

BUNDESAMT FÜR ENERGIE

POTENZIAL DES EIGENVERBRAUCHS VON PHOTOVOLTAIKSTROM IN DER SCHWEIZER INDUSTRIE

Schlussbericht

Bericht erstellt für:

Marc Muller
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Erneuerbare Energien
Mühlestrasse 4
3063 Ittigen
T 031 322 47 56
marc.muller@bfe.admin.ch

15. April 2015

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG DER STUDIE	4
1. EINLEITUNG	6
2. EIGENVERBRAUCH IN DER THEORIE UND IN PRAXIS.....	8
2.1 DIE MECHANISMEN DES EIGENVERBRAUCHS	8
2.1.1 <i>Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrad.....</i>	8
2.1.2 <i>Produktionskosten für Photovoltaikstrom</i>	9
2.1.3 <i>Zusammensetzung des Strompreises.....</i>	10
2.1.4 <i>Die Netzparität (Grid Parity).....</i>	11
2.2 GESETZLICHER RAHMEN	12
2.2.1 <i>Folgen für den Endverbraucher/Produzenten.....</i>	13
2.2.2 <i>Auswirkungen für den Stromversorger</i>	14
2.3 DIE HERAUSFORDERUNG DES EIGENVERBRAUCHS FÜR DIE VNB	14
2.4 SITUATION IN DEUTSCHLAND.....	17
3. DATENERFASSUNG UND -ANALYSE.....	20
3.1 EINLEITUNG UND METHODIK.....	20
3.2 STROMVERBRAUCH DER SCHWEIZER INDUSTRIE	21
3.3 EIGENVERBRAUCH – ¼-STUNDEN-ÜBEREINSTIMMUNG	24
3.4 KENNDATEN DER PHOTOVOLTAIKANLAGEN	25
3.4.1 <i>Industriedächer – Technische Faktoren</i>	25
3.4.2 <i>Investitions- und Produktionskosten der PV-Anlagen.....</i>	26
3.5 STROMPREIS	27
3.5.1 <i>ElCom-Daten.....</i>	27
3.5.2 <i>Tarifaufteilung zwischen Leistung und Energie</i>	31
3.6 PV-POTENZIAL IM SCHWEIZER INDUSTRIESEKTOR.....	33
4. ÖKONOMISCHE ANALYSE DES EIGENVERBRAUCHS	34
4.1 POTENZIAL DES EIGENVERBRAUCHS IN DER SCHWEIZ IN ZAHLEN	34
4.2 STAATLICHE UNTERSTÜTZUNG	34
4.3 EINFLUSSPARAMETER.....	43
4.3.1 <i>Verbrauchsprofil</i>	43
4.3.2 <i>Fläche und Sauberkeit des Daches.....</i>	47
4.3.3 <i>Leistungsgebundener Tarifanteil</i>	48
4.3.4 <i>Der Strompreis.....</i>	49
4.4 HERKUNFTSNACHWEISE (HKN) UND EIGENVERBRAUCH	50
4.5 TERTIÄRER SEKTOR.....	51
5. GESCHÄFTSMODELL FÜR DEN EIGENVERBRAUCH.....	53
5.1 EINLEITUNG	53
5.2 KOSTEN UND ERTRÄGE EINER FÜR DEN EIGENVERBRAUCH BESTIMMTEN PV-ANLAGE	53
5.2.1 <i>Beschreibung der Kosten</i>	53
5.2.2 <i>Beschreibung der Erträge</i>	54
5.3 BESCHREIBUNG DER VARIANTEN	55
5.4 ENTWICKLUNG DER MODELLE UND EMPFEHLUNGEN.....	57
6. BEEINTRÄCHTIGUNGEN	59
7. THERMISCHE NUTZUNG VON STROM FÜR DEN EIGENVERBRAUCH	61

8. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN..... 62

 8.1 SCHLUSSFOLGERUNGEN..... 62

 8.2 EMPFEHLUNGEN 64

WICHTIGE ABKÜRZUNGEN 65

REFERENZVERZEICHNIS..... 66

ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS 67

ANHANG 69

Version Nr.	Datum	Verfasser	Lektorat	Verteiler
V1a	20.03.2014	François Bauer Nadine Mounir Jean-Marc Aeschlimann Lionel Perret	François Bauer Lionel Perret	BFE, Marc Muller
V2a	28.03.2014	François Bauer Nadine Mounir Jean-Marc Aeschlimann Lionel Perret	François Bauer	BFE, Marc Muller

Zusammenfassung der Studie

(entspricht den Schlussfolgerungen)

Die Schweizer Industrie verbraucht rund 16 TWh/Jahr. Theoretisch könnten auf den Dächern der Industriegebäude in der Schweiz Photovoltaikanlagen mit einer jährlichen Produktion von ca. 4 TWh installiert werden. Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wäre es möglich, **ca. 1 TWh/Jahr** dieses Potenzials in kurz- bis mittelfristiger Zukunft zu realisieren. Dieser photovoltaisch erzeugte Strom würde vorwiegend vor Ort, das heisst für den **Eigenverbrauch**, verwendet. Auf den Industriedächern könnte sogar 0,5 bis 1 TWh/Jahr zusätzlich produziert werden, jedoch mit einer geringeren Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs, was eine herkömmliche Subventionierung in der Art der KEV bedingen würde.

Der wirtschaftliche Nutzen der selbst verbrauchten Energie ist durch die Kosten der substituierten Elektrizität begrenzt. Angesichts des industriellen Umfeldes entspricht dieser Betrag dem Preis von Grossverbrauchern und ist relativ tief. Die substituierte Elektrizität enthält zudem eine Kostenkomponente, die an die bezugsberechtigte Leistung gebunden und für den Eigenverbrauch nicht verwertbar ist. Der im Rahmen dieser Studie ermittelte **Bewertungspreis von für den Eigenverbrauch genutzter Elektrizität** beträgt **zwischen 11 und 17 Rp./kWh**. Dieser Preis wurde nach Abzug eines nicht verwertbaren leistungsgebundenen Anteils bestimmt.

Trotz sinkender Kosten für PV-Anlagen und deren zurzeit relativ hoher Attraktivität ist für den Eigenverbrauch genutzte Elektrizität (noch) nicht genügend rentabel, um die Auslösung von Investitionen in PV-Anlagen auf den Industriegebäudedächern herbeizuführen. Ausserhalb des KEV-Systems werden heute lediglich diejenigen Projekte realisiert, welche die günstigsten Bedingungen aufweisen und von Investoren unterstützt werden, die sich mit minimalen Kapitalrenditen zufrieden geben.

Aus diesem Grund wird in dieser Studie die Höhe der Unterstützung (in der Form eines der bei der KEV eingeführten „Option“ identischen Systems) ermittelt, die für die Auslösung von entsprechenden Investitionen erforderlich ist, um das identifizierte Potenzial zu erreichen. Für die Solarstromproduktion von **1 TWh/Jahr** für den Eigenverbrauch wären **500 Mio. CHF bzw. durchschnittlich 476 CHF/kWp** erforderlich. Die Förderung des Eigenverbrauchs weist gegenüber der herkömmlichen KEV zwei grosse Vorteile auf: Einerseits werden für das Erreichen des Ziels erheblich geringere finanzielle Mittel benötigt, andererseits wird der Strommarktpreis nicht mit einer Zwangseinführung von subventionierter Elektrizität unter Druck gesetzt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die **selbst verbrauchte Energie zu einem vereinbarten Tarif genutzt wird**, was eine stabilisierende Wirkung hat.

Der PV-Anlagen-Investor kann der Industrielle selbst oder ein Dritter sein. Besonders interessant sind Projekte, bei denen der Investor zugleich der Energieversorger (EVU) des Industriebetriebes ist, weil eine sehr enge Verbindung zwischen selbst verbrauchter und substituierter Elektrizität während der gesamten Lebensdauer der Anlage vorhanden ist.

Die Attraktivität des Eigenverbrauchs beruht auf dem Mehrwert, der geschaffen wird, weil die Elektrizität nicht zum Verbraucher transportiert werden muss. Die **Kehrseite der Medaille hingegen ist, dass dieser Betrag nicht mehr zur Finanzierung und Instandhaltung des Verteilnetzes beiträgt**. Die Menge von 1 TWh/Jahr entspricht rund 50 Mio. CHF pro Jahr, die so den Stromversorgungsnetzen entgehen würden. Dies könnte die Verteilnetzbetreiber (VNB) dazu bringen, ihre Tarifpolitik für die Netzkosten zu ändern, um die Einnahmen von Verbrauchern, die den erzeugten Strom für den Eigenverbrauch nutzen, teilweise oder ganz aufrechtzuerhalten. Zu diesem Zweck könnten sie relativ einfach eine spezielle Kundengruppe einführen, wie dies bereits von der UREK-N erwähnt wurde, und/oder 70 % der in Rechnung gestellten Kosten auf die beanspruchte Höchstleistung „konzentrieren“, wie dies die StromVV bereits vorsieht.

Diese Hauptgefahr in Bezug auf die Förderung des Eigenverbrauchs muss jedoch aufgrund der Vorteile, die diese Methode gegenüber dem KEV-System bietet, relativiert werden: Schaffung einer Produktionskapazität an erneuerbarer Energie zu günstigerem Preis, stabilisierende Wirkung

auf die Strommarktpreise (dank der die Investitionen in die gegenwärtigen herkömmlichen Anlagen geschützt werden können) sowie geringere bzw. vernachlässigbare Kosten für die Netzeinbindung von neuen PV-Anlagen (weil die Produktion am Ort des Verbrauchs erfolgt).

Jegliche Aktion, welche höhere Kosten der substituierten Elektrizität zur Folge hat, wird den Eigenverbrauch begünstigen. Zur Förderung des Eigenverbrauchs wird beispielsweise auch die vorgesehene Erhöhung der KEV-Abgabe (von 0,6 auf 1,1 Rp./kWh) beitragen. Auch die Ausstellung und Verwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) hätte den Eigenverbrauch fördern können. Eine per Anfang 2015 in Kraft tretende Bestimmung der EnV untersagt diese Praktik jedoch. Ein neuer Ansatz (der erst noch erfunden werden muss) für die Anerkennung des Mehrwerts von nicht ins Netz eingespeistem, aber zur nationalen Bilanz beitragendem Ökostrom könnte eine interessante Alternative darstellen.

Abschliessend kann gesagt werden, dass der Eigenverbrauch dank PV-Anlagen auf Industriedächern ein **effizientes und wirtschaftliches Mittel zur erheblichen Erhöhung der Produktion von Photovoltaikstrom in der Schweiz** darstellt. Diese – aufgrund des Verbrauchs am Erzeugungsort – neue Produktionsart ist mit der aktuellen Netzinfrastruktur kompatibel. Sie kann sich jedoch nur unter der Voraussetzung einer konstruktiven und engagierten Zusammenarbeit mit den VNB und EVU ausbreiten.

Das Potenzial von 1 TWh/Jahr für den Eigenverbrauch in der Industrie ist im Rahmen der Energiepolitik 2050 des Bundes keineswegs vernachlässigbar, denn es entspricht der Installation von 7 Millionen m² Solarpanels bzw. 4,6-mal der 2012 in der Schweiz installierten PV-Leistung.

DANK

Die Verfasser der vorliegenden Studie danken allen Unternehmen, die ihnen auf anonymem Weg ihr Verbrauchsprofil und zum Teil sogar ihre Rechnungsdetails zukommen liessen. Ohne diese wertvollen Daten hätte diese Studie nicht durchgeführt werden können. Die Teilnahme dieser Unternehmen lieferte aufschlussreiche Erkenntnisse bezüglich deren Anliegen und Handlungen in Energiefragen.

Dank zweier Stromversorger konnten gewisse in der Studie formulierte Annahmen gefestigt werden. Wir danken Viteos SA und Groupe SEIC-Télédis für ihre wertvolle Unterstützung.

Die erhobenen Daten zu den PV-Anlagen auf Industriedächern wurden uns von einem auf PV-Anlagen spezialisierten Thurgauer Unternehmen zur Verfügung gestellt, dem wir an dieser Stelle ebenfalls danken.

1. Einleitung

Die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer elektrischer Energie für den direkten (vor Ort) und umgehenden Verbrauch (Eigenverbrauch) wird im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes eine bedeutende Rolle spielen.

Sie stellt eine Alternative zur Subventionierung von erneuerbarer Energie über die KEV dar und erhöht den Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix zu für den Staat und die Endverbraucher geringeren Kosten.

Mit zunehmender Industrialisierung der Photovoltaik-Technologie sinken die Produktionskosten für Solarstrom seit mehreren Jahren regelmässig und deutlich. Sobald diese Kosten mit dem Preis von Netzstrom identisch sind, ist die sogenannte „Netzparität“ erreicht, das heisst, es besteht ein wirtschaftliches Gleichgewicht zwischen selbst verbrauchtem und gekauftem Strom. Dieses wirtschaftliche Gleichgewicht kann an gewissen vorteilhaften Industriestandorten der Schweiz bereits erreicht werden, wie eine Studie zur Ausbreitung von PV-Anlagen in den Industriezonen der Kantone FR, GE, JU, NE und VD aufzeigt (*Groupement des cantons FR, GE, JU, NE et VD, Déploiement du photovoltaïque dans les zones industrielles* (Planair SA, 2013)).

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde Planair SA vom BFE beauftragt, die Daten zum technischen und wirtschaftlichen Potenzial des Eigenverbrauchs von photovoltaisch erzeugtem Strom in der Schweiz für die Industrie zu vervollständigen. Diese Studie, die teilweise auf einer theoretischen Grundlage basiert, hat zum Ziel, die Richtlinien für die Umsetzung der Energiepolitik des Bundes in Bezug auf den Eigenverbrauch zu präzisieren, insbesondere im Zusammenhang mit dem Energiegesetz (EnG Art. 17, Abs. 2) und der dazugehörigen Verordnung (EnV, welche die Modalitäten für die Unterstützung von in der Schweiz erzeugter erneuerbarer Energie zusammenfasst).

Ziele und Methodik

Das Hauptziel dieser Studie ist die Bestimmung des theoretischen Potenzials des Eigenverbrauchs von photovoltaisch erzeugtem Strom im Schweizer Industriesektor.

Zur Erreichung dieses Ziels mussten verschiedene technische, ökonomische und statistische Untersuchungen durchgeführt werden:

- Statistische Ermittlung der Daten zur Schweizer Industrie.
- Detaillierte Analyse von repräsentativen realen Fallbeispielen aus der Schweizer Industrie (Stromverbrauch und -rechnung, PV-Kapazität und -Produktionskosten), um deren Eigenverbrauchspotenzial (Menge und Kosten) zu ermitteln.
- Hochrechnung auf die nationale Ebene für die Bestimmung des Potenzials und der Kosten, um das Ziel zu erreichen. Berechnung der für die Auslösung von Investitionen erforderlichen Subventionshöhe.

Für die Analysen musste eine Methode zur Bestimmung der optimalen Grösse der PV-Anlagen auf Industriedächern entwickelt werden. Ebenfalls erforderlich war eine detaillierte Analyse der Stromtarife. Schliesslich wurden Geschäftsmodelle erstellt, um die Schwelle zu ermitteln, ab der die Privatwirtschaft bereit ist, von sich aus in die notwendigen Infrastrukturen zu investieren.

Zu erwähnen ist ausserdem, dass das Wirtschaftsteil der Studie den Eigenverbrauch als Alternative zum bestehenden KEV-System behandelt. Aus diesem Grund wurden die KEV-Parameter (insbesondere was die Kapitalrendite betrifft) verwendet, um einen Vergleich der Kosten für die Subventionierung durch den Bund zu ermöglichen.

Begrenzung der Studie

Diese Studie beschränkt sich auf die *theoretische* Berechnung des Potenzials des Eigenverbrauchs in der Schweizer Industrie.

Das Schweizer Gesamtpotenzial basiert auf der Hochrechnung einer begrenzten Anzahl realer Fallbeispiele aus der sehr kontrastreichen Branchenstruktur der Schweizer Wirtschaft.

Die Ergebnisse bilden eine ausreichende und taugliche Basis für die Erarbeitung einer Grundlage für die Ausrichtung der reglementarischen Bestimmungen für den Eigenverbrauch. Zu bemerken ist ausserdem, dass diese Rahmenbedingungen „im Wandel sind“ und wichtige Aspekte wie die Netzfinanzierung noch präzisiert werden müssen.

Vor dem Hintergrund der steigenden Bedeutung des Eigenverbrauchs ist festzuhalten, dass die folgenden Elemente in diese Studie nicht berücksichtigt wurden und ergänzend untersucht werden könnten: Eigenverbrauch im Dienstleistungssektor, detailliertes Geschäftsmodell mit realen Fallbeispielen in einer Industriezone, Förderung des Eigenverbrauchs dank Speicherung, Zusammenschluss von Verbrauchern sowie Wärmenutzung.

Wichtiger Hinweis

Alle in dieser Studie angegebenen Beträge verstehen sich exkl. MwSt.

2. Eigenverbrauch in der Theorie und in Praxis

2.1 Die Mechanismen des Eigenverbrauchs

2.1.1 EIGENVERBRAUCHS- UND SELBSTVERSORGUNGSGRAD

Der Eigenverbrauch ist die direkte und umgehende Nutzung von erneuerbarer elektrischer Energie.

Der *Eigenverbrauchsgrad* stellt den Prozentsatz des am Erzeugungsort verbrauchten Photovoltaikstroms dar.

Der *Selbstversorgungsgrad* gibt den Prozentsatz des gesamten Stromverbrauchs des Unternehmens dar, der durch die lokale Erzeugung von Photovoltaikstrom gedeckt ist.

Die Schwierigkeit der Förderung des Eigenverbrauchs liegt darin, für jedes Unternehmen die Grösse der PV-Anlage so zu bestimmen, dass sie einen möglichst hohen Selbstversorgungsgrad bei einem möglichst hohen Eigenverbrauchsgrad ermöglicht.

Die Abbildung 1 veranschaulicht ein Beispiel des Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrades eines grossen Industriebetriebes in Bezug auf die Grösse der PV-Anlage, die auf dessen Dächer installiert werden könnte. Dieser Grafiktyp entspricht den Profilen für den Stromverbrauch und die PV-Produktion der in der Abbildung 2 aufgezeigten Beispiele. Je grösser die PV-Anlage und die PV-Produktion sind, desto höher ist auch die Bedarfsabdeckung (bzw. der Selbstversorgungsgrad). Der für den Eigenverbrauch nutzbare Anteil des erzeugten Stroms wird jedoch geringer und schränkt die Rentabilität ein. Aus diesem Grund muss die optimale Grösse der PV-Anlage ermittelt werden.

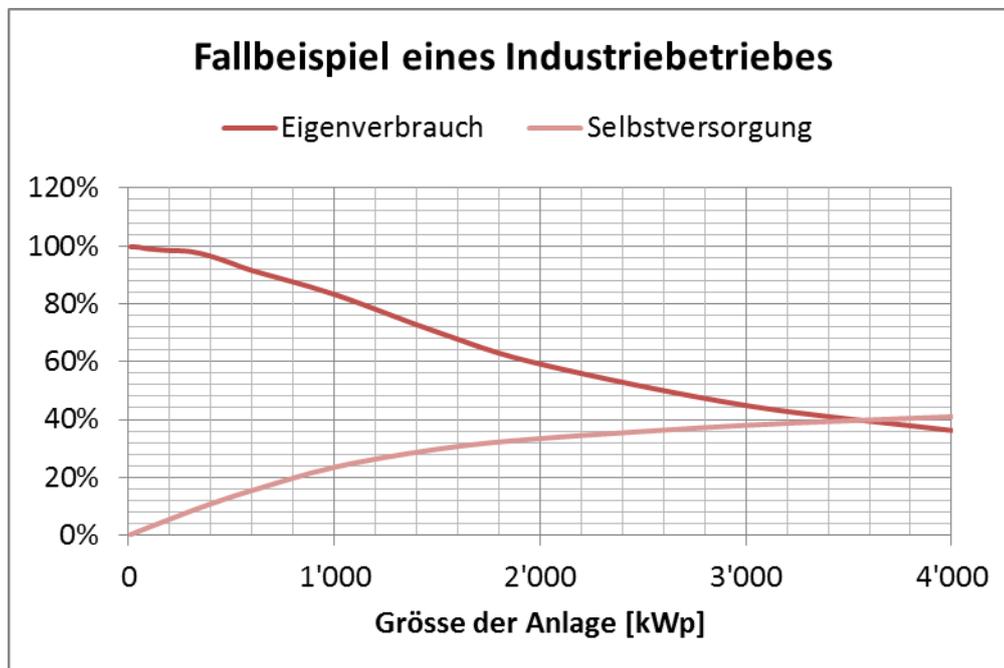


Abbildung 1: Profil eines Industriebetriebes aus der Branchengruppe Metall/Maschinen. Vergleich des Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrades

Für die Erstellung der in der Abbildung 1 angegebenen Profile müssen die Profile des Verbrauchs und der PV-Produktion miteinander verglichen werden. Da der Eigenverbrauch unmittelbar ist, müssen die Profile auf der ¼-Stunden-Basis (derzeit verwendet für die Verrechnung der verbrauchten Elektrizität) verglichen werden. Die Abbildung 2 veranschaulicht ein Beispiel von Wochenprofilen für den Verbrauch und die PV-Produktion eines Unternehmens. Es ist erkennbar, dass sich das Profil für die PV-Produktion mit zunehmender Grösse der PV-Anlage proportional verändert.

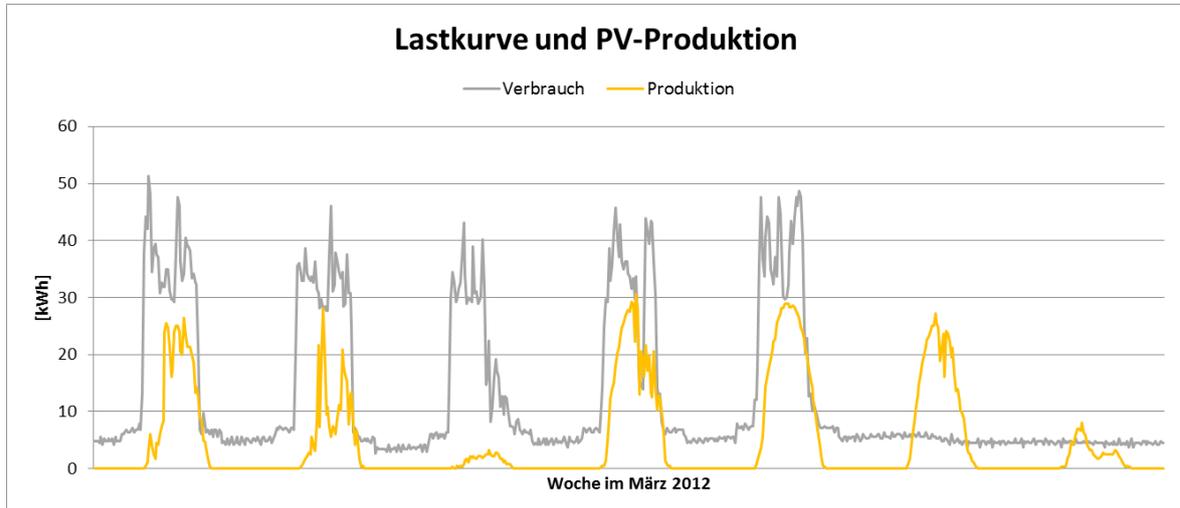


Abbildung 2: Lastkurve und PV-Produktion einer Woche im März 2012 eines Industriebetriebes aus der Branchengruppe Andere Industrien

2.1.2 PRODUKTIONSKOSTEN FÜR PHOTOVOLTAIKSTROM

Der kWh-Gestehungspreis einer PV-Anlage hängt von zahlreichen Faktoren ab, insbesondere der Grösse der Anlage, der Kosten im weiten Sinn für die „Integration“ der Anlage in das Gebäude sowie die Sonneneinstrahlung.

Zudem wird Photovoltaikstrom dank sinkender Kosten der Solarmodule und laufender Effizienzoptimierung mit jedem Jahr günstiger. Allgemein sinken die Preise für Photovoltaikstrom kontinuierlich (bei neuen Anlagen). Nach der Inbetriebnahme der Anlage hängen die Produktionskosten vor allem von der Abschreibungspolitik ab und können in der Regel als konstant betrachtet werden.

Die Investitionsentscheidung eines Unternehmens, eine PV-Anlage mit dem Ziel des Eigenverbrauchs zu realisieren, wird auf der Differenz zwischen dem potenziellen Gestehungspreis seiner Anlage und dem Preis des aus dem Netz bezogenen Stroms beruhen. Vor diesem Hintergrund könnte ein staatliches Eingreifen zur Reduzierung des Solarstromgestehungspreises pro Anlage einen grossen Einfluss auf das Eigenverbrauchspotenzial in der Schweiz haben.

2.1.3 ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREISES

Vor Ort produzierter und verbrauchter Strom muss nicht über das Netz bezogen werden. Auf diesem Grundsatz beruht der wirtschaftliche Nutzen des Eigenverbrauchs. Die Wirtschaftlichkeit hängt folglich vom Netzstrompreis ab: Je höher dieser ist, desto rentabler ist der Eigenverbrauch. Aus diesem Grund ist eine Erläuterung der Tarifkomponenten des Strompreises für Endverbraucher in der Schweiz wichtig.

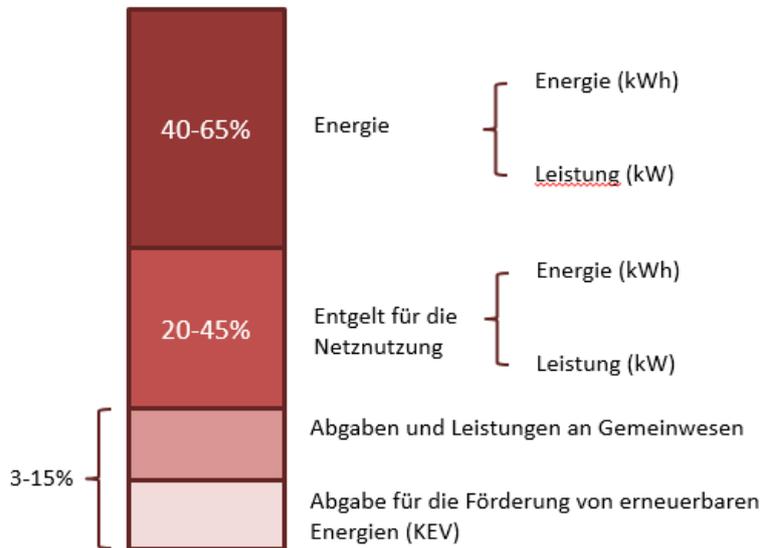


Abbildung 3: Zusammensetzung des Strompreises gemäss ElCom

Energie entspricht dem Preis der gelieferten elektrischen Energie. Dieser Bestandteil hängt folglich von den verbrauchten kWh ab. Gewisse EVU wenden eine Tarifkomponente an, die sich an der bezogenen Maximalleistung in der schlechtesten ¼-Stunde eines Monats orientiert (in CHF/kW).

Das *Entgelt für die Netznutzung* spiegelt die Kosten für den Transport der Elektrizität zu den Endverbrauchern wider. Mit den Einnahmen werden insbesondere die Instandhaltung und die Entwicklung des Stromnetzes (z. B. von Freileitungen, Masten und Transformatoren) finanziert. Die Tarifbasis beinhaltet einen an die über das Netz transportierte Energie und einen an den maximalen Leistungsbezug gebundenen Anteil.

Die *Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen* umfassen insbesondere Abgaben und Gebühren an den Bund, die Kantone und Gemeinden, Konzessions- oder Energieabgaben an die Gemeinden sowie Leistungen an das Gemeinwesen (z. B. Gratisenergie oder öffentliche Beleuchtung).

Die *Abgabe* für die Förderung von erneuerbaren Energien (KEV) ist vom BFE unter Beachtung einer gesetzlichen Obergrenze vorgegeben und ist für die gesamte Schweiz identisch. Bis Ende 2013 betrug diese 0,45 Rp/kWh, seit Anfang 2014 beträgt sie 0,6 Rp./kWh.

Erfahrungen in Deutschland und im übrigen Europa zeigen auf, dass der Netzstrompreis in den letzten Jahren trotz der Liberalisierung des Strommarktes angestiegen ist. Dies ist hauptsächlich auf einen Preisanstieg bei den Komponenten Netz und Abgaben zurückzuführen. Vor diesem Hintergrund bietet der Eigenverbrauch von photovoltaisch erzeugtem Strom dem Industriebetrieb, dem die Anlage gehört, den Vorteil stabiler Strombeschaffungskosten.

2.1.4 DIE NETZPARITÄT (GRID PARITY)

Die Photovoltaikindustrie bezieht sich oft auf den „Grid Parity“-Zustand, der die Gleichheit des Gestehungspreises von photovoltaisch erzeugtem Strom und des Strompreises des Netzbetreibers und/oder des Energieversorgers bedeutet.

Bei gleichen Preisen müssen PV-Anlagen nicht mehr subventioniert werden, um deren Ausbreitung zu fördern. Dieser „Grid Parity“-Zustand hängt von den lokalen Bedingungen ab und kann beispielsweise an Orten mit optimaler Sonneneinstrahlung oder hohen Strompreisen bereits erreicht werden. Angesichts der Strompreisentwicklung und der kontinuierlichen Kostenreduzierung für PV-Anlagen (siehe Abschnitte 2.1.2 & 2.1.3) weitet sich der „Grid Parity“-Zustand kontinuierlich aus.

Vor Ort erzeugte und verbrauchte Elektrizität bietet den finanziellen Vorteil, dass das vorgelagerte Netz nicht verwendet wird und diese Elektrizität den diesbezüglich üblichen Abgaben nicht unterworfen ist. Dies bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit einer für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlage kalkuliert werden kann, indem der Strompreis, der sämtliche weiter oben genannten Komponenten enthält, *lediglich* mit den Kosten für den photovoltaisch erzeugten Strom verglichen wird.

Die Abbildung 10 veranschaulicht den „Grid Parity“-Zustand anhand von in der Westschweiz erhobenen Daten. Die Grafik zeigt auf, dass der „Grid Parity“-Zustand bei für den Eigenverbrauch genutzter Elektrizität schneller erreicht wird, weil der Wert der erzeugten Energie höher ist. Wird der Strom nicht selbst verbraucht, muss er über das Netz zu einem anderen Endverbraucher transportiert werden, was dessen Preis erhöht. Bei gleicher PV-Anlage wird die Netzparität beim kleinen Endverbraucher schneller erreicht, weil er mehr für den Strom bezahlt.

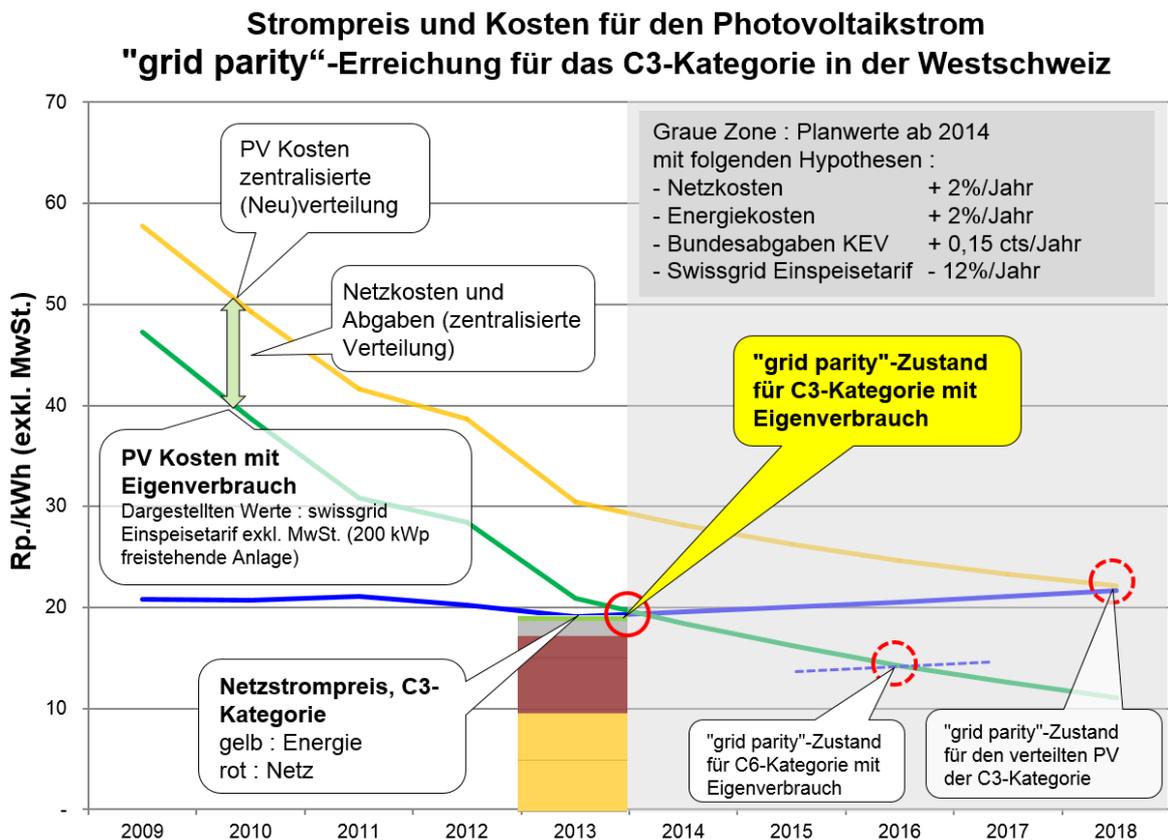


Abbildung 4: Grid Parity in der Westschweiz (Planair SA, 2013)

2.2 Gesetzlicher Rahmen¹

Energiegesetz (EnG)

Die Schweizerische Gesetzgebung über die Energie im Allgemeinen und die Bestimmungen über den Eigenverbrauch haben unlängst Änderungen erfahren.

Während der Durchführung der vorliegenden Studie trat per 1. Januar 2014 eine neue Version des Energiegesetzes (EnG) in Kraft. Artikel 7a, Abschnitt 4^{bis} erlaubt, die selbst produzierte Energie ganz oder teilweise selber zu verbrauchen:

Produzenten dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen (Eigenverbrauch). Sofern ein Produzent von diesem Recht Gebrauch macht, darf nur die tatsächlich ins Netz eingespeiste Energie als eingespeist behandelt und verrechnet werden.

Das Gesetz setzt auch die Bedingungen fest, unter denen der Netzbetreiber die Anlage anschliessen und die in sein Netz eingespeiste Energie abnehmen und vergüten muss.

Im Rahmen der Energiestrategie 2015 ist eine umfassende Revision des EnG vorgesehen. Das Parlament hat die Arbeiten (über die UREK-N) Anfang 2014 aufgenommen. Es ist höchst unwahrscheinlich, dass die Prinzipien der Abnahme- und Vergütungspflicht sowie des (infolge einer parlamentarischen Initiative eingeführten) Eigenverbrauchs geändert werden, abgesehen von der Artikelnummerierung. Der Artikel 18 (Entwurf) über den Eigenverbrauch sieht eine Verallgemeinerung des Prinzips vor:

1 Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen (Eigenverbrauch). Es steht ihnen frei zu entscheiden, welchen Teil der von ihnen produzierten Energie sie veräussern.

2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen, eine Einmalvergütung (Art. 29) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 30 oder 31 in Anspruch nehmen.

Energieverordnung (EnV)²

Das sich schnell wandelnde Umfeld des Energiesektors führte zu zwei Neufassungen der EnV (IA per 1.1.2014 und IB per 1.4.2014). Diese Verordnung beinhaltet insbesondere die KEV-Modalitäten für Photovoltaikstrom. Sie beschreibt den Unterstützungsmechanismus in der Form einer einmaligen Starthilfe für Kleinanlagen (< 10 kWp). Ein ähnlicher Mechanismus könnte für die Förderung von PV-Anlagen vorgeschlagen werden, deren Produktion teilweise dem Eigenverbrauch dient.

¹ (UREK-N, 2013); (BFE, Okt. 2013)

² Die EnV verwendet den Begriff des Eigenverbrauchs auch, um die für den Betrieb einer Stromproduktionsanlage notwendige Energie zu beschreiben (z. B. die für die Steuerung einer Turbine benötigte Elektrizität). Diese Verwendung des Begriffs ist in der vorliegenden Studie nicht relevant.

Verordnung über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (HKNV)

Diese Verordnung beschreibt die Mechanismen zur Stromkennzeichnung (Herkunftsnachweis und Ausstellung von Zertifikaten). Im Rahmen dieser Studie untersuchten die Verfasser die Ausgabe von „entmaterialisierten“ Herkunftsnachweisen von selbst verbrauchter Elektrizität (wie es gewisse Betreiber handhaben und sich damit in einer gesetzlichen Grauzone bewegen). Der Artikel 1d, Abschnitt 4, Buchstabe d der Revision der EnV (Version vom 23.10.2013) verbietet diese Praxis jedoch ausdrücklich ab dem 1.1.2015.

Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Der Artikel 14, Abschnitt 3, Buchstabe a des StromVG legt fest, dass die Netztarife einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln müssen. Gemäss (UREK-N, 2013, S. 1536) könnte diese Bestimmung eine wichtige Rolle für den Eigenverbrauch spielen: Die VNB könnten je nach Netznutzung verschiedene Kundengruppen definieren und somit die Bildung einer Eigenverbraucher-Gruppe rechtfertigen (bei hohem Leistungsbezug und hoher lokaler Produktion für den Energieverbrauch).

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Die Artikel 15 bis 18 dieser Verordnung beschreiben die Modalitäten für die Verrechnung der Stromnetzkosten an die Endverbraucher. Sie spezifizieren insbesondere die anzulastenden Kostenanteile in Bezug auf die bezogene Leistung und auf die transportierte Energie: für Mittelspannungsverteilnetze zu 70 % entsprechend der monatlichen bezugsberechtigten Höchstleistung und bei Spannungsebenen unter 1 kV und ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 % entsprechend der verbrauchten Energie³.

Der *Erläuternde Bericht zur Revision der Energieverordnung* (Okt. 2013) des BFE beinhaltet nützliche Informationen zu den Produzenten/Endverbrauchern sowie VNB. Die für diese Studie relevanten Elemente werden in den beiden nachfolgenden Abschnitten zusammengefasst.

2.2.1 FOLGEN FÜR DEN ENDVERBRAUCHER/PRODUZENTEN

Die neuen gesetzlichen Bestimmungen gewähren den Produzenten von photovoltaisch erzeugtem Strom das Wahlrecht. Sie legen eindeutig fest, dass die Produzenten entscheiden können, ob sie die gesamte erzeugte Elektrizität ins Netz einspeisen möchten oder lediglich die Überschussenergie nach Abzug der selbst verbrauchten Energie.

Die Produzenten haben die Netzbetreiber drei Monate im Voraus zu informieren, wenn sie vom Recht des Eigenverbrauchs Gebrauch machen wollen. Gemäss der UREK-N (2013, S. 1532) wurde der Eigenverbrauch in der Praxis, obschon gemäss dem bis Ende 2013 gültigen Gesetz keine Verpflichtung zur Einspeisung der gesamten erzeugten Energie bestand, praktisch nie genutzt und wird es auch heute nur selten. Zurückzuführen ist dies auf mangelnde Methoden für die Messung der Energieflüsse seitens der VNB, um entsprechend Rechnung stellen zu können.

Die Produzenten können nun einfacher in ihrem wirtschaftlichen Interesse handeln, denn sie können im Rahmen der technischen Möglichkeiten selber bestimmen, wie viel Elektrizität sie selbst verbrauchen wollen, und dadurch die mit der Elektrizität verbundenen Ausgaben und Einnahmen optimieren. Grossverbraucher (berechtigte Kunden, die den Energieversorger frei wählen können) werden sich nach Energietarifen umsehen können, welche die Nutzung der lokal erzeugten Elektrizität begünstigen, beispielsweise Tarife, die vor allem an die Energie und wenig

³ Dieser Fall ist für diese Studie nicht relevant, da sämtliche untersuchten Verbraucher berechnete Kunden sind und über einen Anschluss mit Leistungsmessung verfügen.

oder gar nicht an die übertragene Spitzenleistung gebunden sind. Diese Art von Tarifen könnte auch die Möglichkeit einer Abhebung oder Spezialisierung für die Energieversorger bieten.

2.2.2 AUSWIRKUNGEN FÜR DEN STROMVERSORGER

Die VNB sind verpflichtet, innerhalb von drei Monaten nach dem Antrag eines Produzenten, von seinem Recht auf Eigenverbrauch Gebrauch zu machen, das für die Abrechnung der Energieflüsse benötigte Material anzubringen.

Gemäss den Artikeln 7, Abschnitt 3, und 7a, Abschnitt 5 des EnG müssen die VNB Endverbraucher, die Produzenten sind, gleich behandeln wie die übrigen Abnehmer (ohne Eigenverbrauch). Das heisst, sie dürfen von ihnen keine höheren Tarife für die Energiekomponente des Strompreises verlangen (wenn sie keinen Zugang zum freien Markt haben).

Hingegen existiert keine gesetzliche Bestimmung in Bezug auf die Netznutzung (ein entsprechendes Gesetz ist zwar vorgesehen, wurde jedoch nicht in das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 integriert). Im gegenwärtigen Stand gelten das Stromversorgungsgesetz (StromVG), insbesondere dessen Artikel 14, dessen Verordnung (StromVV) sowie die Entscheide des Regulators (ElCom). Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist es jedoch wichtig, dass das Netz nach dem Inkrafttreten der Bestimmungen zum Eigenverbrauch weiterhin finanziert werden kann.

Zurzeit werden die Netzkosten in einem Versorgungsgebiet unter den Endverbrauchern auf der Basis von theoretischen Energieflüssen aufgeteilt. Unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs und damit der tatsächlichen Energieflüsse müssen diese Kosten neu aufgeteilt werden. Dies birgt die Gefahr steigender Durchleitungstarife für die „gewöhnlichen“ Abnehmer. Der Artikel 14, Abschnitt 3, Buchstabe a des StromVG legt fest, dass die Netznutzungstarife die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln müssen. Die VNB könnten also in gewissen Fällen des Eigenverbrauchs (z. B. wenn der Eigenverbrauch hoch ist und das Netz in der Folge im Durchschnitt wenig genutzt wird) die Einführung von Kundengruppen mit verschiedenen Tarifen für die Netznutzung rechtfertigen.

Die Anschluss- und Vergütungspflicht der VNB bleibt bestehen für den Anteil der erzeugten Energie, die nicht für den Eigenverbrauch genutzt wird. Die VNB werden die Energie weiterhin zu einem Mindesttarif abnehmen müssen (durchschnittlicher Tarif in der Schweiz zurzeit bei rund 8 Rp./kWh). Aber sie werden einen indirekten Spielraum haben, indem sie die Einspeisung (von nicht für den Eigenverbrauch genutzter Elektrizität) nach den positiven bzw. negativen Auswirkungen auf ihr Netz vergüten.

2.3 Die Herausforderung des Eigenverbrauchs für die VNB

Während der Vernehmlassung des neuen Energiegesetzes im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2015 äusserten zahlreiche VNB Besorgnis und Vorschläge in Bezug auf die Artikel über die Bestimmungen zum Eigenverbrauch, unter anderem in den Stellungnahmen der BKW und der Groupe E (BKW, Jan. 2013; Groupe E SA, Jan. 2013).

Der Eigenverbrauch stösst das traditionelle Geschäftsmodell der Finanzierung des Übertragungsnetzes um, für dessen technische und wirtschaftliche Aufrechterhaltung die VNB beauftragt sind. Der Haupteinwand gegen den Eigenverbrauch besteht darin, dass eine dem maximalen Leistungsbezug entsprechende Netzkapazität erhalten (und finanziert) werden muss, welche die Eigenverbraucher jedoch nur noch teilweise finanzieren werden. Diese Situation

überwälzt einen Teil der Netzkosten der Eigenverbraucher auf die anderen Endverbraucher. Diese Beträge sind hoch, denn ein – wie in dieser Studie erwähnter – Eigenverbrauch von 1 TWh/Jahr entspricht einem Betrag von rund 50 MCHF/Jahr, der den Netzen dadurch entgeht⁴.

Angesichts der gesetzlich vorgesehenen Versorgungssicherheit müssen das Verteilnetz und die Anschlussklemmen entsprechend dimensioniert werden, damit die für den Verbrauch notwendige Leistung jederzeit von den Infrastrukturen bezogen werden kann. Daraus ergeben sich für den VNB Infrastrukturkosten, die auf dieser Höchstkapazität und nicht auf der Anzahl verbrauchter kWh beruht. Die lokal verbrauchten kWh führen folglich zu geringeren Einnahmen für die VNB, ohne dass deren Kosten reduziert werden. Oder anders gesagt werfen die am Netz getätigten Investitionen weniger ab. Um diesen Umstand zu kompensieren, haben die VNB verschiedene Optionen:

- Erhöhung des Netznutzungstarifs für alle übrigen Endverbraucher, was zu einer Diskriminierung der Verbraucher, die selbst keine Elektrizität erzeugen oder ihre gesamte Produktion ins Netz einspeisen, gegenüber den Eigenverbrauchern führt.
- Erhöhung der Netznutzungskosten für den noch genutzten Netzanteil der Eigenverbraucher. Die VNB könnten beispielsweise eine spezifische Kundengruppe für Eigenverbraucher einführen und die Gebühren für die bezogene Spitzenleistung erhöhen.

Gegenüber einem herkömmlichen Modell zur Förderung von erneuerbaren Energien wie die KEV bietet der Eigenverbrauch den grossen Vorteil, dass die selbst verbrauchte Elektrizität zu einem vereinbarten Tarifniveau bewertet wird. Bei den KEV-Modellen (die in Deutschland auf breiter Ebene angewendet werden und den gesamten europäischen Markt beeinflussen) wird die erneuerbare Energie zu hohem Preis übernommen und dann – auch bei Überangebot – zum Marktpreis weiterverkauft. Unter gewissen Bedingungen kann dieses Modell zu Marktverzerrungen führen und die Preise so stark nach unten drücken, dass sie die Rentabilität der Investitionen in die Erzeugung und Speicherung (Pumpspeicherung in der Schweiz) gefährdet. In dieser Hinsicht sollte der Eigenverbrauch bei den VNB und EVU auf Interesse stossen.

Der Eigenverbrauch ermöglicht einerseits die Förderung der Energieproduktion am Ort des Verbrauchs und andererseits die wirtschaftliche Belohnung der Glättung der Lastspitzen der Industriebetriebe. Beide Modelle bringen den Infrastrukturen der VNB Vorteile und sollten deshalb auf objektives Interesse stossen.

Zu erwähnen ist auch, dass Stromeinsparungen und andere Massnahmen zur Energieeffizienz, die notwendig und selten umstritten sind, nicht mit einer Verringerung der bezogenen Spitzenleistung gleichgesetzt werden können. Ihre Auswirkungen auf die Netzfinanzierung sind jenen des Eigenverbrauchs ähnlich, wenn nicht gar identisch. Die VNB werden sich mit Stromeinsparungen abfinden müssen, ob diese nun aus Eigeninitiative ihrer Kunden oder aufgrund einer ihnen auferlegten (zukünftigen) Vorschrift erfolgen.

⁴ 50 MCHF/Jahr entsprechen rund 0,1 Rp./kWh des gesamten Stromverbrauchs in der Schweiz.

Eine weitere Auswirkung stellt die Energielieferung dar. Diese Auswirkung wird erwähnt, weil die Mehrheit der VNB, wenn auch getrennt und indirekt, mit der Rolle der Energielieferung in Verbindung steht. Der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bedeutet höhere Nachfrageschwankungen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Bedarf der Kunden, die ihre produzierte Elektrizität vor Ort verbrauchen, je nach Wetterbedingungen variiert. Ohne Eigenverbrauch würde ihr Strombedarf ausschliesslich von ihrem Verbrauchsprofil (wie schwankend dieses auch immer sein mag) abhängen. Meteorologische Instrumente können den EVU helfen, diese zusätzlichen Schwankungen einzuplanen.

Die Stromversorger werden folglich von einer Zunahme von für den Eigenverbrauch genutztem Photovoltaikstrom direkt betroffen sein. Ein Anstieg des Eigenverbrauchs bei den Schweizer Industriebetrieben wird nur zusammen mit den VNB und EVU möglich sein. Deren Interessen und Sachzwänge müssen bei der Ausarbeitung entsprechender reglementarischer Bestimmungen berücksichtigt werden.

Es ist auch möglich, rasch zu handeln und einfache, kosteneffiziente Massnahmen zu treffen, damit die VNB den Eigenverbrauch leichter akzeptieren. Ein Beispiel besteht darin, ihnen die Kontrolle und Begrenzung (Drosselung) der maximalen Einspeiseleistung von PV-Anlagen (bei Stillstand der Industriebetriebe) auf beispielsweise 50 % ihrer Maximalleistung zu überlassen. Diese Massnahme würde bei einer hauptsächlich für den Eigenverbrauch bestimmten Anlage praktisch keine Kosten verursachen und würde die Anlage erheblich „netzintegrierbarer“ machen. Solche Konzepte, die indirekt darauf abzielen, dass die Verbraucher, die selber Produzenten sind, ihre Energie besser nutzen, werden in Deutschland bereits angewendet.

2.4 Situation in Deutschland

Seit bereits mehreren Jahren fördern die deutschen Behörden den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom parallel zum herkömmlichen System der bevorzugten Einspeisevergütung. Das Ziel dabei ist die Entlastung des Netzes, indem die Elektrizität am Ort der Produktion verbraucht wird, sowie die Senkung der Kosten für die Förderung von Solarenergie bei gleichzeitiger Reduzierung der Strommenge, die nach den Bestimmungen des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vergütet wird.

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 wurde per 1. Januar 2009 erstmals eine Vergütung eingeführt, die den Eigenverbrauch subventioniert. Diese betrug damals 25,02 Eurocent pro vor Ort verbrauchter kWh während 20 Jahren für Anlagen unter 30 kW (und der Produzent nutzte diese Energie zudem). im Vergleich dazu betrug die Vergütung für die Einspeisung von Photovoltaikstrom ins Netz 43,01 Eurocent pro kWh.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der für den Eigenverbrauch bestimmten Vergütung seit ihrer Einführung bis zu deren Abschaffung im März 2012 auf.

Inbetriebnahme	01.01. - 31.12. 2009	01.01. - 30.06. 2010	01.07. - 30.09. 2010	01.10. - 31.12. 2010	01.01. - 31.12. 2011	01.01. - 31.03. 2012	ab 01.01. 2014
< 30 kWp							
Selbstversorgungsgrad unter 30 %	25,01	22,76	17,67	16,65	12,36	8,05	-
Selbstversorgungsgrad über 30 %	25,01	22,76	22,05	21,03	16,74	12,43	-
30 bis 100 kWp							
Selbstversorgungsgrad unter 30 %	-	-	16,01	15,04	10,96	6,85	-
Selbstversorgungsgrad über 30 %	-	-	20,39	19,42	15,34	11,23	-
100 bis 500 kWp							
Selbstversorgungsgrad unter 30 %	-	-	14,27	13,35	9,49	5,60	-
Selbstversorgungsgrad über 30 %	-	-	18,65	17,73	13,87	9,98	-

Tabelle 1: Entwicklung der Vergütung der vor Ort der Produktion verbrauchten kWh in Eurocent/kWh (Märtel, 2014)

Die Prämie für selbst verbrauchte Elektrizität wurde regelmässig gesenkt, bis sie schliesslich Ende März 2012 (mit einer kleinen Übergangsphase bis Ende 2013) ganz abgeschafft wurde. Dieser Wandel ist auf eine Änderung der Vergütungsstrategie der deutschen Behörden zurückzuführen. Per 1. Januar 2014 trat im Rahmen des Modells zur Markteinbindung der PV-Anlagen die „90-Prozent-Regel“ in Kraft. Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von 10 bis 1000 kWp und einer Inbetriebnahme nach dem 1. April 2012 erhalten die Vergütung gemässe EEG nur noch für 90 % der jährlich produzierten Strommenge. Die restlichen 10 % sind gemäss Gesetzgebung für den Eigenverbrauch oder in gewissen Fällen für den Direktverkauf bestimmt. Angesichts der Tatsache, dass der Abnahmetarif für Haushalte gemäss EEG bereits tiefer als der Netzstrompreis ist, ist der Eigenverbrauch bereits rentabel und wird mit dem erwarteten Anstieg der Strompreise und der Senkung der Abnahmetarife noch rentabler werden (siehe Abbildung 5).

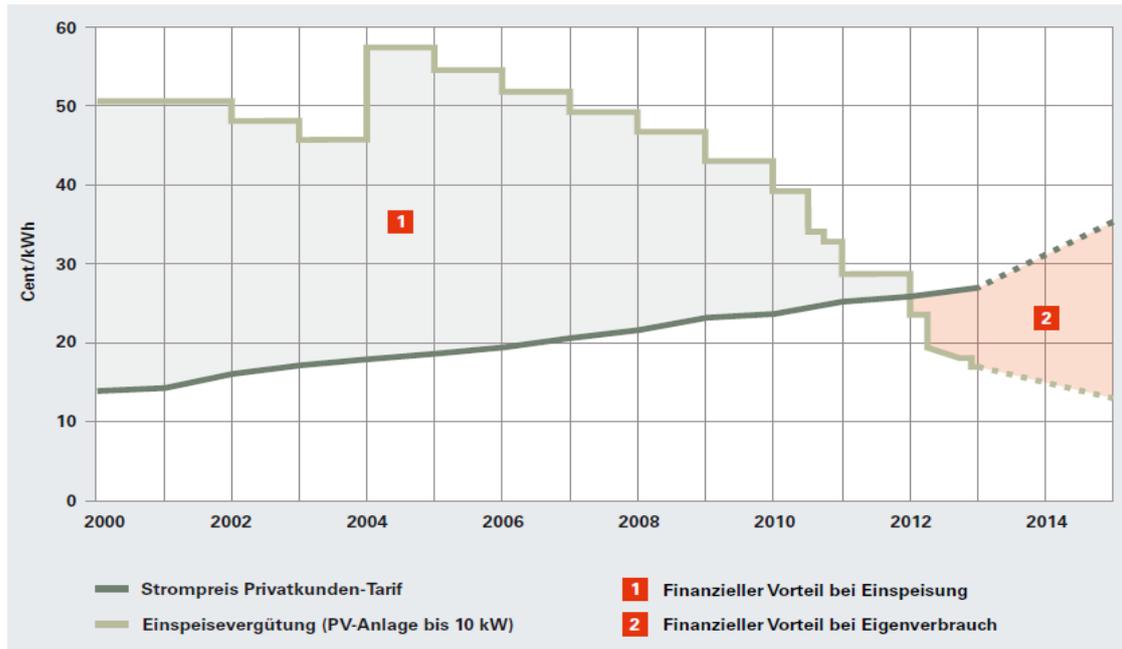


Abbildung 5: Entwicklung der Rentabilität des Eigenverbrauchs im Vergleich mit der Netzeinspeisung in Deutschland (Viessman, 2013). In Zone 1 ist die Einspeisung wirtschaftlicher als der Eigenverbrauch, in Zone 2 ist es genau umgekehrt.

Eine weitere, im Mai 2013 vom Bundesministerium für Umwelt verabschiedete Massnahme zielt darauf ab, den Eigenverbrauchsgrad pro Anlage zu erhöhen. Dabei geht es um die Einführung eines Programms zur finanziellen Unterstützung. Die Höhe dieses Einmalzuschusses für den Kauf von Akkumulatoren (Speicherung), die einen Eigenverbrauchsgrad von 60 bis 70 % ermöglichen sollen, hängt von der Grösse der Anlagen ab. Somit erhält der Betreiber einer nach dem 31. Dezember 2012 gebauten oder in Betrieb genommenen PV-Anlage 600 €/kWp für eine Neuanlage bzw. 660 €/kWp für eine spätere Anpassung (Märtel, 2014).

Die Situationen in Deutschland und in der Schweiz sind verschieden. In Deutschland wird die Produktion von Solarstrom massiv unterstützt. Durch die Erhöhung des Haushaltsstrompreises konnten die Investitionen ohne Obergrenze und mit grosszügiger Entschädigung getätigt werden. Diese Situation führt bei den Haushalten zu noch vorteilhafteren Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch als bei den Industriebetrieben. Der Grid-Parity-Zustand scheint sich bei den Haushalten verallgemeinert zu haben.

Die Situation des Eigenverbrauchs in der deutschen Industrie zeigt eine Studie der Firma REC Solar (Studie zur Wirtschaftlichkeit von gewerblichen Eigenverbrauchsanlagen in Deutschland, 2013) auf, welche die Wirtschaftlichkeit von für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlagen in verschiedenen Unternehmenskategorien (Handel, Gewerbe und Schwerindustrie) aufzeigt. Die Studie hält fest, dass der Netzstrompreis für die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs entscheidend ist. Für jede der drei Unternehmenskategorien wurden die Unterschiede bei den Steuererleichterungen untersucht. So müssen beispielsweise Handelsunternehmen die volle auf den Endverbrauch berechnete Steuer bezahlen, während gewerbliche Unternehmen von einer Reduktion in der Höhe von 25 % und die Schwerindustrie von einer Reduktion in der Höhe von 90 % profitieren. Diese Steuerabzüge haben eine erhebliche Auswirkung auf den Endstrompreis und damit auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage, wie in der letzten Spalte der nachfolgenden Tabelle ersichtlich ist.

Unternehmens- kategorie	Netzstrompreis	Aktualisierter Nettowert* [€/kWp]
Handel	17,08 Eurocent/kWh	609
Gewerbe	14,41 Eurocent/kWh	443
Schwerindustrie	5,89 Eurocent/kWh	-104

*Tabelle 2: Strompreis und Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs für drei Unternehmenskategorien in Deutschland (REC, 2013) * gewogene durchschnittliche Kapitalkosten: 5,03 %*

Gemäss den Ergebnissen der von REC durchgeführten Studie ist der Eigenverbrauch in der Schwerindustrie im Gegensatz zu Handel und Gewerbe noch nicht rentabel. Diese Situation ist sehr spezifisch für Deutschland und dessen differenzierte Steuerpraxis.

In der Schweiz ist die Finanzierung von erneuerbaren Energien über die KEV-Abgabe nicht nur bescheidener, sondern auch gleichmässiger zwischen Privat- und Industrieverbrauchern verteilt (auch wenn Industriebetriebe mit hohem Energiebedarf die Abgabe unter gewissen Bedingungen gemäss der EnV-Revision IB vom 1.4.2014 zurückerstattet bekommen können). Die Entwicklung des Eigenverbrauchs in der Schweiz wird näher an den Marktmechanismen sein als in Deutschland. Auch können die deutschen Erfahrungen nicht einfach übernommen werden. Im Vergleich zu den Haushalten werden die Industriebetriebe grössere Anlagen (geringere Produktionskosten), aber auch einen niedrigeren Bewertungspreis haben (da die Unternehmen ihren Strom zu Grossverbrauchertarifen einkaufen).

3. Datenerfassung und -analyse

3.1 Einleitung und Methodik

Das Potenzial des Eigenverbrauchs von auf den Dächern der Schweizer Industriebetriebe erzeugtem Photovoltaikstrom wurde anhand der folgenden Methodik theoretisch ermittelt:

- Analyse des Stromverbrauchs der Schweizer Industrie nach Branchengruppen (Datenquelle: BFS). Die verschiedenen Branchengruppen werden nach Grösse und spezifischem Stromverbrauch eingeteilt.
- Analyse von repräsentativen realen Fallbeispielen aus den verschiedenen Branchengruppen. Für rund 20 Unternehmen wurde eine detaillierte Analyse unter Berücksichtigung der folgenden Punkte durchgeführt:
 - Analyse des Stromverbrauchsprofils (¼-Stunden-Basis)
 - Dimensionierung, Berechnung (Basis 2013) und Produktionssimulation einer PV-Anlage, die auf dem Dach bzw. den Dächern des Betriebes installiert werden kann
 - Vergleich der PV-Produktions- und Verbrauchsprofile (¼-Stunden-Basis) für die Bestimmung des Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrades
 - Analyse des Wertes der selbst verbrauchten Elektrizität in Bezug auf den Tarif des herkömmlichen Stromversorgers (Basis 2013)
 - Analyse der Rentabilität der PV-Anlage (bzw. der notwendigen Unterstützung für die Auslösung dessen Realisierung)⁵
- Zusammenfassung der Ergebnisse nach Branche und für die gesamte Schweiz

Vereinfachungen und Beschränkungen des Ansatzes:

Die Erhebung der Daten betreffend den ¼-Stunden-Stromverbrauch sowie die tatsächlich zwischen den Industriebetrieben und ihren Stromversorgern ausgehandelten Tarife war nicht einfach. Von rund 40 Kontakten zu Unternehmen konnten lediglich rund 20 Fälle (mit umfassenden und nicht spezifischen Daten) ausgewertet werden. Die auswertbaren Fälle sind relativ gut auf die verschiedenen Branchengruppen verteilt und die Verfasser dieser Studie sind der Ansicht, dass sie eine zwar reduzierte, aber genügend aussagekräftige Basis für einen gesamtschweizerischen, theoretisch kohärenten Ansatz für die Ermittlung des Eigenverbrauchspotenzials bilden.

Zu erwähnen ist, dass die PV-Produktion auf einer ¼-Stunden-Basis sowie der Basis einer tatsächlich existierenden, auf 950 kWh/Jahr/kWp normierten PV-Anlage im Schweizer Mittelland simuliert wurde. Auf dieser Basis beruhen sämtliche Stromverbrauchsprofile der untersuchten Industriebetriebe.

⁵ Nichtlineare Analyse. Für jeden Fall wurde die beste wirtschaftliche Effizienz bestimmt, wobei zwischen der Grösse der PV-Anlage (Preis der produzierten Elektrizität) und der tatsächlichen Nutzung (Eigenverbrauchsgrad) abgewogen werden musste.

3.2 Stromverbrauch der Schweizer Industrie

Die in der vorliegenden Studie verwendeten Schweizer Daten basieren auf der Aufteilung nach Branchengruppen und Unternehmensgrösse (Anzahl Beschäftigte), die im Rahmen der Energieverbrauchsstatistik (EVS2012) verwendet wurde. Diese Klassifizierung beruft sich auf die Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige (NOGA 2008).

Die statistischen Daten unterstreichen die Vielfältigkeit des „elektrischen Fussabdrucks“ der verschiedenen Branchengruppen, wie nachfolgende Abbildung aufzeigt:

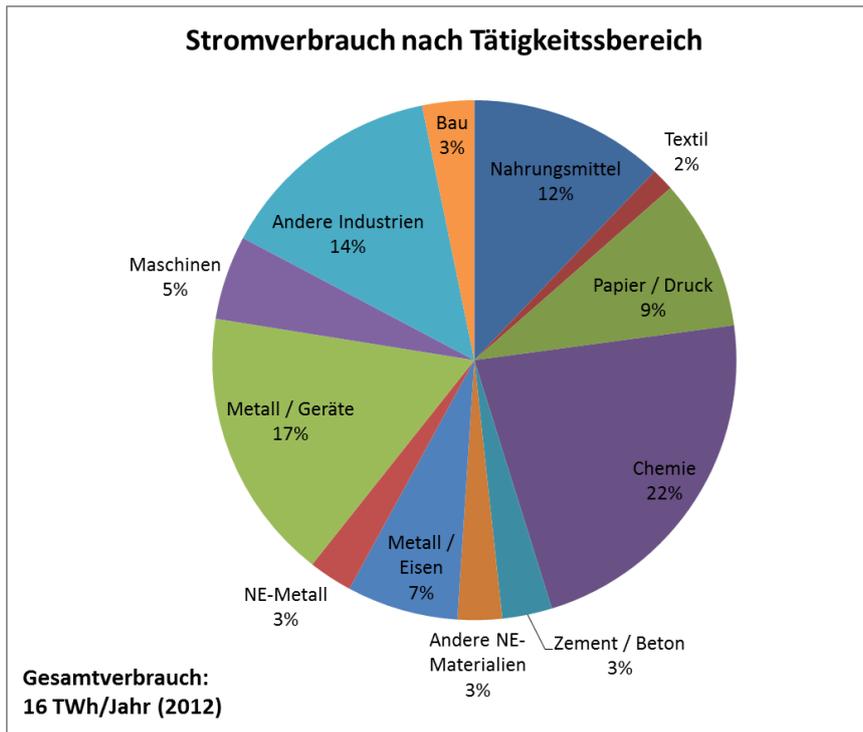


Abbildung 6: Stromverbrauch nach Branchengruppen des sekundären Sektors (Datenquelle: BFE)

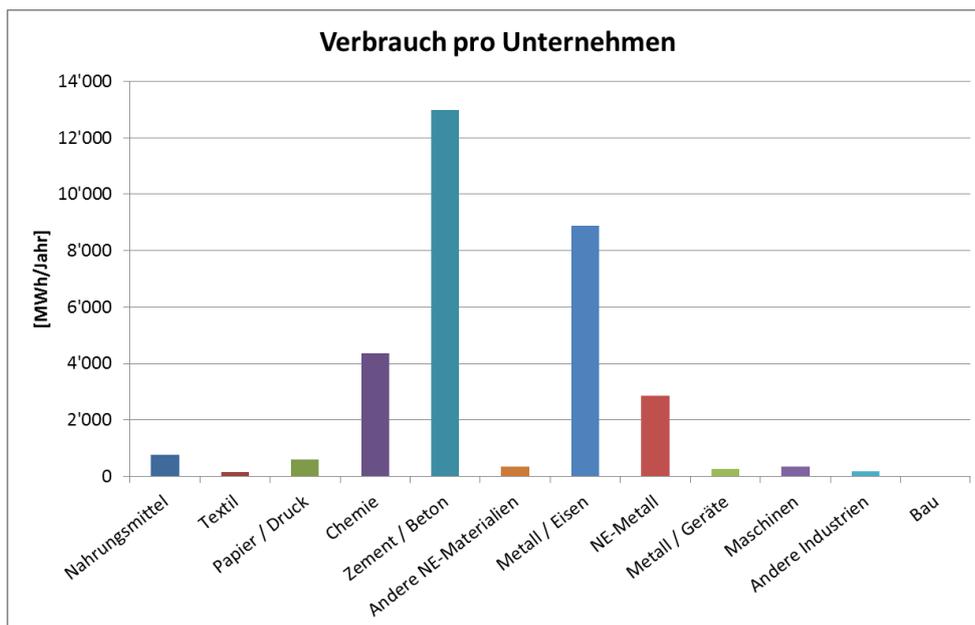


Abbildung 7: Mittlerer Stromverbrauch pro Unternehmen nach Branchengruppen (Datenquelle: BFE)

Die obenstehende Grafik zeigt auf, dass sehr grosse Unterschiede zwischen den verschiedenen Branchen vorhanden sind. Beispielsweise in der Branchengruppe Zement/Beton tätige Unternehmen verbrauchen im Durchschnitt 16-mal mehr Energie als Unternehmen der Nahrungsmittelbranche. Beim Vergleichen der beiden obenstehenden Abbildungen wird klar, dass die Branchengruppen mit dem grössten Energiebedarf in der Schweiz nicht zwingend auch einen hohen Verbrauch pro Unternehmen aufweisen. Dies trifft zum Beispiel auf die Branchengruppe Metall/Geräte oder Andere Industrien zu. Aufgrund des Kontrastes der in der Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellten Branchengruppen müssen reale Fallbeispiele pro Branchengruppe untersucht werden.

Die Verfasser fanden keine Statistik über die Grösse der Industriegebäude nach Branchengruppen, die für die Bestimmung der möglichen Grösse der PV-Anlagen hätte benutzt werden können.

Für die Ermittlung des Eigenverbrauchspotenzials muss die Tarifklasse jedes Unternehmens berücksichtigt werden (Klein- und Grossverbraucher haben sehr verschiedene Tarife). Zu diesem Zweck wurden zwei Stufen mit 48 Untergruppen zur Einteilung der Unternehmen nach Tätigkeitsbereich und Grösse geschaffen. Der EVS2012 liefert den jährlichen Energieverbrauch, die Anzahl Beschäftigten jeder Branche sowie die Anzahl Unternehmen pro Grössenklasse (Anzahl Beschäftigte). Die Verfasser der Studie gingen von einem „pro Beschäftigten jeder Branche konstanten Verbrauch, unabhängig der Grösse des Unternehmens“ aus, um den Jahresverbrauch an Strom jeder Untergruppe (sowie deren Bedeutung) berechnen zu können.

Danach wurde für jede Untergruppe die entsprechende ElCom-Verbrauchskategorie (C0 – C7) hinzugefügt. Eine Zusammenfassung der Struktur der Unternehmen in der Schweiz geht aus der *Tabelle der Branchengruppen* (im Anhang) hervor.

Die nachfolgende Tabelle fasst die Aufteilung der Unternehmen in Untergruppen gemäss den beschriebenen Kriterien zusammen:

	Branchengruppen	Grössenklasse	Verbrauchskategorie
Anzahl	12	4	8
Beschreibung	Nahrungsmittel; Textil; Papier und Druck; Chemie; Zement und Beton; Andere NE-Materialien; Metall und Eisen; NE-Metall; Metall/Geräte; Andere Industrien; Bau	1–5 Beschäftigte (Klasse 1); 6–19 Beschäftigte (Klasse 2); 20–99 Beschäftigte (Klasse 3); über 100 Beschäftigte (Klasse 5)	C0 bis C7 je nach jährlichem Stromverbrauch

Tabelle 3: Kriterien für die Schichtung der Unternehmen

Dank der Daten der repräsentativen Unternehmen können diese der jeweiligen Untergruppe zugewiesen werden, was eine Hochrechnung des Eigenverbrauchspotenzials auf die nationale Ebene ermöglicht.

Berücksichtigte ECom-Verbrauchskategorien – Fokussierung auf berechnigte Kunden

Im Rahmen dieser Studie wurden ausschliesslich grössere PV-Anlagen (mindestens 50 kWp) berücksichtigt. Als logische Folge davon gilt dasselbe für den Stromverbrauch der Industriebetriebe, der die Bestimmung des Wertes der für den Eigenverbrauch produzierten Energie ermöglicht. Folglich wurden ausschliesslich berechnigte Kunden mit einem Verbrauch von über 100'000 kWh/Jahr berücksichtigt. Anders gesagt ist das Eigenverbrauchspotenzial der ECom-Verbrauchskategorien C0, C1 und C2 (teilweise) aufgrund der festgelegten Anlagenmindestgrösse nicht relevant und wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt.

2012 betrug der Gesamtverbrauch in der Schweiz 59 TWh, wovon 18 TWh auf die Haushalte entfallen (BFE, 2013). Die berechnigten Kunden mit einem Verbrauch von über 100 MWh/Jahr (entspricht einem Teil von C2 sowie C3 – C7) wiesen einen Jahresverbrauch von rund 30 TWh auf (europ'energies, 2012; Romande Energie, n.d.). Daraus ergibt sich, dass 73 % der für gewerbliche Zwecke (das heisst nicht für Haushalte) bestimmten Elektrizität in der Schweiz von berechnigten Kunden verbraucht wird. Dieser Prozentsatz ist noch höher, wenn nur die Industriebetriebe betrachtet werden, was eine Fokussierung dieser Studie auf die Verbrauchskategorien C2 bis C7 rechtfertigt.

Für die Industriebetriebe, die Gegenstand dieser Studie sind, wurde eine Einteilung nach der ECom-Klassifizierung gemäss der Abbildung 8 verwendet. Diese von den Verfassern dieser Studie vorgenommene Aufteilung stützt sich auf umfassende Schweizer Statistiken und die tatsächliche Kundenaufteilung eines VNB.

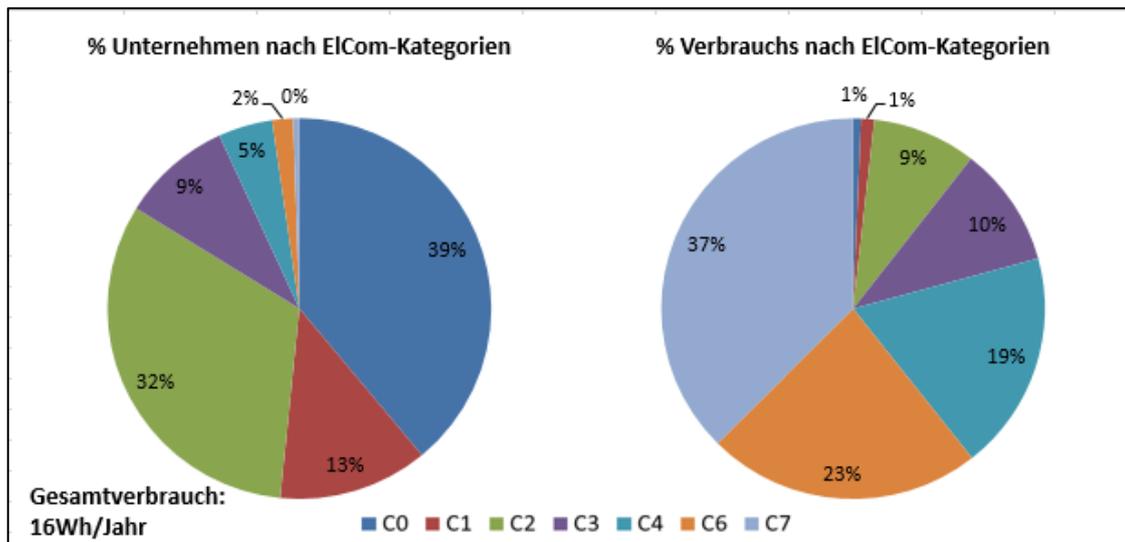


Abbildung 8: Aufteilung der Anzahl Unternehmen und deren Verbrauchs nach ECom-Kategorien

3.3 Eigenverbrauch – ¼-Stunden-Übereinstimmung

Zur Bestimmung des Eigenverbrauchs- und des Selbstversorgungsgrades eines Industriebetriebes genügen die Werte des Gesamtjahresverbrauchs allein nicht. Anhand der Jahreswerte kann der tatsächliche Anteil von vor Ort verbrauchtem, selbst produziertem Photovoltaikstrom nicht präzise ermittelt werden. Aus diesem Grund müssen Werte zum Momentanverbrauch hinzugezogen werden. Die Studie stützt sich auf die ¼-Stunden-Werte von Zählern mit Lastkurve der Grossverbraucher, da keine Sekunden-Daten verfügbar waren.

Die ¼-Stunden-Verbrauchswerte sowie die entsprechenden Tarifdetails stellen für gewisse Unternehmen relativ sensible Daten dar. Diese Daten enthalten strategische Informationen zur Funktionsweise des Unternehmens, was das Zögern oder gar die Ablehnung gewisser Unternehmen, diese zur Verfügung zu stellen, erklärt. Die in dieser Studie berücksichtigten Industriebetriebe haben Zugang zum freien Strommarkt (Stromverbrauch von über 100 MWh/Jahr) und stellen für die Energieversorger „sensible“ Kunden dar, die es zu binden gilt.

Die gemachten Angaben erfolgten in der Regel in der Form einer Excel-Liste. Sie mussten danach geprüft und überarbeitet werden, um Jahresschwankungen und Betriebsferien zu berücksichtigen. Für die Simulation der Sommer-/Winterperioden wurden typische Wochenprofile (Woche 5 oder 6 im Februar sowie Woche 25 oder 26 im Juni) verwendet. Danach wurden die Verbrauchsprofile mit dem meteorologischen Schwankungen ausgesetzten PV-Produktionsprofil verglichen, um die ¼-Stunden-Übereinstimmung zu prüfen.

Die Abbildung 9 zeigt ein Eigenverbrauchsprofil auf (das für jedes Unternehmen nach der Analyse der gesammelten Daten erstellt wurde).

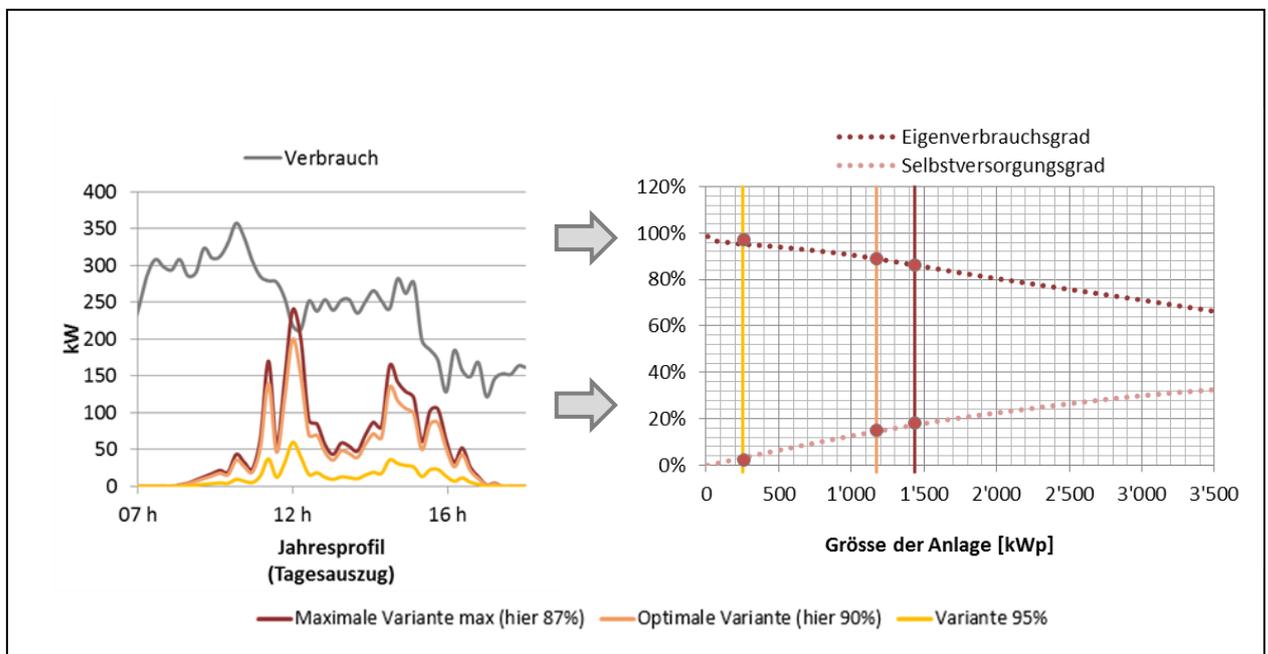


Abbildung 9: Verbrauchs- und PV-Produktionsprofil eines Unternehmens aus der Branchengruppe Maschinen mit Darstellung des Verhältnisses zwischen Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrad

3.4 Kenndaten der Photovoltaikanlagen

3.4.1 INDUSTRIEDÄCHER – TECHNISCHE FAKTOREN

Für die Ermittlung des PV-Eigenverbrauchsgrades eines Industriebetriebes müssen die Stromverbrauchsdaten mit der potenziellen PV-Produktion des Industriebetriebes in Verbindung gesetzt werden.

Das PV-Potenzial jedes Industriebetriebes wurde im Rahmen einer Kurzstudie ermittelt, welche die folgenden Etappen umfasste:

- Ermittlung der verfügbaren Bruttodachfläche
- Ermittlung der für die Installation einer PV-Anlage geeigneten Dachfläche
- Ermittlung der optimalen Grösse der PV-Anlage (**Vopt**⁶: Variante mit nur geeigneten Dachflächen)
- Ermittlung der maximalen Grösse der VP-Anlage (**Vmax**: Variante mit einer maximalen Dachfläche, unabhängig von Ausrichtung und Zustand)
- Ermittlung einer Variante „95 %“, welche die Grösse der PV-Anlage bestimmt (**V95 %**: Variante mit einem Eigenverbrauchsgrad von 95 %)



Fotografie 1: Beispiel einer Dachanalyse eines Industriebetriebes

Jeder Industriebetrieb wird zudem in Bezug auf die Ausrichtung und den Schattenwurf bewertet:

	Ausgezeichnet	Gut	Mittel	Schlecht
Ausrichtung	+/- 0°–30°	+/- 30°–60°	+/- 60°–90°	+/- 90°–180°
Schattenwurf	Kein	Gering	Mittel	Hoch

Abbildung 10: Kriterien der Ausrichtung und des Schattenwurfs

⁶ Die Eigenschaft „optimal“ betrifft nur die Grösse der Anlage in Bezug auf den Zustand des Daches. Das wirtschaftliche Optimum wird separat bestimmt und fällt je nach untersuchtem Fall anders aus (Vopt, Vmax oder V95 %).

3.4.2 INVESTITIONS- UND PRODUKTIONSKOSTEN DER PV-ANLAGEN

Kosten der Anlage pro kWp

Die Kosten der PV-Anlagen in CHF pro Wp beruhen auf der Erfahrung von Planair und entsprechen den Marktpreisen 2013. Die Kosten hängen von der Anlagengrösse ab und basieren auf den folgenden Annahmen:

- Aufdachanlage mit einfacher Montage
- Einfacher Anschluss an das Stromnetz (ohne Mehrkosten)
- Mehrkosten in der Höhe von CHF 50.-/m² bei der maximalen Variante für eine eventuelle Dachsanierung

Die nachstehenden, von der Anlagengrösse abhängigen Kosten⁷ wurden für die Ermittlung der Investitionskosten verwendet. Die Kosten für die Zwischengrössen wurden interpoliert.

kWp	50	100	180	500	1000	2000
CHF/Wp	2.75	2.31	2.09	1.87	1.65	1.54

Tabelle 4: In der Studie berücksichtigte Kosten der PV-Anlagen

Produktionskosten für Photovoltaikstrom pro kWh

Die Produktionskosten für photovoltaisch erzeugten Strom pro kWh hängen von den folgenden Faktoren ab: Investitionskosten (Kosten der Anlage pro kWp), Kosten für den Unterhalt der Anlage, PV-Produktionsprognose, Kapitalrendite, Lebensdauer der Anlage sowie Amortisationsdauer.

Ausser den Investitionskosten, die je nach Anlage variieren (siehe Tabelle 4), werden in dieser Studie alle Faktoren für alle Anlagen als konstant betrachtet. Die verwendeten Werte der nachfolgenden Tabelle entsprechen denjenigen, die das BFE für die Berechnung der KEV-Einspeisevergütung für photovoltaisch erzeugten Strom verwendet.

Faktoren	Wert	Einheit
Unterhaltskosten	0.04	CHF/kWh
PV-Produktionsprognose	950	kWh/Jahr/kWp
Kapitalrendite pro Periode	4,5	%
Lebensdauer der Anlage und Amortisationsdauer	25	Jahre

Tabelle 5: Für die Berechnung der Produktionskosten für Photovoltaikstrom pro kWh verwendeten konstanten Werte

Die Kosten pro kWh werden mit Jahreswerten wie folgt berechnet:

$$\text{Kosten pro kWh} = \frac{\text{Unterhaltskosten} + \text{Kapitalkosten (Annuitäten)}}{\text{VP} - \text{Produktion der Anlage}}$$

Die oben erwähnten Investitions- und Betriebskosten ergeben je nach Anlagengrösse Produktionskosten für Photovoltaikstrom von 15 bis 23,5 Rp./kWh.

⁷ Die verwendeten Kosten entsprechen praxisbezogenen Daten des Ingenieurbüros Planair und von PV-Installateuren. Die ökonomische Analyse (Kapitel 4) vergleicht die Auswirkungen dieser Kostenbasis mit den (beim Verfassen dieses Berichts noch nicht bestätigten) Tendenzen der Referenzkosten für PV-Anlagen des BFE für das Jahr 2015. Beide Kostenbasen sind sich relativ ähnlich.

Einspeisevergütung für nicht am Ort der Produktion verbrauchte kWh

Aus Sicht der Studie wäre die optimale Situation gegeben, wenn jedes Unternehmen einen Eigenverbrauchsgrad von 100 % hätte und der produzierte Strom nicht über das Netz weiterverkauft werden müsste. Diese Situation ist jedoch nur selten zu 100 % anzutreffen. Der ins Netz eingespeiste Anteil wird zu einem vom BFE kommunizierten Mindesttarif von 8 Rp./kWh vergütet.

3.5 Strompreis

Der Preis des Netzstroms (der „substituiert“ wird) spielt eine bedeutende Rolle in der Ermittlung des Wertes der vor Ort produzierten und verbrauchten Elektrizität. Diese Studie stützt sich hauptsächlich auf die von der ElCom für das Jahr 2013 herausgegebenen Daten.

Die Daten der ElCom beschreiben die verschiedenen Komponenten, aus dem sich der Strompreis (Netz, Energie, Abgaben und Gebühren) der verschiedenen Verbraucherkategorien und Stromversorger zusammensetzt. Sie werden in Rp./kWh ausgedrückt, geben aber keine genaue Auskunft über die Höhe des an den maximalen Leistungsbezug des Kunden gebundenen Kostenanteils.

Die Tarife der Stromversorger zeigen die Verrechnungsmethode auf. Anhand von ihnen kann der maximale Leistungsbezug berechnet werden. Umgekehrt geben die Tarifstabellen jedoch nicht Aufschluss darüber, welcher effektiv verrechnete Stromanteil an den maximalen Leistungsbezug gebunden ist. Um diesen leistungsgebundenen Anteil zu ermitteln, analysierten die Verfasser die effektiven Rechnungen der Betriebe, die ihnen ihre Daten zur Verfügung stellten. Diese Werte werden am Ende dieses Abschnitts genauer erläutert.

3.5.1 ELCOM-DATEN

Definition der Verbrauchskategorien

Der Strompreis hängt vor allem von der verbrauchten Strommenge und vom Verbrauchertyp (privat, gewerblich) ab. Diese Studie beschränkt sich auf gewerbliche Verbraucher. Die ElCom teilt diese in sieben Verbrauchskategorien ein:

Verbrauchsprofile von Gewerbe- und Industriebetrieben gemäss ElCom		Interpretation für die Studie	
		C0	Bis 8000 kWh/Jahr
C1	8000 kWh/Jahr: Kleinstbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 8 kW	C1	8000 bis 30'000 kWh/Jahr
C2	30'000 kWh/Jahr: Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW	C2	30'000 bis 150'000 kWh/Jahr
C3	150'000 kWh/Jahr: Mittlerer Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 50 kW	C3	150'000 bis 500'000 kWh/Jahr
C4	500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Niederspannung	C4	500'000 bis 1'500'000 kWh/Jahr
C5	500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation		Als in Kategorie C4 eingeschlossen betrachtet
C6	1'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 400 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation	C6	1'500'000 bis 7'500'000 kWh/Jahr
C7	7'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 1630 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation	C7	ab 7'500'000 kWh/Jahr

Tabelle 6: Definition der Verbrauchskategorien der ElCom und Interpretation für die Studie

In der ersten Spalte wurden die Definitionen von der Website der ElCom (Die kantonalen Strompreise im Vergleich, 2014) übernommen. Für diese Studie liegen von den einzelnen

Betrieben keine Daten in Bezug auf den maximalen Leistungsbezug, die Spannungsebene und eigene Transformatorenstationen vor. In der zweiten Spalte werden dieselben Kategorien für deren Verwendung im Rahmen dieser Studie beschrieben. Die ElCom hiess diese gut, betonte jedoch, dass die im Rahmen der Studie weggelassenen Faktoren eine Rolle spielen und im Fall einer vertieften Studie berücksichtigt werden müssten.

Einfluss der Spannungsebene

Für diese Studie wurden die von den EVU verrechneten Kosten berücksichtigt, unabhängig davon, ob eine eigene Transformatorenstation vorhanden ist oder nicht. Der Eigenverbrauch beeinflusst weder die Grösse noch die Notwendigkeit von Transformatorenstationen. Bei den Kategorien C5 bis C7 hat der Eigenverbrauch eine zusätzliche positive Auswirkung: Transformationsverluste können vermieden werden. Diese Auswirkung wurde in dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt, ebenso wenig die unterschiedlichen Gebühren für Mittel- und Niederspannung (in der StromVV vorgesehen, aber in der Praxis bei den im Rahmen der Studie durchgeführten Fallbeispielen nicht angetroffen).

Geografische Unterschiede

Der Strompreis variiert von Gemeinde zu Gemeinde je nach Preispolitik der VNB. Für die Studie wurde für jede Kategorie der mittlere Kantonspreis (basierend auf dem Durchschnitt der Gemeindepreise gemäss ElCom) berechnet. In der nachfolgenden Tabelle sind die für diese Studie verwendeten Werte aufgeführt.

Durchschnittspreis	
C2	19,3
C3	17,4
C4	16,1
C6	13,8
C7	12,7

Tabelle 7: Durchschnittlicher Strompreis 2013 nach Verbrauchskategorien (Quelle: ElCom)

Die Abbildung 11 vermittelt einen Eindruck über die kantonalen Unterschiede, hier ein relativ gleichmässiger Preis für die Verbrauchskategorie C3.

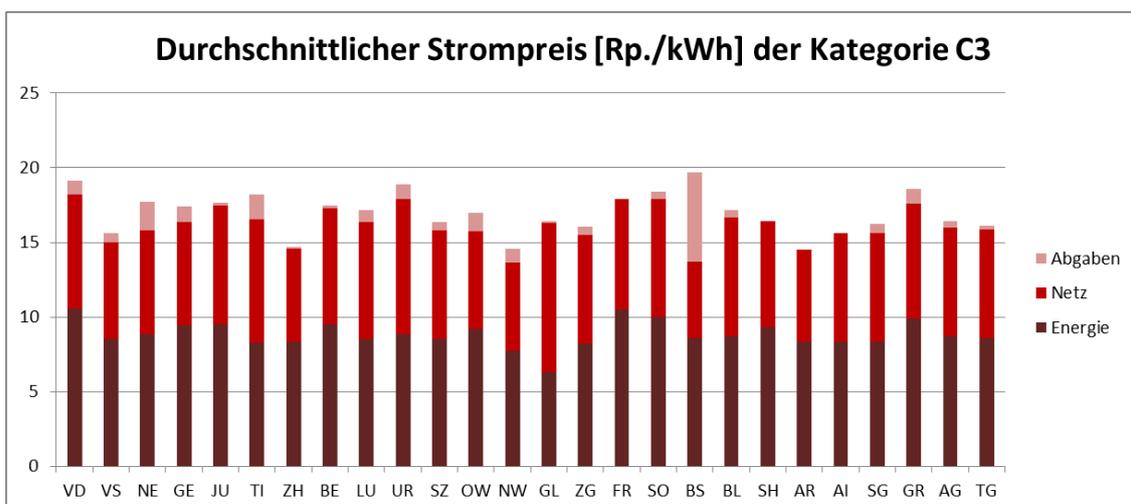


Abbildung 11: Kantonaler durchschnittlicher Strompreis mit Aufteilung nach Komponenten für die Verbrauchskategorie C3 (150 bis 500 MWh/Jahr)

Aus der obenstehenden Abbildung geht hervor, dass die ElCom-Daten auch eine Aufteilung des Preises in die verschiedenen Komponenten ermöglicht. Dies wird in der ökonomischen Analyse eine Rolle spielen.

Nachfolgend sind Beispiele für den durchschnittlichen Preis für die Komponenten Energie und Netz für die Kategorie C4 aufgeführt:

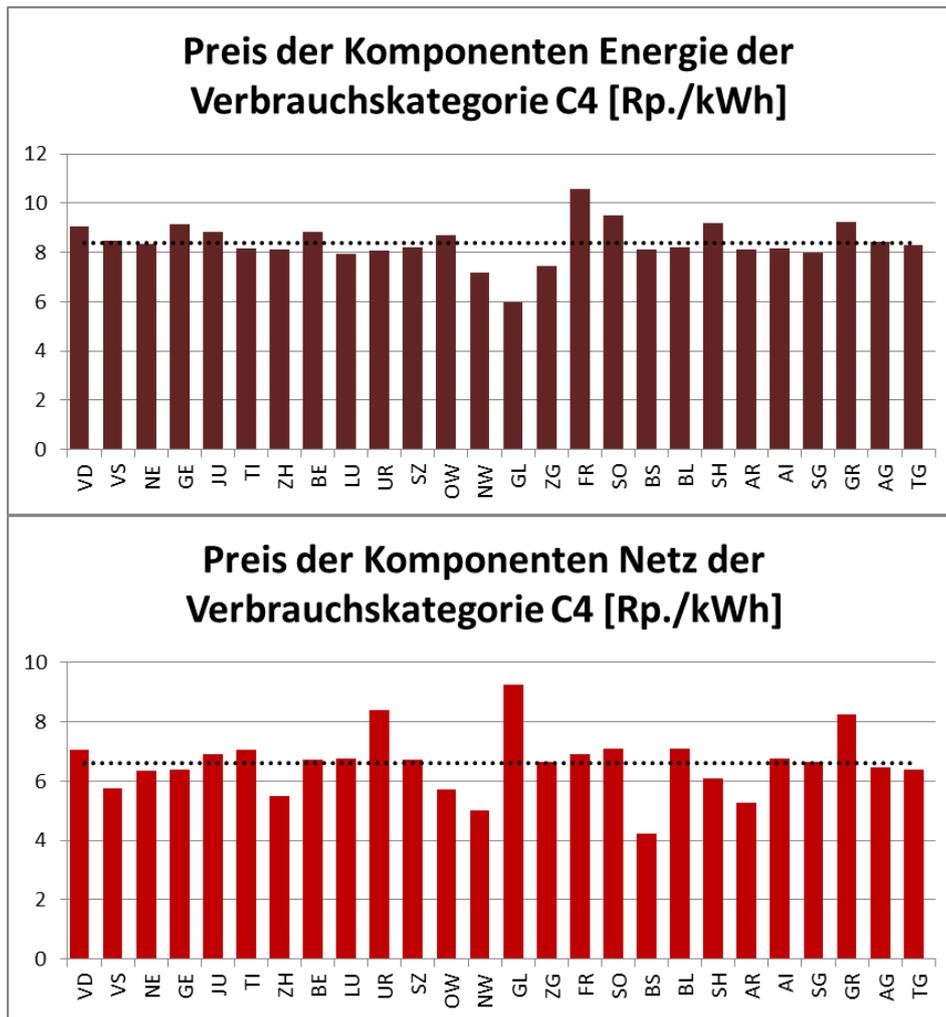


Abbildung 12: Kantonaler durchschnittlicher Preis der Komponenten Energie und Netz des Strompreises der Verbrauchskategorie C4 (500 bis 1500 MWh/Jahr)

Tarifzeitzone: HT/NT und Sommer/Winter

Die ElCom-Daten unterscheiden weder Hoch- und Niedertarife (HT/NT) noch Sommer- und Wintertarife (die gewisse VNB praktizieren). Diese verschiedenen Tarife können jedoch die wirtschaftliche Nutzung des Eigenverbrauchs beeinflussen und müssen berücksichtigt werden.

Die unterschiedlichen Tarife Sommer/Winter und NT/HT in der Niederspannung von einem Dutzend nach den Kriterien ihrer Bedeutung und Repräsentativität in der Schweiz ausgewählten VNB wurden analysiert. In der Folge wurde der Durchschnitt dieser Differenzen, gewichtet nach Verkaufsvolumen jedes VNB, für die einzelnen Strompreiskomponenten Energie und Netz berechnet. Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die erzielten Ergebnisse:

Delta (NT/HT)	Energie	3.31 ± 0.77 CHF/kWh
	Netz	2.89 ± 1.13 CHF/kWh
Delta (Sommer/Winter)	Energie	0.80 ± 1.07 CHF/kWh
	Netz	0.15 ± 0.43 CHF/kWh

Tabelle 8: Differenzen der Komponenten Energie und Netz zwischen Hoch- und Niedertarifen sowie Sommer- und Wintertarifen

Für diese Studie wurden lediglich die Durchschnittswerte der ersten Spalte verwendet. Die Tabelle 8 zeigt eine beachtliche Standardabweichung bei den Praktiken der Stromversorger auf. Durch die Kombination der durchschnittlichen Werte NT/HT und Sommer/Winter mit den durchschnittlichen Preisen der ElCom konnte für jede Verbrauchskategorie ein gewichteter Tarif berechnet werden (siehe Tabelle 9). Dieser gewichtete Tarif berücksichtigt die (tägliche und saisonale) Produktion von Photovoltaikstrom sowie die Wochenenden und entspricht im Jahresdurchschnitt dem Wert der selbst verbrauchten Elektrizität, der leicht über dem durchschnittlichen Tarif der ElCom liegt.

	Durchschnittspreis [Rp./kWh] Tabelle 7	NT Sommer [Rp./kWh]	NT Winter [Rp./kWh]	HT Sommer [Rp./kWh]	HT Winter [Rp./kWh]	Gewichteter Tarif Für Eigenverbrauch [Rp./kWh]
C2	19,3	15,7	16,6	21,9	22,8	20,9
C3	17,4	13,8	14,8	20,0	21,0	19,1
C4	16,1	12,5	13,4	18,7	19,6	17,7
C6	13,8	10,2	11,2	16,4	17,4	15,5
C7	12,7	9,2	10,1	15,4	16,3	14,4
Gewichtung Sommer/Winter		70 %	30 %	70 %	30 %	100 %
Gewichtung NT/HT		20 %		80 %		

Tabelle 9: Berechnung des gewichteten Stromtarifes nach Verbrauchskategorien (Quelle: ElCom)

Begründung der Gewichtungsfaktoren:

Die VNB definieren Sommer und Winter gleich (Sommer: 1. April – 30. Sept.; Winter: 1. Okt. – 31. März), was eine relativ einfache Aufteilung nach typischen PV-Produktionsprofilen ermöglicht: Sommer 70 % und Winter 30 %.

Die Definition von HT und NT ist weniger einfach, weil die VNB diese verschieden handhaben. Die meistverbreitete Definition, die für diese Studie übernommen wurde, lautet:

	Montag bis Freitag	Samstag	Sonntag
Hochtarif	7 Uhr – 22 Uhr	7 Uhr – 13 Uhr	-
Niedertarif	22 Uhr – 7 Uhr	13 Uhr – 7 Uhr	Ganztags

Tabelle 10: Typische Wochenaufteilung der VNB von Hoch- und Niedertarif

Aufgrund dieser Einteilung kann der Schluss gezogen werden, dass die Energieproduktion (und damit der Eigenverbrauch) ausserhalb der Hochtarifzeit (07.00 – 22.00 Uhr) unter der Woche vernachlässigt werden kann. Der Eigenverbrauch während der Niedertarifzeit ist einzig am Samstagnachmittag und am Sonntag ganztags möglich. Dies erklärt die Gewichtung 20%/80 % (entspricht ca. 3 bzw. 11 Halbtagen in zwei Wochen).

Zu beachten ist, dass die Berechnungsmethode für diesen gewichteten Tarif ausschliesslich für Anlagen gültig ist, die sich durch einen hohen Eigenverbrauchsgrad auszeichnen, wie die in dieser Studie untersuchten Anlagen.

3.5.2 TARIFAUFTEILUNG ZWISCHEN LEISTUNG UND ENERGIE

Die Komponenten des Stromtarifs werden, abgesehen von den Abonnementskosten, in einen an die bezugsberechtigte Höchstleistung gebundenen Anteil und einen von der verbrauchten Energie abhängigen Anteil aufgeteilt.

Sowohl die Übertragung der Elektrizität wie auch die elektrische Energie selbst werden in eine von der bezugsberechtigten Leistung und eine von der Energie abhängige Komponente aufgeteilt (siehe Abbildung 13). Dabei ist zu erwähnen, dass die VNB in Bezug auf die Netzkosten dem Regulator unterstehen und die Energieversorger (EVU) bei den berechtigten Kunden dem Wettbewerb des freien Marktes unterliegen.

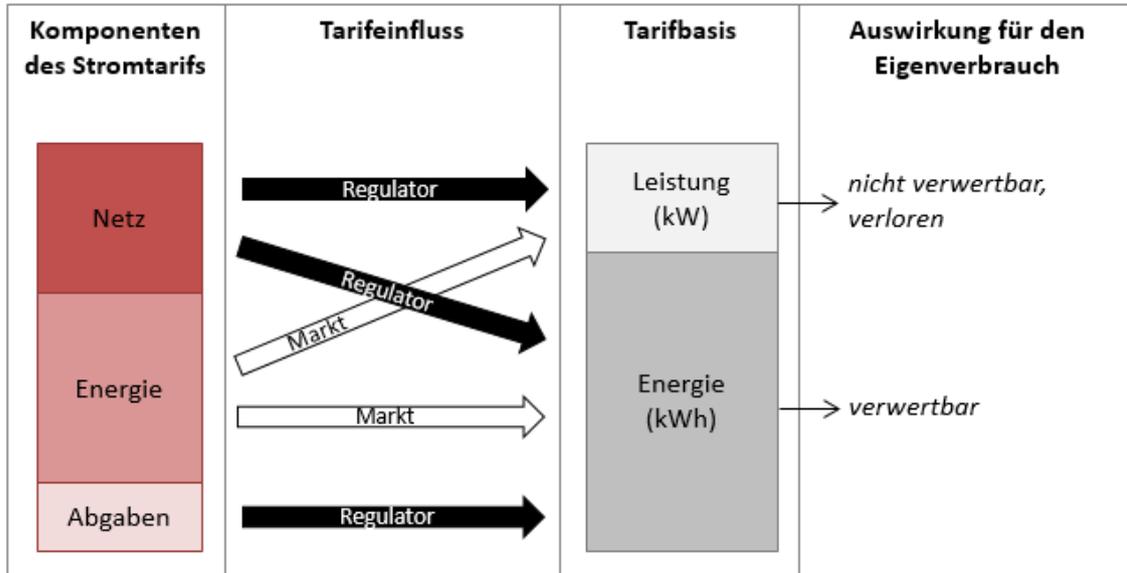


Abbildung 13: Wirtschaftlicher Nutzen bei Eigenverbrauch (ohne Berücksichtigung der festen Abonnementskosten)

Im Rahmen dieser Studie ist der leistungsgebundene Anteil von besonderer Bedeutung. Der Eigenverbrauch von photovoltaisch erzeugtem Strom reduziert die bezogene Spitzenleistung des Betriebes nicht (richtet sich in der Regel nach der monatschlechtesten Viertelstunde über die Dauer von einem Monat). Das Unternehmen kann diesen Kostenanteil folglich nicht „einsparen“, was ihn für den Eigenverbrauch „nicht verwertbar“ macht.

Unternehmen, die photovoltaisch erzeugten Strom für den Eigenbedarf nutzen wollen, werden logischerweise versuchen, Strom zu einem Tarif zu beschaffen, der möglichst hoch an die Energie und möglichst nicht an die Leistung gebunden ist.

Die meisten im Rahmen dieser Studie analysierten Unternehmen beziehen ihren Strom bei Energieversorgern, deren vorteilhafte Tarife nur an die Energie gebunden sind. Angesichts der erwarteten Entwicklung des Eigenverbrauchs kann davon ausgegangen werden, dass die Energieversorger solche Produkte anbieten (bzw. weiterhin anbieten) werden. Der an die Netzkomponente gebundene Leistungsanteil ist etwas heikler, denn der Betrieb kann sein VNB nicht frei wählen. Die VNB könnten, unter Einhaltung des vom Regulator vorgegebenen Rahmens und auf diskriminierungsfreie und transparente Weise, ihre Tarife für den Eigenverbrauch weniger attraktiv gestalten. Dies wäre beispielsweise möglich durch die Einführung einer Kundengruppe für Eigenverbraucher und/oder durch einen hohen Leistungsanteil bei den Netzkosten.

Potenzial des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom in der Schweizer Industrie

Die Tabelle 11 veranschaulicht, basierend auf der durchgeführten Analyse der Rechnungen berechtigter Kunden, die Aufteilung der bezahlten Elektrizität in leistungs- und energiegebundene Anteile.

Referenz des Betriebs	EICom-Kategorie	Gesamtpreis Elektrizität [Rp./kWh]	davon leistungsgebundener Anteil [%]	davon energiegebundener Anteil [%]	Vorhandensein einer für den Energieanteil verrechneten Leistungskomponente
1	C6	11,83	8,6 %	91,4 %	
2	C6	12,13	16,5 %	83,5 %	
3	C6	13,18	13,4 %	86,6 %	
4	C7	11,90	10,6 %	89,4 %	
5	C7	11,63	23,4 %	76,6 %	Nein
6	C7	11,65	6,8 %	93,2 %	
7	C7	13,09	9,1 %	90,9 %	
8	C7	12,49	9,1 %	90,9 %	
1 bis 8		12,24	12,2 %	87,8 %	
9	C3	22,14	27,9 %	72,1 %	Ja
10	C4	16,09	30,5 %	69,5 %	

Tabelle 11: Prozentsatz des Stromtarifs basierend auf dem maximalen Leistungsbezug

Nur bei zwei Unternehmen ist der Tarif der Energiekomponente vom Leistungsbezug abhängig. Mit 30,5 % und 27,9 % weisen diese beiden Unternehmen den höchsten Leistungsanteil in Bezug auf die Gesamtkosten auf. Der Einfluss des leistungsgebundenen Anteils des Preises auf die Wirtschaftlichkeit einer für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlage ist in Kapitel 4.3.3 beschrieben.

Die Tabelle 11 stellt einen kleinen Marktausschnitt dar und beschreibt individuelle Verbrauchsfälle (und nicht Kundengruppen, die derselben Gebührenverrechnung unterstellt sind). Sie ist deshalb mit Vorsicht zu interpretieren. Darin enthalten sind Industriebetriebe mit sehr verschiedenen Leistungs-/Energieprofilen, die Kunden bei verschiedenen VNB sind. Die Tabelle lässt die erstaunliche Beobachtung zu, dass alle Unternehmen 1 bis 8 mit Mittelspannung einen durchschnittlichen leistungsgebundenen Anteil der Stromkosten von lediglich 12,2 % aufweisen. Die Verfasser hatten diesen Anteil etwa doppelt so hoch erwartet. Denn laut Artikel 16 der StromVV müsste der VNB bei jeder Kundengruppe 70 % der Netzkosten entsprechend der Leistung anrechnen (was ca. 25 % der Gesamtkosten ausmachen würden). Aus dieser Beobachtung wird ersichtlich, dass die VNB die Netzkosten stärker an die Energiekomponente binden als dies die StromVV vorsieht, was sich positiv auf den Wert von selbst verbrauchter Elektrizität auswirkt. Der gesetzliche Rahmen erlaubt es den VNB jedoch, die Anrechnung relativ einfach zu ändern und einen höheren (für den Eigenverbrauch „nicht verwertbare“) Anteil an die bezugsberechtigte Leistung zu binden.

Für die in dieser Studie durchgeführten Rentabilitätsberechnungen für PV-Anlagen, die für den Eigenverbrauch bestimmt sind, und insbesondere für die theoretische Bestimmung des gesamtschweizerischen Potenzials in Kapitel 4 wurde, in Anlehnung an die praktischen Beobachtungen gemäss der Tabelle 12, von einem leistungsgebundenen Anteil der substituierten, wirtschaftlich nicht verwertbaren Elektrizität von 12 % ausgegangen.

Zu erwähnen ist ausserdem, dass die Abgaben (KEV und andere Gebühren) und bei gewissen VNB die Systemdienstleistungen von Swissgrid vollumfänglich energiegebunden angerechnet werden, was den relativ tiefen leistungsgebundenen Anteil in Bezug auf die Gesamtkosten erklärt.

3.6 PV-Potenzial im Schweizer Industriesektor

Anhand der effektiven und detaillierten Daten der Unternehmen wurde das Potenzial für den Eigenverbrauch pro Branchengruppe und PV-Anlagengrösse (optimaler, maximaler und 95 % Eigenverbrauchsgrad) ermittelt. Es wurde davon ausgegangen, dass das Eigenverbrauchspotenzial unabhängig von der Grösse des Unternehmens für jede Branchengruppe konstant ist. Die nachfolgende Tabelle zeigt den Durchschnitt pro Branchengruppe für PV-Anlagen mit einer Grösse Vopt auf.

Branchengruppe	Stromverbrauch [GWh/Jahr]	PV-Potenzial [GWh/Jahr]	Eigenverbrauchsgrad	Selbstversorgungsgrad
Nahrungsmittel	1932	1413	46 %	31 %
Textil	226	* 48	Nicht bekannt	Nicht bekannt
Papier / Druck	1503	51	99 %	5 %
Chemie	3580	170	99 %	5 %
Zement / Beton	493	33	99 %	3 %
Andere NE-Materialien	439	* 104	Nicht bekannt	Nicht bekannt
Metall / Eisen	1101	215	85 %	8 %
NE-Metall	433	10	100 %	2 %
Metall / Geräte	2712	279	93%	12%
Maschinen	838	142	92 %	15 %
Andere Industrien	2243	1232	52 %	27 %
Bau	513	259	40 %	24 %
Total	16'012	3957		
Durchschnitt			59 %	14 %

Tabelle 12: Stromverbrauch, PV-Potenzial, Eigenverbrauchsgrad und Selbstversorgungsgrad (für die optimale Variante) pro Branchengruppe
 *Zahlen beruhend auf anteiliger Berechnung

Das Potenzial von 4 TWh/Jahr (3957 Gwh/Jahr gemäss Tabelle 12) entspricht aus rein technischer Sicht der maximalen, auf den Dächern der Industriebetriebe in der Schweiz produzierbaren Energie. Diese Ziffer berücksichtigt nicht die Faktoren, welche die Realisierung von Anlagen, wie beispielsweise, aber nicht abschliessend, die Rentabilität der Anlage, beeinflussen können. Ausserdem:

- Die Kleinbetriebe, die 9 % des industriellen Stromverbrauchs ausmachen, wurden nicht berücksichtigt. Unter Kleinbetriebe sind Unternehmen mit 1 bis 5 Beschäftigten (68 % der Anzahl aller Unternehmen) zu verstehen und/oder jene mit einem Stromverbrauch von weniger als 30 MWh/Jahr (C0 und C1 nach der ECom-Klassifizierung).
- Unternehmen mit einer potenziellen PV-Anlage mit weniger als 50 kWp wurden nicht berücksichtigt.
- Das Potenzial der Dächer der Branchengruppen Textil und Andere NE-Materialien wurden aufgrund mangelnder Daten nicht ermittelt. Das Potenzial dieser Branchengruppen (die rund 4 % des Stromverbrauchs der Schweizer Industrie ausmachen) wurde als Durchschnitt aller anderen Branchengruppen angegeben und berücksichtigt.

4. Ökonomische Analyse des Eigenverbrauchs

4.1 Potenzial des Eigenverbrauchs in der Schweiz in Zahlen

Aus rein technischer Sicht könnte jährlich maximal 4 TWh Solarenergie auf den Dächern der Schweizer Industriebetriebe erzeugt werden. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das berechnete PV-Potenzial auf Schweizer Ebene in Bezug auf die Daten des jährlichen Stromverbrauchs der verschiedenen Branchen.

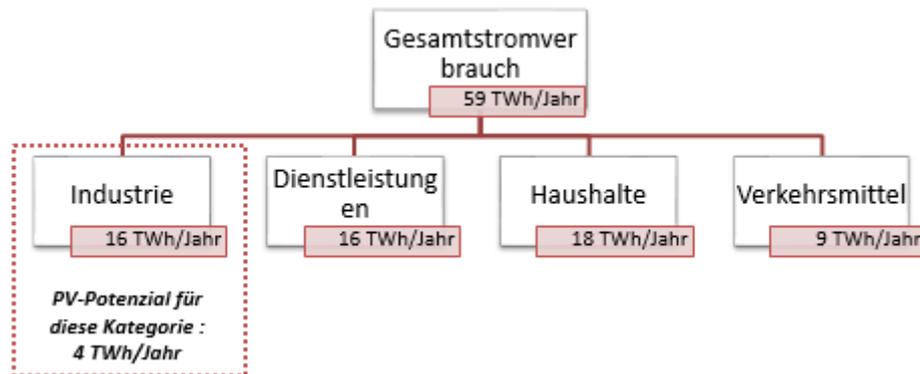


Abbildung 14: Darstellung des PV-Potenzials für Eigenverbrauch basierend auf den Schweizer Stromverbrauchsdaten der verschiedenen Branchen (Basis 2012)

Die Zusammensetzung des jährlichen Potenzials von 4 TWh/Jahr ist in der Tabelle 12 nach Branchengruppen detailliert aufgeführt.

Zu beachten ist, dass das Potenzial der Dienstleistungsbetriebe in den 4 TWh/Jahr nicht eingeschlossen ist. Obschon der Stromverbrauch des tertiären Sektors (Dienstleistungen) in etwa demjenigen des sekundären Sektors (Industrie) entspricht, das heisst ca. 16 TWh/Jahr beträgt, ist das Eigenverbrauchspotenzial im Dienstleistungssektor geringer. Der Abschnitt 4.4 greift diesen Aspekt auf.

4.2 Staatliche Unterstützung

Relevanz einer staatlichen Unterstützung für die Auslösung von Investitionen

Die aktuellen, in Kapitel 3 beschriebenen Daten betreffend die Investitionskosten für PV-Anlagen, den Strompreis (für Industriebetriebe) sowie die finanziellen Annahmen für die KEV zeigen auf, dass die Netzparität noch nicht erreicht ist. Oder anders gesagt bieten Investitionen in eine für den Eigenverbrauch bestimmte PV-Anlage in der Regel noch keine genügend attraktive Rendite, um „von selbst“ ausgelöst zu werden.

Diese Aussage muss jedoch etwas präzisiert werden: Die angewendeten finanziellen Annahmen (der KEV-Regelung identisch) ermöglichen eine kleine Vergütung und hinken der Senkung der Kosten von PV-Anlagen oft hinterher. In gewissen Fällen, bzw. bei vorteilhaften Bedingungen, werden PV-Anlagen bereits ohne externe finanzielle Unterstützung realisiert. Dies ist beispielsweise der Fall bei hohen Stromkosten, bei geringen Kosten für die PV-Anlage, bei Investoren, die eine im Vergleich zur KEV geringere Kapitalrendite akzeptieren und gegebenenfalls auch bei der Nutzung von HKN.

Die Studie wurde mit den Daten des Kapitels 3 weitergeführt, um die staatliche Unterstützung zu ermitteln, die für die Realisierung von für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlagen in der Industrie im Vergleich zur herkömmlichen KEV-Methode notwendig wären, und anschliessend die Auswirkungen und Kosten der beiden Methoden zu vergleichen.

Auswirkung einer staatlichen Unterstützung für die Auslösung von Investitionen

Um die Netzparität zu erreichen, braucht es nicht mehr viel. Dank einer Unterstützung in der Form einer einmaligen Investitionshilfe (pro installiertem kWp) oder für die erzeugte Energie (pro kWh) kann rasch ein relativ hohes PV-Potenzial erreicht werden.

In den nachfolgenden Abbildungen wurde für jede Unternehmensklasse die Grösse der PV-Anlage mit der besten Rentabilität gewählt. Die Kosten für die PV-Anlage wurden individuell nach der in Kapitel 3 beschriebenen Methode festgelegt.

Die nachfolgende Abbildung 15 zeigt die Entwicklung des theoretischen PV-Potenzials nach staatlicher Unterstützung auf. Das maximale Potenzial (3950 GWh/Jahr) wird mit ca. 1600 CHF/kWp erreicht. Die Kurve weist ein logarithmisches Profil auf: Ab 750 CHF/kWp steigen die jährlich produzierten GWh pro CHF/kWp zusätzlicher Unterstützung weniger stark an. Die Abbildung 15 entspricht den in Kapitel 3.4.2 eingeführten Kosten für die PV-Anlage, die auf den Marktpreisen 2013 und auf den Erfahrungen von Planair beruhen.

Die Kurve verläuft nicht kontinuierlich, sondern nach Punkten. Die Punkte entsprechen Anlagenkategorien, die „sprunghaft“ rentabel werden, sobald die Unterstützung ausreichend ist.

Zu erwähnen ist, dass der angegebene Betrag von 1600 CHF/kWp dem maximalen Förderbeitrag entspricht, die für die Realisierung der am wenigsten vorteilhaftesten Anlagen des theoretischen Potenzials benötigt wird. Dabei wird implizit anerkannt, dass die Förderbeiträge progressiv bzw. zuerst für die Realisierung der am vorteilhaftesten Anlagen gewährt würden (durch Ausschreibung). Eine zu hohe und/oder zu rasch gewährte Unterstützung würde dem Projektträger der vorteilhaftesten Anlagen eine Marge geben und die Gesamtkosten für das Erreichen des Potenzials erhöhen. Die Abbildung 19 veranschaulicht die kumulierten Kosten der Förderbeiträge in Bezug auf die zu installierende PV-Produktionskapazität.

Die Abbildung 15 zeigt auch den Anteil auf, der für den Eigenverbrauch wirtschaftlich genutzt werden kann. Gemäss der Grafik wird für Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsgrad wenig Unterstützung benötigt, um die Investition auszulösen. Das Streben nach dem vollständigen Potenzial von 4 TWh/Jahr erfordert immer höhere Förderbeiträge aufgrund der abnehmenden Nutzungsmöglichkeit des für den Eigenverbrauch produzierten Stroms. Die linke Seite der Grafik beschreibt eine unrealistische Situation, in der die Investitionshilfen einen in Bezug auf die PV-Produktionskosten (15 Rp./kWh oder mehr gemäss Annahmen in Kapitel 3.4.2) geringen Wert des zusätzlichen, ins Netz eingespeisten Stroms (auf der Basis von 8 Rp./kWh) kompensieren.

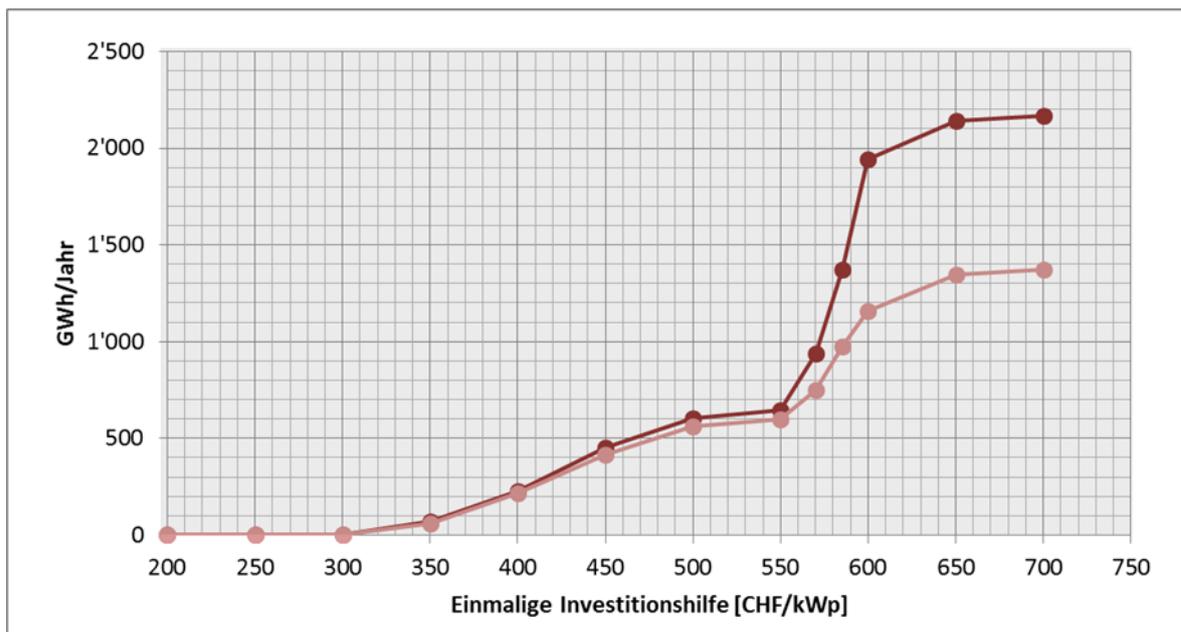
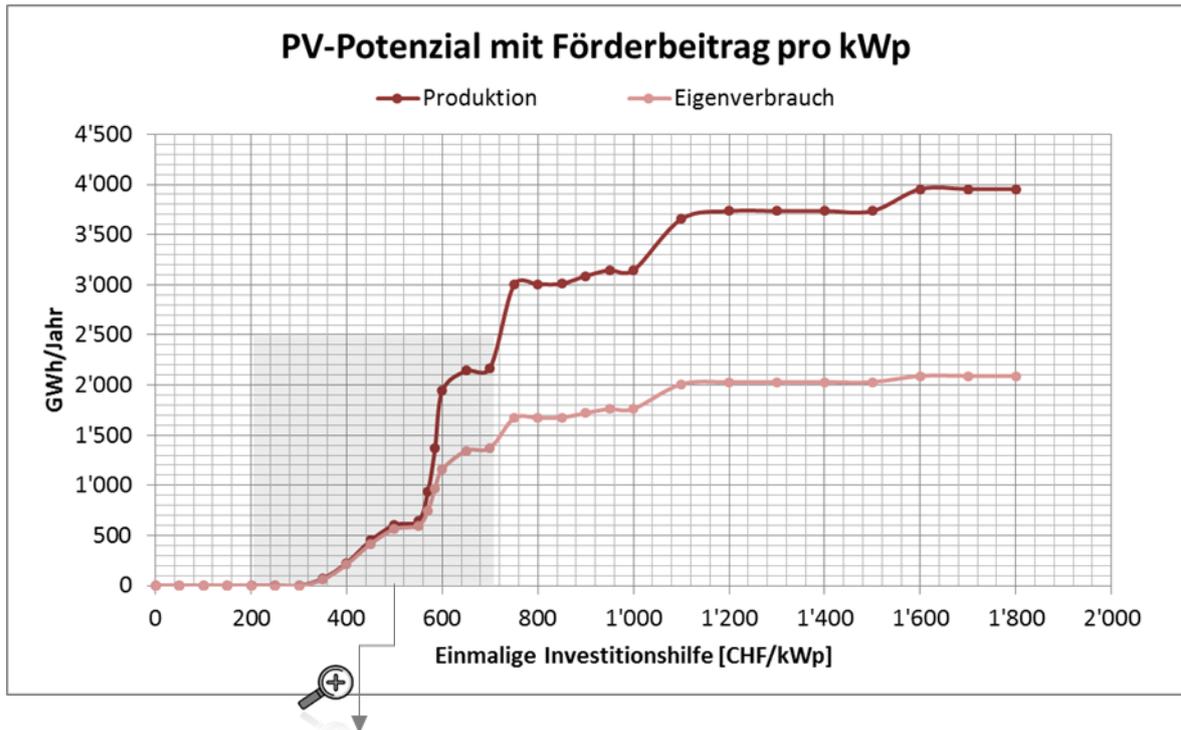


Abbildung 15: PV-Potenzial in Bezug auf eine einmaligen Investitionshilfe pro kWp mit Vergrößerung des relevanten Bereichs. Die einmalige Investitionshilfe ist mit dem „Optionsrecht“ der KEV vergleichbar.

Sensitivitätsanalyse der Annahmen

a) Kohärenz der für die Kosten der PV-Anlagen verwendeten Basis

Die Kosten der PV-Anlagen haben einen direkten Einfluss auf das Verhältnis zwischen notwendigen Subventionen und auf nationaler Ebene installierter Kapazität. Die vorangehende Abbildung (

Abbildung 15:) wurde gemäss den in Kapitel 3.4.2 ermittelten Kosten erstellt.

Das BFE kommunizierte die nachfolgenden Prognosen für die Entwicklung der Referenzkosten von PV-Anlagen:

	< 30 kWp	< 100 kWp	< 1000 kWp	> 1000 kWp
Kosten der PV-Anlagen [CHF/kWp] – BFE 2014	2550	2200	2023	1916
Kosten der PV-Anlagen [CHF/kWp] – BFE 2015	Nicht bekannt zum Zeitpunkt des Verfassens des Berichts Tendenz: 10 bis 15 % tiefer als 2014			

Tabelle 13: Prognosen der Kosten von PV-Anlagen pro kWp gemäss BFE

Die Abbildung 16 zeigt die Differenz zwischen der verwendeten Kostenbasis und der Kostenprognose des BFE für 2015 auf, das heisst ab dem Datum, ab dem eine gezielte Förderungspolitik für den Eigenverbrauch mittels Investitionshilfen eingeführt werden könnte. Für die Einbindung der BFE-Kostenbasis 2015 berücksichtigten die Verfasser eine Kostensenkung von 15 % in Bezug auf die BFE-Grundlage des Vorjahres. Ebenso legten sie progressive Kostenstufen fest (in Anlehnung an die KEV-Abnahmetarife gemäss EnV). Die Kurven verlaufen relativ ähnlich und gleichmässig, insbesondere im „vernünftigen“ Bereich von 0,5 bis 1 TWh/Jahr installierter Kapazität. Die Unterschiede sind auf die verschiedene Behandlung von kleinen und grossen Anlagen zurückzuführen. Die mittleren Werte bleiben nahe beieinander.

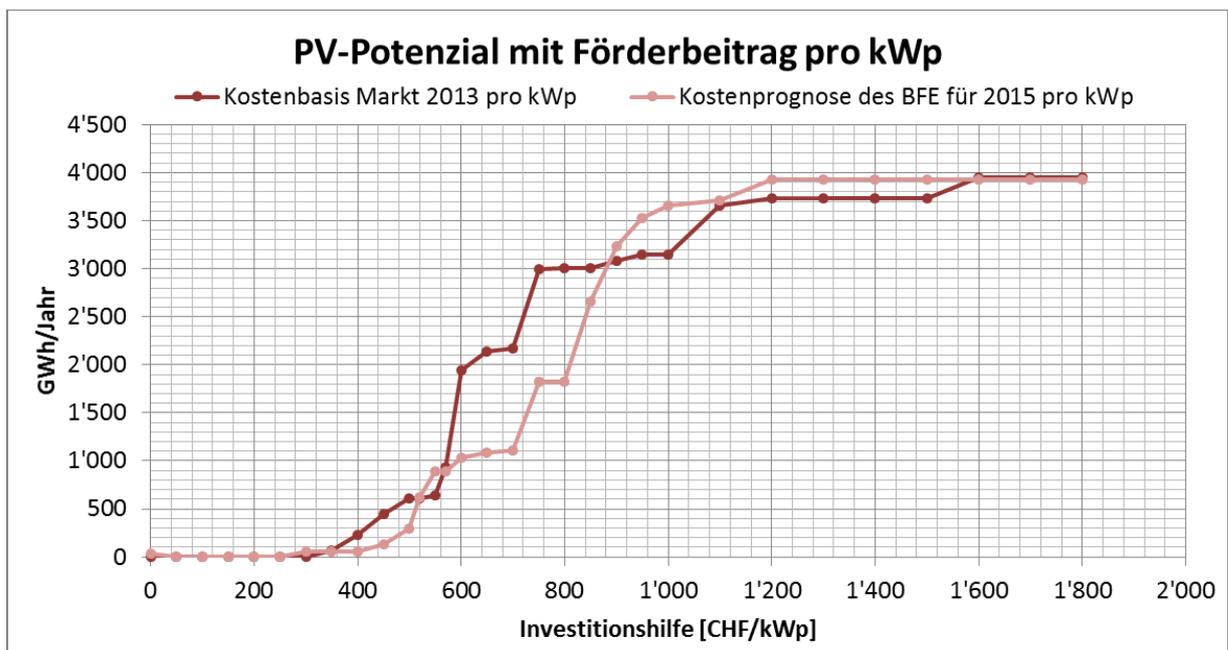


Abbildung 16: Vergleich des PV-Potenzials nach einmaliger Investitionshilfe pro kWp gemäss berücksichtigter Kostenbasis

b) Sensitivität in Bezug auf die wirtschaftliche Nutzung von selbst verbrauchtem Strom

Zur Erinnerung: Die Höhe des berücksichtigten Bewertungspreises des für den Eigenverbrauch genutzten Stroms geht aus der Tabelle 7 (durchschnittliche Tarife gemäss ElCom, Grundlage 2013 mit KEV-Abgabe von 0,45 Rp./kWh), der Tabelle 9 (gewichteter Tarif mit NT/HT-Berücksichtigung) sowie der Tabelle 11 (Abzug des nicht verwertbaren, leistungsgebundenen Anteils von der Verrechnung) hervor.

Kategorie	Durchschnittspreis [Rp./kWh]	Gewichteter Tarif [Rp./kWh]	Bewertungspreis [Rp./kWh]
C2	19,3	20,9	17,0
C3	17,4	19,1	15,3
C4	16,1	17,7	14,1
C6	13,8	15,5	12,2
C7	12,7	14,4	11,2

Tabelle 14: Zusammenfassung des Bewertungspreises des für den Eigenverbrauch genutzten Stroms

Folgende Faktoren können diesen in Rp./kWh ausgedrückten Bewertungspreis beeinflussen:

- nach oben (zugunsten des Eigenverbrauchs) durch:
 - Erhöhung des Strompreises (z. B. RPC-Abgabe von 1,45 auf 0,60 und dann 1,10 Rp./kWh)
 - Senkung der PV-Betriebskosten (z. B. von 4 auf 3,5 Rp./kWh)
 - Möglichkeit der Ausstellung und des Verkaufs von HKN 2014 (z. B. zu 3 Rp./kWh)
- nach unten (zuungunsten des Eigenverbrauchs) durch:
 - Erhöhung der Verrechnung des Leistungsanteils (12 bis 25 % des Totals bzw. ~ 1,5 Rp./kWh)
 - Rückerstattung der KEV-Abgabe für gewisse Unternehmen (noch nicht beziffertes Potenzial)

Die nachfolgende Abbildung gibt Aufschluss über die Sensitivität des PV-Potenzials in Bezug auf eine Veränderung des Bewertungspreises des Stromes von + 1 Rp./kWh und - 1 Rp./kWh.

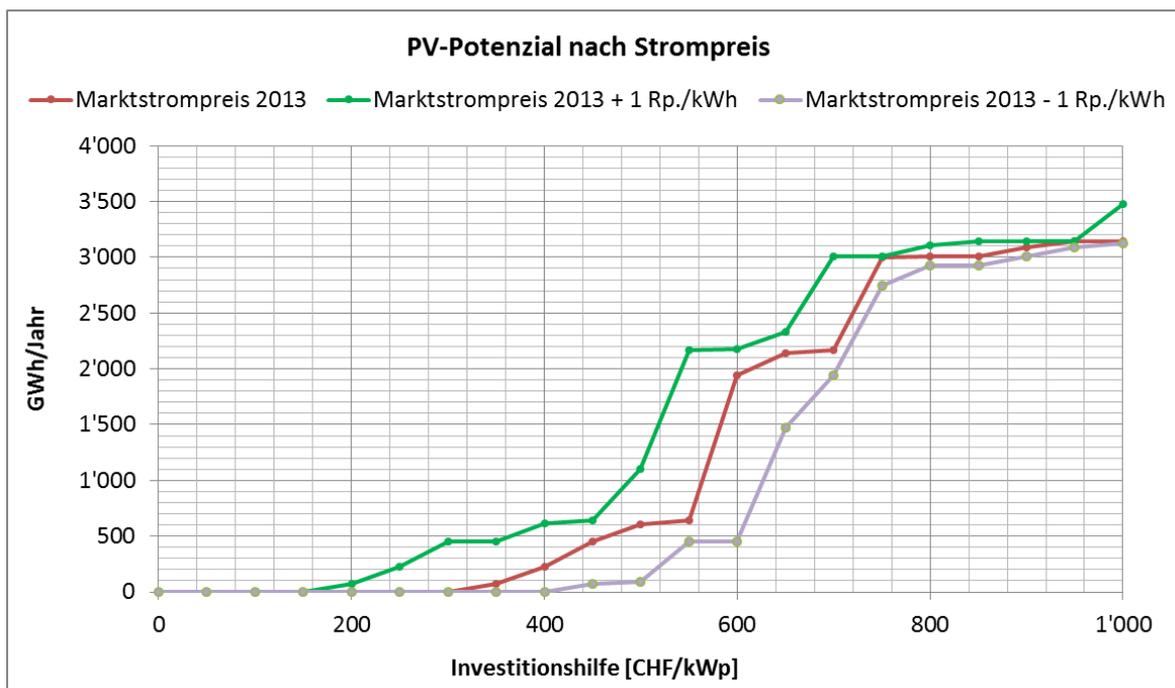


Abbildung 17: Vergleich des je nach Investitionshilfe erreichbaren PV-Potenzials gemäss drei verschiedenen Marktstrompreisvarianten

Variante: Produktionssubvention

Es besteht auch die Möglichkeit einer Unterstützung in der Form einer Subvention der produzierten (bzw. für den Eigenverbrauch genutzten) Elektrizität. Im Vergleich zur einmaligen Investitionshilfe führt diese Methode zu einem zusätzlichen administrativen Aufwand, denn die produzierte Strommenge muss kontrolliert und über lange Zeit hinweg vergütet werden. Die Vergütung der produzierten Energie weist aber auch Vorteile auf: Der Betreiber hat ein direktes Interesse an der tatsächlich über lange Zeit produzierten Energiemenge und die Vergütungen erfolgen zeitlich gestaffelt, sodass mehr Anlagen gleichzeitig subventioniert werden können.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des theoretischen PV-Potenzials mit einer Unterstützung vom Typ „Förderbeitrag pro produzierte kWh“ auf. Das maximale Potenzial (3950 GWh/Jahr) wird bei einem Förderbeitrag von ca. 11 Rp./kWh erreicht (was in etwa den durchschnittlichen KEV-Kosten entspricht, das heisst 17 bis 19 Rp./kWh Vergütung abzüglich des Weiterverkaufswerts des Stroms zum Marktpreis).

Die Kurve weist ein logarithmisches Profil auf: Ab 5,5 Rp./kWh steigen die jährlich produzierten GWh pro Rp./kWh zusätzlicher Unterstützung weniger stark an. Der linke Teil der Grafik ist unrealistisch (der

Abbildung 15: identische Situation).

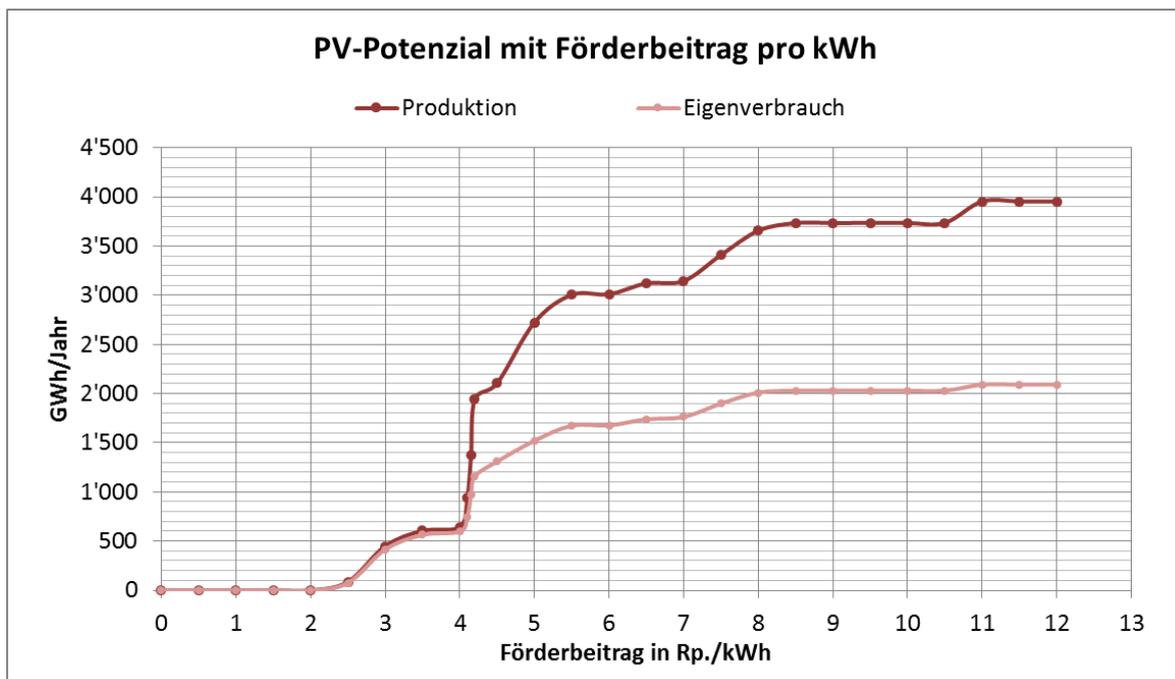


Abbildung 18: PV-Potenzial in Abhängigkeit eines Förderbeitrags pro kWh

Erforderlicher Gesamtbetrag und Vergleich der Subventionsmethoden:

Der insgesamt erforderliche Subventionsbetrag für das Erreichen einer gewissen PV-Ausbreitung wurde berechnet. Es wurden drei Subventionsvarianten verglichen: Investitionshilfe, Produktionssubvention und aktuelles KEV-System. Die beiden ersten Varianten betreffen den Eigenverbrauch. Die beiden letzten Varianten sind in Bezug auf den administrativen Aufwand relativ ähnlich.

Der Betrag ist in CHF nach aktueller Bewertung angegeben. Im Rahmen einer Subventionierung pro produzierter kWh müssen die über eine längere Zeitspanne aufgeteilten Fördergelder entsprechend aktualisiert werden. Es wurde ein Aktualisierungssatz von 2 % angewendet, der dem mittleren Zinssatz der Bundesobligationen mit 10-jähriger Laufzeit zwischen 2003 und 2012 entspricht.

Die Abbildung 19 zeigt auf, dass

- für die Förderung des Eigenverbrauchs die Investitionshilfe effizienter als die Produktionssubventionierung ist. Dies ist auf die verschiedenen Kapitalrenditen zurückzuführen (angewendet wurden 4,5 % für die Methode mit anfänglicher Unterstützung für den Investor und ein Aktualisierungssatz von 2 % für den Bund).
- das aktuelle KEV-System (angewendet mit einem festen mittleren Tarif von 17 Rp./kWh für die Übernahme und 5,5 Rp./kWh Ertrag beim Verkauf auf dem Markt) erheblich teurer ist.

Folglich ist es nach heutiger Bewertung möglich, mit 500 MCHF 1 TWh/Jahr (während 25 Jahren) mit der Methode der Investitionshilfe für den Eigenverbrauch, 0,8 TWh/Jahr mit der Methode der Produktionssubventionierung und weniger als 0,25 TWh/Jahr mit dem herkömmlichen KEV-System, das nicht auf den Eigenverbrauch setzt, zu generieren.

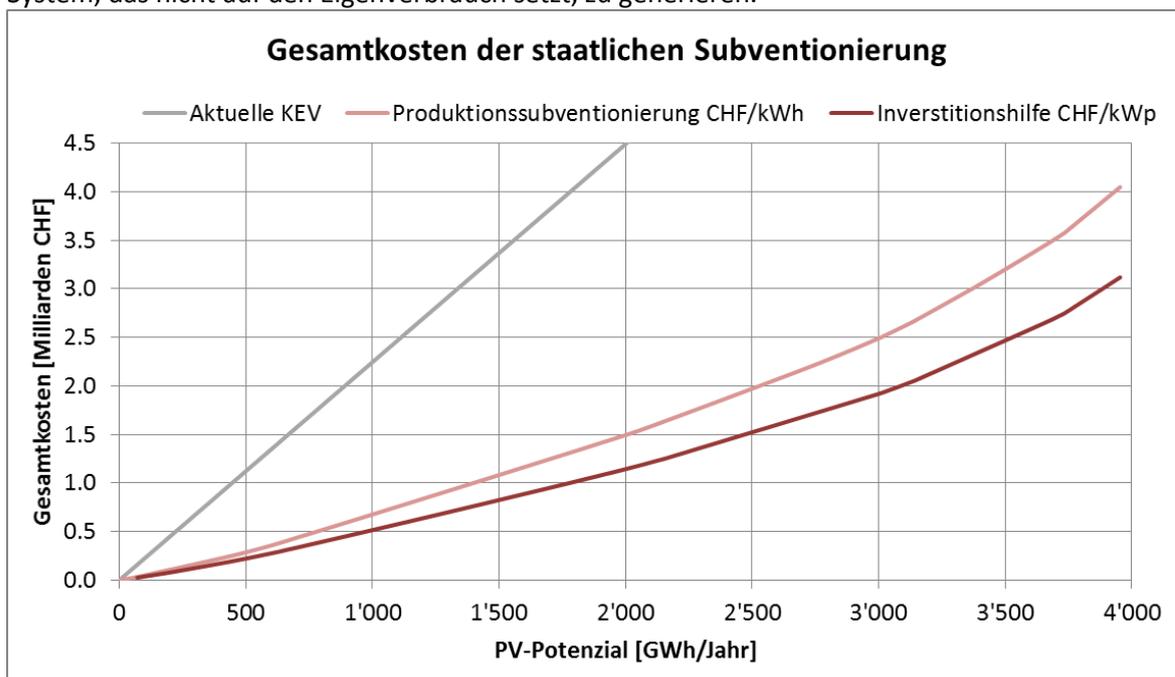


Abbildung 19: Gesamtbetrag für Förderbeiträge pro GWh/Jahr produzierte Solarenergie

Inbezugsetzung der Abbildung 19 mit der Abbildung 15: und der Abbildung 18:

- CHF 1 Milliarde Investitionshilfe wird für 1780 GWh/Jahr benötigt. Dieser Betrag entspricht einer Unterstützung von 534 CHF/kWp (bei Berücksichtigung von 950 kWh/Jahr pro kWp). Dieser Betrag von 534 CHF/kWp ist im grafischen Ausschnitt der
- Abbildung 15: ersichtlich.
- CHF 1,5 Milliarden Produktionssubventionierung werden für 2000 GWh/Jahr benötigt. Dieser Betrag entspricht 3 Rp. pro kWh (25 Jahre x 2000 GWh/Jahr). Diese 3 Rp. entsprechen dem heutigen Stand und wurden über eine Dauer von 25 Jahren aktualisiert. Der Betrag entspricht den 3,8 nicht aktualisierten Rappen, die im grafischen Ausschnitt der Abbildung 18 ersichtlich sind.

Diskussion über die Mechanismen und Auswirkungen einer staatlichen Subventionierung

Die vorangehenden Grafiken zeigen die theoretische Auswirkung einer finanziellen Unterstützung durch den Staat auf und vergleichen zu diesem Zweck die Produktionskosten für Solarstrom und den Strompreis bei Netzparität (gleicher Preis).

Weitere Faktoren beeinflussen jedoch den Entscheid eines Unternehmens, eine Investition zu tätigen. Unter anderem kann die Politik der Kapitalzuweisung, die Kapazität oder die Bereitschaft für eine Fremdfinanzierung oder die Abschreibungspolitik des Unternehmens dazu beitragen, in eine PV-Anlage für den Eigenverbrauch zu investieren oder nicht.

Es genügt somit nicht, den Zustand der Netzparität (Produktionskosten pro kWh sind identisch oder kleiner als der aktuelle Strompreis) abzuwarten, um eine Investition auszulösen. Die Rendite des investierten Kapitals muss berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck werden die folgenden Indikatoren verwendet:

NPV (aktualisierter Nettowert in CHF)	Der NPV entspricht dem durch das Projekt eingebrachten Wert. Ein positiver NPV ist das Zeichen dafür, dass das Projekt rentabel ist.
PI (Profitabilitätsindex, ohne Einheit)	Der PI entspricht der Division des NPV durch die ursprüngliche Investition. Er gibt den pro investiertem Franken kreierten Wert an. Die Erfahrung zeigt, dass ein Wert von über 0,3 Investitionen fördert.

Hinweis betreffend die NPV- und PI-Werte für die nachfolgenden Ausführungen der Studie

Der Begriff des KEV-Mechanismus (kostendeckende Einspeisevergütung) weist auf eine Kostendeckung ohne Gewinn hin. Das KEV-System enthält jedoch einen Ertrag für das investierte Kapital in der Höhe von 4 bis 5 % pro Jahr. Für diese Studie wurde die KEV-Basis verwendet, um einen kohärenten Vergleich der verschiedenen Möglichkeiten für den Eigenverbrauch zu ermöglichen.

Aus diesem Grund wurde eine Kapitalrendite der Unternehmen von 4,5 % pro Jahr verwendet. Bei einem aktualisierten Nettowert NPV gleich 0 bedeutet dies, dass das in das Projekt investierte Kapital bereits 4,5 % Ertrag abgeworfen hat und kein weiterer wirtschaftlicher Wert geschaffen wird. Deshalb sind die im Rahmen dieser Studie erwähnten NPV oft tief oder sogar negativ. Der Profitabilitätsindex PI folgt dieser Tendenz.

Die Erfahrung zeigt auf, dass PV-Projekte, die von einer KEV-Vergütung profitieren, in der Regel realisiert werden. Dies bedeutet, dass die wirtschaftlichen Akteure, die sie umsetzen, davon ausgehen, einen tatsächlichen NPV zu erzielen, der positiv ist. Dies ist insbesondere dann möglich, wenn die tatsächlichen Kosten für die Realisierung und/oder die Kapitalkosten unter den für die Festlegung der KEV-Tarife berücksichtigten Werte liegen.

Bei den in dieser Studie erwähnten Beispielen ist ein positiver NPV ein Indikator für eine über der aktuellen KEV liegenden Rentabilität. Ein Projekt mit einem nahe null liegenden NPV ist aufgrund der bereits enthaltenden Kapitalrendite oft realisierbar.

4.3 Einflussparameter

Die Situation der verschiedenen Schweizer Industriebetriebe in Bezug auf die PV-Produktion und den Eigenverbrauch ist viel komplexer und uneinheitlicher, als dies die im vorangehenden Kapitel 4.2 aufgezeigten Ergebnisse erscheinen lassen.

In diesem Kapitel wird die Auswirkung der wichtigsten Einflussparameter anhand realer Fallbeispiele beziffert, kann aber nicht für die gesamte Schweizer Industrie verallgemeinert werden. Die nachfolgend beschriebenen Fälle basieren auf den folgenden ökonomischen Annahmen:

Daten	Wert
Eigenkapitalrendite	4,5 %
Fremdkapitalrendite	3 %
Eigenfinanzierungsanteil	30 %
Gewinnsteuersatz	20 %

Tabelle 15: Für die ökonomische Analyse verwendeten Finanzdaten mit konstantem Wert

4.3.1 VERBRAUCHSPROFIL

Das Verbrauchsprofil legt den für jedes Unternehmen erzielbaren Eigenverbrauchsgrad fest. Dieser Abschnitt dient der Ermittlung des hohen Einflusses dieses Parameters.

Wöchentliche Schwankungen des Stromverbrauchs

Der Strombedarf eines Unternehmens ist oft nicht an jedem Wochentag gleich. Viele Unternehmen haben über das Wochenende eine reduzierte oder gar keine Tätigkeit. Dies beeinflusst den für das Unternehmen erzielbaren Eigenverbrauchsgrad. Um diese Tatsache zu veranschaulichen, wurden zwei ähnliche, aber verschiedenen Branchengruppen angehörige Unternehmen miteinander verglichen. Das eine weist markante Verbrauchsspitzen und einen geringen Verbrauch am Wochenende auf, während das andere einen relativ konstanten Verbrauch über die ganze Woche hat.

Branchengruppe	Grösse der PV-Anlage [kWp]	Kosten der Anlage [CHF/kWp]	Eigenverbrauchsgrad	PI [-]
Metall / Eisen	2077	1531	85,2 %	-0,13
NE-Metall	1586	1585	99,9 %	0,02

Tabelle 16: Vergleich der Rentabilität potenzieller Anlagen zweier Unternehmen mit verschiedenen Eigenverbrauchsgraden aufgrund wöchentlicher Schwankungen

Die Lastkurve des in der Branche Metall/Eisen tätigen Unternehmens weist an den Arbeitstagen hohe Verbrauchsspitzen auf, während der Verbrauch an den Wochenenden gering ist. Im Winter verbraucht das Unternehmen seine gesamte Produktion. Im Sommer hingegen produziert es am Wochenende zu viel Elektrizität. Das in der Branche NE-Metall tätige Unternehmen weist einen (ausserhalb der Verbrauchsspitzen) relativ konstanten und über die ganze Woche ausreichend hohen Stromverbrauch auf.

Der Vergleich des für jedes Unternehmen berechneten Profitabilitätsindex (PI) zeigt einen klaren finanziellen Vorteil für das Unternehmen mit dem höheren Eigenverbrauchsgrad auf.

Saisonale Schwankungen des Stromverbrauchs

Nebst den wöchentlichen Schwankungen weisen Unternehmen gewisser Branchengruppen einen je nach Jahreszeit unterschiedlichen Strombedarf auf. Der Einfachheit halber wurde hier nur zwischen Sommer (April bis September) und Winter (Oktober bis März) unterschieden. Die nachfolgende Tabelle beschreibt zwei Unternehmen mit verschiedenen Eigenverbrauchsgraden.

Branchen- gruppe	Eigenver- brauchs- grad [%]	PV- Produktion [kWh/Jahr]	Verbrauch im Winter/ Total [%]	Bewertung der vor Ort verbrauchten kWh [Rp./kWh]	Ertrag der Anlage pro produzierter kWh [Rp./kWh]
Andere Industrien	63,3 %	143'709	53,0 %	19,1	15,0
Chemie	98,8 %	206'400	47,6 %	15,5	15,4

Tabelle 17: Vergleich des Bewertungspreises der produzierten und selbst verbrauchten kWh für zwei Unternehmen mit verschiedenen Eigenverbrauchsgraden aufgrund saisonaler Schwankungen

Der Unterschied zwischen den Eigenverbrauchsgraden der beiden Unternehmen lässt sich anhand ihrer Lastkurve erklären.

- Das Unternehmen aus der Branchengruppe Andere Industrien verbraucht im Winter mehr als im Sommer, was nicht mit dem PV-Produktionsprofil eines Jahres vereinbar ist (30 % im Winter und 70 % im Sommer). Das Unternehmen weist im Sommer wie im Winter dieselben Verbrauchsspitzen auf. Das Unternehmen hat im Winter einen kontinuierlichen Energieverbrauch, jedoch nicht im Sommer.
- Das Unternehmen aus der Branchengruppe Chemie verbraucht im Sommer mehr als im Winter (elektrische Klimaanlage wahrscheinlich). Die täglichen Verbrauchsspitzen sind weniger ausgeprägt als beim anderen Unternehmen, die verbrauchte Bandenergie ist im Sommer und im Winter jedoch höher.

Das Unternehmen aus der Chemiebranche eignet sich folglich aufgrund des höheren jährlichen mittleren Eigenverbrauchs besser für den Verbrauch seiner PV-Produktion vor Ort. Das Unternehmen kann beinahe die gesamte produzierte Elektrizität für den Eigenverbrauch nutzen, was sich positiv auf die Rentabilität der Anlage auswirkt.

Verhältnis zwischen Grösse der PV-Anlage und Eigenverbrauchsgrad

Die Unternehmen mit den tiefsten Eigenverbrauchsgraden weisen Lastkurven auf, die durch die Kumulation von – sowohl wöchentlichen wie auch saisonalen – Schwankungen geprägt sind.

Bei diesen Unternehmen, die in dieser Studie insbesondere die Branchengruppen Lebensmittel, Bau und Andere Industrien betrifft, kann es rentabler sein, eine geringere Anzahl Solarmodule zu installieren, um einen höheren Eigenverbrauchsgrad zu erzielen (im Rahmen dieser Studie definierte Schwelle: mindestens 95 % Eigenverbrauch). Die Tabelle 18 zeigt auf, ab wann eine PV-Anlage für einen Eigenverbrauchsgrad von 95 % (V95 %) rentabler als eine Anlage entsprechend der verfügbaren Dachfläche (Vopt) ist. Beim Unternehmen aus der Branchengruppe Metall/Eisen sind von der Wirtschaftlichkeit her beide Varianten gleichwertig (PI = 0,13 für beide). Beim Unternehmen aus der Branchengruppe Lebensmittel (Eigenverbrauchsgrad von 36 %) ist die Variante 95 % rentabler als die optimale Variante, während beim letzten Unternehmen aus der Branchengruppe Metall/Geräte genau das Umgekehrte der Fall ist (Eigenverbrauchsgrad von 91 %). Diese Unterschiede rechtfertigen die im Rahmen dieser Studie angewandte Methode für die Entscheidung der Grösse der PV-Anlage (Vopt, Vmax oder V95 %) mit den besten wirtschaftlichen Auswirkungen (in Bezug auf die PV-Produktionskosten, den Eigenverbrauchsgrad und den Wert der substituierten Elektrizität).

	Metall / Eisen		Nahrungsmittel		Metall / Geräte	
	Vopt	V95 %	Vopt	V95 %	Vopt	V95 %
Leistung der Anlage [kWp]	2078	1175	516	75	640	461
Kosten der Anlage [CHF/kWp]	1531	1631	1703	2530	1903	2019
Eigenverbrauchsgrad [%]	85 %	95 %	36 %	95 %	91 %	95 %
PI [-]	-0,13	-0,13	-0,79	-0,32	-0,35	-0,42

Tabelle 18: Rentabilitätsvergleich der Varianten Vopt und V95 % bei drei Unternehmen

Zur Ermittlung des Einflusses des Eigenverbrauchsgrades auf die Rentabilität einer Anlage eines konkreten Unternehmens wurde dieser bei gleich bleibenden anderen Merkmalen verändert:

Einfluss des Eigenverbrauchsgrades bei einem konkreten Unternehmen						
Eigenverbrauchsgrad [%]	100,0 %	99,0 %	98,0 %	95,0 %	90,0 %	85,0 %
NPV [CHF]	15'512	13'625	11'737	6073	-3365	-13'135
PI [-]	0,16	0,14	0,12	0,06	-0,03	-0,13

Tabelle 19: Entwicklung der Rentabilität einer Anlage nach Eigenverbrauchsgrad

In diesem Beispiel verliert der NPV mit jedem halben Prozent weniger Eigenverbrauch rund CHF 1000 und der PI etwas weniger als 0,01 Punkte.

Einfluss des Selbstversorgungsgrades

Produziert eine PV-Anlage in Bezug auf den Gesamtverbrauch des Betriebes eine grosse Strommenge, müssen die Verbrauchs- und PV-Produktionsprofile möglichst aufeinander abgestimmt werden, damit das Unternehmen einen hohen Eigenverbrauchsgrad sowie die Rentabilität der Anlage erreichen kann. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht diese Tendenz. Jeder Punkt stellt ein Unternehmen dar, das effektive Daten geliefert hat, und entspricht einer Anlagenleistung der Variante Vopt.

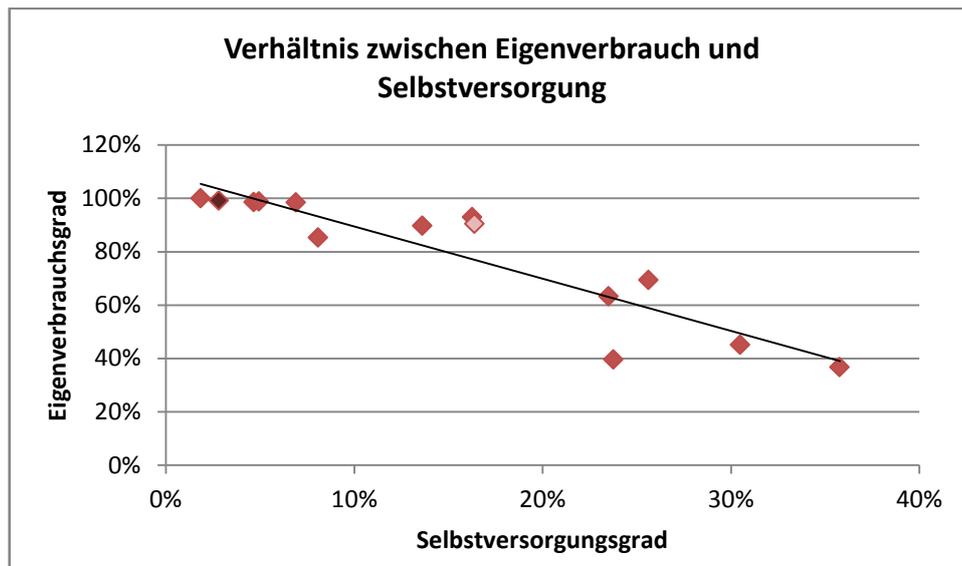


Abbildung 20: Einfluss des Selbstversorgungsgrades auf den für jedes Unternehmen erzielbaren Eigenverbrauchsgrad

Es geht klar eine negative Korrelation hervor. Die zwei Farbpunkte, die sich von den anderen abheben, entsprechen zwei sehr verschiedenen Situationen. Die beiden Unternehmen werden nachfolgend im Detail veranschaulicht.

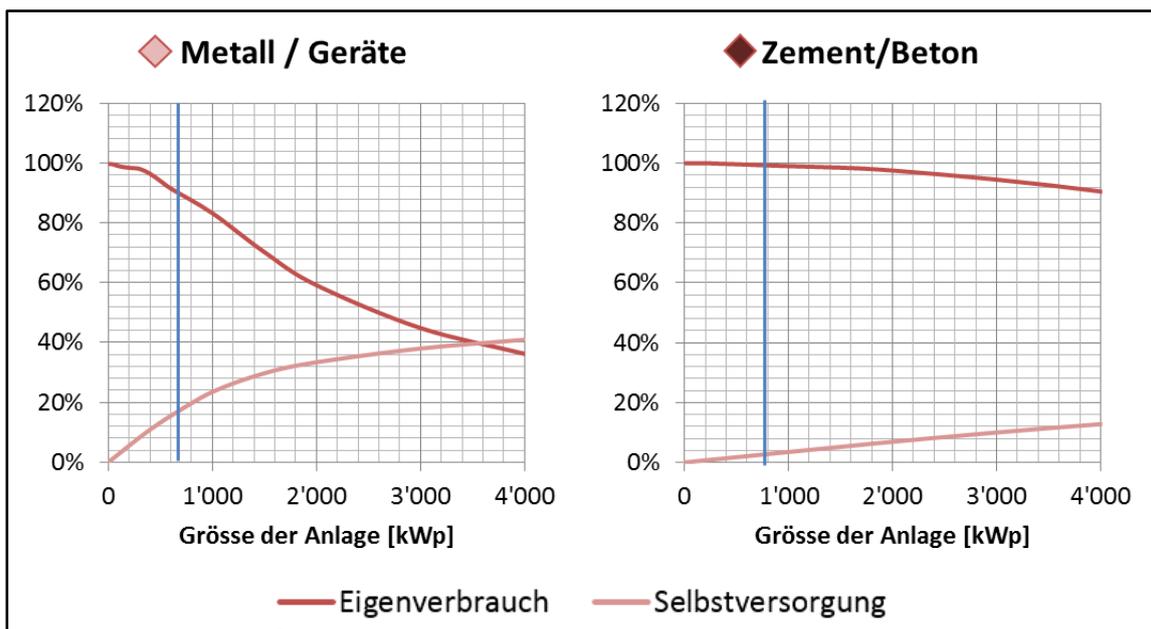


Abbildung 21: Verschiedene Fälle in Bezug auf den Eigenverbrauch und den Selbstversorgungsgrad. Die blaue vertikale Linie entspricht der PV-Anlagengrösse Vopt

4.3.2 FLÄCHE UND SAUBERKEIT DES DACHES

Die für die Ermittlung des PV-Potenzials jedes Unternehmens ausgewählte Methode unterscheidet zwischen optimaler und maximal verfügbarer Dachfläche für das Anbringen von Solarmodulen. In gewissen Fällen entspricht die maximale Fläche der optimalen Fläche. In anderen aber ist dies nicht der Fall. Dieser Unterschied beeinflusst die Kosten pro kWp der Anlage, denn diese hängen von der Dachqualität (z. B. sanierungsbedürftig) und der Dachgrösse ab. Die nachfolgende Tabelle vergleicht die optimale⁸ und die maximale Variante von zwei Unternehmen mit hohem Eigenverbrauchsgrad. Das eine Unternehmen ist in der Branchengruppe Zement/Beton, das andere in der Branchengruppe Metall/Eisen tätig.

Branchengruppe	Variante	Installierte PV [kW]	Kosten pro kW [CHF]	PI
Zement / Beton	Vopt	798	1672	-0,13
	Vmax	1913	1642	-0,10
Metall / Eisen	Vopt	1586	1585	0,02
	Vmax	2260	1708	-0,17

Tabelle 20: Rentabilitätsvergleich der Varianten Vopt und Vmax bei zwei Unternehmen

Beim ersten Unternehmen kompensiert die Kostenreduktion infolge der Vergrößerung der Anlage die höheren Kosten aufgrund von nicht idealen Eigentümern der zusätzlichen Fläche. Beim zweiten Unternehmen ist das Gegenteil der Fall: Die Vergrößerung der Anlage genügt nicht, um die geringe Dachqualität zu kompensieren. Geht man von einem positiven PI aus, würde das erste Unternehmen die maximale Variante und das zweite Unternehmen die optimale Variante realisieren. Dies spielt folglich eine wichtige Rolle bei der Bestimmung des Eigenverbrauchspotenzials in der Schweiz. Der Entscheid eines Unternehmens für die optimale oder maximale Variante hängt auch vom Eigenverbrauchsgrad ab, der mit jeder Variante erreicht werden kann.

⁸ Optimal bezieht sich hier auf Vopt, das heisst auf die grösstmögliche Dachfläche ohne Mehrkosten für die Installation. Dies ist nicht mit dem wirtschaftlichen Optimum zu verwechseln, bei dem die PV-Produktionskosten und der (vom Eigenverbrauchsgrad und den Kosten für die substituierte Elektrizität abhängende) Bewertungspreis von für den Eigenverbrauch genutzter Elektrizität betrachtet werden.

4.3.3 LEISTUNGSGEBUNDENER TARIFANTEIL

Die vom Energieversorger oder Netzbetreiber (VNB) angewandte Methode für die Tarifgestaltung der vom Unternehmen eingekauften Elektrizität kann einen grossen Einfluss auf die Rentabilität einer für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlage haben.

Je mehr der Preis auf den maximalen Leistungsbezug pro Monat basiert (und nicht auf die verbrauchte Energie), desto weniger ist für das Unternehmen die Nutzung der produzierten Energie für den Eigenverbrauch attraktiv. Der auf der Leistung basierte Tarifanteil ist für das Unternehmen „verloren“. In den meisten Fällen vermag die intermittierende Produktion der PV-Anlage die aus dem Netz bezogene Spitzenleistung nicht zu reduzieren.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswirkung der Berücksichtigung des leistungsgebundenen Tarifanteils auf die Rentabilität der Anlagen (anhand der Indikatoren NPV und PI) bei zwei verschiedenen Unternehmen auf. Der leistungsgebundene Tarifanteil hat einen sehr hohen Einfluss auf die Anlagenrentabilität.

Branchen- gruppe	Eigenver- brauchs- grad	Bewertung der vor Ort verbrauchten kWh [Rp./kWh]	Leistungsgebun- dener Tarifanteil [%]	NPV [CHF]	PI [-]
Chemie	98,8 %	15,5	0 %	-39'638	-0,31
			9 %	-79'161	-0,61
Papier/ Druck	98,6 %	14,4	0%	-96'064	-0,44
			23 %	-271'062	-1,23

Tabelle 21: Einfluss einer Erhöhung des leistungsgebundenen Tarifanteils auf die Rentabilität der PV-Anlagen von zwei Unternehmen

Um das Ausmass der Auswirkung zu ermitteln, wurde die Sensitivität von zwei wirtschaftlichen Indikatoren (NPV und PI) anhand von zwei konkreten Fällen analysiert, bei denen der Anteil der Leistungskomponente des Netzstrompreises bei gleich bleibenden anderen Variablen verändert wurde. Ein Auszug der Ergebnisse in der nachfolgenden Tabelle veranschaulicht die abnehmende Rentabilität bei zunehmendem Leistungsanteil.

Leistungs- gebundener Tarifanteil	0 %	1 %	2 %	5 %	10 %	15 %
NPV [CHF]	-39'638	-43'905	-48'207	-61'307	-83'680	-106'576
PI [-]	-0,31	-0,34	-0,37	-0,48	-0,65	-0,83

Tabelle 22: Entwicklung der Rentabilität einer Anlage nach Höhe des leistungsgebundenen Tarifanteils

Beim Vergleich dieser Ergebnisse mit jenen in Abschnitt 4.3.1 kann festgestellt werden, dass der Prozentsatz der Leistungskomponente einen grösseren Einfluss auf die Rentabilität einer Anlage als der Eigenverbrauchsgrad hat. Diese Feststellung gilt für Unternehmen, bei denen ein hoher Eigenverbrauchsgrad nicht möglich ist.

4.3.4 DER STROMPREIS

Der Netzstrompreis, der es den Unternehmen ermöglicht, die am Ort der Produktion selbst verbrauchten kWh wirtschaftlich zu nutzen, wird sich in den folgenden Jahren verändern. In diesem Kapitel wird der Einfluss dieser Entwicklung auf die Rentabilität der für den Eigenverbrauch genutzten PV-Anlagen ermittelt. In *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2015* (2012) berechnete Prognos diese Entwicklung bis 2050, beruhend auf zwei Szenarien:

- *Weiter wie bisher* (WWB) mit einer mittleren Preiserhöhung von 22 % in 40 Jahren: +0,55 % pro Jahr (Annahme: lineare Erhöhung)
- *Neue Energiepolitik* (NEP) mit einer mittleren Preiserhöhung von 42 % in 40 Jahren: +1,05 % pro Jahr (Annahme: lineare Erhöhung)

Die folgende Tabelle veranschaulicht den Einfluss auf die Rentabilität der potenziellen PV-Anlagen von konkreten, repräsentativen Unternehmen:

Branchengruppe	Leistung der Anlage [kWp]	Eigenverbrauchs-grad [%]	Szenario Prognos	Entwicklung des NPV [CHF] <i>Im Vergleich zu einer Situation ohne Preiserhöhung</i>	Entwicklung des PI [-] <i>Im Vergleich zu einer Situation ohne Preiserhöhung</i>
Nahrungsmittel	516	36 %	WWB	+ 25'952	+ 0,10
			NEP	+ 50'321	+ 0,19
Chemie	217	99 %	WWB	+ 21'669	+ 0,17
			NEP	+ 42'443	+ 0,33
Zement / Beton	1913	98 %	WWB	+ 169'817	+ 0,18
			NEP	+ 335'647	+ 0,36
Metall / Eisen	2078	85 %	WWB	+ 161'382	+ 0,17
			NEP	+ 318'607	+ 0,33
NE-Metall	1586	100 %	WWB	+ 143'680	+ 0,19
			NEP	+ 284'180	+ 0,38
Metall / Geräte	640	91 %	WWB	+ 59'094	+ 0,16
			NEP	+ 115'532	+ 0,32
Maschinen	1082	90 %	WWB	+ 94'510	+ 0,18
			NEP	+ 186'929	+ 0,35
Andere Industrien	151	63 %	WWB	+ 12'836	+ 0,13
			NEP	+ 24'884	+ 0,25

Tabelle 23: Veränderung der Rentabilität der Anlagen konkreter Unternehmen nach Preisentwicklungsszenarien bis 2050

Mit steigendem Strompreis steigt auch die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Photovoltaikstrom für den Eigenverbrauch, was die Rentabilität der Investitionen in PV-Anlagen günstig beeinflusst. Doch bei dieser Preisentwicklung können lediglich die in der Tabelle rosa hinterlegten Anlagen ein ausreichendes Rentabilitätsniveau (PI>0) für beide Szenarien erzielen. Es handelt sich dabei ausschliesslich um grosse Anlagen, deren Leistung 1000 kWp übersteigt. Kleine Anlagen bleiben im negativen Bereich und dies auch bei hohem Eigenverbrauchsgrad.

Die Sensitivitätsanalyse (Abbildung 17) in Kapitel 4.2 veranschaulicht die Auswirkung einer mehr oder weniger wirtschaftlichen Nutzung von für den Eigenverbrauch verwendeter Elektrizität auf nationaler Ebene.

4.4 Herkunftsnachweise (HKN) und Eigenverbrauch

In Bezug auf Herkunftsnachweise in Verbindung mit Eigenverbrauch kann Folgendes festgehalten werden:

- Es gibt Fälle, bei denen die Betreiber von für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlagen HKN ausstellen und verwerten (Stand Frühling 2014).
- Seit 1.1.2015 verbietet die EnV diese Praxis ausdrücklich.
- Die Ausgabe von HKN würde die Rentabilität der für den Eigenverbrauch bestimmten Anlagen verbessern und die benötigten Subventionen erheblich verringern.

Es ist klar, dass die EnV durch das Verbot der Ausgabe von HKN für selbst verbrauchte (und nicht ins Netz eingespeiste) Elektrizität die Glaubwürdigkeit des Systems aufrechterhalten will.

Dies schlägt sich jedoch negativ auf die Investitionen in PV-Anlagen nieder, die für den Eigenverbrauch bestimmt sind. Nicht ins Netz eingespeiste Elektrizität kann nicht am HKN-System teilhaben, was wiederum bedeutet, dass die erneuerbare Natur der produzierten Elektrizität keinen wirtschaftlichen Wert hat. Oder anders gesagt ist vor Ort produzierte und verbrauchte Elektrizität aus der Sicht der HKN immer gleich, unabhängig davon, ob sie aus fossiler KWK oder einer PV-Anlage stammt.

Aus energiepolitischer Sicht ist es zudem auf nationaler Ebene interessant, Investitionen an den wirtschaftlich vorteilhaftesten Orten (Dachkombination für günstige Anlagen, Übereinstimmung zwischen Produktions- und Verbrauchsprofil vor Ort, hohe Energiekomponente des Netzstrompreises) auszulösen, um den erzeugten Photovoltaikstrom global zu maximieren. In der gesamtschweizerischen Bilanz spielt es keine Rolle zu unterscheiden, ob der Betrieb A (wo die PV-Anlage installiert ist) oder der Betrieb B (der keine PV-Anlage hat, aber Elektrizität mit HKN verwenden will) die erzeugte Elektrizität nutzt. HKN könnten Investitionen in PV-Anlagen in der Industrie begünstigen und es wäre kontraproduktiv, auf diese Möglichkeit zu verzichten, die darin besteht, den „ökologischen Mehrwert“ des für den Eigenverbrauch verwendeten Stroms zu entmaterialisieren.

Die ökonomische Auswirkung der HKN, welche die Investitionshilfen ablösen und/oder ergänzen würden, werden in der Abbildung 23 veranschaulicht. Was die Ermittlung des Wertes von HKN betrifft, muss präzisiert werden, dass dieser vollumfänglich vom Markt (guter Wille der Kunden) abhängt. Die HKN sind oft in den von den Stromversorgern angebotenen Ökostromprodukten enthalten. Sie können auch an Ökostrombörsen wie die Ökostrombörse Schweiz oder GEMP (Green Energy Marketplace) verkauft werden. Die Berechnung des durchschnittlichen Verkaufspreises bei den Auktionen, die zwischen 2011 und 2013 an diesen beiden Börsen für mit PV-Anlagen mit über 50 kWp produzierter Solarenergie erzielt wurden, ergibt einen Wert von 7 Rp./kWh als ökologischer Mehrwert für Photovoltaikstrom. Dieser Wert scheint hoch, insbesondere vor dem Hintergrund eines steigenden Angebots. Die Verfasser sind der Ansicht, dass ein Wert um 3 Rp./kWh, der tatsächlichen Beispielen von 2013 in Betrieb genommenen Anlagen entspricht, den für den Eigenverbrauch bestimmten Anlagen theoretisch zukommen könnte.

Auf diese positive ökonomische Auswirkung musste in dieser Studie aufmerksam gemacht werden, auch wenn sie einer unlängst eingeführten gesetzlichen Bestimmung widerspricht. Eine alternative Bestimmung (die erst noch erfunden werden muss), welche die neue erneuerbare Elektrizität, die vor Ort produziert und verbraucht wird, auf nationaler Ebene erfasst und anerkennt, wäre begrüssenswert.

4.5 Tertiärer Sektor

Der tertiäre und der sekundäre Sektor teilen sich den 2012 von den Geschäftskunden verbrauchten Strom von 32 TWh zu etwa gleichen Teilen bzw. zu je 16 TWh auf (BFE, Juli 2013). Im tertiären Sektor werden diese 16 TWh jedoch von 295'344 Unternehmen verbraucht, während es im sekundären Sektor lediglich 72'768 Unternehmen sind. Diese Tatsache rechtfertigt die Fokussierung dieser Studie auf den sekundären Sektor. Angesichts der wirtschaftlich hohen Bedeutung des tertiären Sektors in der Schweiz wurde dennoch die Entscheidung getroffen, die Kompatibilität gewisser typischer Unternehmen aus diesem Sektor mit dem Eigenverbrauchsmodell zu evaluieren. Die Analyse betrifft einen Supermarkt, ein Verwaltungsgebäude (in der beispielsweise eine Versicherung tätig ist) und ein Hotel. Die Mechanismen sind mit jenen der Industrie vergleichbar.

	Supermarkt	Verwaltungsgebäude	Hotel
Installierte PV-Leistung [kWp]	66,8	47,7	110,6
Eigenverbrauchsgrad	96,5 %	88,9 %	36,8 %
Selbstversorgungsgrad	15,4 %	14,9 %	32,3 %
Kosten pro kWp [CHF/kWp]	2602	2770	2380
Bewertung pro vor Ort verbrauchter kWh [Rp./kWh]	19,1	19,1	20,9
PI [-]	-0,36	-0,64	-1,05

Tabelle 24: Vergleich der Profilkompatibilität von drei Unternehmen aus dem tertiären Sektor. Der negative PI zeigt auf, dass für diese Anlagen die Netzparität (Rentabilität) nicht erreicht ist.

Das Profil des Supermarkts ist am besten für den Eigenverbrauch geeignet, gefolgt vom Verwaltungsgebäude und zuletzt dem Hotel. Obschon das Hotel einen auf die Woche und das Jahr relativ gleichmässigen Verbrauch aufweist, verbraucht es während des Tages nicht genügend Elektrizität, um die ganze verfügbare Dachfläche zu nutzen. Dies zeigt die Grenzen gewisser Branchen des tertiären Sektors auf, dessen Unternehmen im Schnitt einen geringeren Verbrauch aufweisen als im sekundären Sektor. Daraus ergibt sich auch, dass der Selbstversorgungsgrad im tertiären Sektor in der Regel höher ist als im sekundären Sektor.

Zum Erreichen eines hohen Eigenverbrauchsgrades müssen die Verbrauchs- und Produktionsprofile noch stärker übereinstimmen als im Industriesektor. Der sehr geringe Verbrauch des Verwaltungsgebäudes am Wochenende wirkt sich entsprechend negativ aus. Mit der optimalen Variante erreicht es trotz einer relativ kleinen Anlage einen Eigenverbrauch von lediglich 88,9 %. Der PI-Vergleich zeigt auf, dass je höher der Eigenverbrauchsgrad in der Industrie ist, desto rentabler ist die Anlage.

Die nachfolgende Abbildung 22 verdeutlicht die Unterschiede zwischen dem eher optimalen Profil des Supermarkts und dem eher nicht idealen Profil des Hotels.

Aus technischer Hinsicht ist die optimale Anlagengrösse für beide Unternehmen identisch und liegt bei ca. 100 kWp. Für die gleiche Anlage erzielt der Supermarkt einen Eigenverbrauchsgrad von 96,5 %, während derjenige des Hotels lediglich rund 36 % beträgt. Nur mit einer Anlage von maximal 15 kW könnte das Hotel einen ebenso hohen Eigenverbrauchsgrad wie der Supermarkt erreichen. Aufgrund der geringeren Grösse wären die Kosten für die Anlage jedoch höher. Die finanzielle Bilanz wäre zwar besser als bei der optimalen Variante, aber nach wie vor negativ und die Anlage damit unrentabel (PI: -0,5). In der Grafik des Supermarkts ist lediglich die optimale Variante enthalten. Dies bedeutet erstens, dass dessen Eigenverbrauchsgrad über 95 % liegt, und

zweitens, dass keine besonderen Schwierigkeiten für die Realisierung der PV-Anlage auf der gesamten verfügbaren Dachfläche vorhanden sind. Diese Situation ist optimal und kann ziemlich sicher auf eine hohe Anzahl Betriebe aus diesem Sektor mit relativ hohem Stromverbrauch (> 300'000 kWh/Jahr) übertragen werden, der beispielsweise auf ein vorhandenes Kühlsystem zurückzuführen ist. Im Fallbeispiel Supermarkt könnte dank einer begrenzten Unterstützung die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht werden.

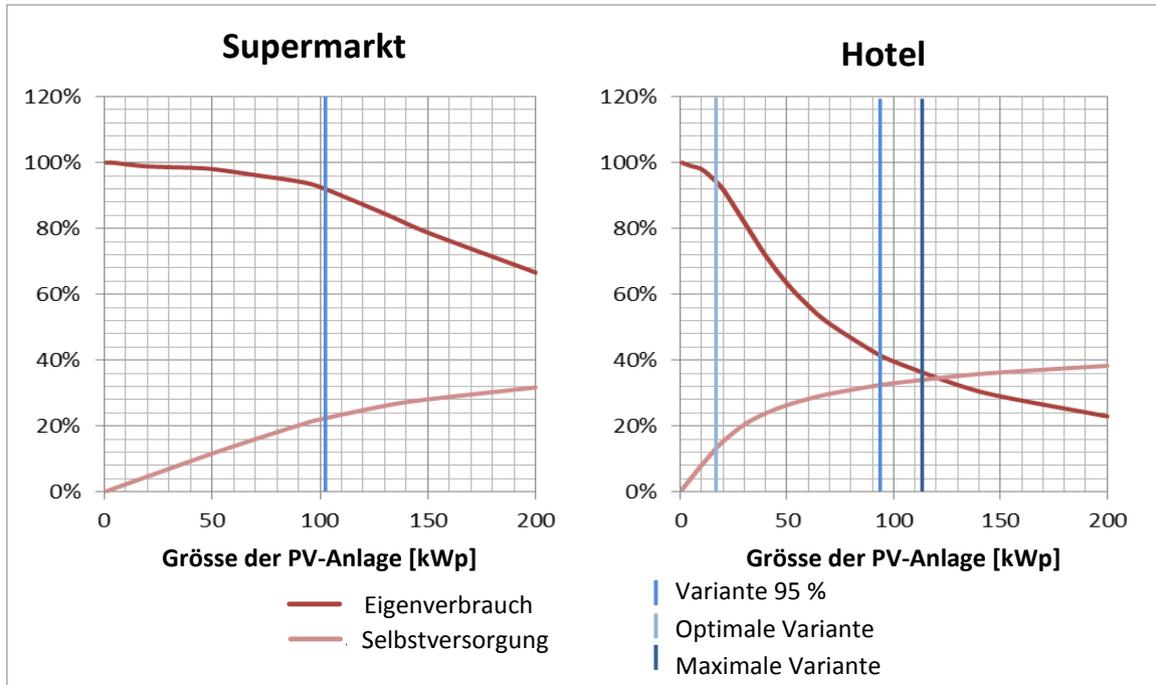


Abbildung 22: Darstellung der Eigenverbrauchsprofile eines Supermarkts und eines Hotels

Zusammenfassende qualitative Beurteilung des Potenzials des tertiären Sektors:

Die Bestimmung des Eigenverbrauchspotenzials des tertiären Sektors wird im Rahmen dieser Studie nicht behandelt und sollte getrennt umfassend ermittelt werden. Das Potenzial wird nachfolgend dennoch zusammenfassend qualitativ evaluiert.

Feststellung und Analyse: Die Unternehmen aus dem Dienstleistungsbereich sind zahlreicher und weisen einen geringeren Stromverbrauch als jene aus dem Industriebereich auf (im Durchschnitt 55 vs. 230 MWh/Jahr). Dies führt zu einem tieferen Eigenverbrauchspotenzial und zu kleineren (und folglich teureren) PV-Anlagen, aber auch zu höheren Strombeschaffungskosten und einem höheren Nutzungspotenzial für den Eigenverbrauch. Die in der vorliegenden Studie beobachteten Parameter für den Industriesektor zeigen auf, dass die erste negative Auswirkung dominierend ist.

Die Aussichten für den Eigenverbrauch sind für den tertiären Sektor weniger günstig als für den Industriesektor. Das Potenzial bleibt jedoch angesichts der von der Energiestrategie 2015 des Bundes verfolgten Zeile dennoch sehr interessant. Die Verfasser schätzen das Potenzial des tertiären Sektors auf 1,2 bis 2,8 TWh/Jahr (gegenüber 4 TWh/Jahr für den Industriesektor) ein, mit einem höheren Selbstversorgungsgrad als der Industriebereich.

5. Geschäftsmodell für den Eigenverbrauch

5.1 Einleitung

In diesem Kapitel wird die Investition in eine für den Eigenverbrauch bestimmte PV-Anlage aus Investorsicht analysiert.

Zwei Hauptvarianten werden untersucht: Investition durch das Unternehmen und Investition durch einen Dritten. Ein besonders interessanter Fall der zweiten Variante ist dann gegeben, wenn das EVU in die Anlage investiert. Bei beiden Varianten ist der Investor eine juristische Person. Die Analysen dieses Kapitels beruhen zum grossen Teil auf den in Kapitel 4.3 beschriebenen finanziellen Annahmen (Einflussparameter). Sie werden weiter unten in Kapitel 5.2 nochmals aufgenommen.

Aus Gründen der Einfachheit werden Investitionen von Privatpersonen, Genossenschaften, Pensionskassen sowie KEV-Anlagen in dieser Analyse nicht berücksichtigt.

Sowohl die Kosten wie auch die Erträge werden beschrieben. Ein repräsentatives Fallbeispiel (industrieller Endverbraucher der Kategorie C6) wird untersucht. Die Sensitivität betreffend die Hauptparameter wird grafisch dargestellt, um die Auswirkung der Massnahmen zu ermitteln, die für das teilweise oder vollständige Erreichen des theoretischen Potenzials von 4 TWh/Jahr getroffen werden müssen.

5.2 Kosten und Erträge einer für den Eigenverbrauch bestimmten PV-Anlage

5.2.1 BESCHREIBUNG DER KOSTEN

- Investitionskosten

Die Investition in eine PV-Anlage (CHF/kWp alles inbegriffen) sollte innerhalb der technischen Lebensdauer amortisiert sein. Die Kapitalkosten werden in der Form eines jährlichen Betrags (Annuität) berücksichtigt.

Die Hauptparameter sind eine technische Lebensdauer von 25 Jahren und eine Kapitalrendite von 4,5 %.

- Betriebskosten

Betriebskosten (Wartung, Reparatur, Reinigung, administrativer Aufwand, Ersatz der Wechselrichter nach halber Lebensdauer der Anlage usw.) werden in der Höhe von 4 Rp./kWh berücksichtigt. Dieser Betrag wird für die Festlegung der KEV-Tarife verwendet.

- Steuern

Es wurde ein globaler Steuersatz von 20 % auf den mit der PV-Anlage erzielten Nettogewinn berücksichtigt (Lammersen & Schwager, 2005).

- Dachnutzung (Miete)

Die Nutzung eines Industriedachs durch einen Dritten kann mit einer Miete einhergehen. Angesichts des Wertes der produzierten Elektrizität und der verwendeten Fläche hat diese Miete lediglich einen symbolischen Wert. Sie beträgt höchstens ca. 0,5 Rp./kWh (was lediglich 5 % des Wertes der produzierten Elektrizität entspricht) oder 0,35 CHF/m² Dach pro Jahr, wenn das Dach zu 50 % mit Solarmodulen bedeckt ist.

5.2.2 BESCHREIBUNG DER ERTRÄGE

- Förderbeiträge und Subventionen

Es handelt sich hierbei um die in dieser Studie beschriebenen Förderbeiträge, einerseits für die Investition in CHF/kWp und andererseits für die Produktion in Rp./kWh. Weitere lokale Subventionen sind möglich.

- Wirtschaftliche Nutzung von selbst verbrauchtem Strom

Der Wert des vor Ort verbrauchten Stroms entspricht der Reduzierung der Stromrechnung.

Diese betrifft die Energiekomponente der Rechnung, nicht aber den an die bezugsberechtigte Leistung gebundene Komponente. In der Praxis enthalten die Tarife der Stromversorger in der Regel einen leistungsgebundenen Tarifanteil bei der Netzkomponente (Übertragung) und manchmal auch bei der Energiekomponente (siehe praktische Beispiele in der Tabelle 11). Die Leistungskomponente ist nicht verwertbar.

Das PV-Produktionsprofil ist gut mit den HT/NT-Tarifstrukturen vereinbar. Oder anders gesagt: Der selbst verbrauchte Photovoltaikstrom kann zu einem leicht über dem Durchschnittspreis liegenden Tarif verwertet werden (siehe praktisches Beispiel in der Tabelle 9).

Der Bewertungspreis für selbst verbrauchte Elektrizität entspricht dem durchschnittlichen Strompreis, angepasst um den Verlust der Leistungskomponente und den Gewinn in Verbindung mit den Tarifzeitonen⁹.

- Wirtschaftliche Nutzung von überschüssiger Elektrizität (Netzeinspeisung)

Der Netzbetreiber muss die ins Netz eingespeiste Elektrizität zu einem Mindesttarif, zu dem er Energie beschafft, abzüglich 8 % (Pauschale für administrativen Aufwand), übernehmen. Die Preise variieren je nach Betreiber. Für diese Studie wurde der durchschnittliche Tarif von 8 Rp./kWh verwendet. Es muss präzisiert werden, dass dieser Wert einen relativ geringen Einfluss auf eine PV-Anlage hat, deren Hauptproduktion für den Eigenverbrauch bestimmt ist.

Zu diesem Betrag kommt die Möglichkeit der Schaffung eines zusätzlichen Mehrwerts in der Form von Herkunftsnachweisen (HKN) für die in das Netz eingespeiste Elektrizität hinzu. Insbesondere dann, wenn der Eigentümer der Anlage zugleich das EVU ist, kann dieses den Strom an andere Kunden, die bereit sind, einen Zuschlag für die erneuerbare Herkunft des Stroms zu bezahlen, weiterverkaufen. Das EVU ist bestens für die HKN-Verwertung geeignet.

- Ausstellung und Verwertung von Herkunftsnachweisen

Da die EnV seit 1.1.2015 die Ausstellung von HKN für den selbst verbrauchten Strom verbietet, wurde kein entsprechender Ertrag im Modell berücksichtigt. In der Abbildung 23 ist diese hypothetische Auswirkung eines Ertrages durch HKN (in Rp./kWh) rein illustrativ ersichtlich. Diese Auswirkung ist identisch mit den anderen in Rp./kWh ausgedrückten Auswirkungen, unter anderem die Erhöhung des Strompreises (beispielsweise die Erhöhung der KEV-Abgabe von 0,6 auf 1,1 Rp./kWh) oder geringere Unterhaltskosten (beispielsweise von 4 auf 3,5 Rp./kWh).

⁹ Mittel für die Erhöhung des Wertes des selbst verbrauchten Stroms (z. B. Speichersystem oder Gruppierung über Arealnetz) wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

5.3 Beschreibung der Varianten

Modell I: Investition durch das Unternehmen

Das Unternehmen entscheidet über eine finanzielle Investition (Kapitalzuweisung). Dieses Vorgehen ist jedoch eher selten. In der Regel sieht das Unternehmen die Verwendung seines Kapitals für seine Haupttätigkeit vor, um eine bessere Amortisation der getätigten Investitionen sicherzustellen. Es gibt aber auch Ausnahmen, beispielsweise wenn überschüssige Liquidität investiert werden kann (die PV-Anlage ist ein verkäuflicher Vermögenswert) oder wenn die Produktion von erneuerbarer Energie rentabler als die Hauptaktivität ist (Situation von deutschen Sägereibetrieben, die ihre Aktivität diversifiziert haben und auch Energieproduzenten sind).

Es gibt auch andere Investitionsanreize für ein Unternehmen: positives Image, bewusstes Engagement (z. B. Zielvereinbarung der EnAW oder Umweltbewusstsein), Energiebeschaffungsstrategie (sichere lokale Quelle, Kostenstabilität in der Zukunft).

Modell II: Investition durch Dritten

Die Motivation eines Dritten beruht hauptsächlich auf der Rentabilität einer Anlage. Die Investition erfolgt in der Form von Obligationen (beschränktes, aber regelmässiges und vorhersehbares Einkommen). Mit diesem Modell ist aber auch ein Risiko verbunden: Bei Änderung (oder Aufgabe) der Industrietätigkeit ist die Nutzung vor Ort gegebenenfalls nicht mehr vollständig möglich. In diesem Fall verschlechtert sich der wirtschaftliche Nutzen der Elektrizität, da eine Gebühr für die Durchleitung zu einem neuen Kunden die Kosten erhöht.

Der Dritte muss darauf achten, mit dem Industriebetrieb, dem er die für den Eigenverbrauch genutzte Elektrizität verkauft, einen Langfristvertrag abzuschliessen. Aufgrund seines Stromverbrauchsvolumens ist der Industriebetrieb grundsätzlich berechtigter Kunde und kann sich auf dem freien Energiemarkt eindecken. Er ist nicht dazu verpflichtet, den auf seinem Dach produzierten Strom abzukaufen. Ausserdem könnte der Industriebetrieb früher oder später von einem neuen Stromverkäufer angegangen werden, der für den Eigenverbrauch ungünstige Tarife anbietet (Erhöhung des leistungsgebundenen Anteils). Der Dritte muss folglich vermeiden, eine Verrechnung basierend auf dem nicht bezogenen Energieanteil zu vereinbaren (dessen Tarifbasis früher oder später geändert werden könnte, ohne dass er darauf Einfluss nehmen könnte).

Diese Feststellung führt zum besonderen Fall, bei dem der Dritte in der Lage ist, dem Industriebetrieb ein „Package“ anzubieten, das die gesamte von ihm benötigte elektrische Energie beinhaltet. Der Dritte könnte in diesem Fall mit einem „Trading“-Service für Elektrizität zusammenarbeiten. Vor diesem Hintergrund könnte sich ein Energieversorger auf den Eigenverbrauch bei Industriebetrieben spezialisieren und die Tarife entsprechend gestalten (das heisst ohne leistungsgebundene Komponente). Der Energieversorger hätte auch die Möglichkeit, die photovoltaisch erzeugte Elektrizität wirtschaftlich zu nutzen, einschliesslich des in das Netz eingespeisten Anteils.

Der mit einer Tradinggesellschaft zusammenarbeitende Dritte könnte natürlich direkt das EVU des Industriebetriebes sein. Dieser Fall eröffnet interessante Möglichkeiten, wie der Besitz und die „Vermietung“ der Vermögenswerte durch einen reinen Finanzinvestor an das EVU, oder die Priorisierung der Investitionen in PV-Anlagen nach Stromnetz Kriterien.

Zusammenfassung der Modelle

Kosten oder Ertrag	Modell I: Investition durch das Unternehmen	Modell II: Investition durch Dritten, z. B. EVU
An die Erstinvestition verbundene Kosten (Amortisation, Darlehen usw.)	zu berücksichtigen	gleich wie Modell I
Investitionshilfen	zu berücksichtigen	gleich wie Modell I
Betriebskosten (Wartung, Unterhalt)	zu berücksichtigen	gleich wie Modell I
Steuer auf den Nettogewinn der Anlage	zu berücksichtigen	gleich wie Modell I (juristische Person)
Kosten für die Dachmiete	keine Anwendung	zu berücksichtigen
Verkauf oder wirtschaftliche Nutzung der produzierten Elektrizität für den Eigenverbrauch	Leistung „in natura“, deren Kosten nicht mehr vom Markt abhängen	Verkauf als Substitutionsenergie, Gefahr/Gelegenheit je nach Marktpreisänderung
Verkauf von überschüssiger, ins Netz eingespeister Elektrizität	grundsätzlich zum Mindesttarif	beste Möglichkeit für die wirtschaftlich Nutzung wenn EVU
Verkauf von Herkunftsnachweisen (HKN) (vorbehaltlich Gesetzeskonformität)	Zusätzlicher Ertrag je nach Marktwert	beste Möglichkeit für die wirtschaftlich Nutzung wenn der Investor das EVU ist

Tabelle 25: Beschreibung der Kosten und Erträge der Geschäftsmodelle

Es kann festgestellt werden, dass die Kosten und Erträge der Geschäftsmodelle I und II sehr ähnlich sind. Kleine Unterschiede kann es geben: In Modell II kann der Dritte von Volumenauswirkungen profitieren, wenn er mehrere Anlagen realisiert und betreibt. Bei Modell II kann ein EVU die ins Netz eingespeiste überschüssige Elektrizität mit einer Marge weiterverkaufen. Auf der anderen Seite braucht das Unternehmen keine Miete für das Dach zu bezahlen.

Die wichtigen ökonomischen Parameter, das heisst die Investitionskosten (netto nach Abzug eventueller Förderbeiträge) und der wirtschaftliche Nutzen von selbst verbrauchter Elektrizität, sind in beiden Modellen identisch. Aus diesem Grund wird nachfolgend nur eine für beide Geschäftsmodelle gültige Wirtschaftssimulation durchgeführt.

Die Modelle I und II unterscheiden sich durch die Art des Investors. Angesichts der gegebenen Rentabilität (einer Obligation ähnliches Profil, geringe Risiken und Erträge) kann festgestellt werden, dass diese Art von Investition für Stadtwerke oder Pensionskassen besser geeignet ist als für Industriebetriebe. Es wäre beispielsweise sinnvoll, für diese Aktivitätsart die Investitionen der EVU zu fördern, die bei Bedarf auf die Pensionskassengelder zurückgreifen könnten.

5.4 Entwicklung der Modelle und Empfehlungen

Für die Evaluation der beiden Modelle wurde ein gemeinsames, reales und repräsentatives Fallbeispiel veranschaulicht. Die folgenden Parameter und Annahmen wurden verwendet:

Parameter und Annahmen

Feste Parameter

Branchengruppe	Metalle/Geräte
Verbrauchskategorie gemäss ElCom	C6
PV-Anlage (Grösse)	640 kWp
PV-Anlage (Kosten, alles inkl.)	1690 CHF/kWp
PV-Produktivität	950 kWh/Jahr/kWp
Betriebskosten für die PV-Produktion	4 Rp./kWh
Kosten für die Dachmiete	0,5 Rp./kWh
Technische Lebensdauer	25 Jahre
Eigenverbrauchsgrad	90,5 %
Selbstversorgungsgrad	16,4 %
Eigenkapitalrendite	4,5 %
Fremdkapitalrendite	3,0 %
Anteil an Eigenkapital	30 %
Grenzsteuersatz	20 %
Buchhalterische Abschreibungsdauer	gleich wie technische Lebensdauer
Abschreibungsdauer des Darlehens	gleich wie technische Lebensdauer
Vergütung für selbst verbrauchte Elektrizität	13,6 Rp./kWh bzw. 15,5 Rp. (siehe Tabelle 9, S. 30), 12 % (siehe Tabelle 12, S. 33)
Vergütung für eingespeiste Elektrizität	8 Rp./kWh
<u>Veränderte Parameter für die Sensitivitätsanalyse</u>	
Investitionshilfe	0 CHF/kWp (von 0 bis 600 CHF/kWp)
Operative Auswirkung	
(Förderbeitrag, Preisveränderung, HKN usw.)	0 Rp./kWh (von 0 bis 5 Rp./kWh)

Wirtschaftssimulation

Mit den erwähnten Parametern wurde eine DCF-Analyse durchgeführt. Die ökonomischen Annahmen sind in der Tabelle 26 angegeben.

	Unternehmen oder Dritter	
	30 % Eigenkapital	100 % Eigenkapital
NPV [CHF]	-200'826.-	
PI [-]	-0,19	-0,31
IRR	-3,2 %	1,2 %

Tabelle 26: Rentabilität der PV-Anlage mit verschiedenen Investitionsarten

Die negativen NPV- und PI-Werte zeigen auf, dass mit den verwendeten Parametern keine ausreichende Rentabilität erzielt werden kann, die eine Investition rechtfertigen würde, auch nicht mit der Aufnahme eines Darlehens (Hebelwirkung). Oder anders gesagt: Trotz relativ attraktiver PV-Produktionskosten ist bei der Nutzung zum Industrietarif von 13,6 Rp./kWh einzig durch den Eigenverbrauch keine Rentabilität möglich.

Welche Unterstützung ist notwendig, damit diese Investition rentabel wird? Angesichts der in der NPV-Berechnung berücksichtigten Kapitalrendite (4,5 %) zeigt die praktische Erfahrung der KEV, dass ein leicht positiver NPV reichen kann.

Nachfolgende Grafik veranschaulicht, welche Kombinationen mit Investitionshilfe (CHF/kWp) und/oder „mit zusätzlichem Ertrag pro kWh“ notwendig sind. Der zusätzliche Ertrag pro kWh kann eine Erhöhung des Strompreises, eine Verringerung der Betriebskosten, ein Förderbeitrag pro produzierter kWh oder die Ausstellung eines HKN sein.

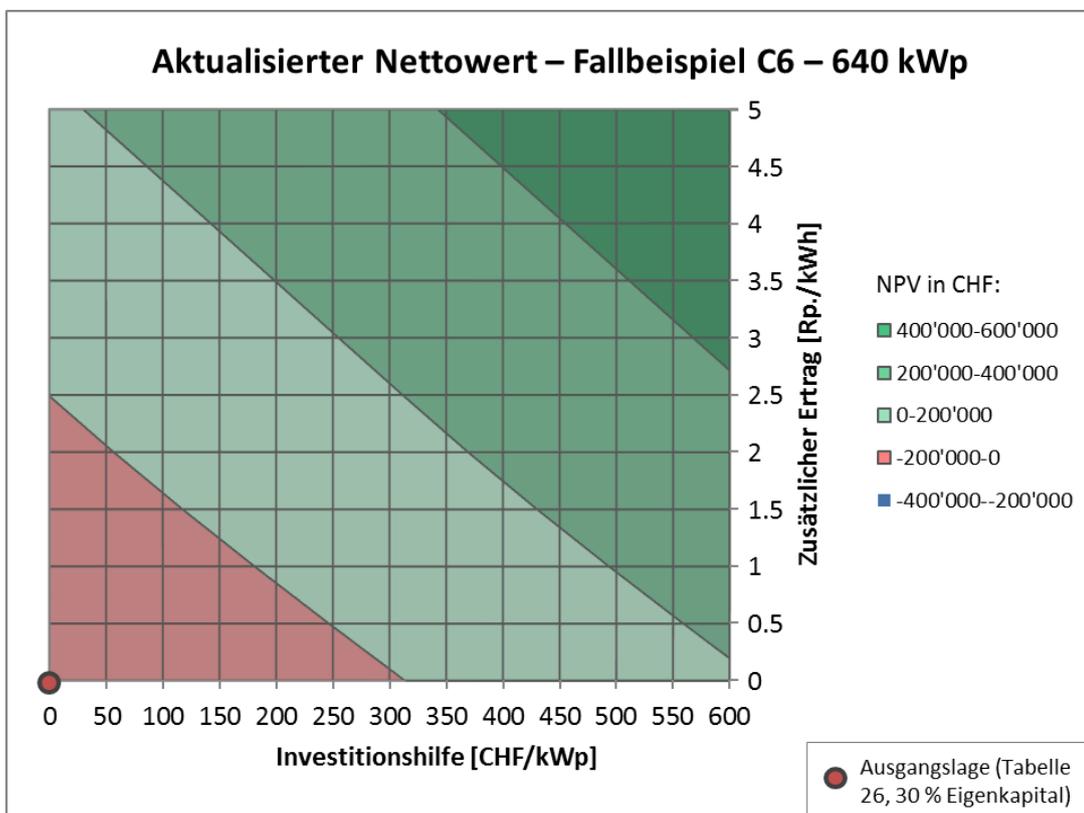


Abbildung 23: Aktualisierter Nettowert nach Investitionshilfe in CHF/kWp und nach Preis der Herkunftsnachweise in Rp./kWh

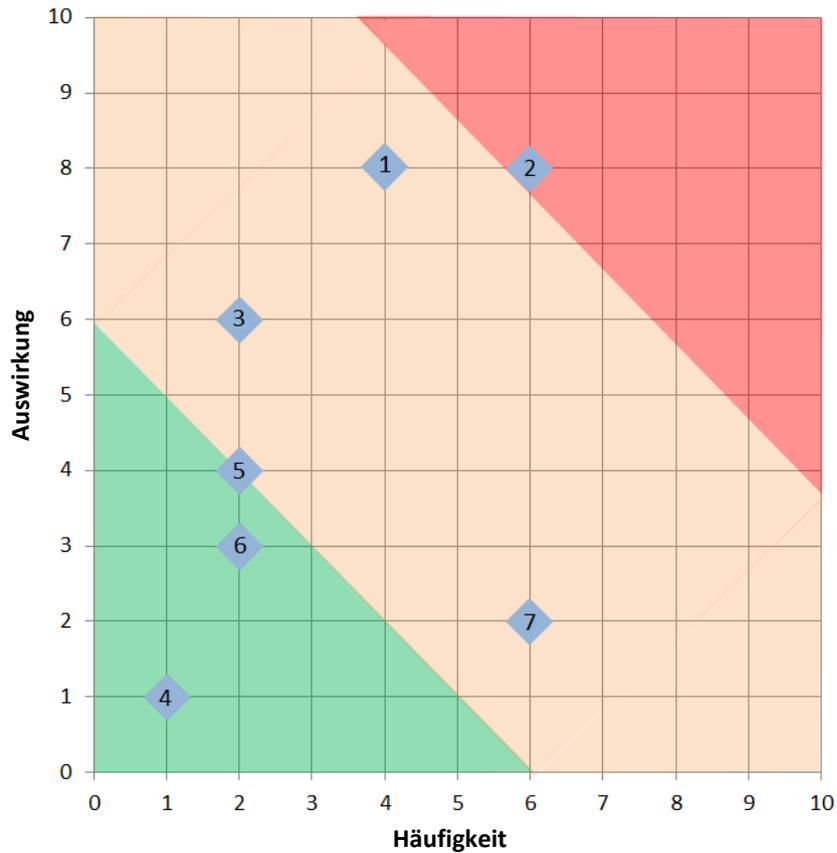
6. Beeinträchtigungen

Die nachfolgende Tabelle fasst die während der Durchführung der Studie angetroffenen Beeinträchtigungen für den Eigenverbrauch zusammen.

Beeinträchtigung	Umstand	Häufigkeit 1 bis 10	Auswirkung 1 bis 10
Geringer Eigenverbrauchsgrad (technisch)	Die Verbrauchs- und PV-Produktionsprofile sind nicht immer gut aufeinander abgestimmt (HT/NT, Jahreszeiten). Begrenzte Optimierungsmöglichkeit (Tagesspeicherung, Verschiebung der Lastspitzen).	4	8
Geringer wirtschaftlicher Nutzen der Elektrizität (wirtschaftlich)	Zu geringe Erträge (Substitution der Elektrizität des Marktes). Mögliche Ursachen: zu hohe PV-Kosten, zu hohe leistungsgebundene Komponente im Strommarktpreis, Unsicherheit in Bezug auf die Marktpreisentwicklung.	6	8
Ungünstige Tarifgestaltung (wirtschaftlich)	Die Tarife des VNB (Netz) oder des Energieversorgers sind sehr stark an die Spitzenleistung gebunden. Die an das Netz gebundene Leistungskomponente ist reglementiert. Die an die Energie gebundene Leistungskomponente wird vom Markt reguliert.	2	6
Schweleneffekt in der Tarifgestaltung (wirtschaftlich)	Der Eigenverbrauch senkt den Energieeinkauf. Der Industriebetrieb wechselt die Klasse und muss einen höheren Einheitspreis bezahlen.	1	1
Widerstand der VNB (wirtschaftlich)	Die VNB handeln entsprechend, um die aufgrund des Eigenverbrauchs nicht gedeckten Netznutzungskosten zu überwälzen (z. B. durch die Einführung einer spezifischen Kundengruppe).	2	4
Elektrischer Anschluss (Projekt)	Der VNB kann gewisse kostenintensive Veränderungen veranlassen (Änderung einer MS-Station, die Eigentum des Industriebetriebes ist, Untersuchung und Messungen zur Vermeidung von elektrischen Störungen bei direktem Anschluss an die NSHV).	2	3
Verschiedene Eigentümer (Projekt)	Die Gebäude und PV-Anlagen haben nicht denselben Eigentümer, was praktische Probleme hervorruft (Anerkennung des Eigentums der Anlage für die Beschaffung von Fremdmitteln, Wartungszugang, Demontage der Anlage wegen Dachunterhalt, gegenseitige Haftpflichtversicherung usw.) Nicht den Eigenverbrauch betreffendes Problem	6	2

Tabelle 27: Identifizierte Beeinträchtigungen des Eigenverbrauchs

Grafische Darstellung der Beeinträchtigungen



- 1 Geringer Eigenverbrauchsgrad
- 2 Geringer wirtschaftlicher Nutzen der Elektrizität
- 3 Ungünstige Tarifgestaltung
- 4 Schwelleneffekt in der Tarifgestaltung
- 5 Widerstand der VNB
- 6 Elektrischer Anschluss
- 7 Verschiedene Eigentümer

Abbildung 24: Grafische Darstellung der identifizierten Beeinträchtigungen des Eigenverbrauchs

7. Thermische Nutzung von Strom für den Eigenverbrauch

Aufgrund der langfristigen Tendenzen (steigende Preise für Erdölprodukte und höhere CO₂-Abgaben) werden die Kosten für thermische Energie für industrielle Anwendungen relativ teuer.

Der Brennstoffpreis liegt bei ungefähr 10 Rp./kWh (Hochrechnung mit einem Liter Heizöl zu CHF 1, der einem Energiegehalt von 10 kWh entspricht). Zu diesem Betrag kommt die CO₂-Abgabe hinzu (Mehrpreis von 15 % zum aktuellen Stand von 60 CHF/t CO₂). Zu beachten ist, dass sich dieser Mehrpreis aufgrund der im CO₂-Gesetz bereits berücksichtigten Szenarien verdoppeln kann. Ausserdem müssen auch die Umwandlungs- (Wirkungsgrad des Heizkessels) und Übertragungsverluste eingerechnet werden. Diese Elemente lassen die Kosten für thermische Energie in einem Industriebetrieb auf rund 13,5 Rp./kWh th im HT (einschliesslich CO₂-Abgabe von 60 CHF/t) ansteigen.

Die Kosten für thermische Energie sind somit für den Industriebetrieb nahe derjenigen für die Elektrizität. Aus diesem Grund stellt sich die Frage nach einer Ausweitung des Eigenverbrauchspotenzials auf die Wärmeerzeugung, insbesondere wenn hohe Temperaturen erforderlich sind. Auf diese Frage wurde in der vorliegenden Studie nicht vertieft eingegangen. Es müssten die Kosten für die Umwandlung der photovoltaisch erzeugten Energie in thermische Energie ermittelt werden, einschliesslich der Kosten für eine neue Infrastruktur (z. B. elektrische Widerstandsheizung für die Vorwärmung der Verbrennungsluft eines Brenners) sowie Kosten für eine erweiterte Regulierung (für die Verbindung zwischen PV-Produktion und Strom-/Wärmeverbrauch). Für die Ermittlung des globalen Potenzials müssten zudem die für die Schweizer Industrie typischen ¼-Stunden-Wärmelastprofile untersucht werden, was bedeutende Recherchen bedingt.

In der Annahme, dass die während des Verfassens dieser Studie auf dem Energiemarkt beobachteten Mechanismen (sinkende Strompreise aufgrund der Subventionierung von erneuerbarer Elektrizität in Deutschland, Erhöhung der CO₂-Abgabe, Erhöhung der Preise von Erdölprodukten) anhalten werden, wird es ökonomisch möglich sein, den vor Ort verwendeten Anteil photovoltaisch erzeugten Stroms für eine zusätzliche Nutzung zur Wärmeerzeugung zu erhöhen. Diese Möglichkeit könnte die Realisierung von gewissen, in dieser Studie als ungünstig befundenen PV-Anlagen rechtfertigen (aus den Branchengruppen Lebensmittel und Bau), insbesondere wenn aufgrund des Verbrauchsprofil ein hoher Eigenverbrauchsgrad (Schwelle von 95 %) eine zu kleine PV-Anlage bedingt, um rentabel zu sein.

Zu erwähnen ist aber auch, dass die thermische Nutzung von Photovoltaikstrom eine künstliche ökonomische Massnahme ist (Bevorzugung eines Energietyps zuungunsten eines anderen), die gegen den „physischen“ Wert der Energiearten verstösst (Elektrizität ist im Gegensatz zu thermischer Energie vollständig umwandelbar). Aus dieser Sicht ist es sinnvoller, den Wärmebedarf durch Wärmepumpen zu decken, die mit Photovoltaikstrom (vor Ort erzeugt oder aus dem Netz) betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, nicht für den Eigenverbrauch genutzte (ins Netz eingespeiste) Energie attraktiv zu vergüten, beispielsweise durch Ökostrom-Zertifikate.

Die Frage der thermischen Nutzung von Elektrizität für Industrieprozesse dürfte sich ausserdem allgemein stellen und nicht nur im Hinblick auf den Eigenverbrauch. Tatsache ist, dass der Strompreis für die Industrie (Tabelle 11) bereits wettbewerbsfähig zum oben erwähnten Preis für thermische Energie ist. Diese „abnormale“ Situation ist auf Verzerrungen im Strompreismarkt und je nach Energieart verschiedene gesetzliche Vorschriften zurückzuführen.

8. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

8.1 Schlussfolgerungen

Die Schweizer Industrie verbraucht rund 16 TWh/Jahr. Theoretisch könnten auf den Dächern der Industriegebäude in der Schweiz Photovoltaikanlagen mit einer jährlichen Produktion von ca. 4 TWh installiert werden. Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wäre es möglich, **ca. 1 TWh/Jahr** dieses Potenzials in kurz- bis mittelfristiger Zukunft zu realisieren. Dieser photovoltaisch erzeugte Strom würde vorwiegend vor Ort, das heisst für den **Eigenverbrauch**, verwendet. Auf den Industriedächern könnte sogar 0,5 bis 1 TWh/Jahr zusätzlich produziert werden, jedoch mit einer geringeren Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs, was eine herkömmliche Subventionierung in der Art der KEV bedingen würde.

Der wirtschaftliche Nutzen der selbst verbrauchten Energie ist durch die Kosten der substituierten Elektrizität begrenzt. Angesichts des industriellen Umfeldes entspricht dieser Betrag dem Preis von Grossverbrauchern und ist relativ tief. Die substituierte Elektrizität enthält zudem eine Kostenkomponente, die an die bezugsberechtigte Leistung gebunden und für den Eigenverbrauch nicht verwertbar ist. Der im Rahmen dieser Studie ermittelte **Bewertungspreis von für den Eigenverbrauch genutzter Elektrizität** beträgt **zwischen 11 und 17 Rp./kWh**. Dieser Preis wurde nach Abzug eines nicht verwertbaren leistungsgebundenen Anteils bestimmt.

Trotz sinkender Kosten für PV-Anlagen und deren zurzeit relativ hoher Attraktivität ist für den Eigenverbrauch genutzte Elektrizität (noch) nicht genügend rentabel, um die Auslösung von Investitionen in PV-Anlagen auf den Industriegebäudedächern herbeizuführen. Ausserhalb des KEV-Systems werden heute lediglich diejenigen Projekte realisiert, welche die günstigsten Bedingungen aufweisen und von Investoren unterstützt werden, die sich mit minimalen Kapitalrenditen zufrieden geben.

Aus diesem Grund wird in dieser Studie die Höhe der Unterstützung (in der Form eines der bei der KEV eingeführten „Option“ identischen Systems) ermittelt, die für die Auslösung von entsprechenden Investitionen erforderlich ist, um das identifizierte Potenzial zu erreichen. Für die Solarstromproduktion von **1 TWh/Jahr** für den Eigenverbrauch wären **500 Mio. CHF bzw. durchschnittlich 476 CHF/kWp** erforderlich. Die Förderung des Eigenverbrauchs weist gegenüber der herkömmlichen KEV zwei grosse Vorteile auf: Einerseits werden für das Erreichen des Ziels erheblich geringere finanzielle Mittel benötigt, andererseits wird der Strommarktpreis nicht mit einer Zwangseinführung von subventionierter Elektrizität unter Druck gesetzt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die **selbst verbrauchte Energie zu einem vereinbarten Tarif genutzt wird**, was eine stabilisierende Wirkung hat.

Der PV-Anlagen-Investor kann der Industrielle selbst oder ein Dritter sein. Besonders interessant sind Projekte, bei denen der Investor zugleich der Energieversorger (EVU) des Industriebetriebes ist, weil eine sehr enge Verbindung zwischen selbst verbrauchter und substituierter Elektrizität während der gesamten Lebensdauer der Anlage vorhanden ist.

Die Attraktivität des Eigenverbrauchs beruht auf dem Mehrwert, der geschaffen wird, weil die Elektrizität nicht zum Verbraucher transportiert werden muss. Die **Kehrseite der Medaille hingegen ist, dass dieser Betrag nicht mehr zur Finanzierung und Instandhaltung des Verteilnetzes beiträgt**. Die Menge von 1 TWh/Jahr entspricht rund 50 Mio. CHF pro Jahr, die so den Stromversorgungsnetzen entgehen würden. Dies könnte die Verteilnetzbetreiber (VNB) dazu bringen, ihre Tarifpolitik für die Netzkosten zu ändern, um die Einnahmen von Verbrauchern, die den erzeugten Strom für den Eigenverbrauch nutzen, teilweise oder ganz aufrechtzuerhalten. Zu diesem Zweck könnten sie relativ einfach eine spezielle Kundengruppe einführen, wie dies bereits von der UREK-N erwähnt wurde, und/oder 70 % der in Rechnung gestellten Kosten auf die beanspruchte Höchstleistung „konzentrieren“, wie dies die StromVV bereits vorsieht.

Diese Hauptgefahr in Bezug auf die Förderung des Eigenverbrauchs muss jedoch aufgrund der Vorteile, die diese Methode gegenüber dem KEV-System bietet, relativiert werden: Schaffung einer Produktionskapazität an erneuerbarer Energie zu günstigerem Preis, stabilisierende Wirkung

auf die Strommarktpreise (dank der die Investitionen in die gegenwärtigen herkömmlichen Anlagen geschützt werden können) sowie geringere bzw. vernachlässigbare Kosten für die Netzeinbindung von neuen PV-Anlagen (weil die Produktion am Ort des Verbrauchs erfolgt).

Jegliche Aktion, welche höhere Kosten der substituierten Elektrizität zur Folge hat, wird den Eigenverbrauch begünstigen. Zur Förderung des Eigenverbrauchs wird beispielsweise auch die vorgesehene Erhöhung der KEV-Abgabe (von 0,6 auf 1,1 Rp./kWh) beitragen. Auch die Ausstellung und Verwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) hätte den Eigenverbrauch fördern können. Eine per Anfang 2015 in Kraft tretende Bestimmung der EnV untersagt diese Praktik jedoch. Ein neuer Ansatz (der erst noch erfunden werden muss) für die Anerkennung des Mehrwerts von nicht ins Netz eingespeistem, aber zur nationalen Bilanz beitragendem Ökostrom könnte eine interessante Alternative darstellen.

Abschliessend kann gesagt werden, dass der Eigenverbrauch dank PV-Anlagen auf Industriedächern ein **effizientes und wirtschaftliches Mittel zur erheblichen Erhöhung der Produktion von Photovoltaikstrom in der Schweiz** darstellt. Diese – aufgrund des Verbrauchs am Erzeugungsort – neue Produktionsart ist mit der aktuellen Netzinfrastruktur kompatibel. Sie kann sich jedoch nur unter der Voraussetzung einer konstruktiven und engagierten Zusammenarbeit mit den VNB und EVU ausbreiten.

Das Potenzial von 1 TWh/Jahr für den Eigenverbrauch in der Industrie ist im Rahmen der Energiepolitik 2050 des Bundes keineswegs vernachlässigbar, denn es entspricht der Installation von 7 Millionen m² Solarpanels bzw. 4,6-mal der 2012 in der Schweiz installierten PV-Leistung.

8.2 Empfehlungen

Anhand der im Rahmen dieser Studie erzielten Ergebnisse und gewonnenen Erfahrungswerte geben die Verfasser die folgenden Empfehlungen ab:

- i) Förderung des Eigenverbrauchs in der Schweizer Industrie. Zu diesem Zweck kann das BFE
 - einen Teil der KEV-Mittel für progressive Investitionshilfen zur Verfügung stellen
 - die VNB beim steigenden Eigenverbrauch mit einbeziehen
 - eine verhältnismässige Verrechnung der Leistungskomponente durch die VNB an Eigenverbraucher gewährleisten
 und dabei auch sicherstellen, dass die Finanzierung des Stromnetzes langfristig gesichert ist

- ii) Vertiefung der folgenden Aspekte durch spezifische Studien
 - Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades durch die Speicherung von Elektrizität, Verschiebung von Lastspitzen, Gruppierung von Verbrauchern und Produzenten
 - Möglichkeit der Ausstellung von „alternativen HKN“ für Ökostrom, die zur schweizweiten Bilanz beitragen, ohne in das Netz eingespeist zu werden.
 - Eigenverbrauchspotenzial des Dienstleistungssektors
 - Eigenverbrauchspotenzial durch die Umwandlung und Nutzung anderer Energiearten (thermische, chemische Energie)
 - Mögliche Interaktionen und Synergien mit hydraulischer Speicherung

- iii) Z. B. Aufzeigen einer
 - Testindustriезone mit einer Industriegruppe mit eigener Produktion für den Eigenverbrauch (technischer Teil), unter Berücksichtigung der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und der Zusammenarbeit mit einem Investor und Vermarkter von Strom (ökonomischer Teil).

Verfasser
Funktion

François Bauer
Vizedirektor
Mandatsleiter

Lionel Perret
Vizedirektor

Nadine Mounir
Bachelor HSG, Praktikantin

Jean-Marc Aeschlimann
Dipl. Elektroingenieur FH

PLANAIR SA; FBR/NMR/JMA/LPT; La Sagne, 15. April 2015

Kontakt: François Bauer, Planair SA, Crêt 108a, 2314 La Sagne
E-Mail: francois.bauer@planair.ch

Wichtige Abkürzungen

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, deutsches Gesetz, das insbesondere die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien beinhaltet
BFE	Bundesamt für Energie
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz des Bundes (SR 730.0)
EnV	Energieverordnung des Bundes (SR 730.01)
EVU	Energieversorgungsunternehmen, kurz Energieversorger
HKN	Herkunftsnachweis
IRR	Interne Rentabilitätsziffer (ökonomischer Indikator in %)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde (Einheit der elektrischen Energie)
kWp	Maximale Leistung einer PV-Anlage
NPV	(<i>Net Present Value</i>) Aktualisierter Nettowert (ökonomischer Indikator in CHF)
PI	Profitabilitätsindex (ökonomischer Indikator, ohne Einheit)
PV	Photovoltaik
Vmax	Variante der Grösser der PV-Anlage mit maximaler Dachnutzung (mit baulichen Mehrkosten)
VNB	Verteilnetzbetreiber
Vopt	Variante der Grösser der PV-Anlage mit „optimalen“ Installationskosten (ohne Mehrkosten)
V95 %	Variante der Grösser der PV-Anlage, bei der mindestens 95 % der produzierten Energie für den Eigenverbrauch genutzt wird

Referenzverzeichnis

- BFE. (2013). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012*. Bern: Schweizerische Eidgenossenschaft.
- BFE. (Juli 2013). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor, Resultate 2012*. Ittigen: Schweizer Eidgenossenschaft.
- BFE. (Okt. 2013). *Erläuternder Bericht zur Revision der Energieverordnung (EnV, SR 730.01), Umsetzung der parlamentarischen Initiative 12.400 (Eigenverbrauch, Rückerstattung des Zuschlags und Einmalvergütung)*. Ittigen: Schweizerische Eidgenossenschaft.
- BKW. (Jan. 2013). *Stellungnahme zur Energiestrategie 2050*. Bern.
- ElCom. (2014). *Die kantonalen Strompreise im Vergleich*. Abgerufen am 10. 02. 2014 von Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom: <http://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>
- europ'energies. (2012). Suisse : la concurrence commence à jouer sur l'électricité. *europ'energies*, 4.
- Groupe E SA. (Jan. 2013). *Consultation : Stratégie énergétique 2050*. Granges-Paccot.
- Lammersen, L., & Schwager, R. (2005). *The Effective Tax Burden of Companies in European Regions*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Märtel, C. (2014). *PV Eigenverbrauch*. Abgerufen am 10. 02. 2014 von Solaranlagen-Portal: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/eigenverbrauch>
- OFEN. (2011). *Evolution des prix de l'électricité en Suisse, Rapport du Conseil fédéral donnant suite au postulat 08.3280 Stähelin du 4 juin 2008*. Ittigen: Confédération Suisse.
- Planair SA. (2013). *Groupement des cantons FR, GE, JU, NE et VD, Déploiement du photovoltaïque dans les zones industrielles, Rapport de synthèse*. La Sagne.
- Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2015*. Basel: Schweizerische Eidgenossenschaft.
- REC. (2013). *Studie zur Wirtschaftlichkeit von gewerblichen Eigenverbrauchsanlagen in Deutschland*. München: REC Solar Germany GmbH.
- Romande Energie. (n.d.). *Ouverture du marché de l'électricité*. Abgerufen am 20.. 01 2014 von <http://investor.romande-energie.ch/~media/Files/R/Romande-Energie/Attachments/fr-march-lectrique-en-suisse-4.pdf>
- UREK-N. (2013). *Parlamentarische Initiative, Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher, Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates*. Bern.
- Viessman. (2013). *TopTechnik - Effizienter Eigenverbrauch von Solarstrom*. Allendorf (DE). Von http://www.viessmann.de/content/dam/internet-global/pdf_documents/toptechnik/tt-effizienter_eigenverbrauch_von_solarstrom.pdf abgerufen

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Tabellen

Tabelle 1: Entwicklung der Vergütung der vor Ort der Produktion verbrauchten kWh in Eurocent/kWh (Märtel, 2014) 17

Tabelle 2: Strompreis und Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs für drei 19

Tabelle 3: Kriterien für die Schichtung der Unternehmen 22

Tabelle 4: In der Studie berücksichtigte Kosten der PV-Anlagen 26

Tabelle 5: Für die Berechnung der Produktionskosten für Photovoltaikstrom pro kWh verwendeten konstanten Werte 26

Tabelle 6: Definition der Verbrauchskategorien der ElCom und Interpretation für die Studie 27

Tabelle 7: Durchschnittlicher Strompreis 2013 nach Verbrauchskategorien (Quelle: ElCom) 28

Tabelle 8: Differenzen der Komponenten Energie und Netz zwischen Hoch- und Niedertarifen sowie Sommer- und Wintertarifen 29

Tabelle 9: Berechnung des gewichteten Stromtarifes nach Verbrauchskategorien (Quelle: ElCom) 30

Tabelle 10: Typische Wochenaufteilung der VNB von Hoch- und Niedertarif 30

Tabelle 11: Prozentsatz des Stromtarifs basierend auf dem maximalen Leistungsbezug 32

Tabelle 12: Stromverbrauch, PV-Potenzial, Eigenverbrauchsgrad und Selbstversorgungsgrad (für die optimale Variante) pro Branchengruppe *Zahlen beruhend auf anteiliger Berechnung 33

Tabelle 13: Prognosen der Kosten von PV-Anlagen pro kWp gemäss BFE 37

Tabelle 14: Zusammenfassung des Bewertungspreises des für den Eigenverbrauch genutzten Stroms 38

Tabelle 15: Für die ökonomische Analyse verwendeten Finanzdaten mit konstantem Wert 43

Tabelle 16: Vergleich der Rentabilität potenzieller Anlagen zweier Unternehmen mit verschiedenen Eigenverbrauchsgraden aufgrund wöchentlicher Schwankungen 43

Tabelle 17: Vergleich des Bewertungspreises der produzierten und selbst verbrauchten kWh für zwei Unternehmen mit verschiedenen Eigenverbrauchsgraden aufgrund saisonaler Schwankungen 44

Tabelle 18: Rentabilitätsvergleich der Varianten Vopt und V95 % bei drei Unternehmen 45

Tabelle 19: Entwicklung der Rentabilität einer Anlage nach Eigenverbrauchsgrad 45

Tabelle 20: Rentabilitätsvergleich der Varianten Vopt und Vmax bei zwei Unternehmen 47

Tabelle 21: Einfluss einer Erhöhung des leistungsgebundenen Tarifanteils auf die Rentabilität der PV-Anlagen von zwei Unternehmen 48

Tabelle 22: Entwicklung der Rentabilität einer Anlage nach Höhe des leistungsgebundenen Tarifanteils 48

Tabelle 23: Veränderung der Rentabilität der Anlagen konkreter Unternehmen nach Preisentwicklungsszenarien bis 2050 49

Tabelle 24: Vergleich der Profilkompatibilität von drei Unternehmen aus dem tertiären Sektor. Der negative PI zeigt auf, dass für diese Anlagen die Netzparität (Rentabilität) nicht erreicht ist 51

Tabelle 25: Beschreibung der Kosten und Erträge der Geschäftsmodelle 56

Tabelle 26: Rentabilität der PV-Anlage mit verschiedenen Investitionsarten 58

Tabelle 27: Identifizierte Beeinträchtigungen des Eigenverbrauchs 59

Tabelle 28: Beschreibung der Branchengruppe nach der Schichtungsmethode 70

Abbildungen

Abbildung 1: Profil eines Industriebetriebes aus der Branchengruppe Metall/Maschinen. Vergleich des Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrades..... 8

Abbildung 2: Lastkurve und PV-Produktion einer Woche im März 2012 eines Industriebetriebes aus der Branchengruppe Andere Industrien..... 9

Abbildung 3: Zusammensetzung des Strompreises gemäss ElCom 10

Abbildung 4: Grid Parity in der Westschweiz (Planair SA, 2013) 11

Abbildung 5: Entwicklung der Rentabilität des Eigenverbrauchs im Vergleich mit der Netzeinspeisung in Deutschland (Viessman, 2013). In Zone 1 ist die Einspeisung wirtschaftlicher als der Eigenverbrauch, in Zone 2 ist es genau umgekehrt. 18

Abbildung 6: Stromverbrauch nach Branchengruppen des sekundären Sektors (Datenquelle: BFE) 21

Abbildung 7: Mittlerer Stromverbrauch pro Unternehmen nach Branchengruppen (Datenquelle: BFE) 21

Abbildung 8: Aufteilung der Anzahl Unternehmen und deren Verbrauchs nach ElCom-Kategorien 23

Abbildung 9: Verbrauchs- und PV-Produktionsprofil eines Unternehmens aus der Branchengruppe Maschinen mit Darstellung des Verhältnisses zwischen Eigenverbrauchs- und Selbstversorgungsgrad..... 24

Abbildung 10: Kriterien der Ausrichtung und des Schattenwurfs..... 25

Abbildung 11: Kantonaler durchschnittlicher Strompreis mit Aufteilung nach Komponenten für die Verbrauchskategorie C3 (150 bis 500 MWh/Jahr)..... 28

Abbildung 12: Kantonaler durchschnittlicher Preis der Komponenten Energie und Netz des Strompreises der Verbrauchskategorie C4 (500 bis 1500 MWh/Jahr) 29

Abbildung 13: Wirtschaftlicher Nutzen bei Eigenverbrauch (ohne Berücksichtigung der festen Abonnementskosten)..... 31

Abbildung 14: Darstellung des PV-Potenzials für Eigenverbrauch basierend auf den Schweizer Stromverbrauchsdaten der verschiedenen Branchen (Basis 2012)..... 34

Abbildung 15: PV-Potenzial in Bezug auf eine einmaligen Investitionshilfe pro kWp mit Vergrößerung des relevanten Bereichs. Die einmalige Investitionshilfe ist mit dem „Optionsrecht“ der KEV vergleichbar..... 36

Abbildung 16: Vergleich des PV-Potenzials nach einmaliger Investitionshilfe pro kWp gemäss berücksichtigter Kostenbasis 37

Abbildung 17: Vergleich des je nach Investitionshilfe erreichbaren PV-Potenzials gemäss drei verschiedenen Marktstrompreisvarianten 38

Abbildung 18: PV-Potenzial in Abhängigkeit eines Förderbeitrags pro kWh..... 39

Abbildung 19: Gesamtbetrag für Förderbeiträge pro GWh/Jahr produzierte Solarenergie..... 40

Abbildung 20: Einfluss des Selbstversorgungsgrades auf den für jedes Unternehmen erzielbaren Eigenverbrauchsgrad 46

Abbildung 21: Verschiedene Fälle in Bezug auf den Eigenverbrauch und den Selbstversorgungsgrad. Die blaue vertikale Linie entspricht der PV-Anlagengrösse Vopt..... 46

Abbildung 22: Darstellung der Eigenverbrauchsprofile eines Supermarkts und eines Hotels 52

Abbildung 23: Aktualisierter Nettowert nach Investitionshilfe in CHF/kWp und nach Preis der Herkunftsnachweise in Rp./kWh 58

Abbildung 24: Grafische Darstellung der identifizierten Beeinträchtigungen des Eigenverbrauchs60

Anhang

Tabelle der Branchengruppen

Jede Untergruppe ist mit einer Verbrauchskategorie, der Nummer der Branchengruppe und der Grössenklasse versehen.

Stufe 1		Stufe 2		Verbrauchskategorie gemäss ECom	Code der Untergruppe	Anzahl Unternehmen der Untergruppe
Code	Branchengruppe	Code	Grössenklasse [VZÄ]			
b01	Nahrungsmittel	cl1	1 – 5	c2	b01cl1c2	1602
		cl2	6 – 19	c3	b01cl2c3	519
		cl3	20 – 99	c6	b01cl3c6	280
		cl5	> 100	c6	b01cl5c6	120
b02	Textil	cl1	1 – 5	c2	b02cl1c2	1260
		cl2	6 – 19	c3	b02cl2c3	168
		cl3	20 – 99	c4	b02cl3c4	103
		cl5	> 100	c6	b02cl5c6	23
b03	Papier / Druck	cl1	1 – 5	c2	b03cl1c2	1763
		cl2	6 – 19	c4	b03cl2c3	489
		cl3	20 – 99	c6	b03cl3c6	207
		cl5	> 100	c7	b03cl5c7	65
b04	Chemie	cl1	1 – 5	c3	b04cl1c3	354
		cl2	6 – 19	c4	b04cl2c4	174
		cl3	20 – 99	c6	b04cl3c6	195
		cl5	> 100	c7	b04cl5c7	99
b05	Zement / Beton	cl1	1 – 5	c4	b05cl1c4	5
		cl2	6 – 19	c6	b05cl2c6	16
		cl3	20 – 99	c7	b05cl3c7	11
		cl5	> 100	c7	b05cl5c7	6
b06	Andere NE- Materialien	cl1	1 – 5	c2	b06cl1c2	819
		cl2	6 – 19	c3	b06cl2c3	252
		cl3	20 – 99	c6	b06cl3c6	157
		cl5	> 100	c6	b06cl5c6	19
b07	Metall / Eisen	cl1	1 – 5	c2	b07cl1c3	36
		cl2	6 – 19	c3	b07cl2c6	31
		cl3	20 – 99	c6	b07cl3c7	36
		cl5	> 100	c6	b07cl5c7	21
b08	NE-Metall	cl1	1 – 5	c3	b08cl1c3	65
		cl2	6 – 19	c4	b08cl2c4	38
		cl3	20 – 99	c6	b08cl3c6	26
		cl5	> 100	c7	b08cl5c7	22
b09	Metall / Geräte	cl1	1 – 5	c2	b09cl1c2	6076
		cl2	6 – 19	c3	b09cl2c3	2412
		cl3	20 – 99	c4	b09cl3c4	1274
		cl5	> 100	c6	b09cl5c6	412

Potenzial des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom in der Schweizer Industrie

Stufe 1		Stufe 2		Verbrauchskategorie gemäss ElCom	Code der Untergruppe	Anzahl Unternehmen der Untergruppe
Code	Branchengruppe	Code	Grössenklasse [VZÄ]			
b10	Maschinen	c1	1 – 5	c1	b10cl1c1	1102
		c2	6 – 19	c3	b10cl2c2	616
		c3	20 – 99	c4	b10cl3c3	521
		c5	> 100	c6	b10cl5c6	205
b11	Andere Industrien	c1	1 – 5	c2	b11cl1c2	8496
		c2	6 – 19	c3	b11cl2c3	2198
		c3	20 – 99	c4	b11cl3c4	808
		c5	> 100	c6	b11cl5c6	146
b12	Bau	c1	1 – 5	c0	b12cl1c0	28'363
		c2	6 – 19	c1	b12cl2c1	8086
		c3	20 – 99	c2	b12cl3c2	2'812
		c5	> 100	c3	b12cl5c3	260

Tabelle 28: Beschreibung der Branchengruppe nach der Schichtungsmethode