anlagen erfolgte durch das Institut für Solartechnik SPF, Rapperswil. Die Solarerträge sowie die ebenfalls witterungsbedingten Heizlasten wurden anhand von Jahressimulationen mit TRNSYS berechnet. Haushaltsstrom und Warmwasserbedarf wurden nicht nach SIA 380/1, sondern auf Grund von [1] für Haushalte ohne Elektroboiler abgeschätzt.

Tabelle 1: Übersicht Energieabdeckung in den beiden Überbauungszonen A und B.

	Zone A		Zone B	
	Wärme	Strom	Wärme	Strom
Sommer	Solarwärme	Photovoltaik	Solarwärme	Photovoltaik
Winter	BHKW	BHKW	Wärmepumpe	BHKW

3. Resultate

3.1 Aufteilung des Siedlungsgebietes und Verbrauchsdaten

Die Aufteilung des Siedlungsgebietes erfolgte auf Grund des spezifischen Wärmebedarfs. Der Wärmebedarf für Warmwasser und Raumheizung der beiden Zonen ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht Energiebedarf in den Zonen A (Wärmenetz) und B (WP-Anlagen)

Zone A: Wärmenetz		EFH	DEFH	3REFH	MFH	Summe
Anzahl Objekte	-	8	4	0	5	17
Heizwärme	MWh/a	111	98	0	318	527
Warmwasser	MWh/a	22	22	0	112	157
Zone B: WP-Anlagen		EFH	DEFH	3REFH	MFH	Summe
Anzahl Objekte	-	13	5	2	0	20
Heizwärme	MWh/a	180	122	70	0	373
Warmwasser	MWh/a	36	28	17	0	81
Zonen(A+B)		EFH	DEFH	3REFH	MFH	Summe
Haushaltstrom	MWh/a	105	90	30	180	405

EFH: Einfamilienhaus; DEFH: Doppel-Einfamilienhaus; 3REFH: Reihen-Einfamilienhaus mit drei Einheiten; MFH: Mehrfamilienhaus

3.2 Bereich Nahwärmenetz (Zone A)

Das Nahwärme-Netz besteht aus einer BHKW-Anlage (133 kW_{th}, 90 kW_{el}) mit Spitzenlastkessel (200 kW_{th}), zentralem Wärmespeicher (50 m³) und zwei thermischen Solaranlagen (Total 413 m² Absorberfläche). Der Wärmespeicher ermöglicht sowohl ein besseres Management des BHKW als auch ein Speichern von Solarwärme. Die Solaranlagen (thermisch und elektrisch) sind so ausgelegt, dass ein komplettes Abstellen des BHKW im Sommer ermöglicht wird. Die zwei thermischen Solaranlagen speisen entweder direkt ins Nahwärmenetz ein oder in den zentralen Wärmespeicher.

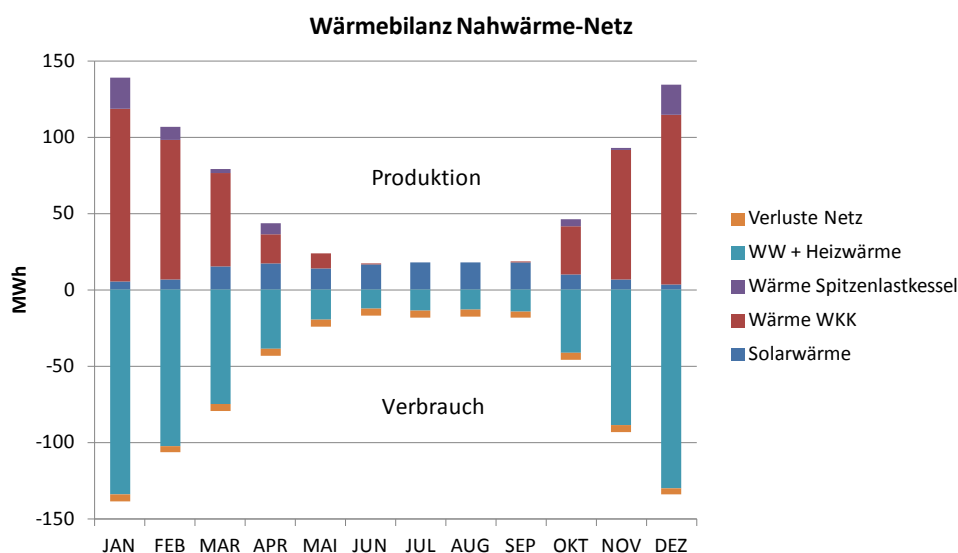


Abbildung 1: Monats-Energiebilanzen des Nahwärmenetzes mit Solarwärme.

Damit Solarwärme effizient genutzt und verteilt werden kann, müssen sowohl Vor- als auch Rücklauftemperaturen möglichst tief sein. Deshalb wurde mit einer Warmwasser-Aufbereitung durch Frischwasserstationen gerechnet, welche in den Wohnungsübergabestationen integriert sind. Diese können bereits bei einer Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes von 60 °C

legionellensicher betrieben werden und liefern bei korrekter Auslegung wesentlich tiefere Rücklaufemperaturen als Systeme, bei welchen Speicher über interne Wärmetauscher beladen werden. Tiefe Rücklaufemperaturen erhöhen nicht nur die Möglichkeit der solaren Einspeisung, sondern sie führen auch zu einer Erhöhung der nutzbaren Speicherkapazität des zentralen Pufferspeichers und ermöglichen eine dem BHKW nachgeschaltete Kondensationswärmenutzung des Abgases. Abbildung 3 zeigt eine Berechnung der Energieströme im Bereich des Nahwärmenetzes.

3.3 Bereich Wärmepumpen-Anlagen (Zone B)

Im Bereich der Wärmepumpen wurde angenommen, dass alle Haushalte über eine thermische Solaranlage für das Brauchwarmwasser verfügen. Dies erhöht die Jahresarbeitszahl der Erdsonden-Wärmepumpen, da diese im Brauchwarmwasser-Modus weniger effizient arbeiten als für die Niedertemperaturheizung. Die durchschnittliche Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen alleine erreicht damit 4.3, inklusive Beitrag der Solarwärme wird ein Verhältnis von Wärme- zu Stromproduktion von 4.9 erreicht.

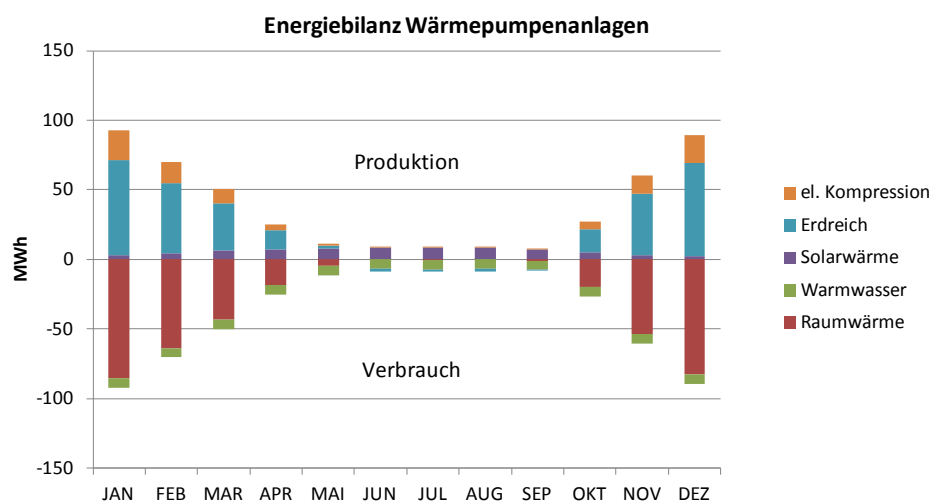


Abbildung 2: Monats-Energiebilanzen im Bereich der WP-Anlagen.

3.4 Bilanz der elektrischen Energie

Die vom BHKW erzeugte elektrische Energie beträgt 310 MWh/a und übertrifft damit die für die Wärmepumpen benötigten 92 MWh/a bei weitem. Für die Abdeckung des gesamten Bedarfs an elektrischer Energie für Wärmepumpen und Haushalte werden jedoch 497 MWh/a benötigt. Der Fehlbetrag an elektrischer Energie kann mit 1300 m² Photovoltaikfläche erzeugt werden. Daraus resultiert eine Strom-Überproduktion von ca. 1.2% über das Jahr. Auf monatlicher Basis erscheinen Produktion und Verbrauch des Stroms relative ausgeglichen (Abbildung 5), wobei im Sommerhalbjahr sogar eher zu wenig Strom produziert wird (\varnothing -9 MWh/Mt) und im Winter eher zu viel (\varnothing +10 MWh/Mt). Durch den Anschluss weiterer 19 EFH mit Wärmepumpen-Heizung und die Aufstockung der PV-Fläche um weitere 1000 m² (53 m² pro zusätzliches EFH) könnte eine ausgeglichene Sommer-Winter-Bilanz erreicht werden (\varnothing \pm 0.6 MWh/Mt) mit maximaler Abweichung im Monat September von -15 MWh.

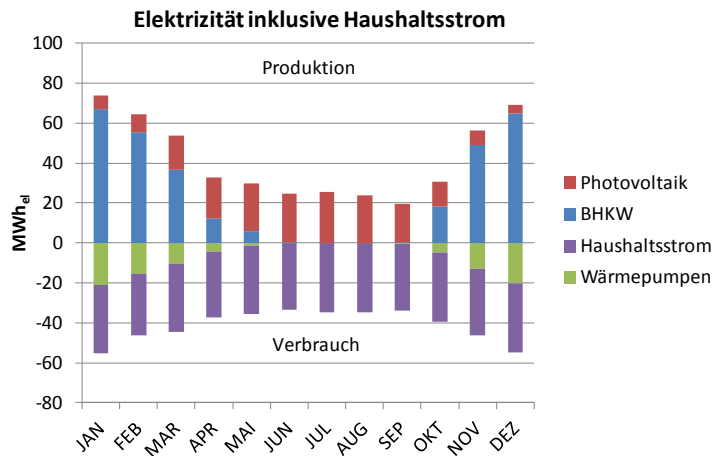


Abbildung 3: Monats-Bilanz des elektrischen Stroms inklusive Haushaltsstrom.

3.5 Gesamt-Bilanz der Energie

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Monats- und Jahresbilanzen des Inputs und Outputs der gesamten Energie in das Siedlungsgebiet. Es ist gut ersichtlich, dass der Mix aus Solarwärme, Solarstrom, Erdwärme mit Wärmepumpe und Biogas-BHKW zu einer relativ ausgeglichenen Bilanz sowohl für Strom als auch für Wärme führt, und dies nicht nur für das gesamte Jahr, sondern auch für jeden einzelnen Monat.

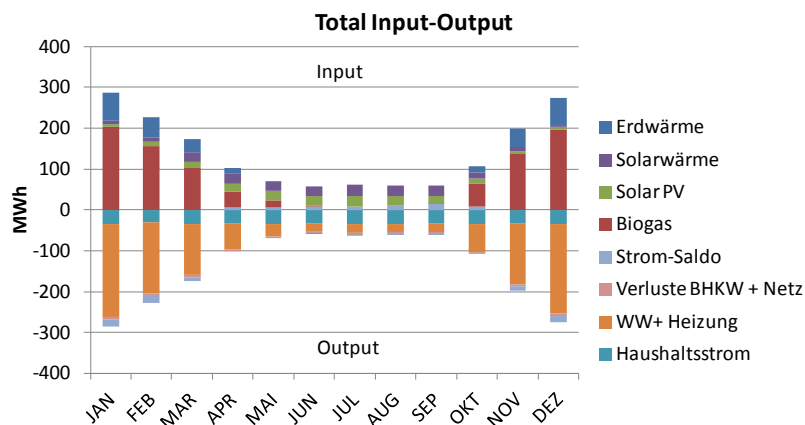


Abbildung 4: Monats-Bilanz des Energie-Inputs und -Outputs der ganzen Überbauung.

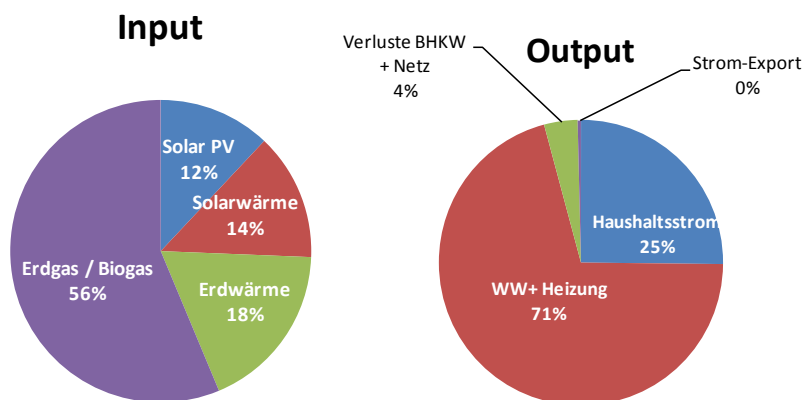


Abbildung 5: Jahres-Bilanz des Energie-Inputs und -Outputs der gesamten Siedlung (Zone A und B).

3.6 Primärenergiefaktoren

Abbildung 8 zeigt die Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs (fossil und nuklear), welche erzielt werden kann durch das vorgeschlagene Konzept. Verglichen wird dabei mit einer konventionellen Erdgas-Heizung mit Bezug von Haushaltsstrom ab Netz, berechnet auf der Basis von [2]. Die Maximalvariante mit Biogas-Bezug für das BHKW reduziert den nicht erneuerbaren Primärenergieaufwand um ca. 82%, bei Bezug von Erdgas beträgt die Reduktion immerhin noch 55%. Nicht berücksichtigt in diesen Rechnungen sind hierbei die energetischen Aufwendungen für den Bau der WP-Anlagen, des BHKWs und des Wärmeverteilnetzes. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Aufwendungen für den Bau von dezentralen Erdgas-Feuerungen mit Abgas-Anlagen im Falle der konventionellen Erdgas-Heizungen (Vergleichsfall).

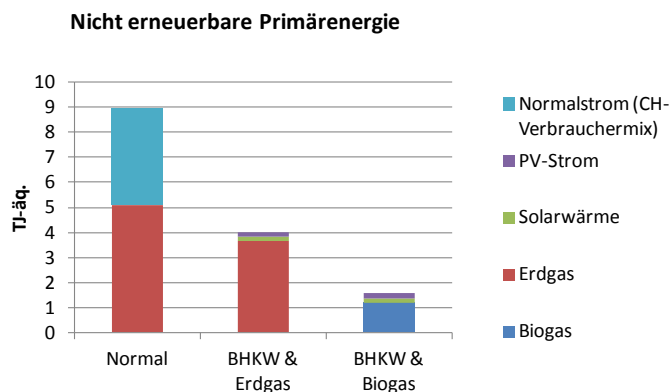


Abbildung 6: Nicht erneuerbarer Primärenergieaufwand im Vergleich zu konventioneller Erdgas-Heizung und Bezug von Haushaltsstrom ab Netz.

Würde man im Sinne einer noch besser ausgeglichenen Strom-Bilanz die Siedlung um die in Abschnitt 3.4 erwähnten 19 EFHs mit Wärmepumpenheizung sowie zusätzlich 1'000 m² Photovoltaik erweitern, so würde bereits mit der Erdgas-Variante eine Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs um 63% und mit der Biogas-Variante um 84% resultieren.

3.7 Kosten

Die Kosten der verschiedenen Anlagen-Komponenten von BHKW und Wärmenetz sowie Vergleichskosten für Wärmepumpen- und Erdgasheizungen wurden von der Bildstöckli AG, der Gruneko Schweiz AG (Wärmenetz und BHKW) sowie vom Institut für Solartechnik SPF zusammengetragen und ausgewertet. Für alle Kostenrechnungen wurde die Annuität mit einem Zinssatz von 3% und einer Lebensdauer der Anlagen von 15 bis 30 Jahren (je nach Komponente) gerechnet. Für die Photovoltaik wurde mit einer Finanzierung über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gerechnet, weshalb der PV-Strom ebenso wie die Erdsonden-Wärmepumpen-Anlagen mit solarer Warmwasser-Erwärmung von der hier präsentierten Kostenrechnung ausgeklammert sind.

Die durchschnittlichen Preise, die für jede von BHKW und Solarwärme produzierte kWh Endenergie (Wärme und Strom gemischt, inklusive kapitalgebundene und betriebsgebundene Kosten) für einen wirtschaftlichen Betrieb erhoben werden müssten, sind für verschiedene Varianten in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 3 zeigt im Vergleich dazu Endenergiepreise konventioneller Heizsysteme, sowie den durchschnittlichen Strompreis für ein Einfamilienhaus im Jahr 2012 gemäss Elcom [3].

Tabelle 3: Durchschnittliche Endenergiepreise des präsentierten Konzeptes (inkl. Strom ab BHKW) unter Berücksichtigung aller Investitionskosten und Unterhaltskosten.

Variante	Endenergiepreis [Rp/kWh]
Biogas-BHKW (über Zertifikate), mit Solarwärme	30.3
Erdgas-BHKW, mit Solarwärme	23.5
Erdgas-BHKW, mit Solarwärme, abzüglich Subventionen	22.9
Erdgas-BHKW, ohne Solarwärme	20.9

Tabelle 4: Durchschnittliche Endenergiepreise von Vergleichs-Heizsystemen unter Berücksichtigung aller Investitionskosten und Unterhaltskosten. Elektrizität für EFH ohne Investitionskosten des Konsumenten.

Variante	Endenergiepreis [Rp/kWh]
Erdsonden-Wärmepumpe EFH, ohne Solarwärme	21.6
Erdgas-Heizung EFH	24.1
Erdgas-Heizung MFH	16.4
Strompreis EFH [3]	19.7

Unter Annahme einer Vergütung des eingespeisten Stroms in der Höhe von 18 Rp/kWh sowie einer einmaligen Anschluss-Gebühr an die Nahwärme von 15'000 Fr pro Wohneinheit resultieren durchschnittliche Kosten für den Wärmebezug ab Wärmenetz (mit Erdgas und Solarwärme) von 2066 Fr/a. Diese könnten zum Beispiel über monatlich fixe Gebühren von 50 Fr, gekoppelt mit einem Bezugspreis für Wärme von 12 Rp/kWh, gedeckt werden. Der lokale Elektrizitätsversorger jedoch bietet für den eingespeisten Winter-Strom lediglich 6.3 - 8.2 Rp/kWh. Bei einem Erdgaspreis von 7.4 Rp/kWh müsste der Stromverkauf entsprechend durch den Verkauf von Wärme querfinanziert werden, was zu Wärmekosten über 2'500 Fr pro Jahr und Wohneinheit führen würde und letztendlich einen Wärmepreis von 17 Rp/kWh unter den o.g. Bedingungen zur Folge hätte.

4. Diskussion

Ein wesentlicher Vorteil der hier präsentierten Lösung zur Versorgung eines Neubaugebietes mit Strom und Wärme ist, dass das Stromnetz nicht als virtueller Speicher für die Verlagerung von Sommerproduktion zu Winterbedarf verwendet werden muss. Das Konzept ist deshalb auch beliebig multiplizierbar, ohne dass dadurch grössere Stromspeicher und damit möglicherweise auch zusätzliche Stromübertragungsleistungen geschaffen werden müssen. Bis auf den Brennstoff, der für die BHKW-Anlage im Winter bereitgestellt werden muss, könnte dieses Konzept auch völlig autark betrieben werden. Dies unter der Voraussetzung, dass für den kurzfristigen Abgleich von Stromerzeugung und Strombedarf über wenige Tage eine Lösung gefunden wird, was viel einfacher zu realisieren ist als die Speicherung von Strom vom Sommer in den Winter. Als Brennstoff für die BHKW-Anlage kommen ausser Erdgas auch Biogas (in der vorliegenden Anlage über den Kauf von Zertifikaten) oder Holz-Hackschnitzel in Frage. Die Finanzierung der Photovoltaik-Anlagen könnte über die KEV bewerkstelligt werden, und der Aufwand für eine Erdsonden-Wärmepumpenheizung mit solarer Warmwasserbereitung für Einfamilien- und Reihenhäusern kann den Käufern der Grundstücke zugemutet werden. Somit bleibt der Nachweis für einen kostendeckenden und gleichzeitig für die Wärmebezüger zumutbaren Betrieb der BHKW-Anlage und des Wärmenetzes inklusive Solarwärmeeinspeisung zu erbringen. Ein Vergleich mit heutigen Standard-Heizvarianten zeigt, dass bei allen Varianten der weitaus grösste Teil der Kosten nicht auf den Energieträger zurückzuführen ist, sondern auf die Investitionen in die Anlagen. Einzig bei der Variante mit Biogas erreichen die jährlichen Energiekosten für den Energieträger einen Betrag, welcher mit 15 Rp/kWh in ähnlicher Grössenordnung liegt wie die kapitalgebundenen Kosten der Anlagen. Insgesamt sind die Energiekosten (inklusive kapitalgebundene Kosten und Unterhalt) aller Varianten bis auf die für ein Mehrfamilienhaus

günstigere Erdgasheizung und die teurere Variante "BHKW mit Biogas" in der Grössenordnung von 20 bis 24 Rp/kWh. Das erarbeitete Konzept reduziert bereits bei Verwendung von Erdgas für das BHKW den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf um 55%, bei Verwendung von Biogas sogar um 82%. Da im vorgelegten Konzept ein Überschuss an Stromproduktion im Winter und eine Unterdeckung im Sommer besteht, kann es um weitere Einfamilienhäuser mit Wärmepumpenheizung inklusive weiterer Photovoltaik-Flächen ergänzt werden, was die Primärenergieeinsparung weiter erhöht auf 63% in der Variante Erdgas. Die im Kanton St. Gallen abrufbaren Subventionen für Wärmenetz und Solarwärme sind für die Berechnung der resultierenden Energiekosten auf Grund der geringen Höhe praktisch vernachlässigbar.

Die ermittelten Wärmegestehungskosten im Bereich des Nahwärmenetzes sind stark abhängig von der Vergütung des BHKW-Stroms durch das lokale Stromversorgungsunternehmen. Im vorliegenden Fall waren die angebotenen Vergütungssätze mit 6.3 - 8.2 Rp/kWh im Winter bei einem Erdgaspreis von 7.6 Rp/kWh weit entfernt davon, eine rentable Stromproduktion zu ermöglichen. Die Umsetzung dieses Projektes würde deshalb eine Querfinanzierung des produzierten Stroms durch die Wärmebezügler des Nahwärmenetzes erfordern, was jedoch vom Auftraggeber als nicht realisierbar betrachtet wird. Die direkte Verwendung von Biogas erscheint auf Grund der lokalen Gegebenheiten nicht möglich, und die Verwendung von Gas ab Erdgasnetz und Zukauf von Biogas-Zertifikaten scheitert auf Grund der höheren Kosten sowie der offenen Fragen bezüglich einer möglichen Stromvergütung mit Ökotransfer. Da die Schweiz bereits heute im Sommer Strom-Überschüsse produziert, im Winter jedoch zunehmend auf Strom-Importe aus dem Ausland angewiesen ist, scheint aus Sicht der Autoren das vorgelegte Konzept im Gegensatz zu anderen Konzepten uneingeschränkt multiplizierbar, und selbst in der Variante mit Erdgas als Brennstoff für das BHKW primärenergetisch sinnvoll. Die hohe Abhängigkeit der Realisierbarkeit von der Zusammenarbeit mit dem lokalen Stromversorgungsunternehmen ohne die Möglichkeit den Käufer des Stroms frei zu wählen stellt jedoch ein ernst zu nehmendes Hindernis für diese Art von Projekten dar.

5. Ausblick

Da das lokale Elektrizitätswerk eine Monopolstellung einnimmt und für den ab Erdgas-BHKW eingespeisten Strom keine angemessene Vergütung anbietet, kann das in diesem Beitrag vorgestellte Konzept in dem aktuellen Bauvorhaben nicht realisiert werden. Eine Überprüfung für ähnliche Neubaugebiete ist möglich und sinnvoll. Mit einem entsprechenden Pilot- und Demonstrationsprojekt könnte gezeigt werden, dass mit diesem Konzept eine jahreszeitlich ausgeglichene Strom- und Wärmebilanz möglich ist. Gleichzeitig wäre ein solches Projekt ein ideales Forschungsobjekt um die Möglichkeiten zu einem zeitlichen Abgleich von Stromproduktion und Strombedarf im dezentralen System auch auf Tages- und Stunden-Niveau zu untersuchen.

6. Literatur/Referenzen

- [1] Nipkow, J., Gasser, S. & Bush, E., 2007. *Der typische Haushalt-Stromverbrauch*. Bulletin SEV/VSE, 19, p.24–26.
- [2] Frischknecht, R., Tuchschnid, M. & Itten, R., 2011. *Primärenergiefaktoren von Energiesystemen - Version 2.2*. ESU-services Ltd.
- [3] EICOM, 2012. *Strompreise 2012*. Available at: <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=40988> [Accessed July 2, 2012].