

10. September 2019

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom auf Arealen

Herausforderungen und Erfolgsfaktoren



Abbildung 1: Vier Einfamilienhäuser bilden einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom (Bildquelle: clevergie AG)

Autoren

Sandra Probst, Energie Zukunft Schweiz, sandra.probst@ezs.ch

Lena Kern, Energie Zukunft Schweiz, lena.kern@ezs.ch

Lars Konersmann, Energie Zukunft Schweiz, lars.konersmann@ezs.ch

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: CH-3003 Bern

Infoline 0848 444 444, www.infoline.energieschweiz.ch

energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch, twitter.com/energieschweiz

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	7
2	Résumé	8
3	Ausgangslage.....	9
4	Vorgehen.....	10
5	Gesetzliche Rahmenbedingungen	10
6	Erfolgsfaktoren & Herausforderungen aus Sicht der Marktakteure	12
6.1	Erfolgsfaktoren	12
6.2	Herausforderungen	14
6.3	Lösungsansätze	17
7	Praxisbeispiele	19
7.1	ZEV über vier Einfamilienhäuser	19
7.3	ZEV über 12 Mehrfamilienhäuser mit Privatmessung	22
7.3	Grosse Überbauung mit privatem Stromnetz	24
7.4	Leuchtturmprojekt «Quartierstrom» in Walenstadt	26
7.5	Gewerbliche ZEV mit Privatnetz für den Solarstrom	29
7.6	VNB-Praxismodell in einer Wohn- und Geschäftsüberbauung.....	31
8	Schlussfolgerungen.....	33
9	Anhang.....	35
9.1	Leitfaden Experteninterview.....	35
9.2	Sammlung von Links zu den relevanten Gesetzen und Verordnungen	36
9.3	Weitere Informationen zu den Beispielprojekten	37
10	Danksagung.....	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vier Einfamilienhäuser bilden einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom (Bildquelle: clevergie AG)	1
Abbildung 2: Integrierte PV-Anlage auf einem neugebauten Einfamilienhaus in Schwarzhäusern, welches drei Nachbargebäude (ebenfalls Neubauten) mit Solarstrom beliefert (Bildquelle: clevergie AG).	19
Abbildung 3: Im Wohnquartier Ämet in Birmensdorf entstehen 12 Mehrfamilienhäusern. Dabei werden zwei ZEV über je 6 Gebäude gegründet. Der Solarstrom wird privat gemessen und abgerechnet.....	22
Abbildung 4: Das Quartier Oasis in Crissier wird mit 500 kWp Solarleistung, über ein privates Microgrid mit eigener Transformationsstation, versorgt (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie)	24
Abbildung 5: Ein lokaler Strommarkt, bestehend aus insgesamt 37 Parteien in Walenstadt, ermöglicht den Verkauf von Solarstrom von 28 PV-Anlagen. (Bildquelle: Quartierstrom).....	26
Abbildung 6: Die 280 kWp PV-Anlage auf dem Dach der Strausak Holzbau AG in Lüsslingen beliefert zwei benachbarte Industriebetriebe mit Solarstrom. Hierzu mussten private Leitungen verlegt werden. Das Konzept mit virtuellem Eigenverbrauch hätte die Projektkosten massiv reduziert.	29
Abbildung 7: In der Wohn- und Geschäftsüberbauung «Bergli» in Bülach wird der Solarstrom nach dem VNB-Praxismodell verrechnet: Jede Partei wird von den EKZ, dem lokalen VNB, separat gemessen und abgerechnet.	31
Abbildung 8: Übersichtsplan der Verkabelung (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie)	38
Abbildung 9: Foto vom Bau der privaten Leitungen (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie).	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Von Praktikern und Experten genannte Erfolgsfaktoren für die Umsetzung eines ZEV mit mehreren Gebäuden.	12
Tabelle 2: Von Praktikern und Experten genannte Herausforderungen bei der Umsetzung eines ZEV über mehrere Gebäude.	14
Tabelle 3: Lösungsansätze der Akteure zur Bewältigung der Herausforderungen bei der Umsetzung eines ZEV über mehrere Gebäude.	17
Tabelle 4: Kennzahlen zum Projekt «Schwarzhäusern».....	21
Tabelle 5: Kennzahlen zum Projekt «Ämet»	23
Tabelle 6: Kennzahlen zum Projekt «Oassis»	25
Tabelle 7: Kennzahlen zum Pilotprojekt «Quartierstrom»	28
Tabelle 8: Kennzahlen zum PV-Projekt der Strausak Holzbau AG	30
Tabelle 9: Kennzahlen zum Projekt «Wohnenplus Bergli»	32

Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EIV	Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen auf Bundesebene
HER	Handbuch Eigenverbrauchsregelung des VSE
HKN	Herkunftsnachweis
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
NAP	Netzanschlusspunkt
NE	Netzebene
NE 7	Netzebene 7
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gemäss Art. 17 EnG.

Gesetze und Verordnungen:

EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
NIV	Niederspannungs-Installationsverordnung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung

1 Zusammenfassung

Mit dem neuen Energiegesetz, welches im Januar 2018 in Kraft gesetzt wurde, haben sich die Möglichkeiten für den Eigenverbrauch von Solarstrom erheblich verbessert. Der Eigenverbrauch von Solarstrom über die Gebäude- bzw. Grundstücksgrenze hinweg ist eine dieser neuen Möglichkeiten. Mit der Nutzung von Solarstrom über benachbarte Gebäude kann der Eigenverbrauchsgrad der Anlage gesteigert und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Dadurch dürften sich neue Potentiale für den PV-Zubau in der Schweiz erschliessen lassen. Doch in der Praxis wurden bis dato erst wenige solche grösseren ZEV-Projekte über die Grundstücksgrenze hinweg realisiert. In den meisten Fällen handelte es sich dabei um Neubauprojekte oder Projekte, hinter welchen sehr engagierte Investoren stehen.

Im Rahmen dieser Studie wurde nun analysiert, worin die Herausforderungen und Erfolgsfaktoren für die Umsetzung solcher Projekte bestehen. Dies im Sinne einer als Bestandsaufnahme des Marktes knapp zwei Jahre nach der Einführung des neuen Energiegesetzes. Die durchgeführten Interviews mit unterschiedlichen Marktakteuren zeigten, dass sich die Realisierung im Rahmen eines Neubaus oft relativ einfach gestaltet und für die Betreiber der Solarstromanlagen auch wirtschaftlich sehr spannend sein kann. Hingegen bestehen bei der Umsetzung im Bestandsbau grössere Hürden, welche eine Anwendung der neuen Regelung in den meisten Fällen verhindern. Da das Potential für den Solarzubau im Bestandsbau massiv höher liegt als im Neubau, stellt sich die Frage nach den Möglichkeiten diese Hindernisse zu eliminieren.

Gemäss den Aussagen der interviewten Marktakteure stehen bei der Projektrealisierung im Bestandsbau technische und wirtschaftliche Herausforderungen im Vordergrund. Möchte ein Projektinitiant zwei bestehende aneinandergrenzende Gebäude mit unterschiedlichen Netzanschlusspunkten für den Eigenverbrauch zusammenschliessen, muss der Netzanschlusspunkt verschoben werden, was mit erheblichen, meist nicht verhältnismässigen Kosten verbunden ist. Die Installation einer Privatleitung (vgl. Beispielprojekt Kapitel 7.5) kann ein Ausweg darstellen, ist aber ebenfalls kostspielig und nicht im Sinne des Netzbetreibers. Eine deutlich einfachere Möglichkeit besteht darin, dass der Eigenverbrauch virtuell abgerechnet wird. Dieses Modell wird in der Praxis bereits erfolgreich umgesetzt (vgl. Beispielprojekt 7.6). Ein weiterer Lösungsvorschlag der interviewten Partner besteht in der Öffnung der Netzebene 7. Hier können benachbarte Liegenschaften das lokale Netz für ein reduziertes Entgelt nutzen (siehe Beispielprojekt 7.4). Beide genannten Lösungsvorschläge sind in der heutigen Gesetzgebung so nicht vorgesehen. Soll der grundstückübergreifende Eigenverbrauch tatsächlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz beitragen, ist es wichtig, dass auch das Potential im Bestandsbau aktiviert wird. Voraussetzung hierfür ist eine Anpassung der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen.

2 Résumé

La nouvelle loi sur l'énergie, entrée en vigueur en janvier 2018, a considérablement amélioré les possibilités de consommation propre de courant solaire. L'une de ces nouvelles possibilités est la consommation propre de courant solaire au-delà des limites du bâtiment ou de la propriété. L'utilisation du courant solaire via des bâtiments voisins peut augmenter le taux de consommation propre de l'installation, améliorant ainsi sa rentabilité. Cela devrait ouvrir de nouvelles perspectives d'expansion du photovoltaïque en Suisse. Or dans la pratique, seuls quelques projets de RCP (Regroupement dans le cadre de la consommation propre) de grande envergure ont été réalisés au-delà des limites de la propriété à ce jour. Dans la plupart des cas, il s'agissait de nouveaux projets de construction ou de projets soutenus par des investisseurs très engagés.

Dans le cadre de cette étude, les défis et les facteurs de succès pour la mise en œuvre de ces projets ont été analysés. Il s'agit de faire le point sur le marché près de deux ans après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie. Les entretiens menés auprès de différents acteurs du marché ont montré que la réalisation dans le cadre de nouvelles constructions est souvent relativement simple et peut également être très intéressante d'un point de vue économique pour les exploitants d'installations solaires. En revanche, il existe des obstacles majeurs à la mise en œuvre de la nouvelle réglementation dans les bâtiments existants, l'empêchant d'être appliquée dans la plupart des cas. Étant donné que le potentiel de construction d'installations solaires dans les bâtiments existants est beaucoup plus élevé que dans les bâtiments neufs, la question se pose de savoir s'il est possible d'éliminer ces obstacles.

Selon les déclarations des acteurs du marché interrogés, les défis techniques et économiques sont au premier plan de la mise en œuvre des projets de construction existants. Si un initiateur de projet souhaite raccorder deux bâtiments adjacents existants avec des points de raccordement au réseau différents pour la consommation propre, il doit déplacer le point de raccordement au réseau, ce qui entraîne des coûts considérables, généralement disproportionnés. L'installation d'une ligne privée (voir l'exemple de projet au chapitre 7.5) peut être une solution, mais elle s'avère elle aussi coûteuse et ne correspond pas aux intentions du gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Une option beaucoup plus simple consiste pour le GRD à facturer virtuellement la consommation propre. Ce modèle a déjà été mis en œuvre avec succès dans la pratique (voir l'exemple de projet du chapitre 7.6). Une autre solution proposée par les partenaires interrogés est d'ouvrir le niveau 7 du réseau. Ici, les propriétés avoisinantes devraient pouvoir utiliser le réseau local à un tarif réduit (voir l'exemple de projet du chapitre 7.4). Toutefois, cette solution proposée n'est pas prévue dans la législation actuelle. Si l'on veut que la consommation propre croisée des propriétaires immobiliers contribue réellement au développement des énergies renouvelables en Suisse, il est important que le potentiel des bâtiments existants soit également exploité. Pour ce faire, il incombe d'adapter le cadre juridique actuel.

3 Ausgangslage

Das Recht auf Eigenverbrauch von Solarstrom ist im Energiegesetz festgehalten und wird in der Energie- und Stromversorgungsverordnung präzisiert. Am 1. Januar 2018 sind das neue Energiegesetz und die sich darauf beziehenden Verordnungen in Kraft getreten, wodurch die Möglichkeiten für Eigenverbrauch von Solarstrom erweitert wurden, insbesondere wurde der Eigenverbrauch über Grundstücksgrenzen legalisiert. Diese neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden in Kapitel 5 umschrieben. Bereits heute ist der Eigenverbrauch eine zentrale Voraussetzung für den rentablen Betrieb von Solarstromanlagen und damit ein wichtiges Element für den weiteren Ausbau der Solarenergie in der Schweiz. Durch den Zusammenschluss über mehrere Gebäude auf anliegenden Grundstücken kann die Menge des eigenverbrauchten Stroms weiter erhöht und somit die Rentabilität der Anlagen verbessert werden. Der ZEV auf Arealen ist deshalb auch im Hinblick auf die Aktivierung neuer Potentiale für die Solarenergie relevant.

Während in den letzten Jahren das Konzept des Eigenverbrauchs in einzelnen Gebäuden breite Anwendung gefunden hat, geht die Umsetzung von gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch nur zögerlich voran. Bisher sind schweizweit nur wenige solche Eigenverbrauchsprojekte auf Arealen realisiert worden. Einerseits kann dies auf die kurze Zeitspanne seit der Gesetzesänderung zurückgeführt werden, in welcher komplexe Projekte nur beschränkt umgesetzt werden konnten. Andererseits scheinen aber auch Hürden bei der Umsetzung zu bestehen, die eine breitere und schnellere Verbreitung von gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch von Solarstrom verhindern.

Im Rahmen dieser Studie wurden unterschiedliche Akteure aus der Solarbranche zu Herausforderungen, Erfolgsfaktoren und Erfahrungen bei der Umsetzung von Projekten mit ZEV auf Arealenebene befragt. Die Gespräche haben gezeigt, dass die Herausforderungen in Bezug auf Eigenverbrauch in Arealen vielseitig sind und entsprechend viele Faktoren berücksichtigt werden müssen (Kapitel 6). Nichtsdestotrotz ist eine erfolgreiche Realisierung möglich. Dies wird durch Praxisbeispiele (Kapitel 7) dokumentiert.

4 Vorgehen

Die hier präsentierten Informationen wurden aus einer Kombination von nachfolgenden Methoden erarbeitet:

- Literaturrecherche,
- Analyse der aktuellen Gesetze und Verordnungen
- Interviews mit Stromnetzbetreibern, Installateuren, Anbietern von Abrechnungslösungen, Politikern und anderen relevanten Akteuren aus der Solarbranche.

Die insgesamt zehn qualitativen Interviews wurden mit offenen Fragen anhand eines Leitfadens geführt, welcher im Anhang aufgeführt wird. Der Hauptfokus der Gespräche wurde auf Erfolgsfaktoren und Herausforderungen bei der Umsetzung von gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch gerichtet. Es wurden administrative, rechtliche, technische und netzbezogene Herausforderungen diskutiert. Weitere Akteure wurden bezüglich einzelner dieser Themenbereiche sowie der Erfahrung bei der Projektumsetzung befragt. Die Interviewpartner werden im Anhang verdankt. Verschiedene Projektentwickler wurden angefragt, über realisierte oder geplante Projekte mit gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch zu berichten. Sieben ausgewählte Praxisbeispiele mit unterschiedlichen Ausprägungen werden in Kapitel 7 vorgestellt.

5 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Das Energiegesetz wurde per 1. Januar 2018, die Energieverordnung per 1. Januar 2019 um neue Regelungen betreffend des Zusammenschlusses mehrerer Endverbraucher zum Eigenverbrauch angepasst. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind im Leitfaden Eigenverbrauch¹ von EnergieSchweiz sowie im Handbuch Eigenverbrauchsregelung² des VSE vertieft dargestellt. In diesem Kapitel werden nur auszugsweise Regelungen bezüglich des gebäudeübergreifenden Eigenverbrauchs besprochen, welche für die folgenden Betrachtungen relevant sind. Für vollständige Informationen verweisen wir auf die oben genannten Veröffentlichungen.

Gemeinsamer Eigenverbrauch ist in zwei Varianten möglich:

Praxismodell VNB Nach Art. 16 EnG; Der Eigenverbrauch wird durch den lokalen Verteilnetzbetreiber sichergestellt, die Endverbraucher oder allfälligen Verbrauchsstätten werden wie bisher durch den Netzbetreiber beliefert.

Modell ZEV Nach Art. 17 EnG; Der ZEV respektive der verantwortliche Grundeigentümer beliefert die ZEV bzw. deren Teilnehmer mit Strom.

Beim Praxismodell VNB handelt es sich um Dienstleistungsmodelle für den Eigenverbrauch, welche nur der jeweilige lokale Energieversorger anbieten kann. Sie sind auf das Versorgungsgebiet des

¹Energie Schweiz, Download unter: [Leitfaden Eigenverbrauch](#)

² VSE, Download unter: [Handbuch Eigenverbrauchsregelung \(HER\)](#)

EVU beschränkt, die Teilnehmer bleiben je Endkunden des EVU/VNB. Diese Modelle sind sehr unterschiedlich ausgestaltet und können je nach Ausprägung den gemeinsamen Eigenverbrauch in mehreren Gebäuden stark vereinfachen. Da diese Lösungen vom lokalen EVU/VNB abhängen und nicht überall verfügbar sind, fokussiert dieser Bericht auf das Modell ZEV.

Gesetzliche Regelung des ZEV im EnG:

Die relevanten Artikel des Energiegesetzes bezüglich des ZEV auf Arealen sind in Anhang 8.2 aufgeführt, die der Energieverordnung in Anhang 8.3. Im Folgenden ist eine kurze Liste, welche die für die folgenden Betrachtungen relevanten Regelungen ausgeführt:

- Der ZEV ist gesetzlich explizit vorgesehen und geregelt. Ein solcher ZEV stellt neu einen einzigen Endverbraucher im Sinne der StromVG-Gesetzgebung dar und verfügt nur über einen einzigen Netzanschluss (Art. 17.1 EnG).
- Der ZEV kann über mehrere aneinander angrenzende Grundstücke hinweg gebildet werden, sofern die je öffentlichen oder privaten Grundeigentümer am ZEV teilnehmen und solange das Netz des Netzbetreibers nicht in Anspruch genommen wird (vgl. Art. 17 EnG und Art.14 EnV, Stand 1.1.2019). Aufgrund seiner Relevanz für diese Studie wird hier der Artikel 14 EnV Paragraph 2 im vollen Wortlaut wiedergegeben (Version vom 1.April 2019).

Als Ort der Produktion gelten ebenfalls zusammenhängende Grundstücke, von denen mindestens eines an das Grundstück grenzt, auf dem die Produktionsanlage liegt. Grundstücke, die einzig durch eine Strasse, ein Eisenbahntrasse oder ein Fließgewässer voneinander getrennt sind, gelten unter Vorbehalt der Zustimmung der jeweiligen Grundeigentümerin oder des jeweiligen Grundeigentümers ebenfalls als zusammenhängend.¹

- Bei einem ZEV mit einem Stromverbrauch (inklusive Eigenverbrauch) von mehr als 100 MWh pro Jahr hat Zugang zum freien Strommarkt (Art. 6.2 StromVG).

6 Erfolgsfaktoren & Herausforderungen aus Sicht der Marktakteure

Mit der Einführung des neuen Energiegesetzes wurde erstmals der gebäudeübergreifende Eigenverbrauch ermöglicht. Nach knapp 2 Jahren konnten erste Erfahrungen in der Praxis gesammelt werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Erfolgsfaktoren und Herausforderungen bezüglich des gebäudeübergreifenden Eigenverbrauchs von Solarstrom aufgeführt und erläutert, welche von den befragten Experten und Akteuren der Solarbranche genannt wurden. Dabei werden die Nennungen nicht gewertet. Diese stellen die Meinungen und Haltungen der jeweiligen Akteure dar.

6.1 Erfolgsfaktoren

Welche Faktoren bestimmen, ob ein ZEV auf einem Areal umgesetzt werden kann?

In Tabelle 1 sind die von Akteuren und Experten der Solarbranche genannten Erfolgsfaktoren aufgelistet und kurz erklärt. Dabei standen für die befragten Personen technische und wirtschaftliche Faktoren im Vordergrund.

Tabelle 1: Von Praktikern und Experten genannte Erfolgsfaktoren für die Umsetzung eines ZEV mit mehreren Gebäuden.

Erfolgsfaktor		Beschreibung
Häufig genannte Erfolgsfaktoren		
Neubau		Die meisten der befragten Akteure stimmen darin überein, dass die wichtigste Voraussetzung für ein erfolgreiches Projekt mit gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch darin besteht, dass es sich um einen Neubau handelt. Falls ein neues Quartier erstellt wird ist es speziell günstig, das ganze neu erschlossene Areal zusammenzuschliessen, da die Netzinfrastruktur neu gebaut wird. In diesem Fall ist es von grosser Bedeutung, dass der Zusammenschluss und die Belieferung verschiedener Gebäude mit Solarstrom in einer frühen Projektphase bereits berücksichtigt werden. Beim Bestandsbau stellen sich mannigfaltige Herausforderungen bezüglich der Umsetzung von gebäudeübergreifendem Eigenverbrauch, auf welche in Kapitel 5.2 eingegangen wird.
Innovatives EVU		Das lokale EVU ist ein wichtiger Partner, welcher für das Gelingen eines Projektes entscheidend sein kann. Die Haltungen der EVUs gegenüber dem ZEV ist sehr unterschiedlich. Falls das EVU dem Projekt gegenüber positiv eingestellt ist, ist eine Umsetzung auch bei einer komplizierten Ausgangslage bezüglich administrativer und technischer Umsetzung wahrscheinlich. Auch darf ein EVU im Rahmen des

		Praxismodells VNB eine vereinfachte Lösung für gebäudeübergreifenden Eigenverbrauch anbieten.
Vereinzelt genannte Erfolgsfaktoren		
	guter Planer / frühe Definition von Schnittstellen	Vor allem bei Neubauprojekten ist ein früher Einbezug des Planers wichtig, da gewisse Planungsschritte für den Netzbau in einer frühen Projektphase entschieden werden. Falls ein ZEV erst spät in der Umsetzungsphase in Betracht gezogen wird, können auch bei Neubauten ähnliche Herausforderungen wie bei Bestandsbauten auftreten. Die frühe Definition von Schnittstellen wie zum Beispiel im Rahmen einer vereinheitlichten Nebenkostenabrechnung kann wirtschaftlich vorteilhaft sein (vgl. hierzu auch Praxisbeispiel 7.1 und 7.3).
	Einstufung im freien Strommarkt	Durch einen Zusammenschluss mehrere Gebäude zu einem ZEV kann die Limite für den Strombezug am freien Strommarkt überschritten werden. Dies kann zu deutlich tieferen Strompreisen für die Teilnehmer des ZEVs führen und damit eine Umsetzung begünstigen (Praxisbeispiel 7.3).
	Hoher Rückliefertarif	Durch einen hohen Rückliefertarif oder eine überdurchschnittliche Vergütung von Herkunftsnachweisen kann ein Projekt wirtschaftlich interessant werden, welches aufgrund der zusätzlichen Kosten zur Verbindung mehrerer Gebäude bei geringerer Vergütung nicht rentabel wäre.
	Abneigung der Gebäudebesitzer gegen das lokale EVU	Mit einem ZEV sind die einzelnen Teilnehmer nicht mehr Endkunden beim EVU. Dies kann unter Umständen die Teilnehmer zur Teilnahme am ZEV motivieren. Gebäudebesitzer mit einer positiven oder neutralen Einstellung gegenüber dem EVU sind hingegen oft nicht bereit, den Zusatzaufwand bei der Gründung und dem Betrieb eines ZEVs auf sich zu nehmen.
	Vorhandenes Arealnetz	Im Bestandsbau vereinfacht ein schon vorhandenes Arealnetz das Einrichten eines ZEV, da dabei oft bereits mehrere Gebäude über einen Netzanschlusspunkt ans öffentliche Netz angebunden sind. Ein bereits bestehendes Arealnetz verringert somit die Kosten für die Einrichtung eines ZEV.
	Diversität der Nutzer	Aufgrund unterschiedlicher Bezugsprofile der Nutzer verschiedener Gebäude kann ein Zusammenschluss den Eigenverbrauchsanteil der Solarstromanlage und somit, je nach lokaler Tarifsituation, die Wirtschaftlichkeit des Projektes verbessern.

6.2 Herausforderungen

Herausforderungen und Unklarheiten bei der Planung und der Umsetzung von Areal-ZEV wurde bezüglich administrativer, rechtlicher und technischer Aspekte erfragt. Die meist genannten Herausforderungen und Unklarheiten beziehen sich auf die Nutzung und den Bau von einer Netzinfrastruktur bei Bestandsbauten.

Tabelle 2: Von Praktikern und Experten genannte Herausforderungen bei der Umsetzung eines ZEV über mehrere Gebäude.

Herausforderungen		Beschreibung
Häufig genannte Herausforderungen		
	Netz des EVU kann nicht genutzt werden	<p>Nach Art.14 EnV darf das öffentliche Netz vom ZEV für die eigenverbrauchte Elektrizität nicht genutzt werden. Die meisten Akteure haben dies als grosse Herausforderung bei der Umsetzung eines Areal-ZEVs im Bestandsbau bezeichnet. Es bestehen 2 Möglichkeiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das bestehende Netz des VNB wird gekauft (für das VNB häufig uninteressant) • Ein privates Netz wird gebaut (dabei kann der VNB dem Grundeigentümer die notwendigen Anpassungen der Anschlüsse und alle daraus anfallenden Kosten in Rechnung stellen) <p>Für viele der Befragten ist es unverständlich, dass das Netz des VNB auch dann nicht gebraucht werden darf, wenn der VNB einverstanden ist und Netzkosten für die Nutzung Durchleitung des Stroms für den Eigenverbrauch bezahlt werden.</p>
	Hohe Kosten bei Leitungsbau	<p>Der Bau von privaten Netzen kann sehr kostspielig sein. Als Beispiel: Bei einem Projekt, welches aus Kostengründen nicht umgesetzt wurde, wurden Projektkosten von 50'000 CHF veranschlagt. Für die zusätzlich nötigen Elektroinstallationen wären weitere 15'000 CHF nötig gewesen, was das Projekt um fast einen Drittel verteuert hätte. Die Kosten des internen Netzes dürfen auf die Mieter umgelegt werden: Entweder in der Miete oder über den kWh Preis der internen Produktion. Dadurch verteuert sich jedoch der Solarstrom.</p>
Vereinzelt genannte Herausforderungen		

Unklarheiten bezüglich der Eigentumsverhältnisse der Netzinfrastuktur	Beim Anschluss geleistete Netzkostenbeiträge werden nicht zurückbezahlt, da die entsprechenden Investitionen im Verteilnetz getätigt wurden. Die Anrechnung der Netzkostenbeiträge, welche für die rückgebauten Anschlüsse entrichtet wurden oder aufgrund der Verstärkung des bestehenden Anschlusses verrechnet werden, richtet sich nach der Praxis des VNB. Dies hat bei einigen der befragten Akteure zu Unklarheiten geführt.
Privatkabel unterscheiden sich von Kabeln der VNB	Das öffentliche Netz darf für den Eigenverbrauch nicht genutzt werden, solange es sich im Besitz des VNB befindet. Falls das Netz abgekauft werden kann, ist eine Nutzung im Rahmen des ZEV fraglich, da die Kabel im Normalfall den geltenden Hausinstallationsnormen nicht entsprechen ³ Das heisst, dass die geltenden gesetzlichen Vorgaben bei der Gründung eines gebäudeübergreifenden ZEVs bei Bestandsbauten oft nur mit dem Bau von privaten Netzen eingehalten werden können. Zusätzlich muss die bestehende, funktionstüchtige Netzinfrastuktur ausgebaut werden.
Bevorteilung EVU durch Praxismodell, welches mehr Freiheiten lässt	Das Praxismodell VNB ermöglicht viele Lösungen, welche privaten Planern bei der Gründung eines ZEV vorenthalten sind. Mehrere der Befragten wünschen sich, dass dies vereinheitlicht wird.
Häufige Gesetzesänderungen	Die Anpassungen der Verordnung bezüglich der ZEV auf Arealen haben mehrere der Befragten verunsichert.
Unklar, was bei vollständiger Marktöffnung geschieht	Bei einer zukünftigen Liberalisierung des Strommarktes könnten Teilnehmer am ZEV voraussichtlich jederzeit aussteigen. Dies führt bei der Planung von grossen Arealüberbauungen mit ZEV zu Unsicherheiten bezüglich der künftigen Rentabilität der Projekte.
Problematische Aufteilung von Arealen	Wenn nur ein Netzanschlusspunkt vorhanden ist, kann das Areal kaum mehr aufgeteilt werden. Dabei gibt es Unklarheiten was geschieht, wenn einzelne Gebäude des ZEVs veräussert werden. Dies sollte bereits bei der Planung beachtet werden. Wenn jedes

³ Die Differenzen beziehen sich darauf, dass Netzbetreiber in der Regel Vierleiterkabel verbauen, die geltenden Hausinstallationsnormen jedoch nur die Fünfleitervariante vorsehen. In gewissen Situationen können die Kabel genutzt werden oder zusätzliche Kabel eingezogen werden. Aufgrund unterschiedlicher Farbcodierungen müssen sie mit Schrumpfschläuchen „umgefärbt“ werden. Diese Möglichkeiten müssen situativ für jedes Projekt einzeln angeschaut werden.

	<p>Haus klassisch angeschlossen wäre und der Eigenverbrauch abrechnungstechnisch gelöst werden könnte, entsteht dieses Problem nicht.</p>
<p>Weniger Einnahmen über Netztarife</p>	<p>Ein ZEV über mehrere Gebäude kann zu einem höheren Eigenverbrauchsgrad führen. Da auf dem Eigenverbrauch keine Netzgebühren erhoben werden, sinken die Einnahmen der EVU bei oft gleichbleibender Netzinfrastruktur.</p>
<p>Kommunikation mit Kunden</p>	<p>Die Kommunikation des VNB oder des Projektplaners gegenüber dem Gebäudebesitzer kann aufgrund der Komplexität des Themas anspruchsvoll sein. Normalerweise haben Gebäudebesitzer mit Fragen zur Netzerschliessung und Stromlieferung wenig zu tun. Der Wunsch ist normalerweise, den Eigenstrom dem Nachbarn zu verkaufen, nicht das Netz zu unterhalten und zu besitzen.</p>
<p>Leistungstarif</p>	<p>In gewissen Fällen müssen Teilnehmer an einem ZEV neu einen Leistungstarif bezahlen aufgrund des höheren Strombezugs als Endverbraucher. Dies kann zu höheren oder schwer abschätzbaren Stromkosten führen.</p>

6.3 Lösungsansätze

Lösungsansätze werden einerseits anhand von Praxisbeispielen vorgestellt (Siehe Kapitel 6), andererseits sind die genannten Ideen in Tabelle 3 aufgeführt. Viele der von den Akteuren genannten Lösungsansätze sind unter dem heutigen Gesetz nicht umsetzbar. Sie beinhalten die Nutzung des Verteilnetzes, was unter Art. 14 EnV ausdrücklich ausgeschlossen wird. Dies ist den Akteuren bewusst und die Lösungsansätze sind als Anregung zu verstehen.

Tabelle 3: Lösungsansätze der Akteure zur Bewältigung der Herausforderungen bei der Umsetzung eines ZEV über mehrere Gebäude.

Lösungsansätze		Beschreibung
Häufig genannte Lösungsansätze		
	Netz des VNB soll genutzt werden können (Öffnung NE 7)	<p>Viele der Befragten würden es begrüßen, wenn das Netz des VNB zur Verbindung der einzelnen Gebäude des ZEV zur Durchleitung des eigenverbrauchten Stroms genutzt werden könnte. Dabei kam mehrheitlich der Wunsch nach einem Tarif für die NE7 auf, welcher etwas geringer ausfallen sollte als die heutigen Netzkosten. Wenige der Befragten befürworteten in diesem Zusammenhang folgende Punkte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eine Öffnung der NE7, ohne einen Netznutzungstarif zu bezahlen • Der VNB soll obligatorisch die Nutzung seines Netzes zulassen
	Virtueller Eigenverbrauch	<p>Bei virtuellem Eigenverbrauch werden die Lastprofile der Bezüger mit der Produktionsmessung der PV-Anlage verglichen und nur der Netzbezug verrechnet, welcher nicht durch gleichzeitige Produktion gedeckt werden kann. Die Ermöglichung von virtuellem Eigenverbrauch kann auf Mitglieder des ZEV beschränkt bleiben.</p> <p>Bei virtuellem Eigenverbrauch könnte die Netzinfrastruktur weiterhin in den Händen der VNB bleiben, welche über viel Erfahrung und Wissen bezüglich Betrieb und Unterhalt verfügen.</p> <p>Keine zusätzlichen Kosten. Verkauf von Strom an Nachbarn erleichtern.</p>
Vereinzelt genannte Lösungsansätze		
	Nur noch ZEV; VNB-Praxismodell abschaffen	Einige Akteure empfinden als störend, dass zwei verschiedene Modelle parallel bestehen.

Quartiernetze ermöglichen, z.B. hinter dem letzten Trafo	Ein Quartiernetz, wie im Praxisbeispiel 7.4 vorgestellt, sollte ermöglicht werden um den Verkauf von Solarstrom an benachbarte Häuser zu vereinfachen. Die Netznutzungsgebühren sollen sich dabei an dem Verursacherprinzip orientieren: Ist das Quartier autark, handeln die Nachbarn untereinander Energie und sind zu dem Zeitpunkt nicht auf das übergelagerte Netz angewiesen, sondern lediglich auf das lokale Verteilnetz. In dem Fall fallen keine Leistungsgebühren an welche rund 70% der vorgelagerten Netzkosten ausmachen. Ist im Quartier jedoch zu wenig Strom vorhanden, liefert das EVU den Strom gemäss den offiziellen Tarifblättern.
Prosumer-Tarif	Der Prosumer-Tarif zielt darauf ab, die Netzkosten auf gerechte Weise auf alle Benutzer des Stromverteilernetzes zu verteilen. Ein solcher gerechter Beitrag zu den Netzkosten zielt darauf ab, einerseits die Instandhaltung und Weiterentwicklung des Stromnetzes zu sichern und es sozial akzeptabel zu machen, und andererseits die Prosumer dazu anzuregen, mehr von ihrem eigenen Strom zu verbrauchen, um noch mehr erneuerbare Energie in das Verteilernetz zu integrieren, ohne es verstärken zu müssen.

7 Praxisbeispiele

In diesem Kapitel wird anhand von Praxisbeispielen aufgezeigt, wie gebäudeübergreifende Eigenverbrauchsprojekte verschiedener Grössen und mit unterschiedlichen Nutzerstrukturen erfolgreich umgesetzt werden konnten. Die ersten drei Praxisbeispiele zeigen ZEV auf neuüberbauten Arealen, welche sich durch unterschiedliche Grösse (klein, mittel, gross) und unterschiedliche Nutzerstrukturen (Eigentümer, Mieter, Gewerbe) definieren. Drei weitere Beispiele beschreiben Projekte, bei denen gebäudeübergreifender Eigenverbrauch im Bestandsbau umgesetzt wurde. Dabei wird auch die Schwierigkeit der Umsetzung solcher Projekte illustriert.

7.1 ZEV über vier Einfamilienhäuser



Abbildung 2: Integrierte PV-Anlage auf einem neugebauten Einfamilienhaus in Schwarzhäusern, welches drei Nachbargebäude (ebenfalls Neubauten) mit Solarstrom beliefert (Bildquelle: clevergie AG).

In Schwarzhäusern (BE) wurde ein ZEV mit 4 Eigentums- Einfamilienhäusern gegründet. Von den 4 Neubauten wurde eines mit einer Indach-PV-Anlage und einer Batterie (20 kW / 40 kWh nutzbar) zur Speicherung des überschüssigen Solarstroms ausgerüstet. Dieses Gebäude (EFH 1) ist an die Netzebene 7 angeschlossen, die drei weiteren Gebäude werden über ein Privatnetz vom EFH 1 erschlossen, welches eine Strasse unterquert. Dank des ZEVs kann die, für das EFH 1 überdimensionierte PV-Anlage rentabel betrieben werden. Andernfalls wäre eine viel kleinere PV-









Anlage gebaut worden, was sich bei einer Indach-PV-Anlage aus ästhetischer Sicht schwierig gestaltet.

Der ZEV wird mittels der Lösung «Smart Energy Link» durch den Eigentümer des EFH 1 abgerechnet. Die Abnehmer bezahlen nebst einem Grundtarif momentan einen dreifach- Tarif (Sonnenstrom, Netzstrom HT, Netzstrom NT). Die Entladung aus der Batterie gilt für den ZEV als Sonnenstrom.

Der Netzanschluss wurde mit 63A bewusst an der unteren Grenze angesetzt, um Netzanschlussgebühren einzusparen. Der Anschluss wird überwacht, und es besteht die Möglichkeit, bei Überschreitung einer gewissen Netzbezugsleistung Verbraucher wie beispielsweise Wärmepumpen für eine gewisse Zeit zu sperren. Allfällige zusätzliche Strombezüge wie Ladestationen für Elektromobilität liessen sich in das System integrieren und bedarfsgerecht ansteuern. Das Prinzipschema zur PV-Anlage und Stromverteilung befindet sich im Anhang.

Da das ansässige EVU in einem ZEV keine Rundsteuersignale zur Verfügung stellt, wird die thermische Desinfektion der Warmwasserspeicher mittels «Smart Energy Link» durchgeführt. Dabei geschieht die Freischaltung der Heizeinsätze vorzugsweise gestaffelt mit Sonnenstrom, mindestens jedoch einmal pro Woche. Nach einer ersten Auswertung konnten im Monat März 2019 alle Gebäude zu 95% netzautark betrieben werden.

Tabelle 4: Kennzahlen zum Projekt «Schwarzhäusern»

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am ZEV:	Insg. 4 private Parteien (inkl. Anlagenbetreiber) besitzen je eine Parzelle mit einem Einfamilienhaus
 Besitzer der PV-Anlage / Betreiber des ZEV:	Besitzer des EFH mit der Indach PV-Anlage
 DC-Leistung	64.6 kWp
 Planung und Bau:	clevergie AG
 Inbetriebnahme:	23.07.2018
 Messung und Abrechnung:	Die Nutzer beziehen sowohl den Netz- als auch den Solarstrom über den Anlagenbesitzer (EFH 1). Der ZEV wird mittels der Lösung «Smart Energy Link» durch den Anlagenbesitzer quartalsweise abgerechnet.
 Netznutzung:	Ein privates Netz verbindet die Teilnehmer
 Besonderheiten	<p>Durch den Einsatz des Speichersystems kann der Eigenverbrauchsanteil der Solarstromanlage zusätzlich gesteigert werden. Es ist zu erwarten, dass die PV-Anlage kaum überschüssigen Strom ins Netz zurückspeist.</p> <p>Mit der niedrigeren Dimensionierung des Hausanschlusses (63A) konnten deutlich tiefere Netzanschlusskosten erreicht werden.</p>

7.3 ZEV über 12 Mehrfamilienhäuser mit Privatmessung










Abbildung 3: Im Wohnquartier Ämet in Birmensdorf entstehen 12 Mehrfamilienhäusern. Dabei werden zwei ZEV über je 6 Gebäude gegründet. Der Solarstrom wird privat gemessen und abgerechnet.

Das Neubauprojekt Ämet in Birmensdorf (ZH) umfasst zwei Baufelder mit zwölf, dreigeschossigen Mehrfamilienhäusern oberhalb von Birmensdorf. Dabei sind 12 PV-Anlagen von total 276 kWp geplant, welche die Wohnungen und Ateliers mit Solarstrom versorgen. Dazu werden zwei ZEV gegründet, welche jeweils 6 Gebäude umfassen. Aufgrund eines Baches, der das Areal in zwei Teile unterteilt wurde die Zusammenfassung zu einer ZEV verunmöglicht.

Die Gründung eines ZEV ermöglicht im Quartier Ämet, dass Strom, Wärme, Wasser und Nebenkosten unabhängig vom Energieversorger in einer Abrechnung verrechnet werden können. Zudem kann eine Steigerung des Eigenverbrauchs von 50% (pro Haus) auf etwa 60 % (pro ZEV) erreicht werden. In diesem Fall gibt es auch einige nachteilige Effekte des Areal-ZEV: Ohne ZEV wären alle einzelnen Anlagen kleiner als 30 kWp. Da die Gesamtleistung des ZEV über 30 kWp liegt, ist ein Netz- und Anlagenschutz aller PV-Anlagen sowie eine zentrale Nettomessung für die Pronovo gefordert. Wie diese Anforderungen möglichst Sinnvoll umgesetzt werden können, wird derzeit mit dem Energieversorger geklärt. Trotz dieser zusätzlichen Aufwände überwiegen die Vorteile, weshalb das Projekt momentan umgesetzt wird.

Tabelle 5: Kennzahlen zum Projekt «Ämet»

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am ZEV:	84 Wohnung und 6 Hobbyräume sind Teilnehmer von 2 ZEV
 Besitzer der PV-Anlage / Betreiber des ZEV:	Immobilienbesitzer der Gesamtüberbauung
 DC-Leistung	264 kWp
 Planung und Bau:	BE-Netz / noch offen
 Inbetriebnahme:	In Planung / Baubeginn Sommer 2020
 Messung und Abrechnung:	Ein privater Anbieter der Messtechnik übernimmt ebenfalls die Abrechnung des verbrauchten Solarstromes an die Mieter.
 Netznutzung:	Quartierinternes Microgrid
 Besonderheiten	Über die Nebenkosten kann den Mietern neben dem verbrauchten Solarstrom ebenfalls die Kosten für Wärme und Wasser in Rechnung gestellt werden.

7.3 Grosse Überbauung mit privatem Stromnetz

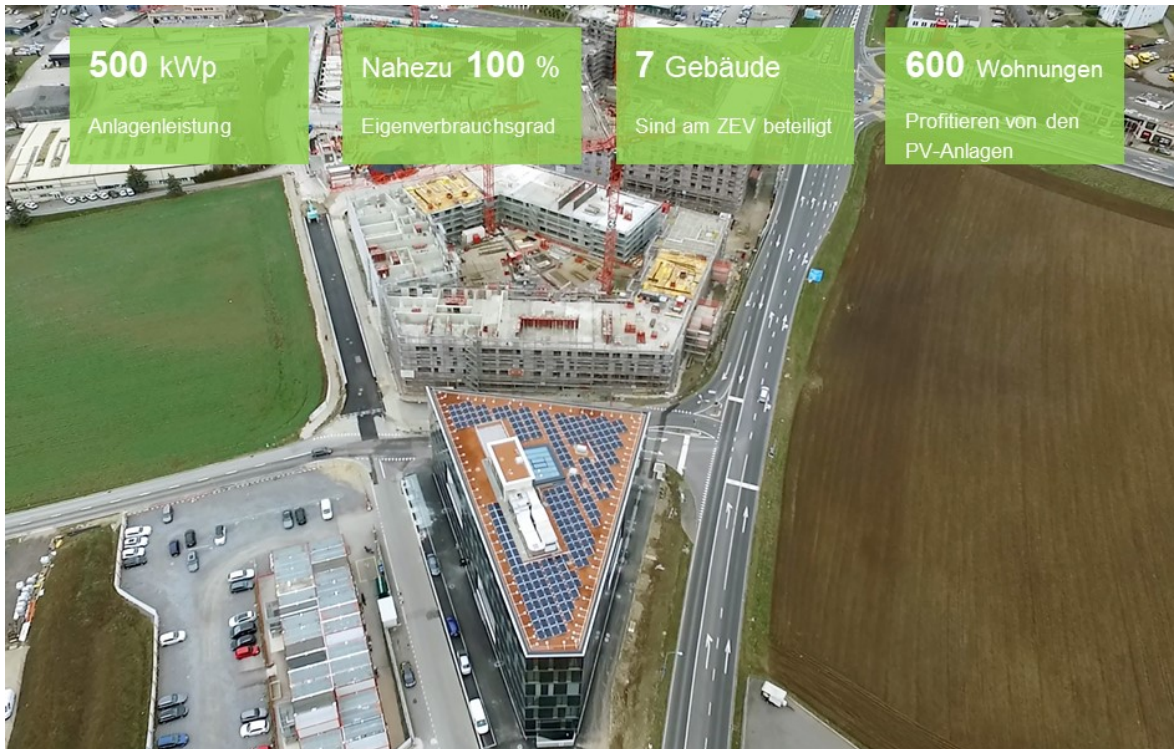








Abbildung 4: Das Quartier Oasis in Crissier wird mit 500 kWp Solarleistung, über ein privates Microgrid mit eigener Transformationsstation, versorgt (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie)

Das Projekt Oasis in Crissier (VD) ist ein grosses Neubauprojekt in der Region Lausanne. In diesem Quartier wird einer der grössten ZEV in der Schweiz realisiert: fast 600 Wohnungen und 50 Gewerbebetriebe in sieben Gebäuden beziehen Strom von der 500 kWp grossen Anlage, welche etwa die halbe Dachfläche bedeckt. Der lokal produzierte Strom wird fast vollständig innerhalb des ZEV verbraucht. Das Quartier wird über eine eigene Transformatorstation an das öffentliche Netz angeschlossen sein. Der Strom wird über ein ausgedehntes, privates Netz intern an die Endverbraucher verteilt.

Ein wichtiger Faktor beim Entscheid des Immobilienbesitzers PATRIMONIUM für die Realisierung eines ZEV auf dem gesamten Areal bestand darin, dass der Strom am offenen Markt bezogen werden kann. Dadurch können die Stromkosten für die Nutzer und Eigentümer des Quartiers deutlich gesenkt werden. Auch können durch das private, interne Netz Anschlussgebühren eingespart werden. Dabei kommt die Contracting-Microgrid-Lösung von Romande Energie zum Zug: Die Investition in den Bau sowie den ganzen Betrieb und die Abrechnung des Stromes übernimmt Romande Energie.

Tabelle 6: Kennzahlen zum Projekt «Oassis»

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am Quartierstrom:	7 Gebäude mit 600 Wohnungen und 50 Gewerbebetrieben
 Besitzer der Anlage / Betreiber des ZEV:	Die Anlage befindet sich im Besitz der Romande Energie und PATRIMONIUM
 DC-Leistung	500 kWp
 Planung und Bau:	Der Bau hat im April 2016 begonnen
 Inbetriebnahme:	Januar 2019 – Sommer 2020
 Messung und Abrechnung:	Die Messung und Abrechnung wird von Romande Energie übernommen
 Netznutzung:	Strom wird an einem NAP auf Mittelspannungsebene bezogen und über ein quartierinternes Microgrid an die Endverbraucher verteilt.
 Besonderheiten	Der ZEV bezieht den Strom am freien Markt, was Einsparungen von bis zu 20% ermöglicht.

7.4 Leuchtturmprojekt «Quartierstrom» in Walenstadt

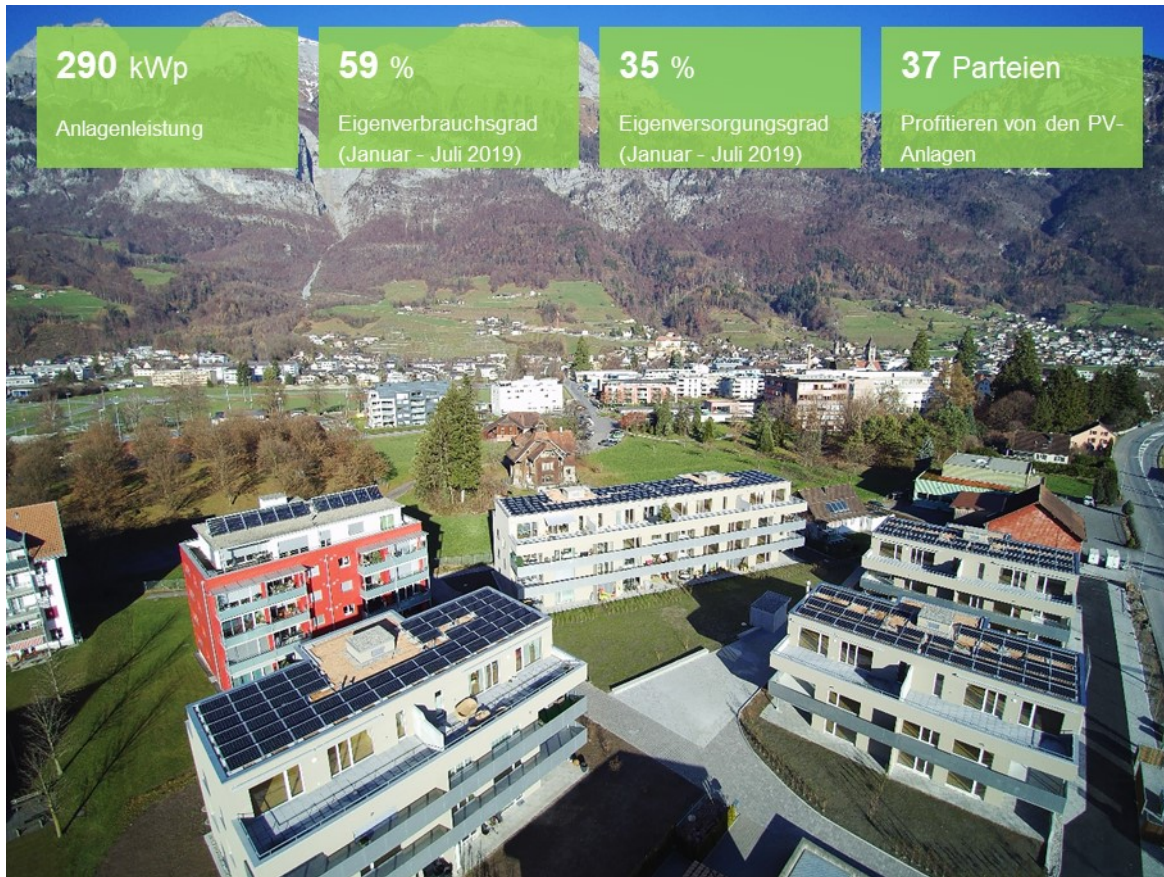










Abbildung 5: Ein lokaler Strommarkt, bestehend aus insgesamt 37 Parteien in Walenstadt, ermöglicht den Verkauf von Solarstrom von 28 PV-Anlagen. (Bildquelle: Quartierstrom)

«Quartierstrom» ist ein Pilotprojekt, bei welchem Solarstromproduzenten den überschüssigen Strom direkt an andere Teilnehmer verkaufen (Peer-to-peer, P2P). Dazu wurde im Quartier Schwemmiweg in Walenstadt ein lokaler Strommarkt aufgebaut, in dem 37 Parteien zu einem Strommarkt zusammenschlossen und lokal produzierten Solarstrom handeln. 28 Teilnehmende haben eine eigene Solarstromanlage (Prosumenten), neun sind reine Konsumenten, darunter ein Alters- und Pflegeheim. Alle Anlagen zusammen verfügen über eine Leistung von 290 kWp und liefern jährlich rund 250'000 kWh Strom. Der Strombedarf aller Teilnehmer bei „Quartierstrom“ bewegt sich um 300'000 kWh. Mehrere Stromspeicher sind als flexible Puffer Teil des lokalen Marktes. Zusätzlich ist eine Schnellladestation für Elektroautos ausserhalb des Quartiers virtuell eingebunden. Der lokale Netzbetreiber und Stromversorger, das Wasser- und Elektrizitätswerk Walenstadt (WEW) nimmt ebenfalls am lokalen Strommarkt teil, stellt sein Verteilnetz für den Pilotversuch zur Verfügung kauft überschüssigen Solarstrom und liefert Netzstrom, wenn im Quartier Schwemmiweg zu wenig produziert wird. „Quartierstrom“ wird vom Bundesamt für Energie als Leuchtturmprojekt unterstützt. Der Pilotbetrieb ist Anfang Januar 2019 gestartet und soll ein Jahr lang bestehen bleiben.

Die Preise für den Solarstrom werden gemäss Angebot und Nachfrage zeitnah via Blockchain festgelegt, Käufe und Verkäufe gemäss individuellen Präferenzen der Teilnehmenden automatisch abgewickelt. Produzenten und Konsumenten können den Handel aktiv beeinflussen und ihre Gebote anpassen. Dabei werden Produktion und Verbrauch in Echtzeit gemessen. Alle 15 Minuten wird ein Handel mittels sogenannten „smart contracts“ zwischen Produzenten und Konsumenten von Solarstrom abgeschlossen. Die Teilnehmenden können den maximalen Einkaufspreis bzw. den minimalen Verkaufspreis selber festlegen. Ein Algorithmus berechnet dann, wer wie viel Strom von wem zu welchem Preis kauft. Dieser Berechnung ist ein Marktmodell hinterlegt. Dabei können die Teilnehmenden über ein Portal ihre Stromdaten und ihren Handel in Echtzeit abrufen.

In erster Priorität nutzen die Prosumenten ihren Strom im eigenen Haushalt, also im klassischen Eigenverbrauch. Erst wenn ein Prosument Überschüsse hat, werden diese im lokalen Markt angeboten. Der Solarstrom, welcher nicht im Quartier abgenommen wird, geht an das WEW. Wie die Daten vom ersten halben Jahr 2019 zeigen, ist der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad der Prosumenten bei 33%. Dank des lokalen Handels konnten aber zusätzliche 26% der Solarstromproduktion in der Nachbarschaft verkauft und genutzt werden. Die Quartierstrom-Gemeinschaft als Ganzes erreichte also einen Eigenverbrauch von insgesamt 59%. Der Eigenversorgungsgrad liegt ohne Quartierstrom bei 20% und mit Quartierstrom bei 35%. Dies ist eine beachtliche Steigerung.

Tabelle 7: Kennzahlen zum Pilotprojekt «Quartierstrom»

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am Quartierstrom:	Insgesamt 37 Nutzer, davon sind 28 Parteien Prosumer und 9 reine Konsumenten (darunter ein Alters- und Pflegeheim)
 Besitzer der PV-Anlage / Betreiber des ZEV:	Die Anlage befindet sich im Privatbesitz der jeweiligen Liegenschaftsbesitzer und wird betrieben und abgerechnet durch die WEW
 DC-Leistung	290 kWp
 Planung und Bau:	Unterschiedliche PV-Installateure
 Inbetriebnahme:	Januar 2019 – Januar 2020
 Messung und Abrechnung:	Die WEW übernehmen Messung und Abrechnung mit Unterstützung von Mitgliedern von Hochschulen und Industrie
 Netznutzung:	Das lokale Verteilnetz des WEW kann genutzt werden
 Besonderheiten	Die Teilnehmenden können ihre Strompreise selbst bestimmen und über ein Portal die Stromdaten und den Handel in Echtzeit abrufen.

7.5 Gewerbliche ZEV mit Privatnetz für den Solarstrom

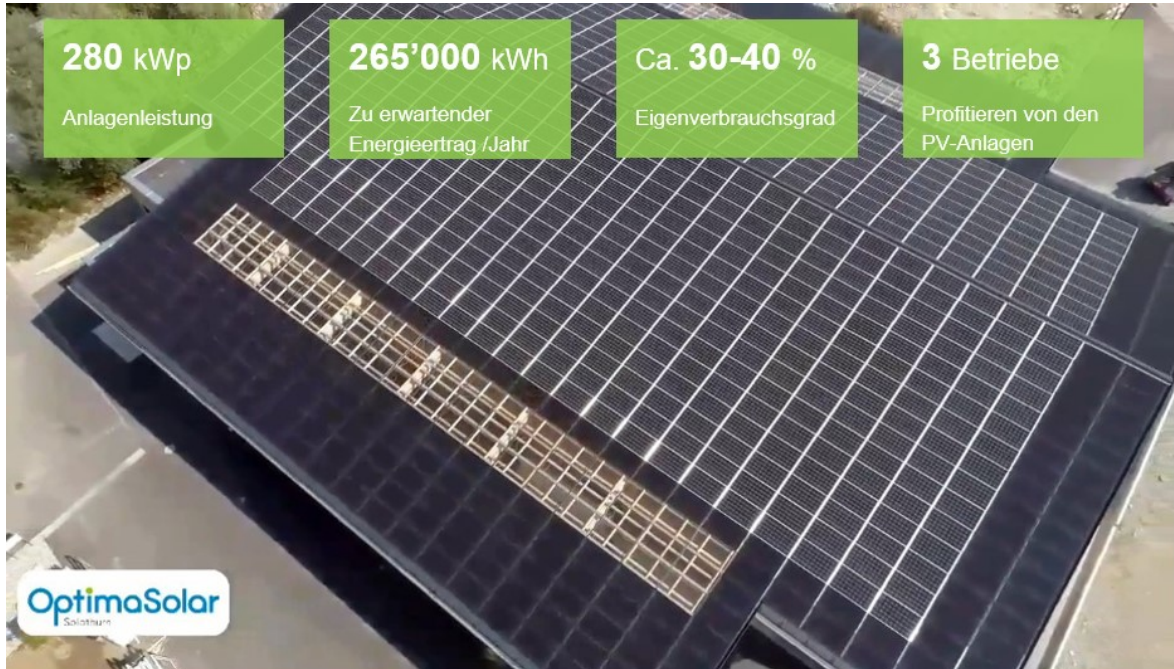










Abbildung 6: Die 280 kWp PV-Anlage auf dem Dach der Strausak Holzbau AG in Lüsslingen beliefert zwei benachbarte Industriebetriebe mit Solarstrom. Hierzu mussten private Leitungen verlegt werden. Das Konzept mit virtuellem Eigenverbrauch hätte die Projektkosten massiv reduziert.

Das 1600 m² grosse Hallendach der Strausak Holzbau AG in Lüsslingen ist eine Indach-Photovoltaikanlage mit über 1000 Modulen. Die Firma vermietet das Dach an die Genossenschaft OptimaSolar Solothurn, welche die Anlage finanziert hat und betreibt. Strausak erhält als Miete fünf Prozent der Netto-Investitionskosten in Form von Genossenschaftsanteilen. Der Solarstrom wird von Strausak sowie von zwei benachbarten Industriebetrieben genutzt.

Der jährliche Energieertrag liegt bei rund 265'000 kWh pro Jahr, wovon 10-20% der ZEV „Strausak Holzbau AG“ mit einer Werkstatt und zwei Wohnungen verbraucht. Nochmals so viel wird über eigene Leitungen den zwei Industriebetrieben zugeführt. Zukünftig kann auch eine benachbarte Décolletage angeschlossen werden. Dieser Verkauf von Solarstrom ermöglicht einen rentablen Betrieb der PV-Anlage. Die Netzanschlusspunkte der angeschlossenen Industriebetriebe wurden beibehalten, um die Ringstruktur, welche für die Versorgungssicherheit besser ist als eine zentrale Struktur, zu erhalten. Um die Industriebetriebe mit Solarstrom zu versorgen wurden zusätzliche Leitungen gebaut, da das öffentliche Netz zur Lieferung von solarem Eigenstrom nicht benutzt werden darf (EnV Art 14). Somit konnte der Rückbau von bestehender Infrastruktur verhindert werden, jedoch musste eine private Netzinfrastruktur zur Verteilung des Solarstroms aufgebaut werden. Der Bau dieser Netzinfrastruktur hat rund 70'000 CHF gekostet. Dies hätte in diesem Fall

über die Ermöglichung von virtuellem Eigenverbrauch unter Nutzung des öffentlichen Netzes umgangen werden können, was jedoch im heutigen Gesetz nicht vorgesehen ist.

Tabelle 8: Kennzahlen zum PV-Projekt der Strausak Holzbau AG

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am Quartierstrom:	<p>Es wurde ein ZEV mit einem Industriebetrieb (Holzbauunternehmen) und zwei Wohnungen gegründet. Darüber hinaus beliefert der ZEV drei weitere Industriebetriebe mit Solarstrom.</p>
 Besitzer der PV-Anlage / Betreiber des ZEV:	<p>OptimaSolar Genossenschaft Solothurn</p>
 DC-Leistung	<p>280 kWp</p>
 Planung und Bau:	<p>OptimaSolar Genossenschaft / Helion/Strausak</p>
 Inbetriebnahme:	<p>November 2018</p>
 Messung und Abrechnung:	<p>OptimaSolar / Blockstrom Die Abrechnung des Solarstromes erfolgt über den privaten Dienstleister «Blockstrom»</p>
 Netznutzung:	<p>Der ZEV «Strausak» beliefert weitere Gebäude, welche über eigene Netzanschlüsse verfügen, über private Leitungen mit Solarstrom</p>
 Besonderheiten	<p>Der produzierte Solarstrom wird ab den Wechselrichtern an den jeweiligen Stromkonsumenten geleitet (siehe Anhang Prinzipschema). Hierfür mussten unterirdische Leitungen im Areal zu den angrenzenden Liegenschaften verlegt werden.</p>

7.6 VNB-Praxismodell in einer Wohn- und Geschäftsüberbauung

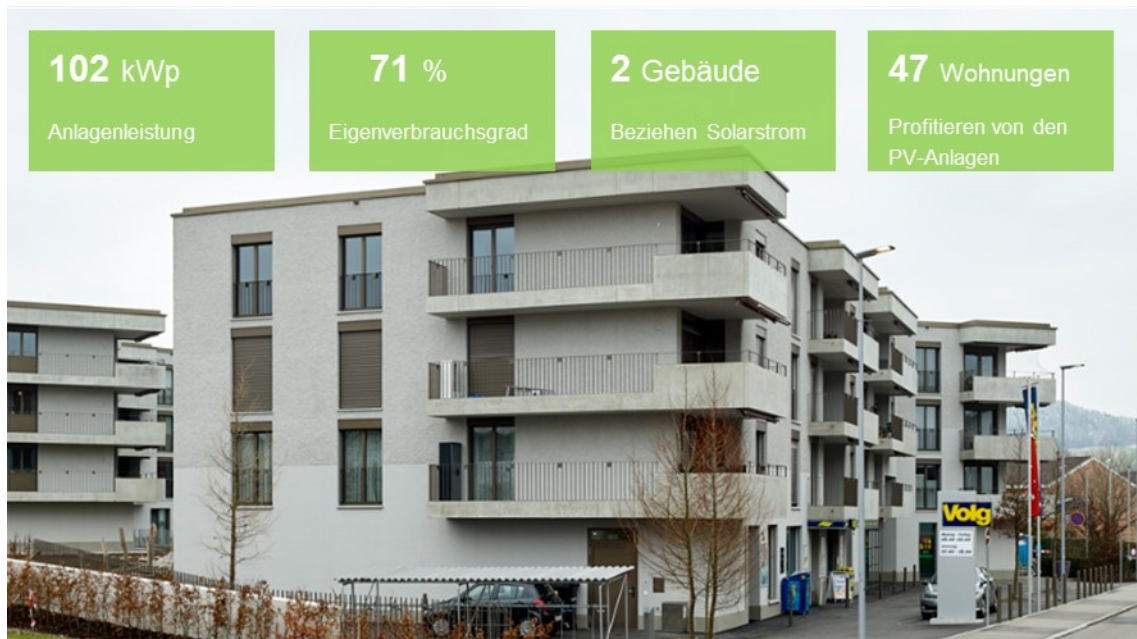


Abbildung 7: In der Wohn- und Geschäftsüberbauung «Bergli» in Bülach wird der Solarstrom nach dem VNB-Praxismodell verrechnet: Jede Partei wird von den EKZ, dem lokalen VNB, separat gemessen und abgerechnet.

Die Wohnüberbauung «Wohnenplus Bergli» in Bülach (ZH), erstellt durch die Wohn- und Siedlungs-Genossenschaft Zürich sowie die Genossenschaft für Alterswohnungen Bülach, umfasst zwei Gebäude mit insgesamt 47 Mietwohnungen, eine Pflegewohngruppe mit 18 Plätzen, eine Volg-Filiale, einen Gemeinschaftsraum und die Kindertagesstätte Bergli. Sämtliche Gebäude wurden im Minergie-Standard realisiert. Auf zwei Dächern befinden sich PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 102 kWp, welche die 2 Gebäude sowie zwei Wärmepumpen mit lokal produziertem Solarstrom beliefert. Dadurch kann ein Eigenverbrauchsgrad von 71% erreicht werden.

Das Areal ist über einen Niederspannungs-Netzanschluss am öffentlichen Netz angeschlossen. Die einzelnen Gebäude sind intern über Privatleitungen durch die Tiefgarage miteinander verbunden. Die Messung und Abrechnung aller Parteien übernimmt die EKZ, der lokale VNB.

Da jeder Teilnehmer von der EKZ separat gemessen und abgerechnet wird, gibt es für die einzelnen Stromkunden auch keine Änderungen bei der Rechnungsstellung des Solarstroms, weshalb dieses Abrechnungssystem auch speziell für Bestandsbauten geeignet ist. Die Gutschrift für den gesamten PV-Eigenverbrauch wird monatlich an die Wohn- und Siedlungs-Genossenschaft Zürich, als Besitzer der PV-Anlage, ausbezahlt. Dazu wird die Menge des zeitgleich verbrauchten Solarstroms rechnerisch ermittelt. Die Höhe der Gutschrift entspricht dem Standard-Haushaltkudentarif (Rp./kWh). Eine allfällige Aufteilung der Gutschrift kann von den Beteiligten direkt geregelt werden.

Tabelle 9: Kennzahlen zum Projekt «Wohnenplus Bergli»

Kategorie	Angabe
 Teilnehmer am Quartierstrom:	2 Gebäude, 47 Wohnungen, Pflegewohngruppe mit 18 Plätzen, Gemeinschaftsraum, eine Volg-Filiale und eine Kindertagesstätte
 Besitzer der PV-Anlage	Wohn- und Siedlungs-Genossenschaft Zürich, Genossenschaft für Alterswohnungen Bülach
 DC-Leistung	102 kWp
 Planung und Bau:	Allreal / Helion
 Inbetriebnahme:	Herbst 2017 (keine Gewähr)
 Messung und Abrechnung:	EKZ übernimmt die Messung und Abrechnung aller Parteien – basiert auf die Messwerte des Zählers. Der Produzent erhält den gesamten Eigenverbrauch vergütet.
 Netznutzung:	Das Areal wird über ein EKZ-Niederspannungs-Netzanschluss versorgt. Die einzelnen Gebäude sind intern über Privatleitungen verbunden
 Besonderheiten	Zwei grössere Wärmepumpen (30 kW elektrisch) erhöhen den Eigenverbrauch.

8 Schlussfolgerungen

Mit der Einführung des neuen Energiegesetzes per 1. Januar 2018 wurde erstmals der gebäudeübergreifende Eigenverbrauch ermöglicht. Damit wurde auch das Ziel verfolgt, die Solarenergie zu fördern und Projekte zu ermöglichen, welche ohne ZEV nicht realisiert würden. Nach knapp 2 Jahren konnten erste Erfahrungen in der Praxis gesammelt werden. Im Rahmen dieser Studie wurden die Erkenntnisse der Marktakteure analysiert um zu erörtern worin die Herausforderungen und Erfolgsfaktoren für die Umsetzung solcher Projekte bestehen. Anhand von exemplarischen Praxisbeispielen konnte gezeigt werden, dass gebäudeübergreifender Eigenverbrauch im Neubau erfolgreich umgesetzt werden kann, währenddem im Bestandsbau eine wirtschaftliche Umsetzung innerhalb des gesetzlichen Rahmens kaum möglich ist. Da im Bestandsbau das weitaus grössere Potential liegt, stellt sich die Frage nach den Möglichkeiten zur Überwindung der identifizierten Hürden in diesem Segment. Im nachfolgenden Abschnitt wird näher auf dieses Thema eingegangen.

Möchte man bei Bestandsbauten den Solarstrom über mehrere Gebäude hinweg nutzen, muss im Rahmen der heutigen Gesetzgebung das bestehende Netz vom VNB entweder erworben werden oder eine neue, private Netzinfrastruktur gebaut werden, sodass der private Solarstrom zu keiner Zeit über das öffentliche Netz geleitet wird. Diese Rahmenbedingungen verunmöglichen in vielen Fällen den gebäudeübergreifenden Eigenverbrauch, da sie hohe Kosten verursachen und häufig schwierig umsetzbar sind.

Das wichtigste Anliegen der befragten Akteure ist eine einfache Lösung, um im Bestandsbau Nutzer in Nachbargebäuden mit Solarstrom beliefern zu können, welche in den meisten Fällen umsetzbar ist und keine hohen Kosten verursacht. Dabei wurden die folgenden Lösungsansätze am häufigsten genannt:

Öffnung der Netzebene 7:

Die Netzebene 7 soll für ein entsprechendes Entgelt für die Nutzung des Solarstroms innerhalb benachbarter Liegenschaften genutzt werden können. In vielen Fällen sind funktionale Kabel mit ausreichender Kapazität für die Belieferung von Nachbargebäuden vorhanden. Wenn diese im Besitz des VNB liegen, dürfen sie heute für den Eigenverbrauch nicht verwendet werden. Einer Belieferung der Nachbarn steht ausserdem entgegen, dass sich diese häufig im Monopol befinden (Verbrauch unter 100'000 kWh) und somit ihren Stromlieferanten nicht frei wählen dürfen. Falls sie aber Grossverbraucher sind und ihren Strom frei am Markt beziehen dürfen, gilt dies auch für den Bezug «vom Nachbarn». In diesem Fall müssen allerdings die üblichen Netzgebühren und Abgaben zusätzlich zum Preis des Solarstroms bezahlt werden.

Virtueller Eigenverbrauch:

Über eine Anpassung der Zählerinfrastruktur lässt sich exakt bestimmen, wie hoch der Eigenverbrauch und wie hoch der Bezug aus Netz über eine bestimmte Zeitperiode war. Wenn der Eigenverbrauch

virtuell abgerechnet werden kann, müssen keine zusätzlichen Kabel gebaut werden, die Auflösung eines ZEV ist bedeutend einfacher und der Besitz des Netzes kann beim EVU verbleiben. Am bestehenden Netz muss bei dieser Lösung nichts angepasst werden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Möglichkeit Eigenverbrauch über Grundstücksgrenzen hinweg zu praktizieren grosse neue Potentiale der Solarenergie aktivieren kann. Voraussetzung hierfür ist aber eine Vereinfachung der Umsetzungspraxis für Bestandsliegenschaften.

9 Anhang

9.1 Leitfaden Experteninterview

Die Experteninterviews wurden anhand eines Leitfadens geführt. Dabei wurden je nach Interviewpartner zwei Themenbereiche erfragt:

- Informationen zu einem konkreten Projekt
- Identifizieren von Hürden / Erfolgsfaktoren

Fragen zu den Projekten:

- Auf was für einem Areal wird das Projekt realisiert? (Grösse, Anzahl Gebäude, Bestandsbau,...)
- Wer sind die Verbraucher des Solarstroms? (Mieter, Gewerbe, ...)
- Wie ist die administrative Abwicklung umgesetzt? (ZEV, wer macht Messung / Abrechnung/ Bezug am freien Strommarkt)
- Wie wurde der gemeinsame Eigenverbrauch technisch umgesetzt? (Netzanschlusspunkt, Netzebene, Kosten)

Fragen zu den Herausforderungen:

- Was sind die grössten Herausforderungen oder Unklarheiten beim gemeinsamen Eigenverbrauch in mehreren Gebäuden bezüglich der administrativen / rechtlichen Situation?
- Was sind die grössten Herausforderungen / Unklarheiten bezüglich der Netznutzung?
- Was sind die Erfolgsfaktoren für gemeinsamen Eigenverbrauch über mehrere Gebäude?
- Der ZEV über mehrere Gebäude wurde im Zuge der Förderung von Solarenergie ermöglicht. Ist dies ein probates Mittel?

9.2 Sammlung von Links zu den relevanten Gesetzen und Verordnungen

Für den Eigenverbrauch auf Arealen relevante Artikel des EnG

[Art. 16 Eigenverbrauch](#)

[Art. 17 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch](#)

[Art. 18 Verhältnis zum Netzbetreiber und weitere Einzelheiten](#)

Für den Eigenverbrauch auf Arealen relevante Artikel der EnV

[Art. 14 Ort der Produktion](#)

[Art. 15¹Voraussetzung für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch](#)

Relevanter Artikel des StromVG

[Art. 14 Netznutzungsentgelt](#)

9.3 Weitere Informationen zu den Beispielprojekten

Zusätzliche Informationen zu Kapitel 7.1: ZEV über 4 EFH

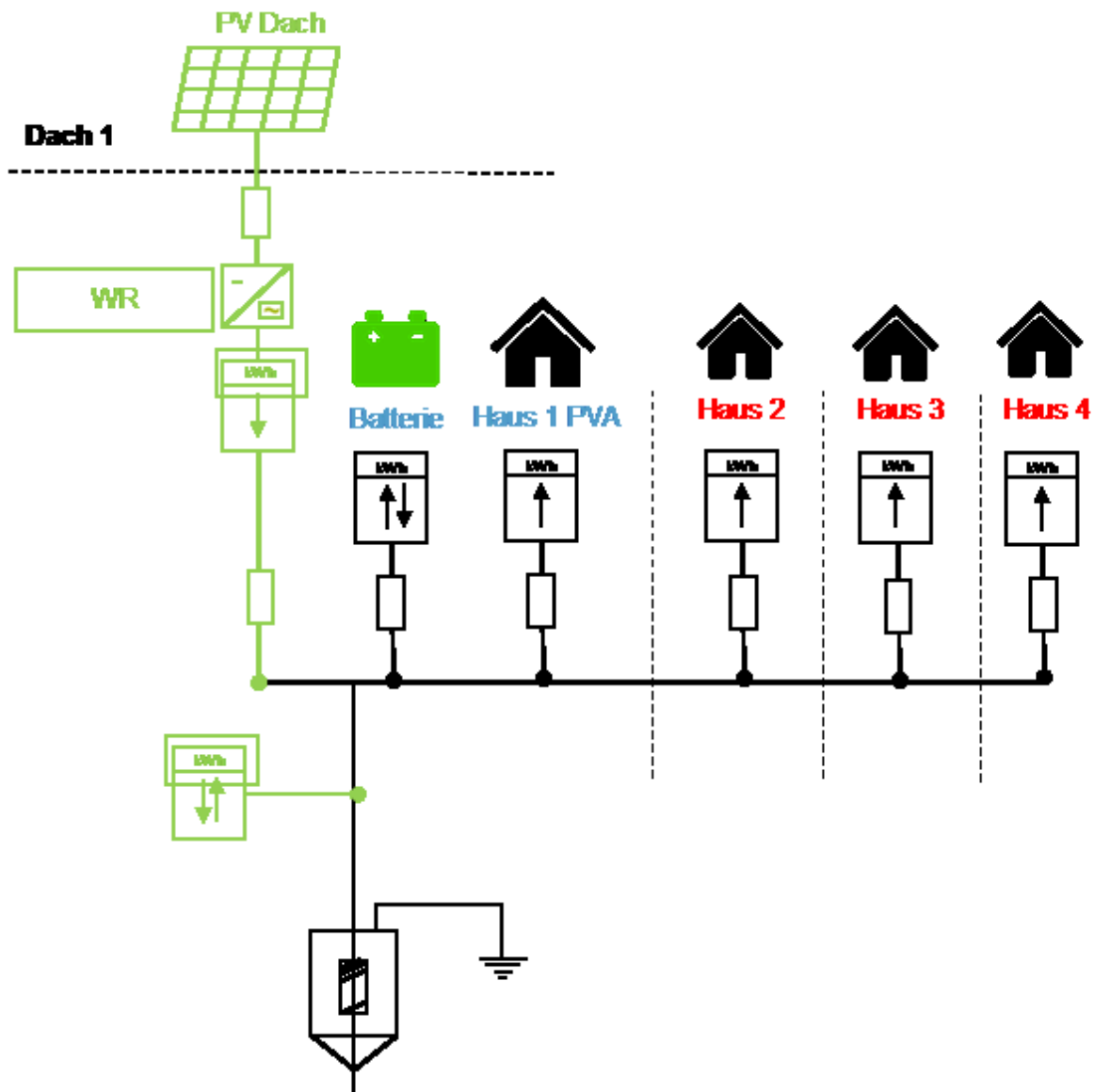


Abbildung Anhang 1: Vereinfachtes Prinzipschema des Projektes «Schwarzhäusern»

Zusätzliche Informationen zu Kapitel 7.3: Grosse Überbauung mit privatem Stromnetz

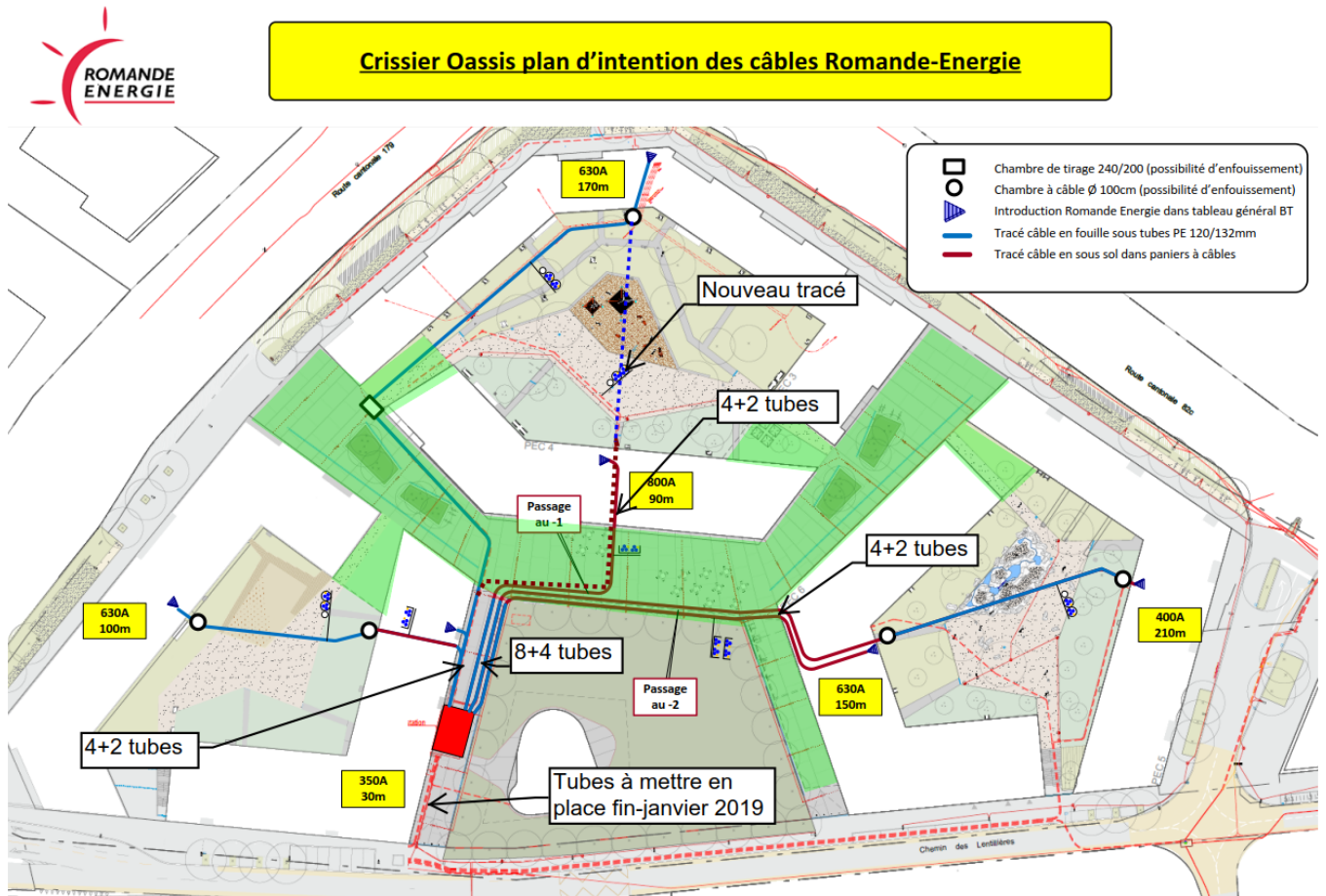


Abbildung 8: Übersichtsplan der Verkabelung (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie)



Abbildung 9: Foto vom Bau der privaten Leitungen (Bildquelle: Oasis Patrimonium / Romande Energie).

Zusätzliche Informationen zu Kapitel 7.5: Gewerbliche ZEV mit Privatnetz für den Solarstrom

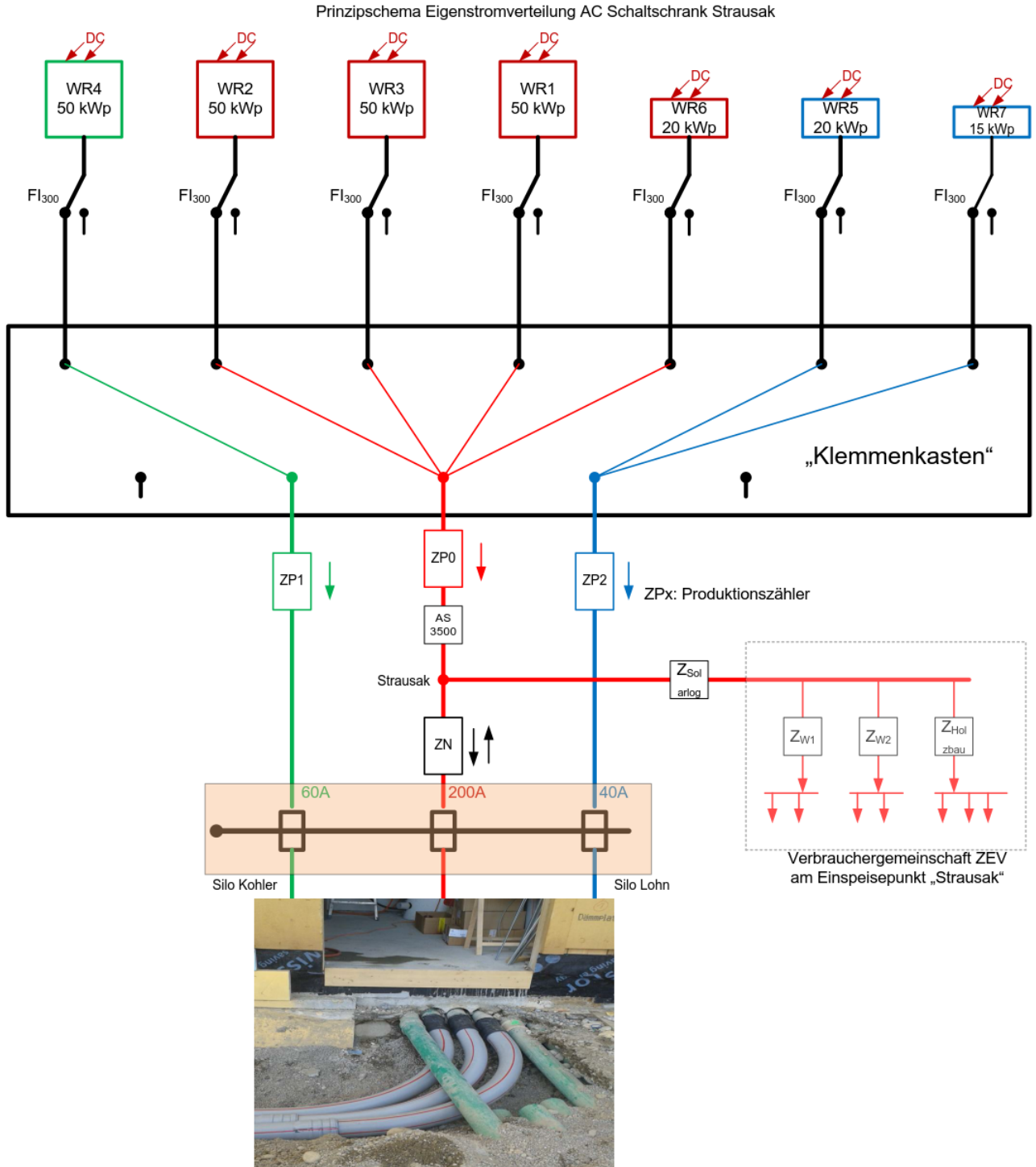


Abbildung Anhang 2: Oben: Vereinfachtes Prinzipschema der verschiedenen Wechselrichter, welche zur Belieferung der Solarstrom-Abnehmer verwendet werden. Unten: Foto vom Bau der privaten Leitungen

10 Danksagung

Zahlreiche Personen haben durch ihre aktive Unterstützung und Auskunftsbereitschaft zum Inhalt dieses Dokumentes beigetragen. Die Autoren danken insbesondere folgenden Personen und Institutionen:

Andreas Appenzeller (ADEV)

Andreas Frei, Tobias Schläpfer und Samuel Summermatter (BE-Netz)

Christian Dürr (Wasser- und Elektrizitätswerk Walenstadt)

David Stickelberger (Swissolar)

Guillaume Roy und Ludivine Maurer (Romande Energie)

Jürg Grossen (SEL)

Karl Hauswirth (OptimaSolar)

Martin Borner (EZS)

Olivier Stössel (VSE)

Pascal Amiet (clevergie AG)

Peter Toggweiler (Basler & Hofmann AG)

Samuel Beer und Remo Mucha (Helion)

Sandro Spescha (Industrielle Betriebe Chur)

Stefan Roth (Solarville)

Wieland Hintz (BFE)