

Reg. Nr. 11.2.3.12

Nr. 14-18.079.01

Investitionskredit für die Realisierung einer ins Dach integrierten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher an der Liegenschaft Oberdorfstrasse 21/25 sowie Sanierung von Dach und Betonfassaden

Kurzfassung:

In Einklang mit dem neuen Energiekonzept 2014 - 2025 und aufgrund des Anzugs Christine Kaufmann und Kons. betreffend Installation von Solaranlagen auf gemeindeeigenen Liegenschaften (Nr. 10-14.664.02) wurden alle Dachflächen der gemeindeeigenen Liegenschaften auf ihr Potenzial zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen untersucht. Ein erhebliches Potenzial weist die Liegenschaft der Alterssiedlung Drei Brunnen an der Oberdorfstrasse 21/25 auf, deren grosse nach Ost und West ausgerichteten Dachflächen zur Stromerzeugung gut geeignet sind.

Mit dem beantragten Kredit soll eine Photovoltaikanlage realisiert werden, die zugleich eine homogene Dachhaut bildet. Dadurch kann gleichzeitig das asbesthaltige Eternitdach ersetzt werden. Zudem soll u. a. die Dämmung sowie das Unterdach und die Betonfassade erneuert bzw. saniert werden.

Als Pilotprojekt ist in Zusammenarbeit mit der Fachhochschule Nordwestschweiz geplant, einen Teil des produzierten Stroms mittels Elektrizitätsspeicher aus nicht mehr verwendbaren Elektromobilakkumulatoren vor Ort zu speichern und den Strom bei Bedarf wieder abzugeben. Die Liegenschaft eignet sich für dieses Pilotprojekt besonders, weil die Alterssiedlung im Gegensatz zu einer normalen Wohnung über den ganzen Tag einen konstanteren Strombedarf aufweist.

Der Gemeinderat beantragt dem Einwohnerrat einen Investitionskredit von CHF 1'565'000 für die Installation einer Photovoltaikanlage mit Zwischenspeicher sowie für die Sanierung des Dachs und der Betonfassaden der Liegenschaft Drei Brunnen an der Oberdorfstrasse 21/25.

Politikbereich:

Mobilität und Versorgung

Auskünfte erteilen:

Dr. Guido Vogel, Gemeinderat

Tel. 079 441 74 62

Christoph Bürgenmeier, Gemeinderat

Tel. 079 311 59 20

Philipp Wälchli, Energie

Tel. 061 646 82 72

Patrick Scheffler, Leitung Hochbau

Tel. 061 646 82 53

Dezember 2015



1. Einleitung

Aufgrund des Anzugs Christine Kaufmann und Kons. vom April 2012 wurde untersucht, inwiefern sich die Dächer der gemeindeeigenen Liegenschaften für die Installation von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) eignen. Alle Dächer wurden im Hinblick auf Kosten und möglichen Stromertrag analysiert (siehe Untersuchung zur Eignung von Photovoltaikanlagen auf gemeindeeigenen Liegenschaften, Beilage 1). Vorerst noch nicht untersucht wurden die Dächer von denkmalgeschützten Gebäuden.

Die detaillierten Untersuchungen haben gezeigt, dass die Installation von neuen PV-Anlagen nur in wenigen Fällen ein gutes Kosten-/Nutzenverhältnis ergibt. Die Installation von PV-Anlagen ist aus ökonomischer Sicht vor allem im Zusammenhang mit einer Dach- oder Fassadensanierung sinnvoll, weil dadurch Synergien genutzt werden können (z. B. Gerüst). Bei der Beurteilung spielte zudem die Ausrichtung der Dächer, Dachaufbauten, Verschattung usw. eine Rolle. Zukünftig wird in den Kreditbegehren für Gebäudesanierungen (insbesondere Dach- und Fassadensanierungen) jeweils dargelegt, ob gleichzeitig eine PV-Anlage installiert werden soll.

Eine Liegenschaft mit erheblichem Potenzial zur Stromgewinnung ist die Alterssiedlung Drei Brunnen an der Oberdorfstrasse 21/25. Alle Dachflächen sind hier nach Ost oder West ausgerichtet und daher für ein komplettes Solardach sehr geeignet, weil es keine nach Norden gerichteten Dachflächen gibt.

Gestützt auf das neue Energiekonzept 2014 – 2025 würde die Gemeinde mit diesem Projekt ein wichtiges Zeichen setzen. Gemäss Energiekonzept wird bis 2025 angestrebt, dass 20 % des Stromverbrauchs der gemeindeeigenen Gebäude aus eigenen Produktionsanlagen (vor allem Photovoltaik) stammen. Neben der bereits bewilligten PV-Anlage auf dem Gemeindehausdach wäre die Realisierung einer PV-Anlage an der Oberdorfstrasse 21/25 ein weiterer wichtiger Schritt zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts. Zurzeit werden knapp 10 % des Strombedarfs in eigenen PV-Anlagen produziert. Mit der Realisierung der PV-Anlagen Oberdorfstrasse 21/25 und Gemeindehausdach steigt der Anteil auf über 20 %.

Die Alterssiedlung Oberdorfstrasse 21/25 ist zudem für ein Pilotprojekt geeignet, das zusammen mit der Fachhochschule Nordwestschweiz sowie der Energiekommission erarbeitet wurde: Ein Grossteil der eigenproduzierten Energie soll nicht ins Stromnetz eingespeist, sondern vor Ort gespeichert und in den Spitzenverbrauchszeiten wieder genutzt werden. Als Speicher werden Akkumulatoren (Akkus) genutzt, deren Leistungen für Elektromobile nicht mehr genügen, die aber als Speicher für Strom im Gebäudebereich noch weiter genutzt werden können. Dadurch kann der Lebenszyklus der Batterien massgeblich verlängert werden.

In den vergangenen beiden Jahren wurde in der Alterssiedlung Drei Brunnen eine Küchen-/Bad-Sanierung durchgeführt. Diese Arbeiten sind mittlerweile abgeschlossen. Nun kann im Sommer 2016 eine PV-Anlage auf den Dächern installiert und gleichzeitig die asbesthaltige Dacheindeckung entsorgt werden. Die durch die viermonatigen Bauarbeiten verbundenen



Seite 3 Störungen der Bewohnerinnen und Bewohner der Alterssiedlung durch das Gerüst sind zumutbar. Die Arbeiten finden ausserhalb der Wohnungen statt.

Im Folgenden werden die ins Dach integrierte PV-Anlage, der Elektrizitätsspeicher aus 2nd-Life-Speicher sowie die Sanierung der Betonfassaden bezüglich Massnahmen, Kosten, Termine näher beschrieben. Ein detaillierter Projektbeschreibung ist zudem in Beilage 2 enthalten.

2. Ins Dach integrierte PV-Anlage

2.1. PV-Anlage

Will man auf den Dächern der Liegenschaft Oberdorfstrasse 21/25 eine PV-Anlage installieren, kann die Dacheindeckung aus Stabilitätsgründen nicht weiter verwendet werden. Folglich muss das gesamte Dach komplett abgedeckt werden. Die Schieferplatten der Dächer sowie alle sonstigen Verkleidungen im Giebelbereich sind aus asbesthaltigem Eternit. Diese haben in Kürze ihre Lebensdauer von 50 Jahren erreicht.

Aufgrund dieser Ausgangslage wird eine PV-„Indach-Anlage“ vorgeschlagen. Die PV-Anlage übernimmt die Funktion einer homogenen Dachhaut, welche gleichzeitig Strom produziert. Auf eine zusätzliche Dachhaut kann vollständig verzichtet werden, was bezüglich Kosten vorteilhaft ist. Der Nachteil einer Indach-Anlage wäre dagegen, dass kleinere Ertragseinbusen in Kauf genommen werden müssen.

Das System einer ins Dach integrierten PV-Anlage hat sich an verschiedenen Orten bewährt und ist auch brandschutztechnisch unbedenklich (brandresistentes Unterdach, Einhalten der feuerpolizeilichen Auflagen).

Die geplante Leistung der PV-Anlage teilt sich auf die Gebäude wie folgt auf:

Oberdorfstrasse 21:	144 kWp
<u>Oberdorfstrasse 25:</u>	<u>51 kWp</u>
Total:	195 kWp

Mit dieser Leistung kann in den ersten Jahren von einem jährlichen Ertrag von 166'000 kWh ausgegangen werden. Dies entspricht dem Verbrauch von 30 bis 40 Haushalten und liegt knapp über dem Verbrauch der Alterssiedlung. Aufgrund der Alterung verliert die Anlage wie jede PV-Anlage aber etwas an Leistung. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung (siehe Kap. 6.2) wird deshalb über die Lebensdauer von 25 Jahren von einem durchschnittlichen jährlichen Ertrag von 156'000 kWh ausgegangen.



Gleichzeitig mit der Installation der PV-Anlage werden folgende Bauteile im Bereich des Dachs erneuert: Fachgerechtes Abdecken der asbesthaltigen Eternit-Dachschieferplatten, ersetzen der bestehenden Dachlattung auf die neuen PV-Modulmasse, verschliessen der Hohlräume der Hinterlüftung gegen Nagetierbefall und Einbau eines brandresistenten Unterdachs. Zusätzlich wird der bestehende Aufenthaltsraum im Dachgeschoss gedämmt.

3. Pilotprojekt Elektrizitätsspeicher aus 2nd-Life-Speicher

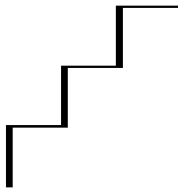
3.1. Funktionsprinzip

Die Gebäudedächer der Alterssiedlung sind nach Ost und West orientiert. PV-Anlagen mit dieser zweiseitigen Ausrichtung haben den Vorteil, dass sie bei Sonnenschein von morgens bis abends relativ konstant Strom erzeugen, der vor Ort auch wieder verwendet werden kann.

Wenn ein guter Teil des produzierten Stroms vor Ort verwendet wird, kann das öffentliche Stromnetz, welches auf Spitzenbelastungen ausgelegt ist, entlastet werden. Dies insbesondere, wenn ein Teil des produzierten Stroms vor Ort gespeichert wird.

In einer Alterssiedlung wird im Gegensatz zu normalen Wohnungen tagsüber konstant Strom verbraucht. Deshalb kann bei einer Alterssiedlung mehr Strom, der vor Ort produziert wird, selber genutzt werden, als dies sonst üblich ist. Mit dem Einsatz von Elektrizitätsspeichern kann der Anteil an selbst genutzten Strom weiter erhöht werden. Stromüberschüsse über die Mittagszeit werden an einen Elektrospeicher (Akkumulatoren) weitergegeben. Sobald der Elektrospeicher voll ist, wird der Überschuss ins allgemeine Stromnetz eingespielen. Zu Tageszeiten, in denen die Photovoltaikanlage nicht mehr genügend oder gar keinen Strom mehr produziert, stellt die Batterie die gespeicherte Strommenge wieder zur Verfügung (siehe Schema in Beilage 2, Pkt.3.2).

Ohne Elektrizitätsspeicher hat die Alterssiedlung ein Eigenverbrauchspotenzial von ca. 57'000 kWh pro Jahr. Dies entspricht ca. 37 % des gesamten Anlageertrags. Mit dem Elektrizitätsspeicher mit einer Kapazität von 50 kWh kann der Eigenverbrauch um ca. 16'000 kWh pro Jahr auf 47 %, also auf fast die Hälfte des produzierten Stroms, gesteigert werden.



3.2. 2nd-Life-Speicher

Durch die zunehmende Bedeutung der Elektromobilität fallen heute in der Schweiz mittlerweile grosse Mengen an Batterien aus Elektrofahrzeugen verschiedenster Arten an. Das sind in erster Linie Akkumulatoren, die ausschliesslich energetisch verwertet werden, indem die Akkus in Hochtemperaturöfen verbrannt und Teile der Verbrennungswärme genutzt werden kann. Ein Recyceln dieser Akkus ist zurzeit wirtschaftlich noch uninteressant. In der Elektromobilität werden Akkumulatoren mit einer hohen Leistung benötigt. Bei einem Leistungsverlust der Akkus von über 20 % werden die Batterien in den Fahrzeugen ersetzt. Dann können die Batterien in Gebäuden zur Speicherung von Solarstrom herangezogen werden, um ihre Nutzungsdauer zu verlängern. Dazu werden die gebrauchten Batterien gebündelt zu einem Elektrizitätsspeicher zusammengeführt und in Gebäuden mit einer Photovoltaikanlage integriert.

Im Auftrag des schweizerischen Bundesamts für Umwelt führt derzeit die Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW) ein Forschungsprojekt zum Thema Fahrzeugakkus im Gebäudebereich durch. Das Ziel des Forschungsprojekts ist es, eine sinnvolle Nutzungserweiterung für Fahrzeugakkus im Gebäudebereich zu finden, technische und ökonomische Betrachtungen durchzuführen und Erfahrungen in einem Pilotbetrieb zu sammeln.

Für die FHNW wäre es von besonderem wissenschaftlichem Interesse, ein „atypisches“ Wohngebäude (z. B. eine Alterssiedlung) mit einem Elektrizitätsspeicher auszurüsten und die gespeicherten und entnommenen Energiemengen über einen definierten Zeitraum zu messen. Zurzeit liegen in diesem Bereich nur sehr wenige Informationen zum Energieverbrauch und zu Verbrauchsprofilen von Alterssiedlungen vor. Das Pilotprojekt ist mit Begleitung durch die FHNW über einen Zeitraum von 3 Jahren vorgesehen.

Die Kooperation mit der FHNW bietet der Gemeinde die Chance, ein laufendes Sanierungsobjekt im Sinn einer Qualitäts- und Erfolgskontrolle wissenschaftlich untersuchen zu lassen. Sie leistet zudem als Energiestadt mit dem Energy Award in Gold einen Beitrag an der Erforschung von Zukunftslösungen.

Die Gemeinde Riehen würde die Finanzierung des 2nd-Life-Speichers in der Höhe von CHF 115'000 zusichern, um das Projekt starten zu können. Für das Pilotprojekt können Gelder aus den Mitteln des Bundesamts für Energie (Leuchtturmprojekte zur Energiewende) und dem Subventionstopf des Förderprogramms zur 2000-Watt-Gesellschaft des AUE des Kantons Basel-Stadt beantragt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich durch die externen Beiträge die Investition um 40 bis 60 % reduziert. Der bewilligte Kredit würde sich mit den Beitragszusagen entsprechend reduzieren. Für beide Fördertöpfe sind separate Anträge erforderlich, die aber erst nach Zusicherung der Projektrealisierung durch die Gemeinde eingereicht werden können. Die Gemeinde nimmt in diesen Förderanträgen die Rolle des externen Partners der FHNW ein.



4. Sanierung Betonfassade

Die Liegenschaften Oberdorfstrasse 21/25 sind in der Architektursprache der frühen Siebzigerjahre zeittypisch mit einem hohen Sichtbetonanteil erbaut worden. In den letzten Jahren sind an den Betonbrüstungen vermehrt Betonabplatzungen infolge Bewehrungskorrosion aufgetreten. Weil für die Installation der PV-Anlage und für die Dachsanierung ein Gerüst gestellt werden muss, kann gleichzeitig die Sanierung der Betonbrüstungen ausgeführt werden. Dabei werden die schadhaften Stellen bis auf die Armierung freigespitzt, die freigelegten Armierungseisen mit einem Rostschutzanstrich behandelt und schliesslich die Betonoberfläche erneuert. Anschliessend werden die Sichtbetonteile mit einer Betonlasur als Farbschicht wieder ästhetisch aufgewertet und vor Verwitterung geschützt.

5. Zusammenstellung der Kosten

Die Kosten wurden für jede Liegenschaft detailliert ausgewiesen, mit einer Genauigkeit von +/- 10 %, inkl. 8 % Mehrwertsteuer. In den Investitionskosten der PV-Anlage sind Anschlusskosten, Gebühren und das Planungshonorar mit enthalten.

Schweizerischer Baukostenindex – Nordwestschweiz – Hochbau:
103,5 Punkte (Basis Oktober 2010 = 100 Punkte)

1 Photovoltaikanlage	CHF	560'000
<i>PV-Module, Unterkonstruktion, Wechselrichter, AC-Anschluss inkl. Umbau HV, Anteil Absturzsicherungssystem, Kernbohrungen, Brandabschottungen, Bewilligungen, Audits, Rückschnitt Säuleneichen, Planung PV-Anlage</i>		
2 Instandstellungsarbeiten Dachsanierung (zulasten ISR)	CHF	673'800
<i>Dämmung Aufenthaltsraum, Anteil Absturzsicherungssystem, Anteil an Gerüst, Dachdeckerarbeiten, Fassadenverkleidung, Spenglerarbeiten, Blitzschutz, stirnseitige Fassadenverkleidung, Gesimsverkleidung bei Traufe, Instandstellung Garten, Planung Dach, Baunebenkosten, Unvorhergesehenes</i>		
3 Instandstellungsarbeiten Fassadensanierung (zulasten ISR)	CHF	60'000
<i>Betonsanierung</i>		
4 Instandstellungsarbeiten Gebäude (zulasten Energiefonds)	CHF	156'200
<i>Anteil an Gerüst, Dachdeckerarbeiten, Fassadenverkleidung, Spenglerarbeiten, Blitzschutz, stirnseitige Fassadenverkleidung, Gesimsverkleidung bei Traufe, Instandstellung Garten, Planung Dach, Baunebenkosten, Unvorhergesehenes</i>		
5 Batteriespeicher	CHF	115'000
<i>Batteriespeicher, Planung Anbindung (Mehraufwendungen), Projektleitung FHNW</i>		
Total Erstellungskosten Oberdorfstrasse 21/25 (Detail siehe Beilage 2)	CHF	1'565'000



6. Finanzierung

6.1 Sanierung des asbesthaltigen Dachs und der Betonfassade

Bei der Dach- und Betonfassadensanierung handelt es sich mehrheitlich um werterhaltende Massnahmen. Die werterhaltenden Kosten von **CHF 733'800** (CHF 673'800 + CHF 60'000) werden vollumfänglich dem Produkt Liegenschaftsverwaltung (Instandstellungsrückstellung ISR) belastet.

Die über die normale Instandstellung hinausgehenden Kosten für die energetische Nutzung des Dachs von **CHF 156'200** sollen dem zu diesem Zweck eingerichteten Spezialfonds für energetische Sanierungen an gemeindeeigenen Liegenschaften belastet werden.

6.2 PV-Anlage Oberdorfstrasse 21/25

Die jährlichen Kosten für die Amortisation und Verzinsung der Investition (CHF 560'000) sowie den Unterhalt der PV-Anlage werden durch den Stromertrag nahezu kompensiert. Die PV-Module werden aber laufend günstiger. Je nach Anschaffungskosten ergibt sich eine wesentlich bessere Wirtschaftlichkeit. Aufwand und Ertrag werden dem Produkt Energie belastet. Es wird von einer Lebensdauer von mind. 25 Jahren und einem jährlichen Ertrag über die gesamte Lebensdauer von 156'000 kWh ausgegangen. Die Annahme für den Zins beträgt 4 %.

Investition PV-Anlage	CHF 560'000		
Jährlicher	Aufwand	Ertrag	Verlust
Kosten Unterhalt und Abschreibung	26'400		
<i>Technischer Zins 4 %</i>	<i>8'500</i>		
Total	34'900	34'900	-

Bei den Berechnungen wurde vorsichtig mit einem tiefen Stromertrag gerechnet. Der Ertrag errechnet sich aus einem angenommenen Mischpreis aus Eigenverbrauch und Einspeisung. Die Kosten (Abschreibung und Verzinsung der Investition, Unterhalt) werden dem Produkt Energie belastet. Ohne den eingerechneten technischen Zinssatz von 4 % würde ein **Ertrag** von CHF **CHF 8'500** resultieren.

6.3 Finanzierung Elektrizitätsspeicher aus 2nd-Life-Speicher

Die Gemeinde Riehen sichert die Finanzierung des 2nd-Life-Speichers in der Höhe von CHF 115'000 zu, damit das Projekt gestartet werden kann. Wie in Kapitel 3.2 erwähnt, handelt es sich um einen Bruttokredit, der sich allenfalls durch Beiträge des Bunds und des Kantons um 40 bis 60 % reduziert. Die von der Gemeinde Riehen beigesteuerten Kosten werden als „Einmalabschreiber“ dem Produkt Energie belastet.

Termine

Es ist vorgesehen, Anfang 2016 mit der Detailplanung und dem Submissionsverfahren zu beginnen. Nach Vertragsabschluss ist mit einer ca. viermonatigen Vorbereitungs-/Lieferzeit zu rechnen, sodass mit dem Rückbau der Eterniteindeckungen und der Montage der Photo-



Seite 8

voltaikanlage im Spätsommer/Herbst 2016 begonnen werden kann. Die Installationsarbeiten werden in zwei versetzten Bauetappen (Haus 25 → Haus 21) durchgeführt, um möglichst kurze Gerüststandzeiten zu erreichen. Gleichzeitig reduzieren sich so die Unannehmlichkeiten für die Mieterinnen und Mieter. Aus heutiger Sicht wird pro Etappe, je nach Witterung, mit einer Bauzeit von sechs bis acht Wochen gerechnet.

Riehen, 5. Januar 2016

Gemeinderat Riehen

Der Präsident:

Hansjörg Wilde

Der Gemeindeverwalter:

Andreas Schuppli

Beilage 1: Untersuchung der Eignung von Photovoltaikanlagen auf gemeindeeigenen Liegenschaften

Beilage 2: Bericht Alterssiedlung Drei Brunnen, Sanierung Dach und PV-Anlage, Bauprojekt



Seite 9

Beschluss des Einwohnerrats betreffend Investitionskredit für die Realisierung einer ins Dach integrierten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher an der Liegenschaft Oberdorfstrasse 21/25 sowie Sanierung von Dach und Betonfassaden

„Der Einwohnerrat bewilligt auf Antrag des Gemeinderats [und der zuständigen Sachkommission] einen Investitionskredit für die Realisierung einer ins Dach integrierten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher an der Liegenschaft Oberdorfstr. 21/25 sowie die Sanierung von Dach und Betonfassaden in Höhe von CHF 1'565'000.“

„Dieser Beschluss wird publiziert; er unterliegt dem Referendum.“

Riehen,

Im Namen des Einwohnerrats

Der Präsident:

Das Ratssekretariat:

Jürg Sollberger

Katja Christ

(Ablauf Referendumsfrist)

Untersuchung zur Eignung von Photovoltaikanlagen auf gemeindeeigenen Liegenschaften

1. Einleitung

1.1. Ausgangslage

Laut dem Anzug von Christine Kaufmann und Kons. soll zum einen die Eignung von Photovoltaikanlagen auf den Dächern der gemeindeeigenen Liegenschaften untersucht und zum anderen der Gemeinderat beauftragt werden, eine Investitionsvorlage zu Händen des Einwohnerrats zur Umsetzung von Photovoltaikanlagen auf gemeindeeigenen Liegenschaften zu unterbreiten.

Der Gemeinderat hat zum Anzug im Juni 2013 dem Einwohnerrat wie folgt berichtet:

1. Alle gemeindeeigenen Liegenschaften, die weder denkmalgeschützt sind noch in der Schutzzone stehen, werden auf die Realisierbarkeit einer Photovoltaikanlage untersucht. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis wird dabei berücksichtigt. Gleichzeitig werden die Dächer gemäss dem strategischen Unterhaltsplan für Liegenschaften analysiert.
2. Auf Grundlage der Untersuchungen gem. Punkt 1 wird dem Einwohnerrat eine Investitionsvorlage unterbreitet.

1.2. Energiekonzept 2014 - 2025

Im Sommer 2013 wurde das neue Energiekonzept für 2014 – 2025 dem Gemeinderat vorgestellt und dem Einwohnerrat in der Februarsitzung 2014 zur Kenntnisnahme unterbreitet.¹

Laut diesem Konzept hat die Gemeinde vor allem im Bereich von planerischen Vorgaben und der Umsetzung von lokalen Versorgungsstrukturen eine Vorbildfunktion/rolle inne. Gemäss dem Konzept ist die Gemeinde „*nicht zuletzt aufgrund ihrer Vorbildrolle für die Bevölkerung von zentraler Bedeutung für die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050.*“

Im Grundsatz orientiert sich die Gemeinde Riehen mit einer aktiven Energiepolitik an den Zielen der 2000-Watt-Gesellschaft. Unter anderem fördert sie die Nutzung von erneuerbaren Energien im Gemeindegebiet durch weitere Verdichtung des Fernwärmenetzes mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energie. Die Nutzung von Photovoltaik und anderer erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung werden im gesamten Gemeindegebiet durch Anreize und Beratung gefördert.

Im Weiteren sollen die energiepolitischen Massnahmen von Bund und Kanton zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion in Riehen überdurchschnittlich gut zum Tragen kommen. Ziel ist, dass durch diese Förderung die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen auf Gemeindegebiet weiterhin über dem Schweizer Durchschnitt liegt (2011 betrug die Produktion

¹ http://www.riehen.ch/sites/default/files/files/geschaeft/10-14.219.01_energiekonzept_2014-25.pdf

von Photovoltaikstrom in Riehen 23 kWh und in der Schweiz 19 kWh pro Einwohner(-in)).

Damit diese Ziele erreicht werden können, wurden Massnahmen vorgeschlagen wie die Erhöhung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmeverbund Riehen sowie die Förderung der Photovoltaik im Gemeindegebiet durch ergänzende Informations- und Beratungsangebote.

Für einen ersten Überblick wurde das Potenzial von Photovoltaik auf gemeindeeigenen Liegenschaften auf einem Übersichtsplan dargestellt. Als Hilfsmittel diente dazu das Solarkataster.

1.3. Neuregelung der Bewilligungspflicht und Bewilligungsfähigkeit von Solaranlagen

Seit dem 1. Mai 2014 ist das durch den Bundesrat erlassene revidierte Raumplanungsgesetz in Kraft gesetzt.

Mit der neuen Raumplanungsverordnung, den dazugehörigen technischen Richtlinien zu den Bauzonen sowie einer Ergänzung des Leitfadens für die kantonale Richtplanung wird die vom Volk am 3. März 2013 angenommene Revision des Raumplanungsgesetzes umgesetzt. Diese drei Instrumente sollen vor allem der Lenkung der Siedlungsentwicklung nach innen dienen. Gleichzeitig wird die Erstellung von Solaranlagen unter bestimmten Voraussetzungen in Nummernzonen und der Schonzone bewilligungsfrei und bedürfen nur noch einer Meldung an das Bauinspektorat. Vorausgesetzt, die gestalterischen Vorgaben des Bundes für PV-Anlagen werden eingehalten.

2. **Evaluationsprozess**

2.1. Vorgehensweise zur Untersuchung

Auf der Grundlage des Solarkatasters wurde eine Vorauswahl aller gemeindeeigenen Liegenschaften getroffen (www.stadtplan.bs.ch/geoviewer). Darin werden Dachflächen unter der Rubrik „Potential Photovoltaik“ als geeignet oder gut geeignet aufgeführt. Anschliessend erfolgte eine detaillierte Untersuchung (Potential-Check Photovoltaik) wozu das Basler Ingenieurbüro Plattner Engineering GmbH zu Planungs- und Beratungszwecken herangezogen wurde.

Ob eine Dachfläche für die Installation einer PV-Anlage geeignet und ob diese wirtschaftlich ist, hängt von verschiedenen Faktoren ab. In einem schrittweisen Ausschlussverfahren wurden die vorausgewählten Gebäude daraufhin überprüft und die Auswahl sukzessive verkleinert.

Hierzu wurden in einem ersten Schritt die Dachflächen der Liegenschaften auf folgende Eigenschaften untersucht:

- Dachausrichtung (Himmelsrichtung)
- Dachneigung (Steildach/Flachdach)
- Zugänglichkeit
- Mindestgrösse
- Gestalterische Möglichkeiten (z.B. Dachaufbauten, unklare Zukunft der Liegenschaft durch Dorfkernentwicklung)
- Verschattung (umliegende Bebauung, Dachaufbauten, Bäume)

Aufgrund dieser Parameter konnte eine erste Aussage getätigt werden, ob sich eine Dachfläche grundsätzlich für den Aufbau einer PV-Anlage eignen würde.

In einem zweiten Schritt wurden auf den nun ausgewählten Bauten weitere Parameter (siehe Pkt. 2.2) einer Photovoltaikanlage auf dem vorgesehenen Dach geprüft wie:

- Zukünftige Gebäudenutzung
- Anlagentyp (Mögliche Installation)
- Ertragsprognose
- Realisierbare Anlageleistung
- Investitionskosten
- Standort von Wechselrichter und Kabelwege (technische Abklärung)
- Elektrische Anbindung ins Stromnetz
- Einspeise- und Vergütungsmodell

Anhand der aufgeführten Kriterien konnte im Anschluss die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ermittelt werden unter Berücksichtigung der Investitions- und Stromgestehungskosten (Kosten, welche für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom notwendig sind).

Unterschieden wurde in deren Berechnung ob es sich um ein Einzelprojekt handelt (Aufbau auf dem bestehenden Dach) oder ob eine Installation mit einer gleichzeitigen Sanierung (wie z.B. einer Dachsanierung) erfolgen soll; entsprechend ändert sich durch Synergien die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage.

Sollte in den nächsten Jahren gemäss der strategischen Investitionsplanung kein Sanierungsprojekt für die betroffenen Liegenschaften vorgesehen sein, wird in dem vorliegenden Kreditbegehren von einem Einzelprojekt ausgegangen.

Erfolgt eine Abstimmung auf einem sanierungsbedürftigen Gebäude, wird darauf verwiesen.

Abschliessend wird für jede Liegenschaft ein Fazit mit einer Empfehlung ausgesprochen.

2.2. Die untersuchten Parameter einer PV-Anlage

a.) Zukünftige Gebäudenutzung

PV-Anlagen haben eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren oder mehr. Bei der Potentialanalyse wurde davon ausgegangen, dass der Bestand der Gebäude und dessen Dachfläche für den Betrachtungszeitraum gegeben ist.

b.) Anlagentyp

Unter PV-Anlagen wird unterschieden zwischen einer „Aufdachanlage“ und einer „Indachanlage“. Beide Typen unterscheiden sich neben den ästhetischen Grundsätzen zum einen durch die unterschiedliche Leistungsfähigkeit in der Stromproduktion, andererseits durch ein unterschiedliches Vergütungsmodell.

c.) Ertragsprognose

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt neben den Investitionskosten auch von der Vergütung der zu erwarteten Stromproduktion ab. Bei einer grundsätzlichen Eignung der Dachflächen wurde der zu erwartende Ertrag prognostiziert.

d.) Realisierbare Anlageleistung

Aufgrund der nutzbaren Fläche ergibt sich eine bestimmte Anlageleistung. Bei der Ausnutzung der vorhandenen Flächen wurde auch auf die Dachgestaltung geachtet.

Bei der Berechnung der Anlageleistung wurden Module einer PV-Anlage mit den üblichen Wirkungsgraden (Leistungen) herangezogen.

e.) Investitionskosten

In den ausgewiesenen Erstellungskosten sind neben der effektiven PV-Anlage auch die notwendigen Zusatzarbeiten (z.B. Gerüst, Zuleitung etc.) ausgewiesen.

Sollte innert kurzer Frist Dachsanierungsarbeiten an den Liegenschaften anstehen, so können Synergien genutzt werden (z.B. Gerüstarbeiten). Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass die Erstellung einer PV-Anlage im Zuge eines Bauprojekts preisgünstiger erfolgen kann.

Die Gesamtkosten sind zum einen für ein Einzelprojekt und zum anderen für eine Realisierung zusammen mit einem baulichen Sanierungsprojekt ausgewiesen.

Die Kostenschätzungen basieren auf Erfahrungswerten und zeigen die momentanen Marktpreise ohne Reserven. Die effektiven Preise sind jedoch grossen Schwankungen ausgesetzt.

f.) Platzierung Wechselrichter und Kabelwege

Neben den eigentlichen Modulfeldern benötigen PV-Anlagen Wechselrichter und entsprechende Kabelverbindungen. Bei einer Vorort Besichtigung wurden potentielle Montageorte für die Wechselrichter und Kabelwege eruiert.

g.) Elektrische Anbindung ins Stromnetz

Ziel der netzgebundenen PV-Anlagen ist, die maximale Leistung ins Stromnetz einzuspeisen. Dazu muss die PV-Anlage auf dem Dach mit der elektrischen Hauptverteilung verbunden werden. Folglich ist das vorgeschaltete Stromversorgungsnetz entsprechend zur Leistungsübernahme zu dimensionieren.

Die potentielle Anlageleistung wurde mit der möglichen Anschlussleistung verglichen. Gegebenenfalls ist in den Investitionskosten eine Netzverstärkung eingerechnet.

h.) Einspeise- und Vergütungsmodell

Die Vergütung nach KEV² (Kostendeckende Einspeisevergütung) für die produzierte elektrische Energie ist Ausgangspunkt bei der Definition des finanziellen Ertrages. In Abhängigkeit von der Anlagegrösse wurde der im Beurteilungszeitraum 2014entsprechende KEV-Ansatz angewendet. Dieser ändert sich, in der Regel jährlich nach unten bei sinkenden Investitionskosten (Verbilligung der PV-Module). Bei Anlagen unter 10kW wurde die Einmalvergütung nach KEV angewendet.

3. Untersuchte Liegenschaften

Wie unter der Ausgangslage beschrieben, wurden denkmalgeschützte Bauten und solche in der Schutzzone nicht in die Betrachtung einbezogen.

3.1. Gebäudeliste mit Liegenschaften, die dem Verwaltungsvermögen zugeordnet sind

	Gebäude, Nutzung	Begründung	geeignet	nicht geeignet
1.	Blutrainweg 10, 12, 20 Freizeitzentrum Landauer mit Wohnhaus	PV-Anlage z.T. schon vorhanden, weitere Ergänzungen ungeeignet		x

² Die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Instrument des Bundes, welches zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Die KEV deckt die Differenz zwischen Produktion und Marktpreis und garantiert den Produzentinnen und Produzenten von erneuerbarem Strom einen Preis, der ihren Produktionskosten entspricht.

2.	Grendelgasse 19-21 Tribüne, Garderobengebäude und Wohnhaus	PV-Anlage z.T. schon vorhanden, weitere Ergänzungen sind unwirtschaftlich		x
3.	Haselrain 65 Werkhof, diverse Bauten	PV-Anlage z.T. schon vorhanden, Ergänzungen unwirtschaftlich		x
4.	In den Neumatten 36 Tagesheim	Wärmetechnische Sanierung ist sinnvoll und ab 2022 vorgesehen. Eine gleichzeitige Installation einer PV-Anlage wäre geeignet.	x	
5.	Maienbühlsträsschen 31 Bauernhof, Scheune	PV-Anlage vorhanden, Dachfläche vermietet		
6.	Niederholzstrasse 141 Kindergarten	Ausrichtung und Dachform nicht geeignet		x
7.	Siegwaldweg 9 Kindergarten	starke Verschattung, daher ungeeignet		x
8.	Wasserstelzenweg 65 Kindergarten	starke Verschattung, daher ungeeignet		x
9.	Erlensträsschen 90 Eisweiher	Zu unwirtschaftlich, Dachfläche zu klein		x

3.2. Gebäudeliste mit Liegenschaften, die dem Finanzvermögen zugeordnet sind

	Gebäude/Nutzung	Begründung	geeignet	nicht geeignet
1.	Bahnhofstrasse 28 Restaurant und Wohnhaus	ungeeignet		x
2.	Baselstrasse 38 Landgasthofsaal	Zukunft LGH-Saal ungewiss, Fläche wäre geeignet	x	
3.	Baselstrasse 44 Dependance LGH	sinnvoll in Kombination mit einer Dachsanierung	x	
4.	Baselstrasse 45, Erlensträsschen 2 Wohn- und Geschäftshaus, Polizeiwache	Durch best. Dachaufbauten und gegenseitiger Verschattung zu unwirtschaftlich		x
5.	Gartengasse 18 Wohnhaus	Hohe Abschreibung, unwirtschaftlich		x
6.	Oberdorfstrasse 21 Alterssiedlung	Sehr geeignet	x	
7.	Oberdorfstrasse 25 Alterssiedlung	Sehr geeignet	x	
8.	Rainalle 43 Wohnhaus	In Verbindung mit einer Dachsanierung sinnvoll, vorgesehen ab 2030	x	
9.	Rainalle 45 Wohnhaus	Grosse Verschattungen durch Bäume, daher ungeeignet		x
10.	Rössligasse 8 Singeisenhof, Wohnhaus	Zu kleine freie Dachfläche, daher zu unwirtschaftlich		x
11.	Rössligasse 21 Wohnhaus	Hohe Abschreibung, unwirtschaftlich		x
12.	Rössligasse 32 Wohnhaus	Gebäudesanierung ist in den nächsten 5 Jahren vorgesehen, in Kombination mit der Sanierung zu empfehlen	x	

13.	Rössligasse 33/35 Wohnhaus	Nur in Verbindung mit einer Dach- sanierung empfehlenswert, ab 2022 vorgesehen	x	
14.	Rössligasse 66 Wohnhaus	Gebäudesanierung in 2016/17 vorge- sehen, in Kombination zu empfehlen	x	

4. Auswertung

Wie die vorangestellte Tabelle zeigt, haben vor allem Gebäude, die im Finanzvermögen angesiedelt sind, ein erhebliches Potential zur Stromgewinnung.

Die meisten Dächer der aufgeführten Liegenschaften erfüllen grundsätzlich die technischen Anforderungen zur Erzeugung von Strom. In Kombination mit einer Dach- oder einer wärmetechnischen Sanierung ist der Kosten-Nutzen Aspekt positiv. Sollten diese Dächer zukünftig zur Stromgewinnung herangezogen werden, wird eine PV-Anlage ausschliesslich im Gebäudesanierungsfall empfohlen.

Die meisten Investitionen dieser Anlagen könnten über die finanziellen Erträge refinanziert werden. Um ein ausgeglichenes Betriebsergebnis zu erhalten, bedarf es zum Teil einer Einmal-Abschreibung, während des Berechnungszeitraumes 2014 je Objekt zwischen CHF 4'000.- und CHF 14'000.-. Die Abschreibungsdauer der Anlagen beträgt 25 Jahre, die Abschreibungsart ist linear, also gleichbleibend.

Infolgedessen wird vorgeschlagen, den Entscheid einer PV-Anlage erst in einem späteren Investitionsbegehren zur jeweiligen Gebäudesanierung zu fällen.

5. Resümee

Nach detaillierten Untersuchungen zeigt sich, dass die Installationen von neuen Photovoltaikanlagen auf den Dächern der gemeindeeigenen Liegenschaften nur in wenigen Fällen betriebswirtschaftlich rentabel sind. Meistens kann keine ausgeglichene Rechnung ohne Einmalabschreiber vorgelegt werden. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis könnte für jede Liegenschaft, die entweder geeignet oder bedingt geeignet ist, im Einzelfall entschieden werden. Hierfür wird vorgeschlagen, im Zuge einer Gebäudesanierung alle hier in Betracht gezogenen Dächer mit einer Photovoltaikanlage optional vorzusehen. Zukünftig könnte somit über diese Option in dem jeweiligen Kreditbegehren fallweise entschieden werden. Die Liegenschaft an der Oberdorfstrasse besitzt aber ein erhebliches Potential zur Stromgewinnung. Es besteht die Möglichkeit, alle Dachflächen komplett als Solardach auszubilden. Die Gemeinde als Bauherrin würde somit ein wichtiges Zeichen im Dorf setzen, auch im Hinblick auf das neue Energiekonzept 2014 - 2025. Die weitere Möglichkeit, einen Grossteil der eigenproduzierten Energie samt Speicherenergie im Eigenbedarf zu nutzen wäre richtungsweisend und hätte Vorbildcharakter. Das Projekt „Oberdorfstrasse“ wird in der Beilage 2 detailliert erläutert im Hinblick auf Kosten, Termine und deren Wirkungsweise.

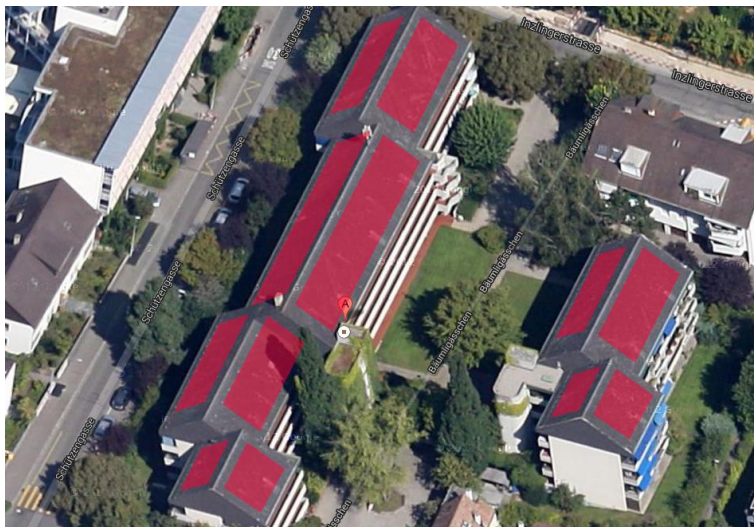
Riehen, im Oktober 2015

Patrick Scheffler

Abteilung BMU, Leiter Fachbereich Hochbau

Gemeinde Riehen

Alterssiedlung Drei Brunnen Sanierung Dach und PV-Anlage Bauprojekt



1. Grundsätzliche Eignung der Dachflächen

1.1. Ausrichtung und Neigung

Alle Gebäude haben Steildächer mit einer identischen Neigung von 35°. Die Gebäudelängsachse zeigt nach Süd-Südwest (20° Abweichung von Süden). Die Dachflächen haben deshalb Ausrichtungen nach Ost-Südost bzw. West-Nordwest. Eine auf den Dächern zu realisierende PV-Anlage würde als Ost-West Anlage bezeichnet werden.

1.2. Verschattungssituation

Durch den horizontalen und teilweise vertikalen Versatz der einzelnen Gebäudeteile zueinander, werden dahinterliegende Bereiche der Dachfläche teilweise verschattet. Die meisten Bäume auf dem Areal sind tiefer als die Gebäude. Zwei Bäume sind deutlich höher als die Dächer und führen zu wesentlichen Teilverschattungen von 3% - 5%. Auf dem First von Gebäude Oberdorfstrasse 21 befindet sich eine grosse Zivilschutzsirene. Diese führt zu Verschattungen im dahinterliegenden Bereich.

1.3. Bestehende Dächer

Die beiden Gebäude haben folgende brutto Dachflächen:

- Oberdorfstrasse 21: 1'370m²
- Oberdorfstrasse 25: 510m²

Die Dächer sind mit asbesthaltigen Eternit-Schieferplatten eingedeckt. Die Stirnseiten der Dächer und ein Streifen unterhalb der Traufe sind mit denselben Platten verkleidet.

1.4. Möglicher Solarertrag

Eine PV-Anlage würde zu etwa gleichen Teilen auf dem Ostdach und auf dem Westdach installiert, wobei auf der leicht besser ausgerichteten Ostseite mit leicht mehr Teilverschattung zu rechnen ist. Der erreichbare Solarertrag liegt bei ca. 166'000 kWh/a. Die entspricht dem Verbrauch von durchschnittlich 30 – 40 Haushalten und liegt knapp über dem Verbrauch der Alterssiedlung.

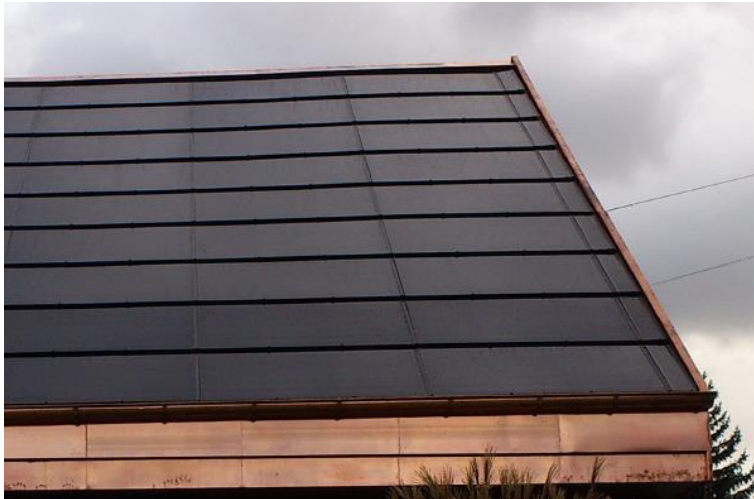
1.5. Beurteilung

Durch die Ausrichtung der Dachflächen nach Osten und Westen ist der Ertrag wesentlich kleiner als bei einer Anlage mit Südausrichtung. Durch die Nutzung beider Dachflächen entsteht aber eine rel. grosse Anlage, die trotzdem ein gutes Verhältnis zwischen Ertrag und Kosten erwarten lässt.

Die Dachfläche aus asbesthaltigem Eternit müsste in den nächsten zehn Jahren ohnehin ersetzt werden. Mit einer Indach PV-Anlage liesse sich ein Dachbild realisieren, welches dem jetzigen nahe kommt. Anstelle eines reinen Dachersatzes und einer zusätzlichen PV-Anlage ist der Bau einer Indachanlage deshalb naheliegend.

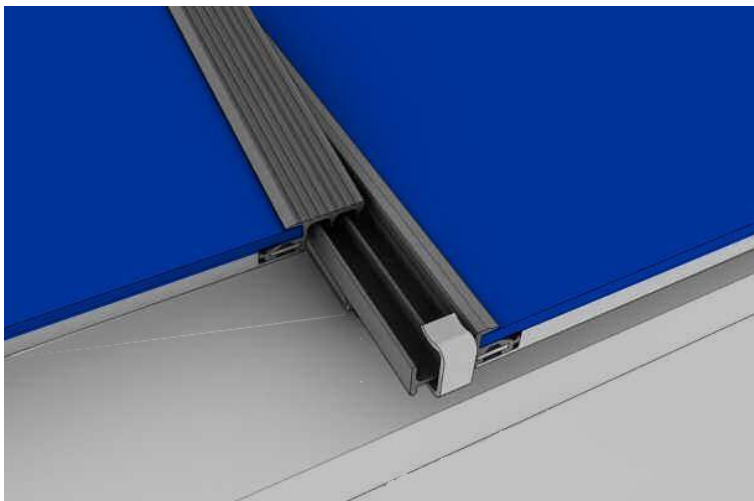
2. Beschrieb des Projektes

Die bestehende Dacheindeckung wird komplett entfernt und durch eine PV-Anlage ersetzt, welche gleichzeitig die Funktion des Witterungsschutzes übernimmt. Auf zusätzliche Ziegel wird komplett verzichtet. Dadurch entsteht ein homogenes modernes Dachbild, welches trotzdem die grundsätzliche Charakteristik des bestehenden Daches aufnimmt.



Dach mit PV-Anlage in vergleichbarer Ausführung

Die zum Einsatz kommenden PV-Module sind so gestaltet, dass sie durch entsprechende horizontale Überlappungen und vertikale Verzahnungen die Wasserdichtigkeit des Daches gewährleisten.



Seitliche Anschlussprofile der PV-Module

2.1. Aufteilung auf aktive und passive Module

Die Grösse der PV-Module ergibt auf den Dachflächen ein regelmässiges Raster. Anpassungen an die effektive Dachgrösse und an Formen, welche nicht dem rechteckigen Raster entsprechen, werden mit Blindmodulen ausgeführt. Die Bereiche, welche für Wartungsarbeiten in einer gewissen Regelmässigkeit begangen werden müssen, werden ebenfalls mit Blindmodulen ausgeführt. Da aktive PV-Module und Blindmodule etwa gleich teuer sind, werden Bereiche mit hoher Verschattung teilweise mit aktiven Modulen ausgerüstet. Diese werden elektrisch so zusammengefasst, dass deren erhöhter Verlust keinen Einfluss auf die übrigen Module hat.

2.2. Dachfenster

Die Dachfenster werden grundsätzlich entfernt. Eine Ausnahme bilden diejenigen Fenster, welche als Ausstieg auf das Dach benutzt werden.

2.3. Zugänglichkeit und Absturzsicherung

Die Dächer werden auf der vollen Länge mit einem Sicherungsseil ausgerüstet, welches sich im Bereich des Firstes befindet. Die Zugänge auf die Dachflächen erfolgen entweder über die Flachdächer der Treppenhäuser oder über Dachfenster. Die Bereiche zwischen den Zustiegen und dem First werden mit Blindmodulen belegt, da sie häufiger begangen werden.

An den Ecken der Dachflächen müssen Sicherungshaken montiert werden, die dazu dienen, einen sog. Pendelsturz zu vermeiden. Die Wege zu diesen Anschlagpunkten werden ebenfalls mit Blindmodulen belegt.

2.4. Schneefänger

Die unterste Modulreihe wird mit Blindmodulen ausgeführt. In diesem Bereich wird ein Schneefänger in das System integriert.

2.5. Leistung

Die Leistung der Anlage teilt sich auf die Gebäude wie folgt auf:

Oberdorfstrasse 21:	144 kWp
Oberdorfstrasse 25:	51 kWp
Total:	195 kWp

Durch den Einsatz von aktiven Modulen in den teilverschatteten Bereichen lässt sich die Leistung möglicherweise noch um bis 10% steigern, ohne dass dies einen massgebenden Einfluss auf die Kosten hat. Die optimale Grösse muss im Rahmen der Ausführungsplanung festgelegt werden.

Die Einspeiseleistung für beide Gebäude ist aufgrund des Gebäudeanschlusses der IWB auf 205 kWp begrenzt. Für die Berechnung des Ertrags und der Wirtschaftlichkeit wird die Leistung von 195 kWp angenommen. Jede Steigerung der Leistung wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. Der Ertrag der neuen Anlage liegt in der Grössenordnung von 166'000 kWh/a.

2.6. Wechselrichter, Kabelwege und Einspeisung

Beide Gebäude verfügen über grosse, ungenutzte Dachräume, die sich ausserhalb des thermischen Dämmperimeters befinden. Diese Dachräume können als Standorte für die Wechselrichter genutzt werden. Die Zuleitungen können durch die Steigzonen neben den Liften geführt werden. Die bestehende Hauptverteilung im Untergeschoss von Bau Oberdorfstrasse 21 kann entsprechend ergänzt werden. Der dafür benötigte Platz ist im Raum der Hauptverteilung vorhanden.

2.7. Netzurückwirkungen

Die beiden Gebäude haben einen gemeinsamen Anschluss an das elektrische Verteilnetz. Er ist mit einer Stromstärke von 300A abgesichert, was einer maximalen Bezugsleistung von ca. 208kVA entspricht. Die Rückspeisung kann in der vollen Stromstärke der Hausanschlusssicherungen erfolgen. Die Maximalleistung ist deshalb ebenfalls bei 208kVA limitiert. Mit diesem Anschluss kann die volle Leistung der PV-Anlage eingespeist werden.

2.8. Bäume

Die meisten Bäume in der Umgebung sind tiefer als die Gebäude. Die beiden Gebäude werden nur durch zwei einzelne Säuleneichen überragt. Diese können problemlos zurückgeschnitten werden.

2.9. Batteriespeicher

Akkumulatoren in professionell genutzten Elektrofahrzeugen haben eine beschränkte Nutzungsdauer. Sie können nach einigen Jahren nicht mehr als Fahrbatterien genutzt werden, verfügen aber immer noch über ca. 80% ihrer ursprünglichen Kapazität. Im Rahmen eines Forschungsprojektes will die Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW gebrauchte Fahrbatterien aus Elektrofahrzeugen als PV-Pufferspeicher nutzen. Mit dieser „Second Life“ Anwendung können bereits produzierte Akkumulatoren weiter genutzt werden. Es fällt keine weitere Umweltbelastung durch die Produktion an. Die gesamt Ökobilanz der Speicher soll so wesentlich verbessert werden. In der Alterssiedlung „Drei Brunnen“ sollen solche „Second Life“ Speicher zum Einsatz kommen.

3. Eigenverbrauch und Batteriespeicher

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

In der Schweiz gibt es seit Mai 2008 die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) der Swissgrid. Ausserdem hat der Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt im August 2009 beschlossen, die KEV als Überbrückung auszurichten, solange sich gebaute Anlagen noch auf der KEV-Warteliste befinden. Die KEV als Möglichkeit, die elektrische Energie einer PV-Anlage einzuspeisen und die Anlage damit zu amortisieren, hat sich in der Zeit als Standardlösung etabliert.

Kostenentwicklung

Als Anpassung an die sinkenden Kosten für PV-Anlagen werden die KEV Tarife regelmässig nach unten korrigiert. Das Verhältnis der effektiven Anlagekosten bzw. den damit verbundenen Stromgestehungskosten zu den gültigen KEV Ansätzen wird jedoch zusehends schlechter. Die Vergütungsansätze sind mittlerweile meist tiefer als die Summe der Energie- und Netzkosten im Hochtarif, aber noch höher als die Kosten für Niedertarif.

Seit der letzten Revision des Energiegesetzes wurde die Möglichkeit geschaffen, Anlagen > 10kWp in einer Kombination von Eigenverbrauch und KEV zu betreiben. Damit ist es möglich, von den Einsparpotentialen des Eigenverbrauchsmodells zu profitieren, ohne den KEV Tarif komplett aufzugeben. Ob der finanzielle Ertrag in der beschriebenen Kombination tatsächlich höher ist, als bei einer reinen KEV-Anlage, hängt vom Verbrauchsprofil der betroffenen Liegenschaft zusammen.

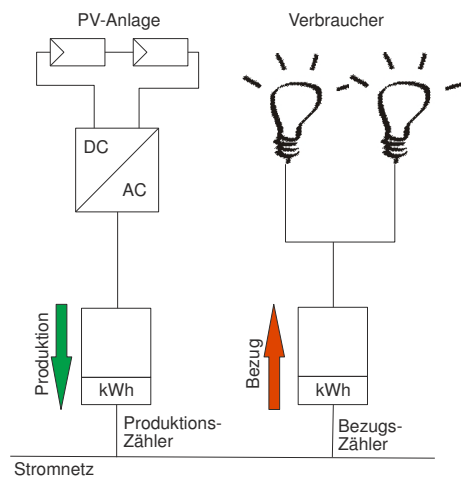
Die Preisentwicklung wird sich grundsätzlich in diese Richtung fortsetzen. Im Rahmen der Energiewende muss ausserdem damit gerechnet werden, dass sich das gewohnte Preisgefüge mit den heutigen Hoch- und Niedertarif Ansätzen sehr stark verändert. Der direkte Eigenverbrauch der produzierten elektrischen Energie wird die Zukunft mit grosser Wahrscheinlichkeit die finanziell interessanteste Möglichkeit sein.

3.1. Zählertopologien

Je nach Anordnung und Art der Zähler ist Eigenverbrauch und/oder Rückspeisung der elektrischen Energie möglich.

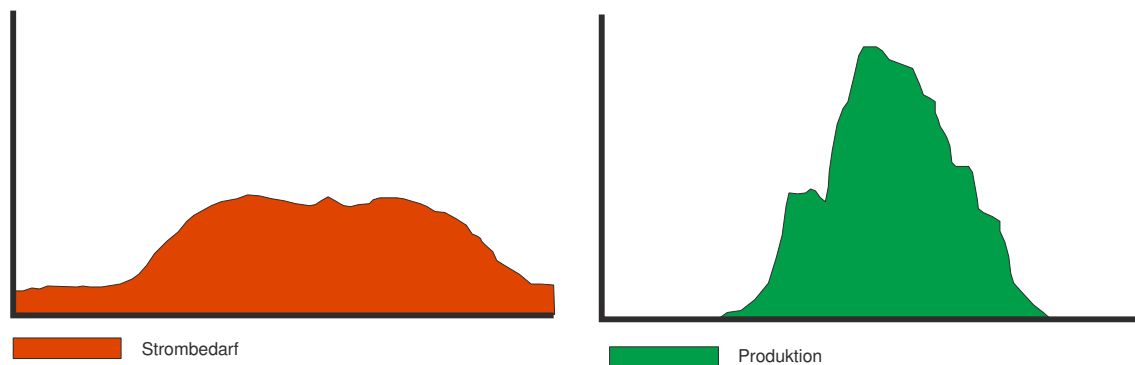
Getrennte Messung der Produktion

Bei einer getrennten Anordnung von Bezugs- und Einspeisezähler sind der elektrische Energieverbrauch des Gebäudes und die Produktion völlig unabhängig voneinander.



Zähleranordnung bei getrennter Einspeisung ©

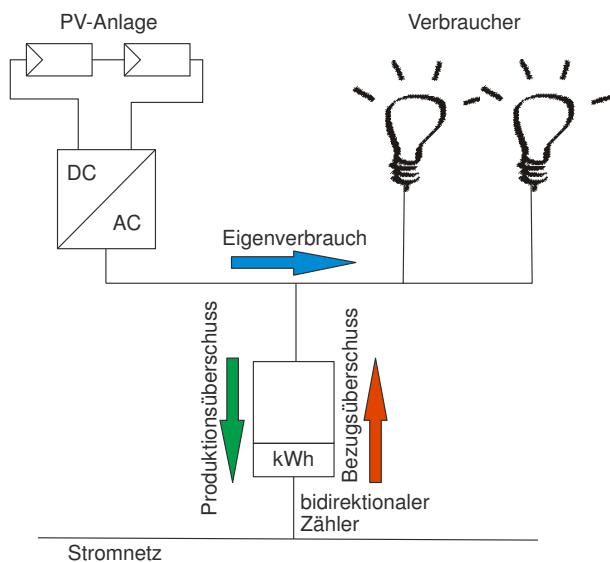
Entsprechend können der Bezug und die Produktion nicht aufeinander abgestimmt werden.



Beispielhafte Bezugs- und Produktionsprofile ©

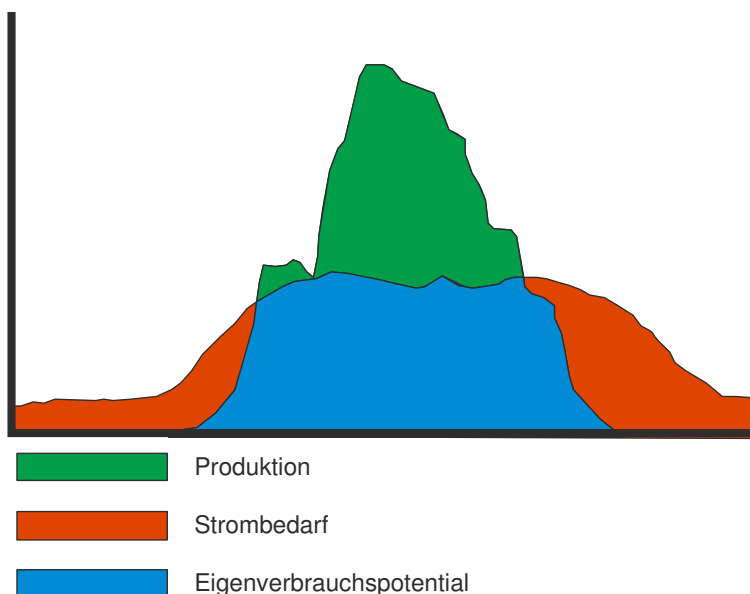
Kombinierte Messung mit bidirektionalem Zähler

Im Gegensatz dazu werden mit dem bidirektionalen Zähler in Eigenverbrauchsanordnung der Energiebedarf und die Produktion miteinander kombiniert. Die elektrische Energie fließt dabei grundsätzlich direkt von der produzierenden PV-Anlage zu den Verbrauchern. Ein allfälliger Produktionsüberschuss wird über den Zähler ins Stromnetz eingespeist. Im Falle eines Bedarfüberschusses wird die fehlende Energie über den Zähler bezogen.



Zähleranordnung bei Eigenbedarfsmodell ©

In dieser Anordnung kann nur der jeweilige Produktions- bzw. Bezugsüberschuss gemessen werden. Aus dem dabei entstehenden Eigenverbrauch resultiert ein Minderbezug in derselben Menge.



Eigenverbrauchspotential bei Kombination von Bedarf und Produktion ©

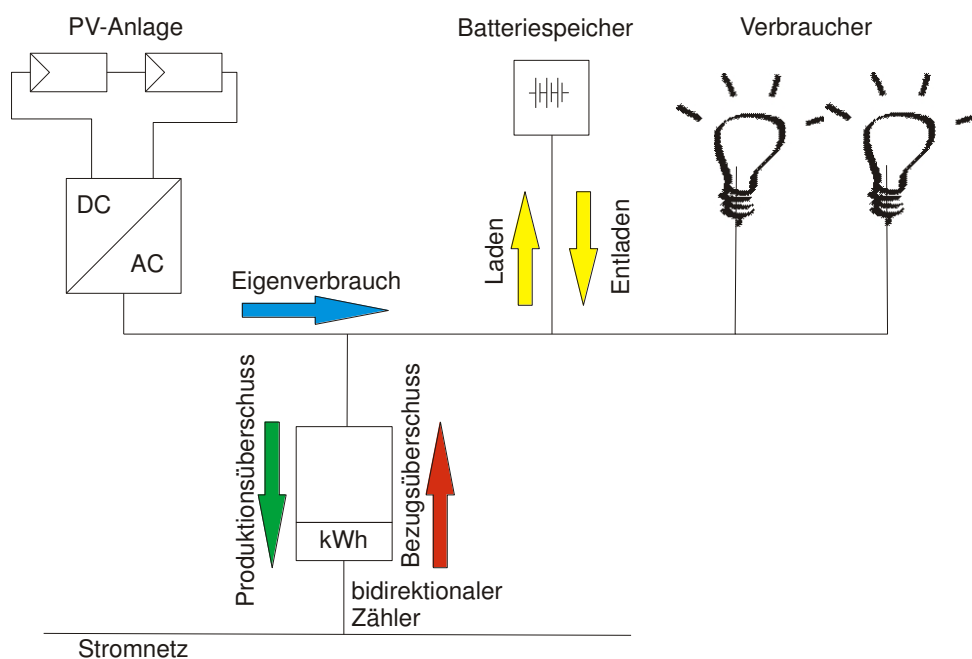
3.2. Batteriespeicher

Auch wenn der gesamte Strombedarf eines Gebäudes höher ist, als die mit einer PV Anlage produzierten Energiemenge, kann ein Eigenverbrauch nur dann realisiert werden, wenn Bedarf und Produktion gleichzeitig vorhanden sind.

Bedarf und Produktion liegen aber oft zeitlich auseinander, so dass auf der einen oder anderen Seite jeweils ein Überschuss besteht, der nicht direkt genutzt werden kann.

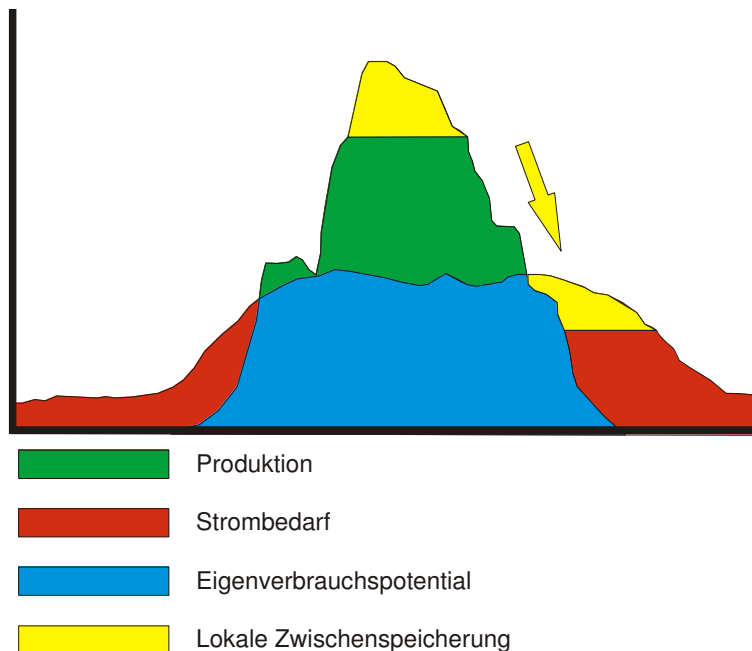
Diese zeitliche Differenz kann innerhalb eines Tages, aber auch in längeren Zeitperioden, bis hin zu saisonalen Unterschieden auftreten. Je grösser diese zeitliche Differenz ist, desto grösser ist auch die Energiemenge, welche nicht als Eigenverbrauch genutzt werden kann.

Im Fall einer kurzzeitigen Differenz (typischerweise innerhalb eines Tages) liegt die Energiemenge in einer Grössenordnung, wie sie in Batteriespeichern zwischengelagert werden kann. Ein solcher Speicher wird parallel zu der Produktionsanlage ins Netz geschaltet.



Anordnung und Energieflüsse eines Batteriespeichers ©

Mit Hilfe eines solchen Speichers kann das Eigenverbrauchspotential erhöht werden, indem ein nicht direkt nutzbarer Produktionsüberschuss zwischengespeichert wird. Mit der gespeicherten Energie kann zu einem späteren Zeitpunkt ein Bedarfsüberschuss substituiert werden.



Zeitlich versetzte Nutzung eines temporären Produktionsüberschusses ©

3.3. Finanzielle Anreize des Eigenverbrauchsmodells und des Batteriespeichers

Eigenbedarfsmodell grundsätzlich

Bei klassischer Vergütung nach KEV ist der Vergütungssatz konstant. Demgegenüber sind die Energiekosten für den Bezug unterschiedlich hoch, in Abhängigkeit von der Tageszeit. In den Zeiten, in denen die Kosten für den Strombezug (inkl. Netzkosten) höher sind als die Einspeisevergütung, ist es finanziell interessanter, die produzierte Energie selbst zu nutzen.

Batteriespeicher

Mit einem Batteriespeicher kann der Eigenverbrauch auf jeden Fall erhöht werden. Der finanzielle Nutzen hängt davon ab, zu welcher Tageszeit resp. zu welchem Tarif die bezogene Energie durch die zwischengespeicherte Energie substituiert wird.

Im gegenwärtigen Preisgefüge liegt der Produktionsüberschuss tendenziell in der Hochtarifzeit, währenddem der zusätzliche Nutzen eher in der Niedertarifzeit liegt. Der finanzielle Nutzen ist deshalb momentan noch sehr gering, evtl. sogar leicht negativ. Das Preisgefüge wird sich im Zuge der Energiewende aber zugunsten der Nutzung eines Batteriespeichers verändern.

3.4. Eigenbedarfspotential Oberdorfstrasse 21/25

In einer Simulation hat die FHNW aus dem Produktionsprofil von 2012 und einem simulierten Produktionsprofil einer potentiellen PV-Anlage das Eigenbedarfspotential und das erhöhte Potential durch eine Batterieanlage errechnet.

Folgende Annahmen lagen dieser Simulation zu Grunde:

- Verbrauchsprofil: Effektiver elektrischer Energieverbrauch des Jahres 2012
- PV-Anlage: 195kWp, gleichmässig verteilt auf alle Dachflächen der Liegenschaft Oberdorfstrasse 21/25
- Kapazität Batteriespeicher: 50kWh

In einer kombinierten Nutzung von Eigenverbrauch und Vergütung des Produktionsüberschusses nach KEV hat die Liegenschaft in ihrer jetzigen Nutzung ein Eigenverbrauchspotential von ca. 57'000 kWh/a. dies entspricht ca. 37% des gesamten Anlageertrags.

Mit einer Batterieanlage mit einer Kapazität von 50 kWh kann der Eigenverbrauch um ca. 16'000 kWh/a (10% absolut / 28% relativ) gesteigert werden.

4. Kosten und Ertrag

4.1. Investitionen

Kostengenauigkeit +/-10%, inkl. 8% Mehrwertsteuer

Schweizerischer Baukostenindex - Nordwestschweiz - Hochbau = 103.5 (Basis Oktober 2010 = 100)

Instandstellungsarbeiten Gebäude	KV 100%	Kostenanteil PV-Anlage	Kostenanteil Instandstellung (ISR)	Kostenteil Batteriespeicher
Gerüst	CHF 70'000	20% CHF 14'000	80% CHF 56'000	
Betonsanierung	CHF 60'000	0% CHF 0	100% CHF 60'000	
Dachdeckerarbeiten	CHF 342'000	20% CHF 68'400	80% CHF 273'600	
Dämmung Aufenthaltsraum	CHF 43'000	0% CHF 0	100% CHF 43'000	
Fassadenverkleidung	CHF 74'000	20% CHF 14'800	80% CHF 59'200	
Spenglerarbeiten	CHF 120'000	20% CHF 24'000	80% CHF 96'000	
Blitzschutz	CHF 22'000	20% CHF 4'400	80% CHF 17'600	
stirnseitige Fassadenverkleidung	CHF 35'000	20% CHF 7'000	80% CHF 28'000	
Gesimsverkleidung bei Traufe	CHF 38'000	20% CHF 7'600	80% CHF 30'400	
Instandstellung Garten	CHF 4'000	20% CHF 800	80% CHF 3'200	
Planung Dach	CHF 11'000	20% CHF 2'200	80% CHF 8'800	
Baunebenkosten	CHF 11'000	20% CHF 2'200	80% CHF 8'800	
Förderbeiträge Dämmmassnahmen	CHF -10'000	0% CHF 0	100% CHF -10'000	
Unvorhergesehenes	CHF 54'000	20% CHF 10'800	80% CHF 43'200	
Zwischentotal Kostenanteil PV-Anlage		** CHF 156'200		
Photovoltaikanlage				
PV-Anlage	CHF 452'000	100% CHF 452'000	0% CHF 0	
AC-Anschluss inkl. Umbau HV	CHF 54'000	100% CHF 54'000	0% CHF 0	
Absturzsicherungssystem	CHF 32'000	50% CHF 16'000	50% CHF 16'000	
Kernbohrungen	CHF 4'000	100% CHF 4'000	0% CHF 0	
Brandabschottungen	CHF 2'000	100% CHF 2'000	0% CHF 0	
Bewilligungen, Audits etc.	CHF 4'000	100% CHF 4'000	0% CHF 0	
Rückschnitt Säuleneichen	CHF 6'000	100% CHF 6'000	0% CHF 0	
Planung PV-Anlage	CHF 22'000	100% CHF 22'000	0% CHF 0	
Zwischentotal PV-Anlage		CHF 560'000		
Batteriespeicher				
Batteriespeicher	CHF 65'000			100% CHF 65'000
Planung Anbindung (Mehraufwand)	CHF 20'000			100% CHF 20'000
Projektleitung FHNW	CHF 30'000			100% CHF 30'000
Förderbeiträge P+D Basel	CHF 0			100% CHF 0
Förderbeiträge Klimastiftung	CHF 0			100% CHF 0
Total Kostenanteil		CHF 716'200	CHF 733'800	115'000
Gesamtkosten PV-Anlage / Sanierung			CHF 1'450'000	
Gesamtkosten PV-Anlage / Sanierung und Batteriespeicher			CHF 1'565'000	

** Diese Kosten würden nicht anfallen, wenn die Nutzungsdauer der bestehenden Dachhaut bereits erreicht wurde und somit die Arbeiten vollumfänglich der ISR belastet werden könnte. Grundsätzlich wird bei einer Eternit-Dacheindeckung gemäss paritätische Lebensdauertabelle des Mieterverbandes von einer Lebensdauer von 50 Jahren und bei Spenglerarbeiten in Kupfer von 40 Jahren ausgegangen. Die im Jahr 1972 erstellten Liegenschaften Oberdorfstrasse 21/25 sind mittlerweile 43 jährig. Beim Kostenteiler 20/80% resp. 50/50% wird berücksichtigt, dass der Ersatz der Dacheindeckung und Spenglerarbeiten auf Grund der getätigten Unterhaltsarbeiten noch um ca. maximal 10 Jahre herausgezögert werden könnte, was einem Abschreiber von 20% gerecht wird.

4.2. Förderbeiträge

Wenn der Bereich über dem Aufenthaltsraum im Dachgeschoss von Gebäude Oberdorfstrasse 21 gleichzeitig mit der Dachsanierung thermisch gedämmt wird, kann von Förderbeiträgen des „Gebäudeprogramms“ profitiert werden. Diese sind in der Kostenzusammenstellung berücksichtigt.

4.3. Finanzieller Ertrag

Im Eigenverbrauchsmodell würde ca. 57'000 kWh elektrische Energie, welche bisher eingekauft werden musste, durch den Eigenverbrauchsanteil substituiert. Der direkte Eigenverbrauch findet zeitgleich mit dem aktiven Betrieb der PV-Anlage statt. Damit dürfte er grösstenteils in der Hochtarifzeit anfallen. Der Rest der produzierten elektrischen Energie wird in das Stromnetz der IWB eingespeist und entsprechend vergütet.

Der finanzielle Ertrag der Anlage setzt sich aus der Einsparung für die elektrische Energie, welche nicht mehr bezogen werden muss, und der Vergütung für die Einspeisung zusammen. Es ist damit zu rechnen, dass sich sowohl der Strompreis (Wert des substituierten Stroms) wie auch der Rückspeisetarif stark ändern werden. In der Tendenz dürften sich der Strompreis nach oben und der Einspeisetarif nach Unten bewegen. Da diese Entwicklung aber nicht genauer vorausgesehen werden kann wurden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit vernünftige plausible Werte angenommen und über den Betrachtungszeitraum unverändert belassen.

Berechnungsparameter

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden nur die Kosten für die effektive PV-Anlage berücksichtigt. Folgende weiteren Berechnungsparameter wurden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendet:

Investitionen inkl. MwSt.:	CHF 560'000.--
Jährliche Wartungskosten:	CHF 20.-- pro kWp
Ersatz Wechselrichter:	1-malig im 13. Jahr
Jährlicher Ertrag	850 kWh/kWp
Jährlicher Ertrag (neue Anlage)	166'000 kWh/a, für die W.-Berechnung 156'000 kWh/a
Jährliche Degradation:	0.6%
Bewertungszeitrahmen:	25 Jahre
Abschreibungsdauer:	20 Jahre
Abschreibungsart:	linear
Eingesetzter Kapitalzins:	4%
Eingesetzte Teuerung:	0%
Eingesetzte Teuerung Energie:	0%
KEV-Ansatz:	18.5 Rp/kWh
Stromkosten (Substitution) für Eigenverbrauch:	30.7 Rp/kWh
Vergütungsansatz Rückspeisung:	18.0 Rp/kWh

Durchschnittliche jährlich Kosten und Erträge

	KEV	Eigenverbrauch
Investitionen PV	560'000	560'000
Jährliche effektive Kosten	26'400	26'400
Opportunitätskosten Eigenkapital (4%)	8'500	8'500
Gesamtkosten	34'900	34'900
Jährlicher finanzieller Ertrag	28'500	34'900

Kosten und Erträge mit KEV oder Eigenverbrauchsmodell

Da die Stromkosten heute höher sind, als die Ansätze für Netzeinspeisung oder KEV ist das Eigenverbrauchsmodell grundsätzlich interessanter. Ausserdem entspricht der Mechanismus des Eigenverbrauchsmodells in seinem Wesen mehr den Zielsetzungen einer Energiestadt.

Die der Berechnung zugrunde gelegten Vergütungsansätze sind eine vernünftige Annahme für die zukünftige Entwicklung. Sie können jedoch nicht garantiert werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass sie durchschnittlich tiefer (und somit schlechter) ausfallen ist aber klein.

Von den ausgewiesenen Gesamtkosten sind ca. 30% Kapitalkosten in Abhängigkeit von einem internen technischen Zinssatz von 4% p/a. Die effektiven Kosten (cash out) sind wesentlich geringer.

5. Beurteilung Eigenverbrauch und Batteriespeicher

Die sog. Energiewende ist für die zukünftige Entwicklung unserer Volkswirtschaft ein wichtiges und sehr anspruchsvolles Vorhaben. Die Photovoltaik ist ein gewichtiger Bestandteil davon.

In der Tat ist das Energiepotential der Photovoltaik bei konsequenter Nutzung der zur Verfügung stehenden Flächen sehr gross. PV-Energie steht aber nicht in allen Tages- und Jahreszeiten in gleichem Mass zur Verfügung. Ausserdem ist die verfügbare Leistung wetterabhängig und somit nur teilweise berechenbar und unter Umständen sehr dynamisch.

Der Marktpreis für PV-Strom dürfte in Zukunft rel. tief sein, da bei vorhandener solarer Leistung alle „Produzenten“ gleichzeitig anbieten. Dem direkten Eigenverbrauch wird demnach eine Schlüsselrolle zukommen.

Der Eigenverbrauch kann optimiert werden, indem der Verbrauch dem zur Verfügung stehenden Energieangebot angepasst wird. Die Zwischenspeicherung und zeitversetzte Nutzung von PV-Energie ist eine weitere Möglichkeit dieser Optimierung.

Es muss damit gerechnet werden, dass in Zukunft unterschiedliche Speichertechnologien nebeneinander existieren. Sie unterscheiden sich durch ihre Reaktionsgeschwindigkeit, Kapazität, Platzbedarf und spezifische Kosten. Eine lokale Speicherung mit Akkumulatoren wird sicherlich eine dieser Technologien sein. Welchen Anteil diese lokale Speicherung innerhalb des ganzen Bereichs einnehmen wird, kann aber noch nicht vorausgesagt werden. Dies hängt davon ab, welchen Preis und welche Lebensdauer solche Anlagen haben werden.

5.1. Projekt der FHNW

Der lokalen Zwischenspeicherung von elektrischer Energie wird im Zuge der Energiewende sicherlich eine wichtige Rolle zukommen. Die heute verfügbare Technologie basiert auf Akkumulatoren verschiedenster Technologien. Allen gemeinsam ist, dass sie eine beschränkte Lebensdauer haben und für deren Herstellung Rohstoffe und Energie in beträchtlichem Umfang verbraucht werden. Gesamtökologisch betrachtet sind Batteriespeicher als Ergänzung zu PV-Anlagen deshalb noch fragwürdig.

Die Idee der FHNW baut darauf, Fahrzeug-Akkumulatoren weiter zu verwenden. Diese wurden für diesen ursprünglichen Zweck hergestellt. Deren weitere Nutzung führt zu keiner wesentlichen weiteren ökologischen Belastung. Wie lange diese Akkumulatoren noch genutzt werden können, welche Anpassungen daran nötig sind, und welcher Gesamtaufwand damit verbunden ist, kann momentan nur grob abgeschätzt werden. Diese Fragen sollen mit dem Forschungsprojekt beantwortet werden.

5.2. Potential für die Gemeinde Riehen

Eine Gemeinde hat ein gemischtes Immobilienportfolio und eine Vielzahl von elektrischen Energieverbrauchern mit unterschiedlichen Verbrauchsprofilen. Gerade eine Kommune hat in Zukunft ein grosses Optimierungspotential zur Erhöhung des Eigenverbrauchs.

Praktische Erfahrung fehlt in dieser neuen Thematik jedoch weitgehend. Mit dem Betrieb einer PV-Anlage auf der Liegenschaft Oberdorfstrasse 21/25 im kombinierten Eigenbedarfs- / KEV-Modell können erste praktische Erfahrungen gesammelt werden.

Durch die Ergänzung mit einem Batteriespeicher kann das Potential weiter ausgeschöpft werden. Momentan kann jedoch nicht mit einer finanziellen Ertragsoptimierung gerechnet werden. In Zukunft könnte ein Ertrag erwirtschaftet werden. Welche Investitionen dieser finanzielle Ertrag rechtfertigt, kann momentan noch nicht vorausgesagt werden.

Erstellt: 29. Juni 2015 (rev. 18. Dez. 2015) H. Plattner