

Machbarkeitsanalyse zur Steigerung des Eigenlastgrads durch Gebäudecluster und aktive Speicher in Großschönau

T. Leber, E. Xypolytou,
W. Prügler, M. Blöchle,
S. Möller, R. Teppner,
B. Frantes

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1/2016

Impressum:

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

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

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

Machbarkeitsanalyse zur Steigerung des Eigenlastgrads durch Gebäudecluster und aktive Speicher in Großschönau

Thomas Leber, Evangelia Xypolytou, Wolfgang Prügler,
Max Blöchle, Sebastian Möller, Renate Teppner, Bettina Frantes
Sonnenpatz Großschönau GmbH

Großschönau, September 2015

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

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

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

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

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

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	9
Abstract.....	12
1 Einleitung.....	15
2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt	16
2.1 Beschreibung des Standes der Technik.....	16
2.1.1 Demand Side Management.....	16
2.1.2 Speichertechnologien.....	17
2.2 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand	17
2.3 Methodik.....	18
2.3.1 Methodik Profilerstellung	18
2.3.2 Methodik Clustererstellung.....	28
2.3.3 Methodik Lastverschiebung.....	31
2.3.4 Methodik Speichersimulation.....	34
2.3.5 Methodik Ermittlung Nahwärmenetz Ausbaupotential.....	34
2.3.6 Methodik Ökonomische Bewertung	40
2.4 Beschreibung der Vorgangsweise und der verwendeten Daten mit Quellenangabe, Erläuterung der Erhebung.....	43
3 Ergebnisse des Projektes	44
3.1 Ergebnisse der PV - Eigenverbrauchsoptimierung für ausgewählte Cluster.....	44
3.1.1 Cluster 1 (82 kWp PV-Anlage).....	44
3.1.2 Cluster 2 (25 kWp PV-Anlage).....	48
3.1.3 Cluster 3 (10 kWp PV-Anlage).....	50
3.1.4 Cluster 7 (5 kWp PV-Anlage).....	52
3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse für alle Cluster inkl. Clusterranking	54
3.2 Ergebnisse der Heizwerkoptimierung.....	57
4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms.....	60
4.1 Einpassung in das Programm.....	60
4.2 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale	60
5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	61
6 Ausblick und Empfehlungen	63
7 Literaturverzeichnis	64
8 Verzeichnisse	66

8.1 Abbildungen.....66

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Smart Grids ist das Lösungswort für den Paradigmenwechsel, der sich momentan im Energienetz vollzieht. Intelligente Stromzähler, Stufensteller am Ortsnetztransformator und Kommunikationsausbau sind Begriffe, mit denen sich Energiewirtschaft und Forschung momentan sehr stark auseinandersetzen. Lösungsansätze existierten jedoch nicht nur auf der Netzebene. Energie wird zukünftig nicht mehr ausschließlich zentral, sondern auch dezentral erzeugt und das nicht immer am Ort und Zeitpunkt des Geschehens. Dabei kann schon bei der Planung von dezentralen Erzeugungsanlagen oder bei der Ausweisung von Bauland darauf geachtet werden, dass eine Nutzung der erzeugten Energie an Ort und Stelle erfolgt.

Inhalte und Zielsetzungen

Das Projekt EigenlastCluster befasste sich deshalb mit der Bildung und Evaluierung von Clustern, welche den Eigenverbrauch erhöhen sollen. Der Hintergrund ist, dass Haushalts-, Gewerbe-, Industrie- und auch kommunale Objekte unterschiedliche Verbrauchsprofile haben. Diese Profile können sich bei einem Zusammenschluss / gemeinsamer Bilanzierung positiv auf den Eigenverbrauch einer PV Anlage auswirken. Zusätzlich wurde die Anwendung von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen auf die Cluster und der Einsatz von chemischen Speicherlösungen auf Lithiumbasis wie auch Wasserstoffspeichern untersucht. In Analogie zur Betrachtung des Stromverbrauchs wurde auch das lokale Heizwerk betrachtet, um seine Auslastung durch entsprechende Verbrauchertypen zu erhöhen. Die Effekte der Clusterbildung wurden anschließend ökonomisch bewertet. Beispielhaft wurde die Gemeinde Großschönau untersucht.

Methodische Vorgehensweise

Um einen Cluster aus Profilen bilden zu können, müssen zuerst die Verbrauchsprofile und die Photovoltaikerzeugung bestimmt werden. Die Verbrauchsprofile setzen sich dabei aus teilweise gemessenen Daten, als auch generischen Profilen zusammen. Die Photovoltaikerzeugung wurde mit Hilfe eines physikalischen Modells bestimmt. Definiert wurde ein Cluster als die Summe von drei verschiedenen Profilen und einer PV-Anlage. Zur Bewertung der Cluster wurde die Minimierung der in das Netz eingespeisten Energie über den Zeitraum von einem Kalenderjahr verwendet. Bei diesen Clustern wurde dann theoretisch DSM simuliert und Speicherkombinationen zur weiteren Optimierung des Eigenverbrauchs bewertet.

Bei der Potentialermittlung für den Ausbau des Nahwärmenetzes wurde folgendermaßen vorgegangen: Messwerte des Heizwerks und Wetterdaten werden verarbeitet, angereichert (z.B. um Heizgradtage HGT), verifiziert und analysiert, um die fünf kältesten Tage zu identifizieren. Sollte im Tagesgang des Heizwerks noch Potential ersichtlich sein, so wird dieses durch flexible Lasten (ähnlich wie beim Clustering und DSM der elektrischen Verbraucher) genutzt. So wird ein neuer Cluster gebildet, der lastflexible Gebäude enthält. Die flexiblen Gebäude unterliegen dabei der Annahme, dass es sich um Häuser mit einem sehr geringen Wärmeverlust und einer großen thermischen Trägheit handelt, die Ihren Tagesbedarf in Zeiten decken können, in denen das Heizwerk nicht vollständig ausgelastet ist. Da der Winter

mit Datenaufzeichnung zwischen 2013 und 2014 ein milder und damit nur bedingt repräsentativer Winter war, wurde eine Hochrechnung des Wärmebedarfes auf einen strengeren Winter vorgenommen. Es wurde eine Grundlast im Sommer von 85,8kW ermittelt und der verbleibende, temperaturabhängige Anteil zwischen 12°C und -17°C hochskaliert. -17°C war der bisher kälteste gemessene Tag in Großschönau, an dem das Heizwerk an seine Leistungsgrenzen kam. Eine vereinfachte Modellierung des zeitlich aufgelösten Wärmebedarfes für Passivhäuser bildet die Grundlage für die Abschätzung des zusätzlichen Verbrauchs für die ökonomische Bewertung.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Projekt hat gezeigt, dass Cluster aus verschiedenen elektrischen Nutzungsprofilen zu einer PV-Anlage ökonomisch attraktiv sind, da die Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch einen höheren Eigenverbrauch gesteigert werden kann. Der Eigenverbrauch bei kleineren PV-Installation (< 10kW) konnte durch zwei zusätzliche Verbraucher um durchschnittlich 40% erhöht werden. Der daraus resultierende ökonomische Effekt beträgt ca. 0,10 €/kWh für Haushalte und ca. 0,7 €/kWh für gewerbliche Cluster, wenn die errechneten monetären Vorteile auf den zusätzlich erzielten Eigenstromverbrauch bezogen werden.

Die Stromspeicherung (9,6 kWh Li-Ionen Speicher) ohne Wasserstoffspeicher ermöglicht bei Clustern mit hohen Anteilen an Haushaltslasten im Durchschnitt ca. 23 % an zusätzlichem Eigennutzungsgrad. Darüber hinaus eingesetzte Wasserstoffspeicher verschlechtern die Wirtschaftlichkeit des Konzepts jedoch deutlich, da die verfügbaren H₂-Speicher als Saisonspeicher ausgelegt sind und damit hohe Fixkostenanteile bei den ermittelten Kleinanwendungen verursachen. In Summe wird durch die vorgenommene Clusterbildung jedoch der ökonomische Vorteil der Speicher gemindert bzw. komplett entzogen.

Demand Side Management (DSM) Maßnahmen erscheinen selbst bei Großanlagen schwer finanzierbar zu sein, da die zusätzliche Steigerung der Eigennutzung durch die betrachteten DSM Maßnahmen bei durchschnittlich 0,45 % liegt. Dieser geringe Effekt wird auch durch die implementierte Clusterbildung hervorgerufen.

Allgemein decken die erreichbaren Erlöse durch Stromspeicherung in Kombination mit DSM und Clusterbildung in keinem der betrachteten Fälle die entstehenden Kosten.

Das thermische Heizwerk hätte noch Potential an den kältesten Tagen zwischen 22:00 und 7:00 Uhr zusätzlich durch eine flexible Last ausgelastet zu werden. Das entspricht ca. 2654 kWh zusätzlich pro Tag, was ca. 47 Passivhäusern entsprechen würde. Der positive ökonomische Effekt ist eine Reduktion der Betriebskosten um 3,5 % für Bestandskunden. Die Gesamtkosten der Maßnahme dürften dabei 23000€ nicht übersteigen. Auch ist das relativ hohe Alter des Heizwerks zu berücksichtigen. Das tatsächlich realisierbare Potential ist voraussichtlich kleiner, um eine zu hohe Belastung des Heizwerks zu vermeiden und Sicherheitsreserven zu gewährleisten.

Ausblick

Das Sondierungsprojekt wird die Grundlage für weitere Projekte und Aktivitäten in der Gemeinde Großschönau bilden, um weitere Erkenntnisse zu gewinnen. Die Erkenntnisse sind bereits in weitere Anträge und Publikationen eingeflossen. Weiter scheint eine Validierung der Sondierungsergebnisse mit Bestandsobjekten sinnvoll. So könnten potentielle PV Cluster, die Interesse an einer Umsetzung haben, mit zeitlich hoch aufgelöster Messtechnik ausgestattet und detailliert (Leitungslängen, zusätzliche Zähler, Abrechnungssystem, etc. und unter Beachtung der Erkenntnisse von Projekt GEBEN) untersucht und als Demonstration umgesetzt werden. Solch eine Demonstration würde weitere Aspekte betrachten wie Benutzerakzeptanz (Vorurteile, Transparenz), einer eventuellen Versicherung bei Änderung des Clusters bzw. Aspekte der Finanzierung und Koordination (e.g. Abrechnung, Verantwortlichkeit und Rollen).

Auf Gemeindeebene wäre eine Abschätzung über die Auswirkungen einer höheren PV Durchdringung und Planung einer solchen durch einen Strategieplan interessant, da sich mit zunehmender PV die Rahmenbedingungen ändern. So wäre ab einem gewissen Punkt keine zusätzliche Clusterbildung mehr möglich bzw. könnte eine Installation weiterer PV Anlagen negative Effekte auf vorhandene Cluster haben. Solch eine Planung müsste auch die geografische Verteilung der Cluster berücksichtigen. Die Betrachtung von weiteren Lasten bzw. Lastgruppen (wie z.B. Häuser mit besonders großen elektrischen Verbrauchern oder verschiebbare Prozesse siehe Projekt GAVE) könnte die Clusterbildung verfeinern bzw. gesamtheitliche Potentiale aufzeigen.

Die Ergebnisse und Betrachtungen des Heizwerks könnten in zukünftige Pläne zum Ausbau des Nahwärmenetzes und die Erneuerung des Heizwerks einfließen. Weiter wäre eine genauere Untersuchung und reale Validierung des notwendigen Energiemanagements von Interesse, um eine Nutzung des vorhandenen Potentials zu ermöglichen. Dies könnte vielleicht im Rahmen der Planung eines größeren Neubaus in der Nähe des Nahwärmenetzes passieren. Außerhalb der Fragestellung des Projektes und auch aus ökonomischer Sicht wäre ein Vergleich mit der Installation eines zusätzlichen thermischen Speichers interessant.

Abstract

Starting point/Motivation

Smart Grids are the current term used to describe the change of paradigm currently taking place in the electric energy grid. Energy industry and science are heavily working with concepts of smart meters, tap changers in local transformers and communication networks. In addition, there is a shift from central energy production towards distributed local production that increasingly comes from fluctuating energy sources. To support this transition to go smoothly, it is advised to plan for this as early as possible. For example, during planning of decentralized energy generation plants and designation of building land it can already be cared for an optimal usage of the energy locally.

Contents and Objectives

In this context, the project EigenlastCluster was looking into the identification and evaluation of suitable clusters of consumers that increase the on-site consumption of energy. The basic approach is that different consumers such as households, commerce, industry and communal buildings have differing load profiles. The combination / common accounting of those can have a positive impact on the on-site consumption of fluctuating PV generation. In addition, within this project the additional effect of Demand side Management measures as well as the usage of short term lithium batteries and seasonal hydrogen batteries were investigated. In analogy to the electric grid, suitable consumers (clusters) are identified also for the thermal grid to increase usage of the heating plant through suitable, flexible loads. The effects of forming clusters for both the electric and thermal grid are finally evaluated economically. The object under investigation is exemplarily the town of Großschönau.

Methods

In order to identify suitable clusters and allow an economic assessment, first consumption profiles and PV generation profiles need to be prepared. The consumption profiles consist partly of monitoring data as well as synthetically generated profiles. The PV generation was modeled based on solar irradiation and ambient temperature as well as the systems' characteristics such as module efficiency, temperature characteristics and orientation. A cluster is the sum of three different load profiles assigned to one PV system. The suitability of a cluster is assessed by how little excess energy is fed into the electric grid over the duration of a year. Finally the resulting clusters were supplemented by Demand Side Management measures and various combinations of short term and long term electrical storages.

In order to identify suitable clusters for the heat plant and assess their potential the following method was applied: The monitoring data of the heat plant is processed, enriched (ie. with indicators of heating days), verified and analyzed in order to identify the five coldest days. In case there is still potential visible in the daily output, this potential can be utilized through flexible loads (similar to the clustering and DSM measures of electrical loads). The result is a new cluster that contains buildings with flexible heating loads. The assumption is, that those

buildings have low thermal losses throughout the day and a high thermal inertia, so that they can cover their daily needs in times where the heating plant has capacity left. The monitoring data had to be projected into a stronger winter as the winter with monitoring data between 2013 and 2014 was a mild one and as a result not representative. The projection was done by identifying the base load in summer of 85,8kW and scaling the heat output through the outside temperature dependent part between 12°C and -17°C. -17°C was the as-yet measured coldest day in Großschönau, at which the heating plant was known to operate at its maximum capacity. The identified potential together with a simplified modelling of the passive houses allow an estimation of the additional heating demand and ultimately an economic assessment.

Results

The project shows, that creating suitable clusters of different electric load profiles is economically attractive. Clustering increases the economic benefit through increasing the on-site consumption. On-site consumption is increased by an average 40% by adding two additional consumers to smaller PV installations (< 10 kW). The positive resulting economic effect is around 0,10 €/kWh for households and around 0,07 €/kWh if calculated benefits are referred to additional on-site consumption

Regarding chemical storages (9.6 kWh, Li-Ion technology) without combining it with H₂-storage solutions an additional 23% of on-site consumption can be achieved for clusters with high shares of household load profiles. However, H₂-Storage solutions reduce economic performance significantly, as they are engineered as seasonal storages and therefore high capital cost are given. In general load profile clustering reduces economic benefits of storage solutions significantly or even eliminates them as almost no additional on-site consumption can be achieved.

Demand Side Management (DSM) solutions are hardly economic (even large scale options) as additional on-site consumptions rates calculated to 0.45%. Again this is due to load clustering effects. Thus, a combination of clustering as well as storage and DSM solutions can not be recommended from an economic perspective.

The thermal heat plant has remaining potential for a flexible load at coldest days between 22:00 and 7:00 o'clock which corresponds to a theoretical extra heating demand of 2654 kWh per day which corresponds to about 47 passive houses. The positive economic effect of this is a reduction of about 3,5% of operational cost for existing customers. The total present value of such measure must not exceed 23000 €. However, the remaining life time of the relatively old power plant is to be considered. Also the additional demand would need to be chosen less in reality in order to not strain the heat plant excessively and to ensure safety margins.

Prospects / Suggestions for future research

This project is the basis for further projects and activities in Großschönau to gain additional knowledge and has already influenced new funding proposals and lead to publications. A

further validation of the results within existing buildings of Großschönau would be interesting. Potential PV clusters that are interested in realizing a demonstration could be equipped with temporally highly detailed measurement devices and be looked into with in more detail (looking into cable lengths, additional meters, accounting systems, etc. and also incorporating results from project GEBEN). Such demonstration would reveal additional aspects of user acceptance (prejudice, transparency), insurance issues, and aspects of financing and coordination (accounting, responsibilities and roles).

On the level of the municipality it would be interesting to investigate the effect of increasing the share of PV further and create a roadmap, since increasing the share of PV changes the setting in which clustering can take place. At some point no additional clustering and no additional PV systems would be possible without affecting the existing clusters respectively. Such a roadmap would also need to consider the geographical distribution of the clusters. Furthermore, the creation of clusters could be refined by looking at additional loads (such as e.g. houses with relatively large electrical consumers or flexible loads such as identified in project GAVE) allowing for an holistic picture of potentials in the municipality.

The results and performed research addressing the heat plant could influence future plans of extending the district heating grid and renewing the heating plant. Even more, a detailed evaluation and validation of necessary energy management solutions would be of interest, in order to enable existing heat management potentials. This could be realized through planning of a new and large building close to the existing heating network. Detached from the research question of this project it would be interesting to compare the clustering also with the measure of installing an additional thermal storage, also from an economical point of view.

1 Einleitung

Die Frage, wie sich dezentrale Energieproduktion optimal in die bestehende Infrastruktur einbinden lassen, ist eine der Kernfragen des Smart Grid Forschungsfeldes. Herausforderungen wie Spannungshaltung, Überbelastung und Transportverluste gilt es zu behandeln.

Mittels Konsums der erzeugten Energie an Ort und Stelle können diese Herausforderungen zu einem gewissen Grad abgefedert werden:

- Wird die Energie an Ort und Stelle konsumiert, können Übertragungsverluste verringert werden.
- Spannungshörungen durch Erneuerbare entstehen durch hohe Rückspeisungen ins Netz. Lokaler Konsum verringert dieses Problem.
- Überbelastungen treten wie Spannungsspitzen durch einen hohen Grad der Einspeisung auf. Lokale Nachfrage kann einen Teil der Überbelastung reduzieren.

Den lokalen Verbrauch an das Dargebot der Erneuerbaren anzupassen kann mit verschiedener Maßnahme erzielt werden. Einerseits mittels Speicherung, Energie wird direkt aufgenommen und dann zu einem anderen Zeitpunkt konsumiert, andererseits, mittels smarterer Lösungen, wie Demand Side Management und Demand Response. Allerdings kann schon beim Bau von neuen Objekten und der Errichtung neuer Erneuerbarer darauf geachtet werden, einen hohen Grad der Eigennutzung zu erreichen. Mittels der Bildung von Clustern, also dem Zusammenschluss verschiedener Objekte/Verbrauchstypen, kann ein Verbrauchsprofil generiert werden, welches einer Produktion bzw. einem Verbrauch aus erneuerbaren Energien, allem voran Photovoltaik, besser entspricht.

Die Konzeptidee dabei ist, dass Cluster dann einen eigenen Zugang zum Netz haben und eine PV als Energieversorgung. Die Profile ergänzen sich im besten Fall so, dass ein maximaler Eigennutzungsgrad erreicht werden kann. Zudem erleichtert eine größere Anzahl an verschiedenen Verbräuchen die Möglichkeit für DSM und Speicher sind bei größerer Dimensionierung wirtschaftlicher und einfacher zu integrieren.

In Vorgängerprojekten hat die Gemeinde Großschönau ein hohes Maß an Gebäuden und auch deren Lasten mittels moderner Messtechnik ausstatten lassen. Zudem besteht innerhalb der Gemeinde eine signifikante Anzahl an PV Anlagen. Auch ein thermisches Netz, befeuert durch ein Nahwärmekraftwerk, ist in der Gemeinde vorhanden.

Die an den Gebäuden durchgeführten Messungen zeigen vor allem, dass mögliche Lastverschiebungen keine vollständige Eigennutzung des lokal erzeugten Stroms ermöglichen. Daher wurde die Idee geboren, Gemeindeobjekte zu Gebäudeclustern in einer Simulation zusammenzuschließen, um die Optimierungsmöglichkeiten im Strom- und Wärmeverbrauch feststellen zu können. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage von erreichbaren Vorteilen durch den Einsatz von Batterie- und H₂-Speichern, vor allem im Interesse der Firma Fronius. In Summe können daher folgende Fragestellungen für das Projekt abgeleitet werden:

- Welche Gebäudetypen und -kombinationen sind für ein Clustering besonders gut geeignet, um den Eigenstromverbrauch sowie die Auslastung des regionalen Wärmekraftwerks zu erhöhen? Wie hoch fallen diese Steigerungen aus, welche Clustergröße erscheint optimal und welche CO₂-Einsparungen sind erreichbar?
- In welchem Umfang kann der Eigennutzungsgrad von PV-Anlagen und Gebäudeclustern zusätzlich durch Langzeit H₂-Speicher (Sommer – Winter Transfer), bzw. durch Kurzzeit Batteriespeicher (Tag/Nacht-Ausgleich) erhöht werden und in welchen ökonomischen Vorteilen für H₂-Speicher kann dies resultieren?

2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

Das Projekt hatte verschiedene Technologien als Basis, um einen hohen Eigennutzungsgrad in der Simulation zu erreichen. Konzepte wie Demand-Side-Management und Speicherung von Solarstrom sind bereits in der Forschung bekannt. Clusterbildung, also die statistische Annäherung von Verbrauchsprofilen an ein Profil von erneuerbaren Energien, hingegen ist als neu zu bezeichnen.

2.1 Beschreibung des Standes der Technik

2.1.1 Demand Side Management

Demand Side Management (DSM) ist als die Anpassung des Stromverbrauchs auf der Verbraucherseite definiert, einschließlich Lastabwurf und Verschieben, um global gesehen Einsparungen und mehr Effizienz bei der Energienutzung zu erzielen. DSM wird auch verwendet, um die Fluktuation in der Produktion von erneuerbarer Energie zu mindern und auf diese Weise den lokalen Verbrauch zu maximieren und damit Übertragungsverluste zu minimieren und das Stromnetz vor Überlastung zu schützen. In diesem Projekt wird die Maximierung des Eigenverbrauchs untersucht. Dafür wurde die in Kapitel 2.3.3 beschriebene DSM Methode entwickelt und angepasst. Auch wurden zwecks Anpassung an die Bedürfnisse dieses Projektes wissenschaftliche Arbeiten, relevante Projekte und andere Quellen recherchiert.

Wärmepumpen, die zum Heizen von Gebäuden verwendet werden, sind Großlasten, die für einen großen Teil des Gesamtgebäudeenergieverbrauchs verantwortlich sind. Erforscht wurden Algorithmen, die Eingangssignale von zeitlich variablen Preisen sowie vorhergesagte PV-Energiegewinnung verwenden und Last für die Heizungspumpen über eine Zeitspanne von mehreren Stunden plant. Die Ergebnisse zeigen, dass sich der Eigennutzungsgrad signifikant erhöhen lässt. Solche Lasten und auch ähnliche Lasten wie Abwasserpumpen, wurden im Projekt GAVE analysiert.

Im Wohnbereich wurde ein Versuch, verschiebbare Lasten wie Waschmaschinen, Trockner, und Spülmaschinen verschieben, um PV-Eigenverbrauchsoptimierung bei der Verwendung von Speicher zu erreichen, bereits durchgeführt [1]. Das Konzept wurde simuliert und dann in einem Prototyp-Solarhaus implementiert, das mit PV Produktion, Blei-Säure-Batterien,

steuerbare Anwendungen, wie oben erwähnt, sowie Smart Metering ausgestattet ist. Die Ergebnisse legen nahe, dass sich der Einsatz von einer DSM/Speicherkombination signifikant positiv auf den Eigenverbrauch auswirkt.

In einer weiteren Studie wurde ein DSM-Regelalgorithmus entwickelt, um die Hypothese zu testen, dass die Prognose durch meteorologische Daten die Effizienz eines netzgekoppelten Smart Home Konzepts fördert. Das Hauptziel der Studie war, das entwickelte Smart Home mit den erneuerbaren Energiequellen so lange wie möglich unter Verwendung von Informationen wie Leistungsprognosen, Stromtarife und Lastverschiebungspotentialen zu versorgen. Die aus den Simulationsstudien erzielten Ergebnisse zeigen, dass ein guter Kompromiss zwischen der Erzeugung von erneuerbarer Energie und Energieverbrauch der Haushalte mit Hilfe von flexibler Nachfrage als auch die Vorhersagemethode erreicht werden kann [2].

Ein anderer Test versuchte DSM auf dem Industriesektor mit zwei Mittelspannungsverbrauchern, einem hocheffizienten Kühlturm mit einem flexiblen Lastprofil und eine Produktionsstätte mit reduzierter Flexibilität, einer Windkraftanlage und Preissignalen, umzusetzen. Die Studie zeigt, dass DSM eine klare Verschiebbarkeit zu Niedrigpreiszzeiten erreichen kann. Des Weiteren sind elektrische Wasserboiler bereits als gutes Instrument für DSM identifiziert [3].

2.1.2 Speichertechnologien

Die Firma Fronius setzt zwei verschiedene Speichertechniken für Photovoltaikanlagen ein. Zum einen die bekannten Batteriespeicher für PV, welche sehr intensiv und marktnahe diskutiert werden, (die ersten Lösungen dazu werden schon am Markt angeboten) zum anderen die Wasserstoffspeicherung. Diese ist noch ein eher visionärer Ansatz. Es gibt dazu noch keine State-of-the-Art Lösungen am Markt. Die Fronius Energiezelle ist hier sehr visionär und innovativ. Die Fronius Energiezelle im Vollausbau (Elektrolyseur und Brennstoffzelle in einer kompakten Einheit) stellt mit dem Wasserstofftank einen ganzjährigen Speicher für elektrische Energie dar.

2.2 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand

Das Projekt beschreibt eine Methode Lastprofile zu kombinieren und auf Synergien zu untersuchen. Die Kombination von Lastprofilen zu einem Cluster kann bei der Planung von Mehrparteienhäusern verwendet werden und auch bei der Planung von grundstücksübergreifenden PV Anlagen eingesetzt werden. Die Anwendung von Speichern und DSM Methoden zeigten dabei auf, welche Eigenlastgrade ein Cluster erreichen kann und welche monetären Aufwendungen und Erlöse zu erwarten sind. Das entwickelte Framework kann eine Gemeinde in Cluster aufteilen, DSM Simulationen durchführen und hypothetische Speicher testen. Speichersysteme, also Kombinationen aus chemischen Speichern und H₂-Speichern, können auf 15 Minuten Basis für ganze Jahre simuliert werden und die Eingangsdaten der Solaranlagen können sehr genau mittels eines Solarmodells bestimmt werden.

2.3 Methodik

Clustering von verschiedenen Objekten ist ein neuer und visionärerer Ansatz. Im Projekt wurde ein Dreiphasenansatz gewählt (Clusterbildung, Lastverschiebung, Speicher), um die Auswirkungen detailliert zu untersuchen und eine ökonomische Bewertung zu ermöglichen. Als Datengrundlage dienen dabei die Stromverbrauchsprofile der Objekte in Großschönau und die Simulation der PV Anlagen. Das Heizwerk wird gesondert betrachtet und ökonomisch bewertet.

2.3.1 Methodik Profilerstellung

2.3.1.1 Verbrauchsprofile

Großschönau ist mit seinen ca. 1200 Bewohnern eine innovative und forschungsaktive Gemeinde im Nordosten Niederösterreichs. So verfügt die Gemeinde über Messdaten über Energieverbrauch und -erzeugung seiner Gemeindegebäude und verfügt darüber hinaus über eine Energieerhebung aus Vorprojekten wie Zero Carbon Town [10] (in Folge als Zero-Carb abgekürzt). Die Ortschaft besteht aus 140 Gebäuden mit 14 PV Anlagen zwischen 1,8 kWp und 12,6 kWp und einer Anlage mit 72 kWp. Die Gemeinde setzt sich zusammen aus Wohnhäusern und Gemeindeobjekten, aber auch kleinen produzierenden Betrieben und landwirtschaftlichen Betrieben.

Messdaten Gemeinde

Die Messdaten bestehen aus Strom- und Wärmeverbräuchen der Gemeindegebäude, von Betrieben und einem Haushalt aus 2011 und 2012. Die feinste Auflösung beträgt 30 Minuten wobei von einigen Objekten nur Tagesauflösungen vorliegen. Diese werden aufgrund des Datenschutzes nicht näher genannt. Darüber hinaus gibt es Monatswerte für vier PV Anlagen. Da die Messdaten verteilt in zahlreichen Dateien vorliegen, wurde ein KNIME Arbeitsablauf (Workflow) erstellt um diese 84 Datensätze zu einem Datensatz zusammenzufassen.

Dieser erste Arbeitsablauf in diesem Bericht dient auch gleichzeitig dazu, die Funktionsweise in KNIME zu erklären.

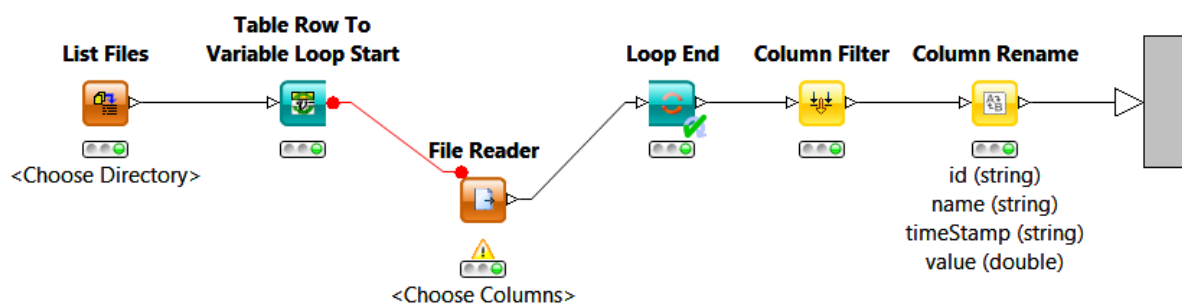


Abbildung 1: Arbeitsablauf Lesen von Messdaten

Grundsätzlich werden die Daten von links nach rechts über die schwarzen Verbindungen verarbeitet. Die Daten liegen in Tabellenform vor und können in jedem Schritt eingesehen

werden. Rote Verbindungen stellen Variable dar, während schwarze Verbindungen für Daten-Tabellen stehen. Innerhalb der jeweiligen Knoten werden Funktionen ausgeführt, wie z.B. das Auflisten von Dateien in einem Ordner im ersten Knoten links. Nach erfolgreicher Ausführung der Funktion ändert sich die Ampel auf Grün und der darauf folgende Knoten wird ausgeführt. Ausrufezeichen wie beim File Reader ersichtlich, sind Warnungen, in diesem Fall, weil keine Datei im Dialog ausgewählt wurde. Stattdessen wird die Information als Variable während der Laufzeit vom Loop Start Knoten zur Verfügung gestellt (rote Linie). Zwecks Übersichtlichkeit können diese sechs Knoten zu einem sogenannten Metaknoten zusammengeführt werden, worauf der rechte Balken hinweist. Dieser nimmt Daten innerhalb eines Meta-Knotens an und reicht sie nach außen (Output) weiter. Weiterführende Informationen sind in KNIME Essentials von Bakos beschrieben [12].

Bei den Messdaten kam es besonders gegen Ende des Jahres gehäuft zu Messausfällen. Diese äußern sich dadurch, dass sich die Tagessummen von einem auf den nächsten Tag nicht verändern, sondern fortgeschrieben werden. Da ein auf die Nachkommastelle exakt gleicher Verbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Tagen unwahrscheinlich scheint, werden diese Tage als fehlerhaft betrachtet. Die durchgeführten Betrachtungen im Projekt EigenlastCluster erfordern zeitliche Verläufe wie zum Beispiel Wochenzyklen, die wichtiger sind als die exakten absoluten Verbräuche. Daher werden die fehlerhaften Tage mit Daten aus dem entsprechenden Vorjahreszeitraum ersetzt, wie in Abbildung 2 ersichtlich. Um diesen Vorgang zu dokumentieren, werden entsprechende Tage mit einem Hinweis „generated“ versehen bzw. ein Wert hochgezählt als Indikator für die Glaubwürdigkeit eines Datenpunktes. Der Wert steigt mit der Anzahl der Manipulationen, die ein Datenpunkt erfahren hat.

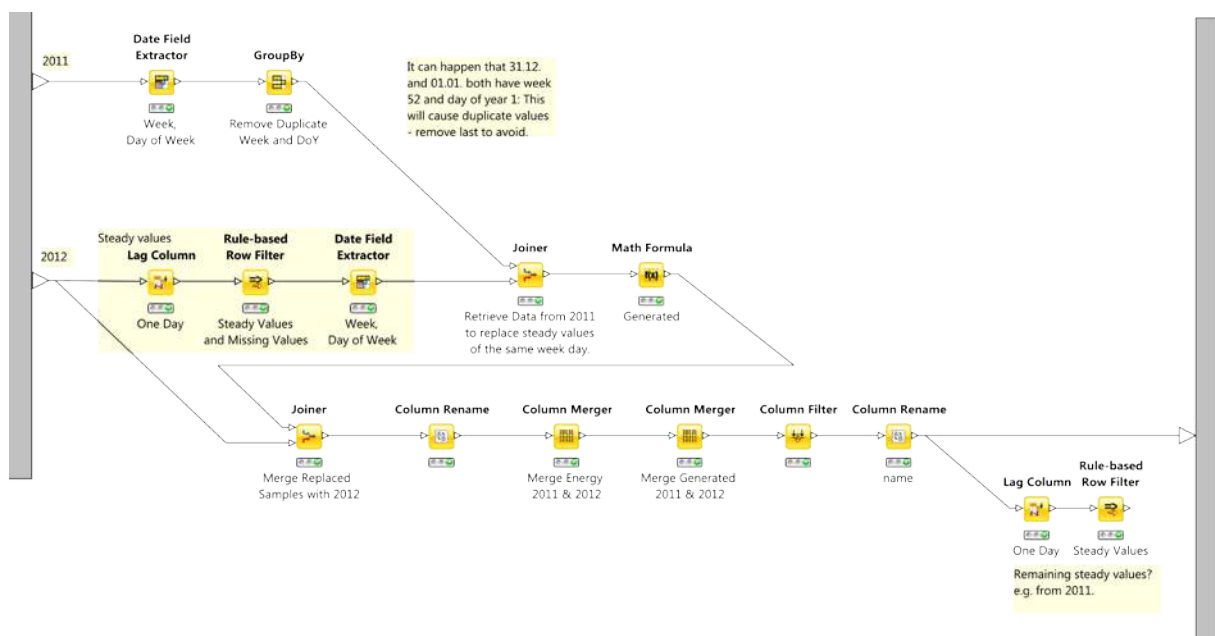


Abbildung 2: Arbeitsablauf zum Ersetzen von Tagen bei Messausfällen

Anreicherung der Daten

Die vorliegenden Stromverbräuche der nicht durch Messdaten erfassten Gebäude bilden Großschönau nicht vollständig in 15 Minuten Auflösung ab, was für eine weitere Bearbeitung im Projekt erforderlich ist. Stattdessen liegen die Energieverbrauchsdaten im überwiegenden

Fall als Jahreswerte aus der ZeroCarb Befragung, in einigen Fällen auch als Tageswerte vor. Daher wurde der Ansatz gewählt, die vorhandenen Daten mit synthetischen Lastprofilen anzureichern. Die Lastprofile werden von der APCS bereitgestellt [13]. Aufgrund der geringen Anzahl an Objekten in Großschönau sind diese synthetischen Lastprofile allerdings nur bedingt gültig, was jedoch aufgrund mangelnder Informationen und Optionen hingenommen wird.

Die Zuweisung der Profile erfolgt anhand der vorhandenen Informationen:

- (i.) um welche Nutzungsklasse (z.B. Haushalt) und
- (ii.) um welche Unterart von Nutzungstyp

es sich handelt.

Dabei handelt es sich bei den verwendeten Lastprofilen um:

- Haushalt (H)
- Gewerbe (G)
- Landwirtschaftsbetriebe (L)

Andere Profile wie das für Mobilfunksendestationen „G7“ haben in diesem Projekt keine Relevanz. Die nachfolgende Nummer wie bei „H0“ teilen die Gruppen in weitere Subgruppen, um zum Beispiel Haushalte mit Warmwasserspeichern abzubilden: „HA“ (Unterbrechbare Lieferung für Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung) und „HF“ (Unterbrechbare Lieferung für Mischanlagen mit Speicherheizung und Warmwasserspeicher mit Tagnachladung). Objekte mit Speicherheizung können über die Information „HZ_Strom“ aus ZeroCarb ermittelt werden. Sollte ein Objekt eine gemischte Nutzung aufweisen, wird dieser Konflikt über Regeln für Mischprofile aufgelöst.

Für Objekte, bei denen Tageswerte vorliegen, wurden Standardlastprofile anhand der überwiegenden Objektnutzung zugewiesen und auf Tagesbasis mit den entsprechenden Standardlastprofilen zusammengeführt. Das Ergebnis ist ein Standardlastgang über den Tag mit einer individuellen Ausprägung übers Jahr.

Objekte ohne Messwerte oder Tageswerte werden mit Hilfe der Umfragedaten aus dem ZeroCarb Projekt einem o.g. Profil zugeordnet und über die Jahresverbräuche mit einem Standardlastprofil kombiniert. Wenn ein Objekt nicht eindeutig zugeordnet werden konnte, wurde dies zusammen mit Hilfe der Gemeindeverantwortlichen nachgeholt.

Ergebnis dieses Prozesses ist eine durchgängige, charakteristische Abbildung der Stromverbräuche der verschiedenen Objekte in Großschönau in Form von 15 Minuten Profilen. Allerdings wurde im Rahmen einer ersten Auswertung ersichtlich, dass durch die vereinfachte Abbildung vieler verschiedener Haushaltstypen durch überwiegend ein H0 Profil erste Zwischenergebnisse wenig aufschlussreich waren. Aus diesem Grund wurden die H0 Haushaltsprofile weiter detailliert, um weitere Haushaltstypen abzubilden (siehe Tabelle 1). Diese detaillierten Profile enthalten für die PV interessante Nutzungsprofile wie Pensionisten oder

Familien mit einem Elternteil in Karenz, die tagsüber die anfallende PV Energie nutzen können. Die Nutzungsprofile entstammen dem Projekt Multifunktionales Speichersystem [9].

Tabelle 1: Detaillierte Haushaltsprofile

Profil	Erklärung
DINK	Double Income no Kids
FNSKK	Familie mit nicht schulpflichtigen Kindern, ein Elternteil in Karenz
FSKA	Familie mit schulpflichtigen Kindern, keine Karenz
P	Pensionisten

Nachdem der Haushaltstyp nicht direkt vorliegt, muss er über die Einwohnerzusammensetzung in Abhängigkeit des Alters der Bewohner abgeschätzt werden. Für diese Abschätzung wird ein Schlüssel berechnet, der den einzelnen Haushalts-Objekten in Großschönau (Jahresverbräuchen Strom) zufallsverteilt zugeordnet wird (siehe Abbildung 3). In einem ersten Schritt werden dabei anhand des Alters Pensionisten identifiziert (Annahme Alter > 60 Jahre). Die verbleibenden Personen werden aufgeteilt in 60% Personen mit Kind(ern) im Haushalt und 40% ohne Kind im Haushalt (60:40 laut Statistik Austria [11] im Jahr 2012). Diese Personen werden nun über die durchschnittliche Haushaltsgröße (Pensionisten 1.7 Personen, ohne Kinder 1.6 Personen und mit Kindern 3.2 Personen) in Anzahl der Haushalte umgerechnet und auf 87 bewohnte H0 Haushalte umgelegt.

So ergeben sich 36 Pensionistenhaushalte, 29 Haushalte ohne Kinder (DINK) und 22 Haushalte mit Kindern, die sich wiederum in FSKA und FNSKK aufteilen. Dieser Schlüssel ist stark vereinfacht, da z.B. Singlehaushalte und Mischhaushalte nicht berücksichtigt werden. Für den vorliegenden Fall ist diese Einteilung unter Berücksichtigung der Datenlage allerdings ausreichend.

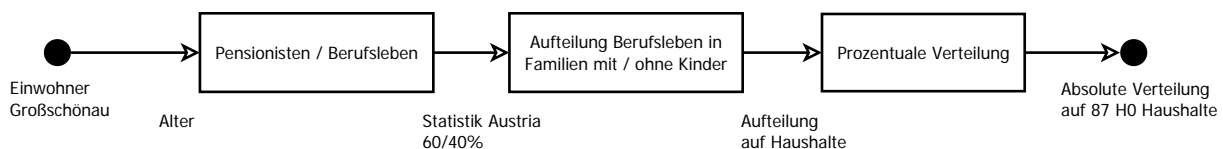


Abbildung 3: Arbeitsablauf Zuordnung detaillierte Profile nach Einwohneralter

In einem nächsten Schritt werden die Haushalte aus ZeroCarb einem Profil zugeordnet (siehe Abbildung 4). Dafür werden H0 Haushalte ausgewählt, Nullwerte als fehlerhaft markiert und fehlerhafte Werte (wie keine Personen im Haushalt) auf mindestens eine Person korrigiert. Nachdem die Anzahl der Bewohner pro Haushalt vorliegt, wird eine Zahl größer als drei verwendet, um Familienhaushalte zu identifizieren. In weiteren Schritten werden nach den berechneten Schlüsseln zufallsverteilte Partitionen erstellt, denen ein entsprechender Fixwert wie z.B. „FSKA“ zugeordnet wird. Schlussendlich werden die Partitionen wieder zu einem vollständigen, um detaillierte Profile ergänzten Set zusammengefügt. Zur Validierung werden die Summen der Haushalte und Personen vor und nach der Zuordnung verglichen. Die Summe der zugeordneten Haushalte muss dem Schlüssel entsprechen.

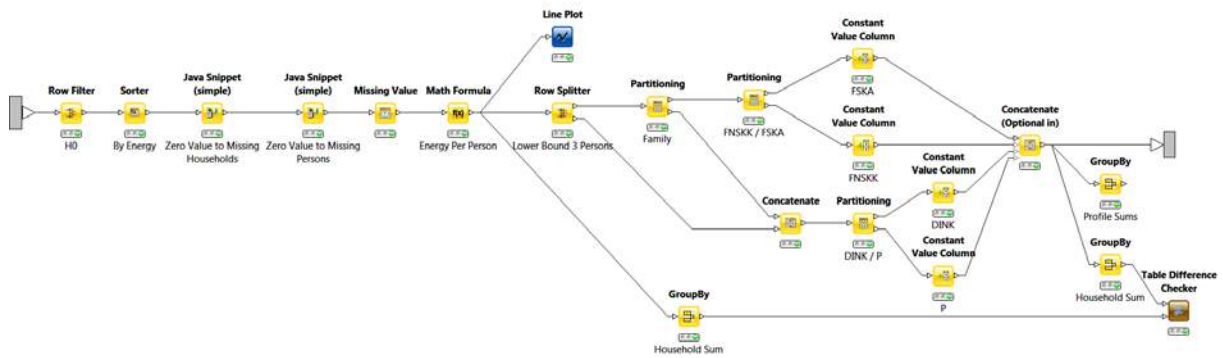
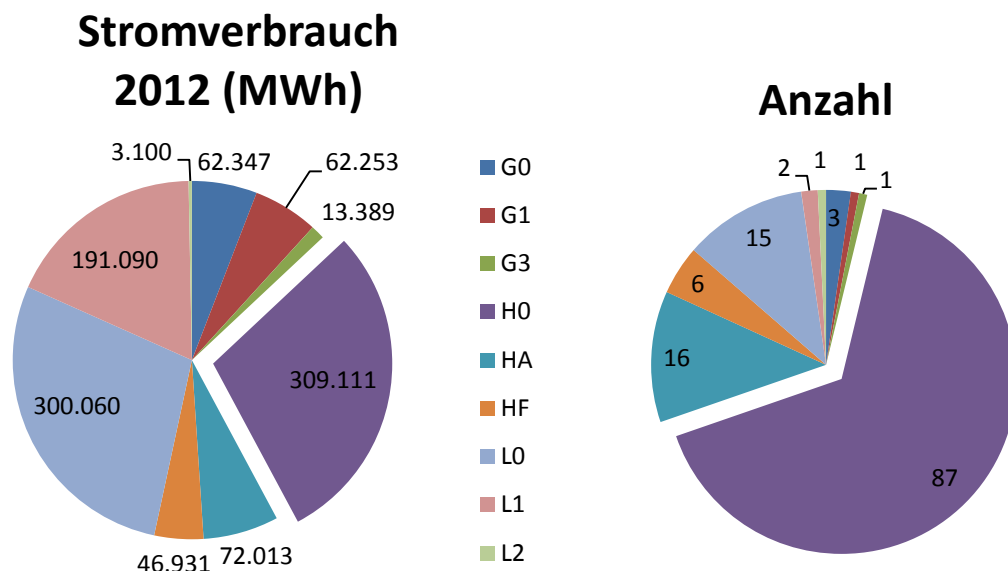


Abbildung 4: Arbeitsablauf Detaillierung H0 Haushaltsprofile

Nach erfolgreicher Validierung der Messdaten und Bereinigung dieser erfolgten Anreicherung mit Zusatzinformationen und Verschneidung der unterschiedlichen Datenarten und –quellen bilden die Verbrauchsprofile die Basis für das folgende Clustering. Bei den Verbrauchsprofilen bilden landwirtschaftliche Betriebe mit 494 MWh die größten Stromverbraucher, gefolgt von Haushalten mit 428 MWh. Der geringe spezifische Stromverbrauch bzw. die hohe Anzahl an Haushalten ist charakteristisch, wohingegen die wenigen landwirtschaftlichen Betriebe einen hohen spezifischen Verbrauch aufweisen. Unter den Haushalten weisen 11% von allen Haushalten eine elektrische Speicherheizung und 17% eine elektrische Warmwasserbereitung auf. Gewerbebetriebe stellen mit 138 MWh und 15% am Gesamtverbrauch die Gruppe mit dem geringsten Stromverbrauch. H0 wurde zwar weiter detailliert (s.o.), ist in dieser Grafik allerdings zusammengefasst. Generell lassen die verschiedenen Nutzungsarten auf ein hohes Potential zur Clusterbildung hoffen.



2.3.1.2 Photovoltaik

Die Vorhersage für die Energieproduktion von Photovoltaikpaneelen basiert auf der Modellierung der solaren Strahlung, welche die Paneele erreicht, der Paneltemperatur und dem Schneefall. Beginnend mit dem photoelektrischen Effekt, welcher die Umwandlung von sola-

rer Strahlung in elektrische Energie nach (1) erlaubt, kann mit einer Reihe von kaskadierten Gleichungen, die zu produzierende Energiemenge anhand der solaren Strahlung errechnet werden.

$$(1) \quad P = n_c * A * S \text{ [Watt]}$$

- n_c : Wirkungsgrad der Solarzelle
A: Fläche der Paneele [m²]
S: Solare Strahlung, die die Paneele erreichen [W/m²]

Der **Wirkungsgrad** hängt maßgeblich vom verwendeten Material der Solarzelle und der Zelltemperatur, welche von der Umgebungstemperatur und der solaren Einstrahlung beeinflusst wird, ab und kann mit der Formel (2) beschreiben werden.

$$(2) \quad n = n_{REF} * [1 - \beta_{REF} * (T_{cell} - T_{REF})]$$

In dieser Formel ist n_{REF} die elektrische Effizienz des Paneels bei der Referenztemperatur T_{REF} und einer genormten Einstrahlung von 1000 W/m². Der Temperaturkoeffizient β_{REF} ist Materialabhängig und liegt typischerweise bei 0,004 K⁻¹. Die Größenordnungen von n_{REF} und β_{REF} sind durch die Herstellung bestimmt und sind im technischen Datenblatt des Herstellers zu finden. In der Tabelle 1 sind typische Werte der Koeffizienten zu finden [6].

Tabelle 2: Typische Werte der Koeffizienten von Photovoltaikpaneelen

$T_{REF}(^{\circ}\text{C})$	n_{REF}	β_{REF}	Material
25	0.15	0.0041	Mono-Si
25	0.11	0.003	Mono-Si
25		0.0026	a-Si
25	0.13	0.004	Mono-Si
-	0.11	0.004	Poly-Si
-	0.05	0.0011	a-Si
25	0.12	0.0045	Mono-Si

Aus der Formel (2) ist die Relation von Zelleffizienz und damit der Ausgangsleistung zur Zelltemperatur ersichtlich. Die Zelltemperatur T_{cell} lässt sich wiederum aus der Formel (3) bestimmen.

$$(3) \quad T_{cell} = T_a + \frac{T_{NOCT}-20}{800} * S_{module} [^{\circ} \text{C}]$$

Die Größe T_{NOCT} (NOCT: Nominal Operating Cell Temperature) ist wiederum eine Konstante, die materialabhängig ist. Typische Werte liegen bei 45...50 °C. Die letzte und wichtigste Gleichung in der Formel (1) ist die **solare Einstrahlung** S_{Global_h} selbst. Diese lässt sich nach Formel (4) in die direkte Strahlung von der Quelle S_{beam_h} , die diffuse Strahlung $S_{diffuse_h}$ und die reflektierte Strahlung $S_{reflected_h}$, hervorgerufen durch Umgebungsparameter [5], [6] aufteilen.

$$(4) \quad S_{Global_h} = S_{beam_h} + S_{diffuse_h} + S_{reflected_h} \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Die direkte Strahlung trifft direkt auf das Paneel, ohne dabei durch die Atmosphäre reflektiert oder zerstreut zu werden. Diffuse Strahlung ist demnach Strahlung, die durch Streuung in einem anderen Winkel auf das Paneel trifft. Im Normalfall sind Daten, die eine Wetterstation liefert, Globalstrahlungsdaten, die auf einer horizontalen Fläche gemessen werden. Um die Strahlung auf einem geneigten Paneel zu bestimmen, muss die globale Strahlung in diffuse und direkte aufgeteilt werden. Dabei wird meist die reflektierte Strahlung vernachlässigt, da diese einen sehr kleinen Teil ausmacht. Vor der Berechnung ist die Bestimmung des Clearness-Indexes K vonnöten. K wird als der Quotient der Globalstrahlung auf einer horizontalen Oberfläche zu der extraterrestrischen Strahlung definiert, G_{extr} [5], [6]:

$$(5) \quad K = \frac{S_{Global_h}}{G_{extr}}$$

Die extraterrestrische Strahlung ist die Strahlung, die von der Sonne auf die Erdoberfläche abgegeben würde, wenn die Atmosphäre abwesend wäre. Zu jedem Zeitpunkt ist die extraterrestrische Strahlung auf einer horizontalen Ebene durch die folgende Gleichung bestimmt:

$$(6) \quad G_{extr} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) * \cos\theta_z \right) \text{ [W/m}^2\text{]}$$

G_{sc} : die Solarkonstante 1367 [W/m²]

n: der Tag des Jahres

θ_z : Sonnenzenitwinkel

Der Sonnenzenitwinkel wird von der folgenden Gleichung berechnet:

$$(7) \quad \cos\theta_z = \cos\varphi * \cos\delta * \cos\omega + \sin\varphi * \sin\delta$$

φ : der Breitengrad der PV-Paneele

δ : Neigungswinkel der Erde

ω : der Stundenwinkel

Der Neigungswinkel der Erde kann von der folgenden Gleichung berechnet werden:

$$(8) \quad \delta = 23.45 * \sin(360) * \frac{284+n}{365}$$

Der Stundenwinkel ist die Verschiebung der Sonne nach Osten oder Westen von dem Ortsmeridian durch Drehung der Erde um ihre Achse, bei 15 Grad pro Stunde; am Morgen negativ, am Nachmittag positiv. Sobald die oben genannten Variablen aus den Gleichungen (7) und (8) berechnet sind, können die extraterrestrische Strahlung und damit den Clearness-Index K bestimmt werden. Danach kann die diffuse Strahlung wie folgt berechnet werden:

$$(9) \quad S_{diffuse_h} = \begin{cases} S_{Global_h} * (1 - 0.09 * K), & K \leq 0.22 \\ S_{Global_h} * (0.9511 - 0.1604 * K + 4.388 * K^2 - 16.638 * K^3 + 12.336 * K^4), & 0.22 < K \leq 0.8 \\ 0.165, & K > 0.8 \end{cases}$$

Sobald die diffuse Strahlung berechnet ist, kann die direkte Strahlung von der Gleichung (4) berechnet werden (ohne die reflektierte Strahlung zu berücksichtigen):

$$(10) \quad S_{beam_h} = S_{Global_h} - S_{diffuse_h}$$

Alle oben geschriebenen Berechnungen beziehen sich auf horizontalen Flächen. Um die Globalstrahlung, die ein geneigtes PV-Panel erreicht, berechnen zu können, sollten zwei weitere Koeffizienten berechnet werden:

R_b : Die Quote der Strahlung auf geneigte Oberfläche zu der auf horizontalen Fläche

R_d : Der diffuse Strahlungskoeffizient

Dann ist die gesamte Strahlung, die das geneigte PV-Modul erreicht, durch die folgende Gleichung gegeben:

$$(11) \quad S_{module} = S_{beam_h} * R_b + S_{diffused_h} * R_d \quad [W/m^2]$$

Der Koeffizient R_b ist in folgender Weise berechenbar:

$$(12) \quad R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}$$

wo

θ : der Einfallswinkel der Strahlung auf die geneigte Oberfläche

θ_z : der Einfallswinkel der Strahlung auf die horizontale Fläche, der dem Zenitwinkel der Sonne entspricht.

Der Einfallswinkel auf dem geneigten Flächen θ wird für die nördliche Hemisphäre wie folgt berechnet:

$$(13) \quad \cos\theta = \cos\theta_z * \cos\beta + \sin\theta_z * \sin\beta * \sin(\gamma_s - \gamma)$$

wo

β : Neigungswinkel der Paneele

γ_s : Der Sonnenazimutwinkel (Verschiebungen östlich von Süden sind negativ und westlich von Süden positiv) [Siehe Formel (14)]

γ : Der Azimutwinkel der Paneele (mit Null für Süd-Ausrichtung, negativ für Osten und positiv für Westen, $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$).

$$(14) \quad \gamma_s = \text{sign}(\omega) * \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos\theta_z * \sin\varphi - \sin\delta}{\sin\theta_z * \cos\varphi} \right) \right|$$

Der Sonnenazimutwinkel θ_z wird durch die Gleichung (7) berechnet. Mittels dieser Gleichung (13) kann der Koeffizient R_b berechnet werden. Für den Koeffizienten der diffusen Strahlung, wird eine vereinfachte Gleichung verwendet:

$$(15) \quad R_d = \frac{1 + \cos\beta}{2}$$

Zurück zu der Gleichung (11) wird die Gesamtstrahlung, die eine geneigte Platte erreicht, berechnet. Abschließend, wenn die Zelleneffizienz und die Sonnenstrahlung, die die geneigte Platte erreicht, schon berechnet sind, kann die Ausgangsleistung der PV-Anlage, laut der Gleichung (1), berechnet werden. Alle Winkel, die oben erwähnt wurden, werden auf der Grundlage der lokalen Zeit berechnet, mit einem Zeitschritt von 15 Minuten. Dies bedeutet, dass der Wirkungsgrad der Zellen und die Sonnenstrahlung zeitabhängig sind und auch eine Auflösung von 15 Minuten besitzen. Der Energieertrag der PV-Module wird dann durch Integration der Leistung innerhalb dieses Zeitraums berechnet.

Datenanalyse

In der Region Großschönau wurden im Rahmen dieses Projektes 12 PV-Anlagen analysiert und simuliert. Für diese Simulationen sind die Eingangsparameter, die auf Tabelle 2 zusammengefasst sind, notwendig. Allerdings war es nicht möglich, alle erforderlichen Eingabedaten zu sammeln, da die meisten PV-Anlagen auf dem Dach der Privathaushalte liegen, in denen der Zugang begrenzt war. Die geographische Breite und Länge für die Region Großschönau ist $48,65^\circ\text{N}$ und $14,93^\circ\text{O}$ entsprechend. In den meisten Fällen fehlten Daten wie die gesamte Fläche der PV-Module, als auch die Art des verwendeten Materials, sprich der Wirkungsgrad der Module. Daher wurde die Fläche dieser Anlagen mit Hilfe von Google Maps geschätzt, sowie von Karten und Fotos der Gemeinschaft. Für die PV-Anlagen mit unbekanntem Eigenschaften, wurde das Worst-Case-Szenario angenommen, was bedeutet, dass der Wirkungsgrad dieser Module mit 11% angenommen wurde. Tabelle 3 fasst alle diese Daten zusammen (geschätzte Daten sind orange markiert). An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Genauigkeit des entwickelten PV-Modells von der Genauigkeit der Eingangsdaten abhängt. Daher steigt die Ergebnisunsicherheit im Fall der fehlenden oder geschätzten Daten.

PV ID	Installation Datum	kWp	Fläche [m ²]	Neigung [Grad]	Ausrichtung [Grad]	Effizienz (η_{REF})
1	Apr.2009	12,4	75	40	181	0,13
2	Apr.2009	12,6	75,2	40	153	0,13
3	Nov.2010	9,99	70	35	105	0,13
4	Oct.2010	4,23	25	38	194	0,169
5	Oct.2010	2,5	20	40	188	0,11
6	Oct.2010	2,5	20	40	274	0,11
7	Jul.2011	72	429,29	12	115	0,148
8	Jul.2011	10,7	60,75	1,7	171	0,135
9	Apr.2013	5,33	20	24	184	0,151
10	Nov.2011	6	50	40	193	0,11
11	Oct.2013	5,39	50	36	137	0,11
12	Aug.2013	4,08	20	40	156	0,1512

Tabelle 3: PV Anlagen Großschönau, die modelliert wurden

Die benötigten Inputs für die Simulation, also Sonneneinstrahlung- und Temperaturdaten, wurden von "Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik" (ZAMG) zur Verfügung gestellt. Globalstrahlung [W/m^2] und Umgebungstemperatur [$^{\circ}C$] wurden mit einer Auflösung von 10 Minuten für die Zeit 1.1.2011 – 11.12.2013 bereitgestellt. Die Analysen im Projekt wurden für das Jahr 2012 gemacht.

Simulation

Das PV Model wurde in MATLAB 2013 entwickelt. Die PV Eigenschaften für alle 12 Anlagen (Tabelle 3) wurden über CSV-Datei in MATLAB importiert, damit es möglich ist zusätzliche Parameter hinzuzufügen. Gleichfalls wurden die Sonneneinstrahlungswerte und Temperaturwerte in MATLAB importiert. Der Ausgabeparameter ist die erzeugte Energie [kWh], Zeit und Tag abhängig; Energie (LT, Tag). Die berechneten Energiewerte wurden am Ende interpoliert, damit deren Auflösung zu der Verbrauchsdatenauflösung passt.

Ergebnisse

In Abbildung 5 und Abbildung 6 ist das Ergebnis der Simulation für die PV-ID 193 dargestellt. Ein Sommer- und einen Wintertag wurden gewählt, um auf die Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung hinzuweisen. Am häufigsten liegt das Maximum der von PV-Modulen erzeugten Energie wie erwartet um die Mittagszeit, da hier auch das Maximum der Sonneneinstrahlung auftritt. Jedoch kann dieses Maximum bei einem von der Norm abweichenden Tag oder aufgrund der Ausrichtung der PV verschoben erscheinen.

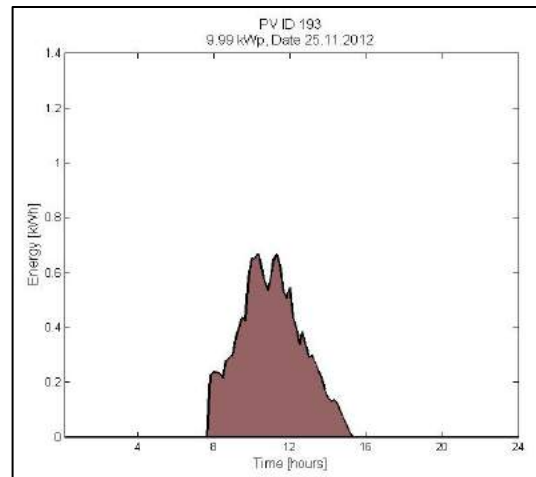
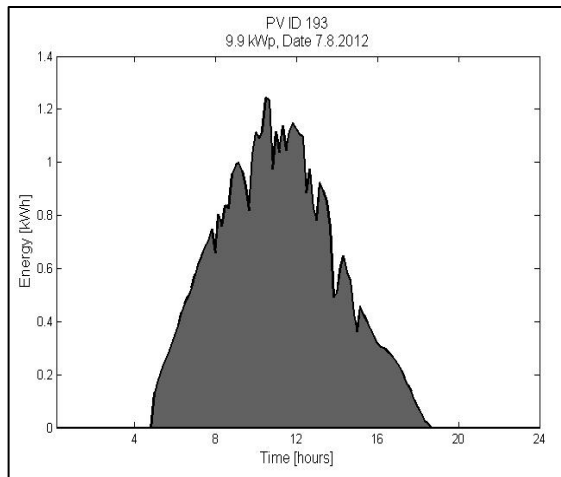


Abbildung 5: PV erzeugte Energie, Sommerzeit **Abbildung 6: PV erzeugte Energie, Winterzeit**

Um das Simulationsmodell zu evaluieren, wurden die simulierte Energiewerte mit den realen Erzeugungswerten der PV-Anlagen ID 193 verglichen.

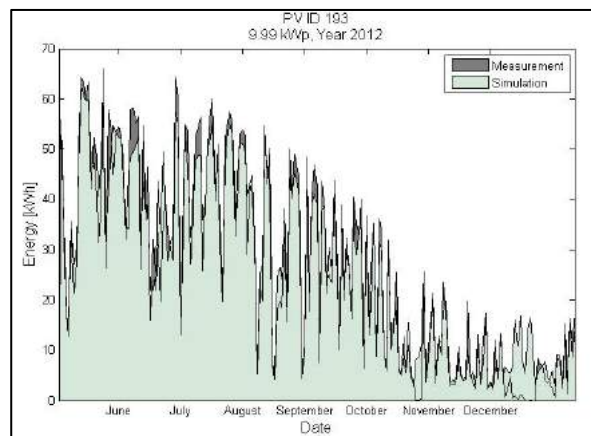
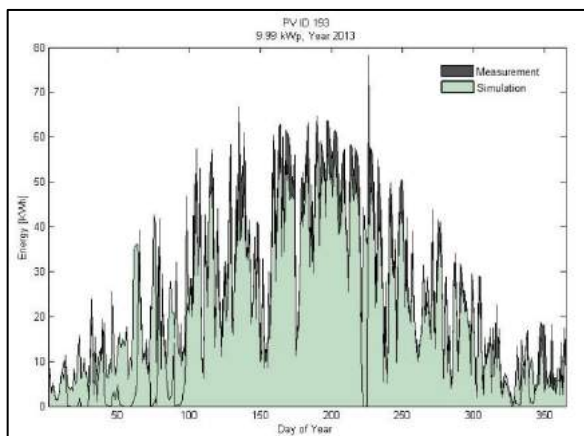


Abbildung 7: Vergleich der kalkulierten und realen Jahressumme (2013) der PV Anlage ID 193

Abbildung 8: Vergleich der kalkulierten und realen Jahressumme (2012) der PV Anlage ID 193

Nach der erfolgreichen Evaluierung des PV Modells, wurden dessen Ergebnisse verwendet, um die Clusterbildung, Speicher und Demand Side Management (DSM) Potenziale zu untersuchen.

2.3.2 Methodik Clustererstellung

Die beschriebenen Profile wurden mittels eines Clustering Algorithmus zu jeweils drei Verbrauchsprofilen (\vec{p}_1, \vec{p}_2 und \vec{p}_3) mit einem PV-Profil (\vec{p}_{PV}) zusammengesetzt. Das Prinzip basiert dabei auf der Minimierung des ins Netz eingespeisten Stromes. Die eingespeiste Energie wurde dabei an einem hypothetischen Knoten angenommen, welcher alle drei Profile mit einer PV verbindet. Die Rechnung erfolgt als Bilanz vom Netz gesehen. Einspeisung ist also negativ, Bezug vom Netz ist positiv.

$$(16) \quad \vec{p}_k = [\sum_{k=1}^N \vec{p}_{1,k} + \vec{p}_{2,k} + \vec{p}_{3,k} + \vec{p}_{PV}]$$

Bei der Berechnung werden also nur negative Werte herangezogen. Der Cluster mit dem kleinsten Wert für $p_{cluster}$ ist der Beste.

$$(17) \quad p_{cluster} = \min(\sum \vec{p}_1(\leq 0), \sum \vec{p}_2(\leq 0), \dots, \sum \vec{p}_k(\leq 0))$$

Für die Analyse stand das Jahr 2012 zu Verfügung. Da es sich dabei um ein Schaltjahr handelt sind 366 Tage zu betrachten gewesen. Die Werte lagen in 15 Minuten Werten vor und ergeben somit 35136 Datensätze pro Jahr. Zuerst wurden alle möglichen Kombinationen gebildet, welche mit den 98 zur Verfügung gestellten Profilen möglich sind. Diese Kombinationen wurden dann ohne Wiederholung in einer Matrix gespeichert und eine Clusterbildung mittels des beschriebenen Algorithmus für jede Kombination vorgenommen.

$$(18) \quad N = \binom{N_P}{N_C} = \binom{98}{3} = 152096$$

$N_P = \text{Anzahl der verfügbaren Profile}$
 $N_C = \text{Anzahl der Profile pro Cluster}$

Nach der Bildung des ersten Clusters wurden die Profile aus dem Pool an Profilen gelöscht, damit einzelne Profile nicht doppelt vorkommen. N_P wird dabei also um N_C reduziert. In Abbildung 9 sind zwei Cluster abgebildet. Beide Cluster sind mit der gleichen Photovoltaikanlage und der gleichen Anzahl an Profilen berechnet worden. Der Ausschnitt zeigt den Zeitpunkt der maximalen PV Produktion. Der gute Cluster zeigt eine relativ geringe Netzeinspeisung über den Tag gesehen. Die PV kann einen hohen Teil des Energieverbrauches lokal decken. In diesem Fall scheint eine Kombination von einem P und zwei FNSKK eine gute Kombination zu sein. Im Gegensatz dazu werden bei dem schlechten Cluster nur drei DINK Profile kombiniert. Da diese während des Tages wahrscheinlich nicht zu Hause sind, errechnet der Algorithmus einen schlechten Wert und reiht den Cluster zuletzt. Gut zu erkennen ist, dass hierbei das Netz doppelt in beide Richtungen belastet wird. Mittags wird die gesamte Energie übertragen und am Ende des Tages muss alle Energie bezogen werden.

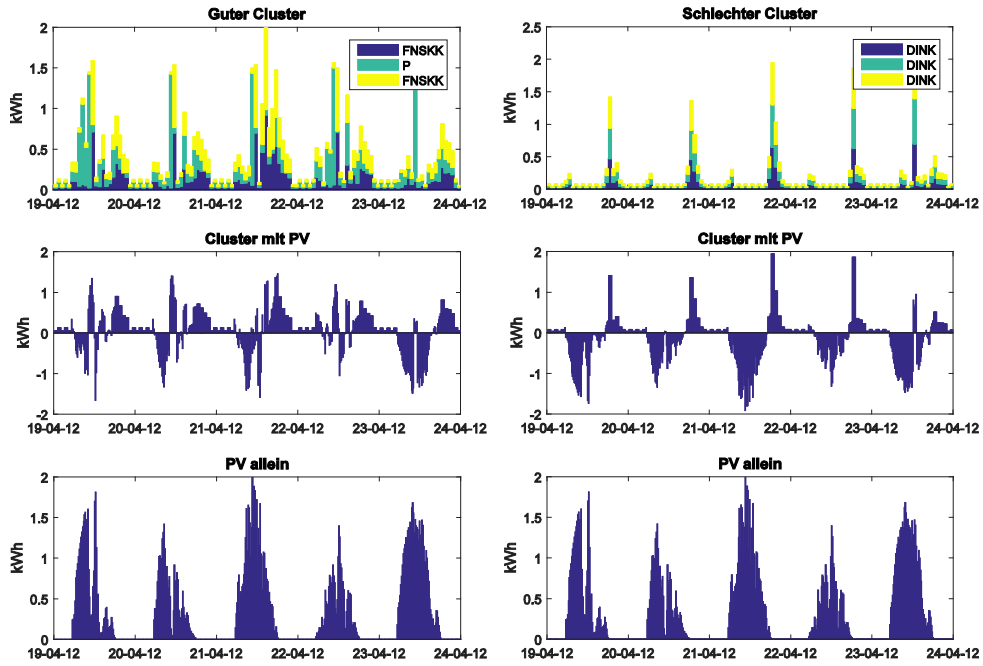


Abbildung 9: Beispiele für einen schlechten Cluster und einen guten Cluster.

Abbildung 10 zeigt einen weiteren Cluster mit der gleichen PV und diesmal fünf Profilen. Die Eigenverbrauchsquote steigt wieder und eine sehr gute Anpassung an die PV kann erreicht werden.

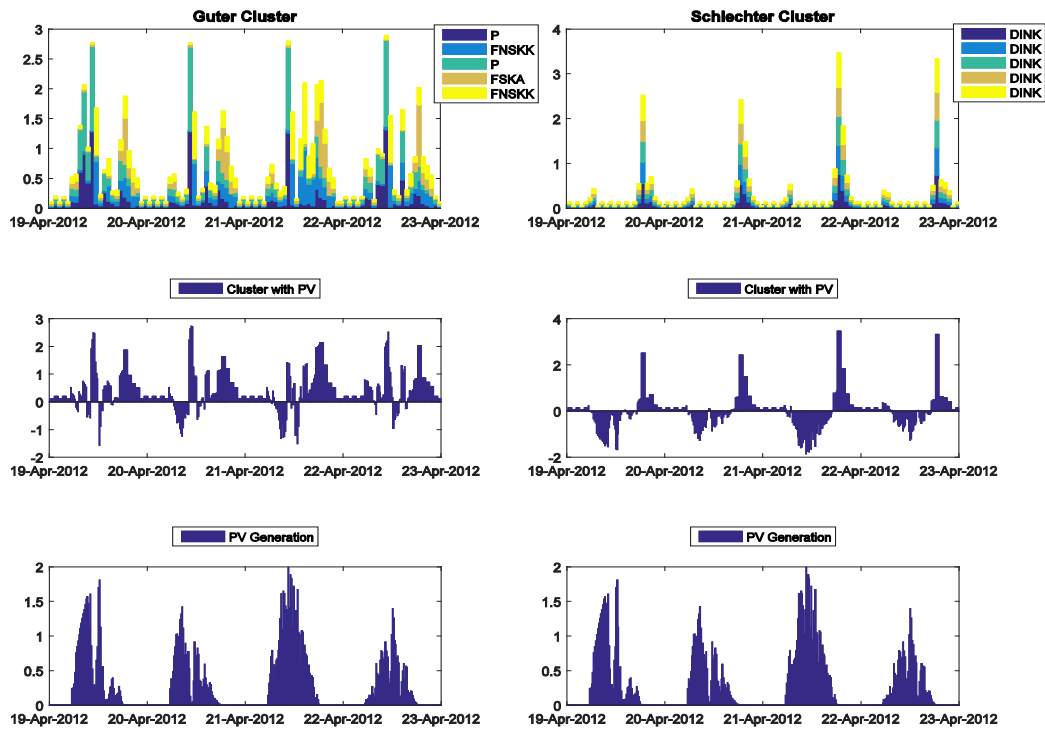


Abbildung 10: Beispielhafter Cluster für 5 Profile in einem Cluster

Tabelle 4: Ergebnisse des Clusterings im Detail

	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6	Cluster 7	Cluster 8	Cluster 9
PV Leistung in [kW]	82	25	9,99	6	5,4	5,33	5	4,23	4,08
Besitzerprofil	118 G0	119 L1	133 L1	130 L0	128 FSKA	131 L0	213 FNSKK	108 FNSKK	159 P
Clusterprofil 1	143 G0	124 L0	144 L0	136 P	132 FNSKK	207 FNSKK	221 P	199 FSKA	187 FNSKK
Cluster-Profil 2	216 (öff.)	193 G0	146	201 FNSKK	210 P	220 P	224 FSKA	222 P	218 DINK

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse des Clustering-Algorithmus im Detail. Diese Cluster bilden die Grundlage für die weiteren Schritte im Projekt.

2.3.3 Methodik Lastverschiebung

In diesem Projekt wird der allgemeine Grundsatz angewendet: Nach der Zusammenführung der Verbrauchsprofile der jeweiligen Cluster und die Zuordnung eines PV-Profiles, wurde versucht, einen Prozentsatz des Gesamtverbrauchs zum einem Zeitpunkt zu verschieben, in dem erstens die PV-Produktion vorhanden ist, zweitens die PV Produktion größer als der Verbrauch ist und drittens das Maximum der PV-Produktion stattfindet. Weiteres wurde eine Kategorisierung der Verbraucher nach ihren Verbrauchsprofilen gemacht; H0, G0, L0, L1, wobei H für Haushalte, G für Gewerbe, L für Landwirtschaft, P für Pensionisten und "400001", "200001", "100001" für Gemeindeobjekte steht.

Cluster	Verbraucher ID	Verbrauchsprofile	kWp
1	118	G0	82
	143	G0	
	216	200001, 100001	
2	119	L1	25
	124	L0	
	193	G0	
3	133	L1	10
	144	L0	
	146	40001	
4	130	L0	5.39
	136	P	
	201	H0	
5	128	H0	6
	132	H0	
	210	P	
6	131	L0	5.33
	207	H0	
	220	P	
7	213	H0	4.23
	221	P	
	224	H0	
8	108	H0	4.08
	199	H0	
	22	P	
9	159	P	5
	187	H0	
	218	H0	

Tabelle 5: Cluster

Für die DSM Methode im Wohnbereich (H und P-Profile), wurde zuerst zwischen verschiebbaren und nicht verschiebbaren Lasten unterschieden. Laut [7], sind Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler die am häufigsten genannten potentiell verschiebbaren Lasten, während Licht, Kühlschrank, Computer usw. nicht verschiebbare Lasten darstellen. Angesichts der Leistung dieser Geräte und unter der Annahme einer typischen Nutzungsdauer pro Tag, kann der Energieverbrauch dieser Geräte pro Tag und damit ihren Anteil am Gesamtverbrauch geschätzt werden.

	Gerät	Verbrauch (Wh/Tag)	Dauer (h)	Anteil (%)
Ver-schieb	Waschmaschine	240	1	2.03
	Trockner	926.6	1	7.83
	Geschirrspüler	693.6	1.5	5.86
	Gesamt Verschiebbar	2960.2		15.72
Nicht Auf-schiebbar	Wasser Kocher	500	0.25	4.23
	Bügeleisen	600	0.5	5.07
	Licht	1302	11	11.01
	Herde	1255.15	2	10.61
	Kühlschrank	616.73	24	5.21
	Computers, TV,DVD etc.	5694	4	48.14
	Gesamt nicht-verschiebbar	8867.88		84.28
	Gesamt	11828.08		100

Tabelle 6: Haushaltslasten

Bei Haushalten wurde 15 % des Gesamtverbrauchs wie folgt verschoben: 10 % der Verbrauchslast wurde aus den Morgenstunden, konkret in den Zeitraum 06:00 - 08:00 Uhr verschoben und 5 % aus den späten Abendstunden, konkret in den Zeitraum 22:00 - 24:00 Uhr. Synthetische Lastprofile wurden verwendet, mit einem Zeitschritt von 15 Minuten für den Zeitraum eines Jahres (2012). Die Lastprofile sowie die berechneten PV Produktionsprofile wurden in MATLAB aus CSV-Dateien importiert. Für jeden Zeitschritt (täglich, über ein Jahr) wurden die akkumulierten Verbrauchsprofile des Clusters zu dem entsprechenden PV Profil verglichen. Wenn der Verbrauch die Produktion überschreitet, dann wurde die DSM Methode eingesetzt. Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen die Ergebnisse des DSM-Algorithmus, für den Cluster Nummer 5, an einem Sommer- und einem Wintertag entsprechend.

Für Gewerbe (G) kann laut Literaturrecherche ein Betrag von mindestens 5% des Gesamtverbrauchs von Industriegebäuden vollständig während der Zeitdauer 08:00-20:00 Uhr verschoben oder abgeworfen werden (Abbildung 13, Abbildung 14).

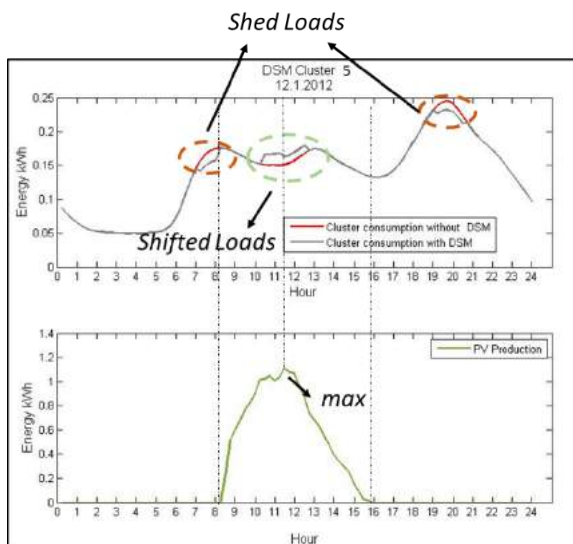


Abbildung 11: DSM Simulation im Wohnbereich, Sommer

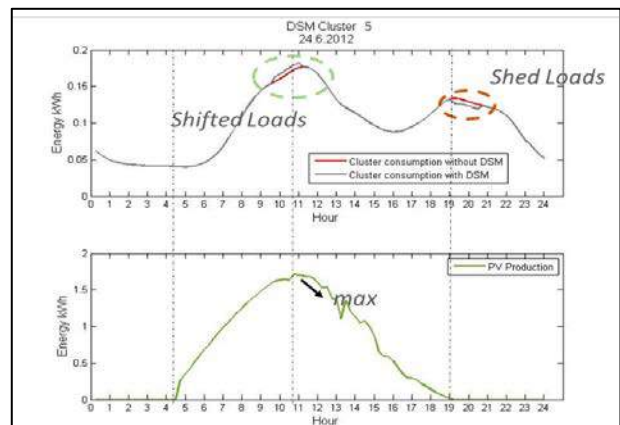


Abbildung 12: DSM Simulation im Wohnbereich, Winter

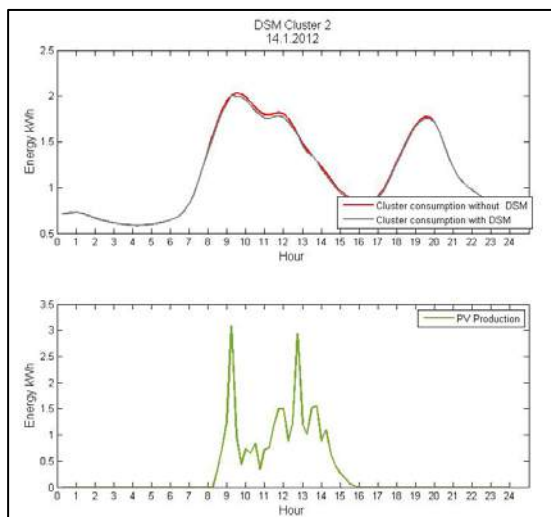


Abbildung 13: DSM Simulation für Gewerbe, Sommer

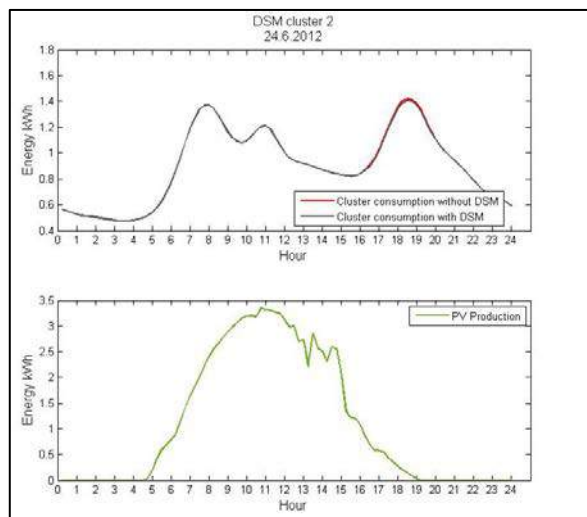


Abbildung 14: DSM Simulation für Gewerbe, Winter

Für die Landwirtschaft (L-Profile) wurde keine DSM Maßnahme angewandt, da keine gemeinsame Basis für die Lastverschiebung in der Literatur gefunden wurde, vor allem wegen der Vielfalt der Geräte und Lasten, die verschoben oder abgeworfen werden können. Weitere DSM Methoden in diesem Bereich könnten in Folgeprojekten untersucht und umgesetzt werden. Lastverschiebung und Lastabwurf in Wohn- und Gewerbesektor können das Stromnetz entlasten. Die wirtschaftlichen Vorteile sind auch zu berücksichtigen. Jedoch ist die Energie, die nach der Literaturanalyse und über die durchgeführte Studie in diesem Projekt verschoben werden kann, noch kein signifikanter Prozentsatz des Gesamtenergieverbrauchs. Zudem spielen Nutzerkomfort und -akzeptanz eine wichtige Rolle.

2.3.4 Methodik Speichersimulation

Die Speichersimulation wurde mit einem MATLAB Modell realisiert. Das Modell verwendet eine Bilanzierung der erzeugten und verbrauchten Energie. Implementiert wurden die Verlustleitungen für die jeweilige Umwandlung der Energie (Speicherverluste) und die maximal möglichen Aufnahme- und Abgabeleistungen der Batterien. Das Modell beinhaltet jedoch keine Verluste durch Selbstentladung oder H₂ Diffusion. Für eine Simulation werden dann die jeweiligen Speichergrößen eingegeben. Das Modell errechnet dann anhand der gegebenen Profile den Verlauf des Speicherladezustandes über ein Kalenderjahr.

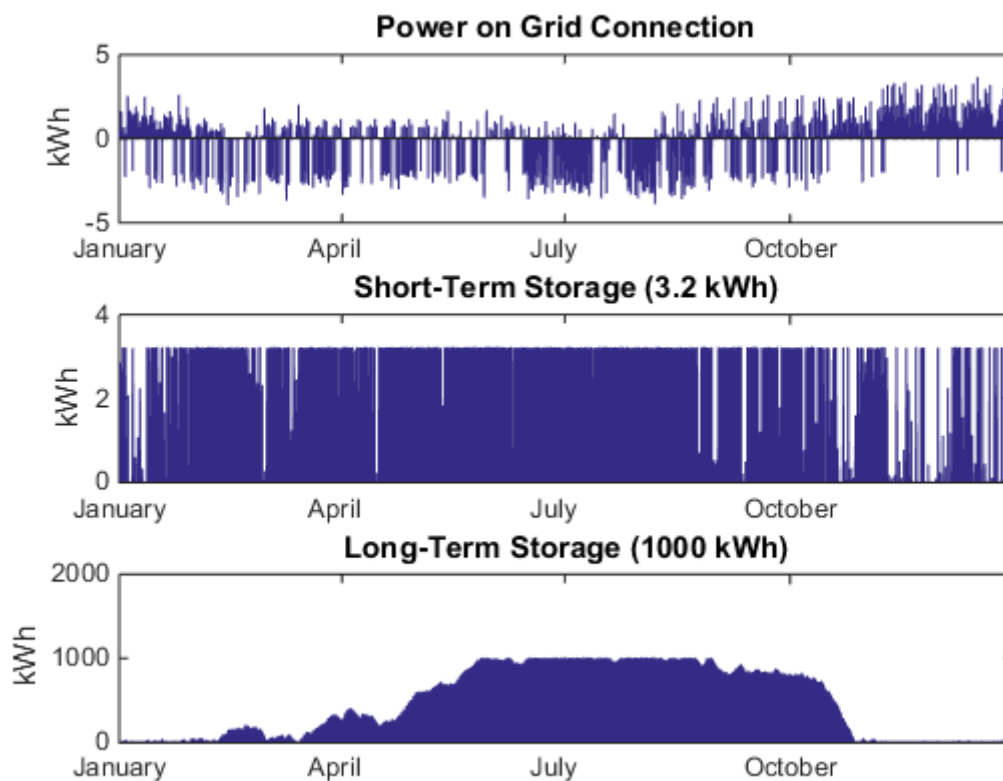


Abbildung 15: Beispiel für eine Simulation des Verlaufs des Speicherladezustandes über ein Kalenderjahr

2.3.5 Methodik Ermittlung Nahwärmenetz Ausbaupotential

Das Heizkraftwerk von Großschönau versorgt den Ortskern und hat neben den kommunalen Einrichtungen auch Gewerbebetriebe und Haushalte durch ein Verteilnetzwerk angeschlossen. Das Hackschnitzel-Heizwerk hat eine Leistung von 500 kW, kurzzeitig bis 550 kW, wurde 2002 erbaut und ist seit dem ununterbrochen im Einsatz.

Die Daten direkt vom Kraftwerk aufzuzeichnen, wurde nach einer Besichtigung allerdings verworfen, da es sich um ein sehr altes, proprietäres, nicht vernetztes System handelt. Aus diesem Grund wurden in einem Intervall von einem Monat Daten direkt aus dem Herstellerprogramm herausgespielt. Die Daten lagen dann in einem nicht näher bezeichneten Datenformat vor. Mittels Reverse-Engineering konnten allerdings die Daten extrahiert werden

und in das zentrale Datenmanagement System des Projektes überführt werden. Dies ermöglicht eine detaillierte Auswertung des Heizwerks und möglicher Potentiale für weitere flexible Verbraucher analog dem Clustering für PV und Stromverbraucher.

Für die Betrachtung des Nahwärmenetzes ist von Interesse, ob Potential besteht, weitere Abnehmer anzuschließen, um die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes bzw. die spezifischen Kosten zu senken. Dabei ist speziell der Winterfall interessant, da im Sommer keine zusätzliche Auslastung erfolgen soll (laut Gemeinde). Zudem muss bei einer möglichen Erweiterung die Versorgung aller Anschlussnehmer in den kalten Wintertagen sichergestellt sein.

Zur Ermittlung des Potentials stehen dabei hochaufgelöste (4 Minuten) Messwerte vom Heizwerk im Zeitraum vom 25.08.2013 bis zum 30.06.2014 zur Verfügung. Bei diesen Messwerten handelt es sich um:

- Vorlauf- und Rücklauftemperatur des Netzes,
- Netzleistung,
- Netzdurchfluss,
- Pumpendruck Ist- und Sollwert,
- Außentemperatur,
- Vor- und Rücklauftemperatur Kessel,
- Abgastemperatur, Feuerraumtemperatur,
- Rest-Sauerstoff,
- Kesselzustand Ein/Aus.

Die Heizwerkmessdaten sind für eine Winterperiode von 295 Tagen verfügbar. Die Datenqualität ist ausreichend, wie in Abbildung 16 ersichtlich. Bei einer Auflösung von vier Minuten sind pro Stunde 15 Werte für einen vollständigen Datensatz nötig. Dabei kommt es tageweise zu Messausfällen und in Ausnahmefällen auch zu mehr als 15 Werten. Zu beachten ist die Lücke in Abbildung 16 zwischen Tag 181 und 237, es sich bei Tag 237-365 um das Jahr 2013 und bei den restlichen Tage um 2014 handelt.

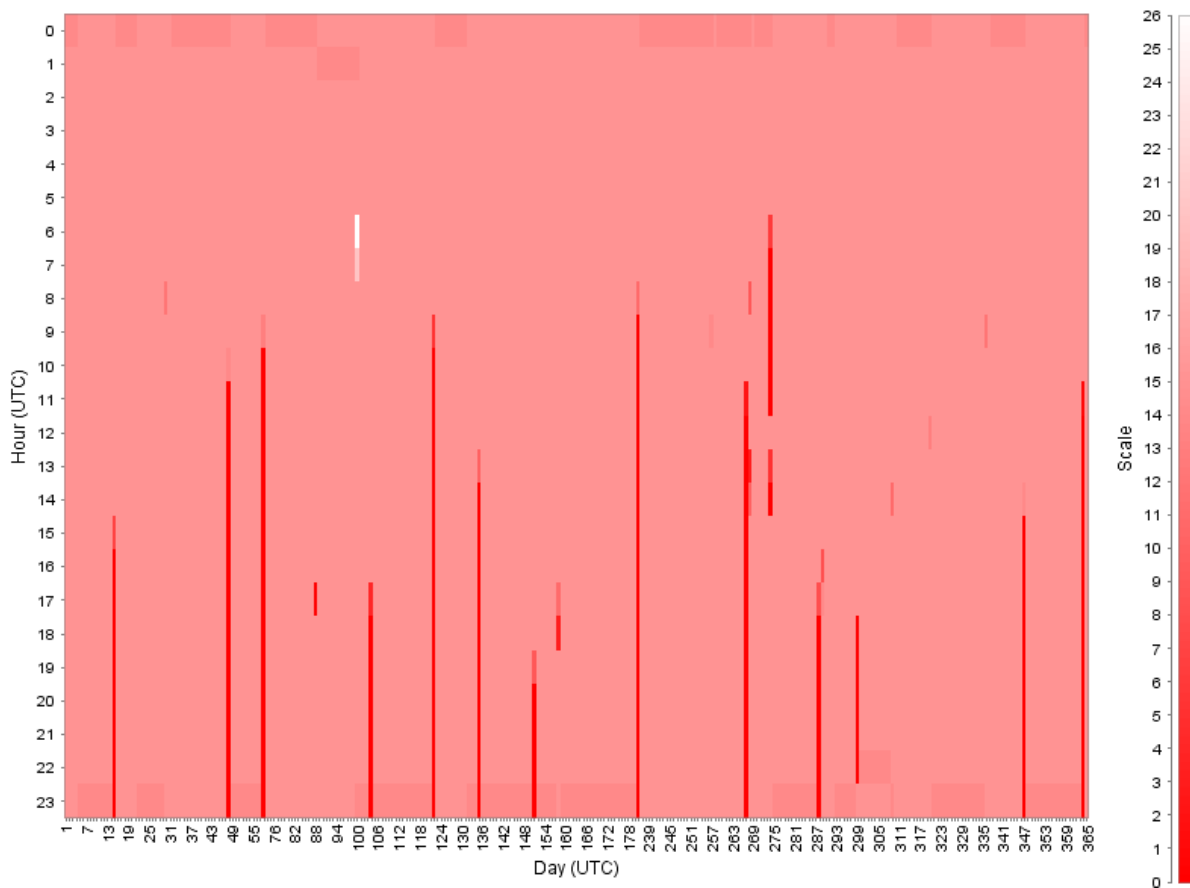


Abbildung 16: Anzahl der Heizwerk-Messwerte im Tages- und Jahresverlauf

Zudem stehen Wetterdaten aus dem Nachbarort Weitra für 2011, 2012 und 2013 von der ZAMG zur Verfügung.

2.3.5.1 Potentialermittlung

Bei der Potentialermittlung für den Ausbau des Nahwärmenetzes wird folgendermaßen vorgegangen: Messwerte des Heizwerks und Wetterdaten werden verarbeitet, angereichert (z.B. um Heizgradtage HGT), verifiziert und analysiert, um die fünf kältesten Tage zu identifizieren. Sollte im gemittelten Tagesgang des Heizwerks an diesen kältesten Tagen noch Potential ersichtlich sein, so wird dieses durch flexible Lasten (ähnlich wie beim Clustering und DSM der elektrischen Verbraucher) genutzt. So wird ein neuer Cluster gebildet, der lastflexible Gebäude enthält.

Die flexiblen Gebäude unterliegen der Annahme, dass es sich bei den flexiblen Lasten um neu zu errichtende Häuser mit einem sehr geringen Wärmeverlust und einer großen thermischen Trägheit handelt, die Ihren Tagesbedarf in Zeiten decken können in denen das Heizwerk nicht vollständig ausgelastet ist. Dafür ist eine höhere Dimensionierung der Übergabestation von Nöten und eine intelligente Haussteuerung, die vorrausschauend agiert. Für die Betrachtung ist unwesentlich, ob es sich um einzelne Häuser oder um Mehrfamilienhäuser handelt. Letztere eignen sich aufgrund der höheren Energieabnahmen an der Übergabestation besser für einen Anschluss an ein Nahwärmenetz. Grundsätzlich widersprechen sich Passivhäuser und Fernwärme nicht [14].

Der gewählte Ansatz ist analog zur PV Clusterbildung gewählt. Ansonsten würde wahrscheinlich der Ansatz gewählt werden, die Auslastung des Heizwerks durch thermische Speicher und zusätzliche Spitzenlastkessel zu erhöhen.

Da der Winter mit Datenaufzeichnung zwischen 2013 und 2014 ein milder und damit nur bedingt repräsentativer Winter war, wurde eine Hochrechnung des Wärmebedarfes auf einen strengeren Winter vorgenommen. Es wurde eine Grundlast im Sommer von 85,8kW ermittelt und der verbleibende, temperaturabhängige Anteil zwischen 12°C und -17°C hochskaliert (siehe Abbildung 17). -17°C hatte der kälteste gemessene Tag in Großschönau, in der das Heizwerk laut Aussage der Gemeinde an seine Leistungsgrenzen kam und wurde daher zur Validierung der Methode verwendet.

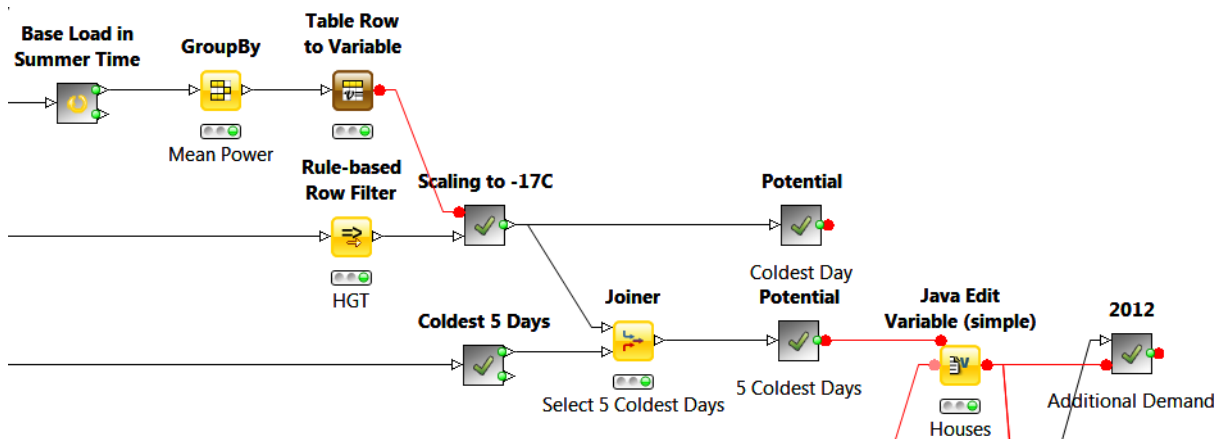


Abbildung 17: Skalierung Wärmebedarf auf -17°C Außentemperatur zur Ermittlung des Potentials

Zusätzlich wurde angenommen, dass Leistungen über 550kW zwar evtl. abgenommen werden würden, sofern die Außentemperatur kalt genug ist, aber das Heizwerk der Anforderung zeitlich nicht nachkommen könnte. Nachdem die Energie aber dennoch benötigt wird, würde das Heizwerk der Anforderung zu einem späteren Zeitpunkt nachkommen, wie in Abbildung 18 ersichtlich. Diese Annahme ist natürlich vereinfacht, da der Bedarf nicht beliebig nachgeholt werden kann und die Abschätzung ausschließlich durch die Leistung abgeschätzt wird (also unabhängig vom weiteren Betriebszustand).

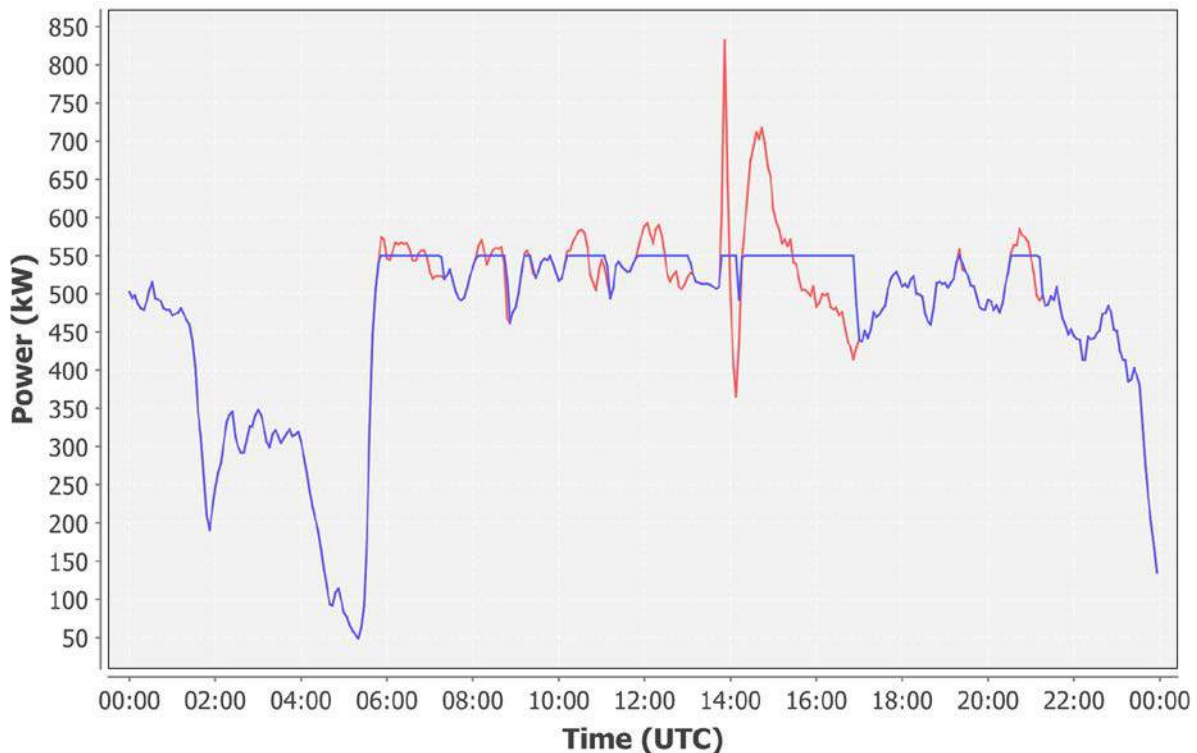


Abbildung 18: Skalierte (rot), auf 550kW gedeckelte Leistung (blau) im Heizwerk am 27.11.2013

Nach Rücksprache mit der Gemeinde scheinen diese Ergebnisse plausibel, da das Heizwerk in den kältesten Wintern (-17°C) an seiner Grenze betrieben wurde und mehr als 500kW Nennleistung erbracht hat. Trotz der hohen Auslastung untertags, ist in Abbildung 18 ersichtlich, dass das Heizwerk in der Nacht unter der Nennleistung betrieben wird. Dieses Potential kann nun durch eine Gruppe mit anderem Nutzungsverhalten (Cluster flexible Last) genutzt werden (siehe Kapitel 3.2).

2.3.5.2 Modellierung Passivhäuser

Die Modellierung des zeitlich aufgelösten Wärmebedarfes für Passivhäuser bildet die Grundlage für die Abschätzung des zusätzlichen, temperaturabhängigen Tages-Wärmebedarfes (und damit Jahres-Wärmebedarfes) für den betrachteten Winter. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Modellierung, da die internen Lasten und solaren Erträge nur indirekt (in der maximalen Heizlast) berücksichtigt werden.

Dazu wurde eine durchschnittliche Haushaltsgröße in Großschönau von 232 m^2 für die Heizlast und 2.67 Personen für Warmwasserverbrauch im Durchschnitt ermittelt. Die Heizlast für ein zertifiziertes Passivhaus darf dabei 10W/m^2 BGF nicht übersteigen. Für Warmwasserverbrauch wird ein Durchschnitt von 45 Litern pro Person angenommen mit einem Temperaturhub von 10°C auf 55°C [15]. Die Heizlast ist eine invers proportionale Funktion der Außentemperatur und wird im Falle eines Heizgradtages anhand der Hausgröße bestimmt. Der Warmwasserbedarf wird konstant über die Anzahl der Bewohner bestimmt. Der gesamte Wärmebedarf ist die Summe aus Heizlast und Warmwasserbedarf.

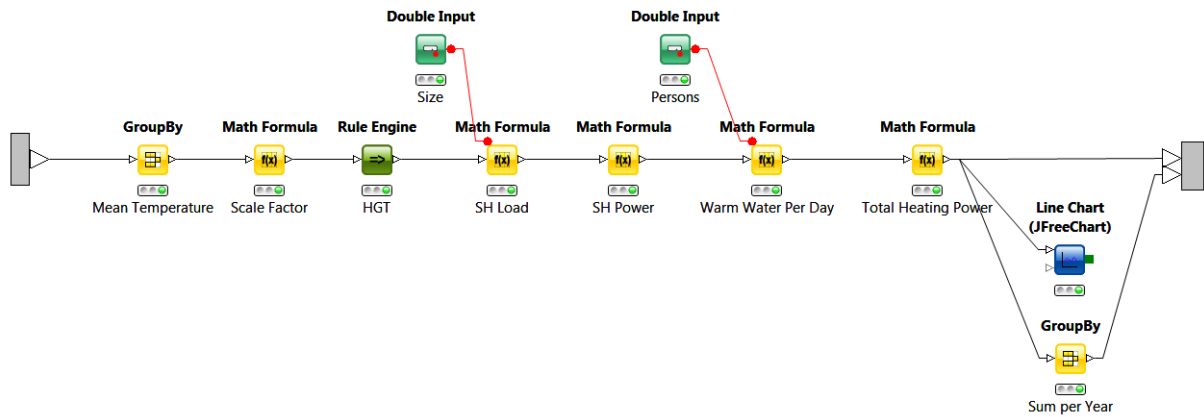


Abbildung 19: Arbeitsablauf Berechnung des Wärmebedarfs eines Passivhauses

Dadurch ergibt sich ein exemplarischer Jahrgang des gesamten Wärmebedarfs über den milden Winter 2013/2014 eines durchschnittlichen Haushalts in Großschönau, wie in Abbildung 20 ersichtlich. Der reine Warmwasserverbrauch ist an Tagen ersichtlich, wenn die mittlere Außentemperatur über 12°C liegt.

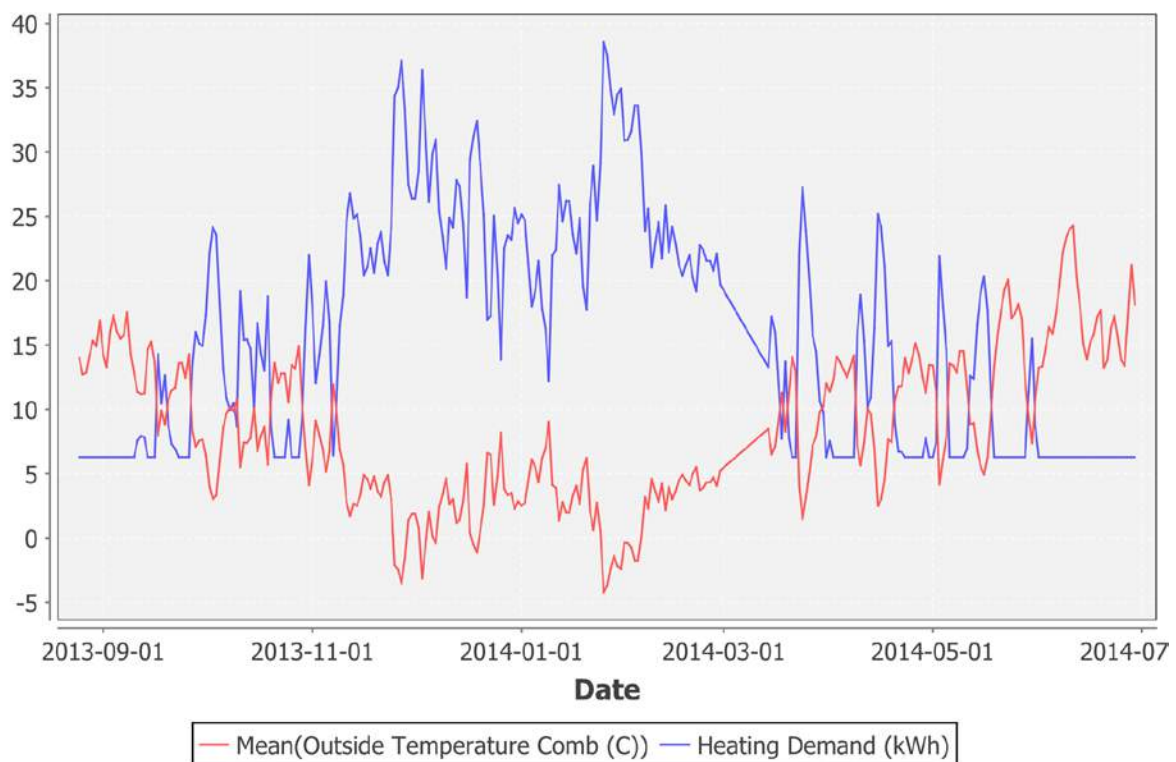


Abbildung 20: Gesamtwärmebedarf Passivhaus (10W/m², 232m², 2.67 Personen)

Diese simplifizierte Betrachtung erlaubt eine erste Abschätzung der Auswirkungen über das Jahr gesehen, sollte das identifizierte Tagespotential genutzt werden. Für eine genauere Betrachtung im Zuge der Umsetzung sind detaillierte Simulationen unter Kenntnis der Kubatur, Ausrichtung, Fensterflächen, thermischen Eigenschaften und internen Lasten nötig. Diese Simulationen würde ermöglichen, eine genauere Heizlast zu berechnen, die Übergabestation zu dimensionieren und die Wahrung des Benutzerkomforts (über eine Einhaltung von Raumtemperaturen im Tagesverlauf über 20°C) sicherzustellen.

2.3.6 Methodik Ökonomische Bewertung

Die allgemeine Methodik zur ökonomischen Bewertung sieht eine dynamische Investitionsrechnung der zuvor identifizierten Clusterkonzepte vor. Dazu wird eine Lebenszyklus-Kosten-Analyse durchgeführt, welche die Erhebung der folgenden Parameter je Versorgungsoption/ Technologie erfordert:

- Investitionskosten der nötigen Komponenten (inkl. Planung, Genehmigung)
- fixe laufende Kosten der Versorgungsoption (z.B. Versicherung, Wartungsvertrag, Komponentenersatz, Verrechnung, Rückbau etc.)
- outputabhängige Betriebskosten (z.B. Brennstoffe, Personal)
- technische Lebensdauer der Komponenten
- buchhalterische Abschreibungsdauer
- Rückzahldauer von Fremdkapital
- Fremd- und Eigenkapitalquote und daraus resultierende Kapitalkosten (WACC)
- Erlösparameter (Energiepreise, Netztarife, Steuern und Abgaben, CO₂-Preise, durchschnittlicher Eigenversorgungsgrad)
- Vorgaben zur erwarteten Entwicklung der Inflation
- Vorgaben zu erwarteten Preissteigerungen
- Steuern und Abgaben der jeweiligen Betreiber

Mit diesen Parametern wird der kumulierte Kapitalfluss (Methode des Discounted Cash Flows - DCF; vgl. [8]) als Summe der diskontierten Kosten und Erlöse (vgl. Abbildung 21) errechnet und ermöglicht so einen betriebswirtschaftlichen Vergleich der einzelnen Versorgungsoptionen. Eine damit einhergehende Sensitivitätsanalyse leitet die kritischsten Parameter (bzw. Annahmen) der Bewertung ab. Diese variiert jeweils einen Parameter (bei gleichbleibenden anderen Parametern) und ermittelt die Auswirkung auf den DCF.

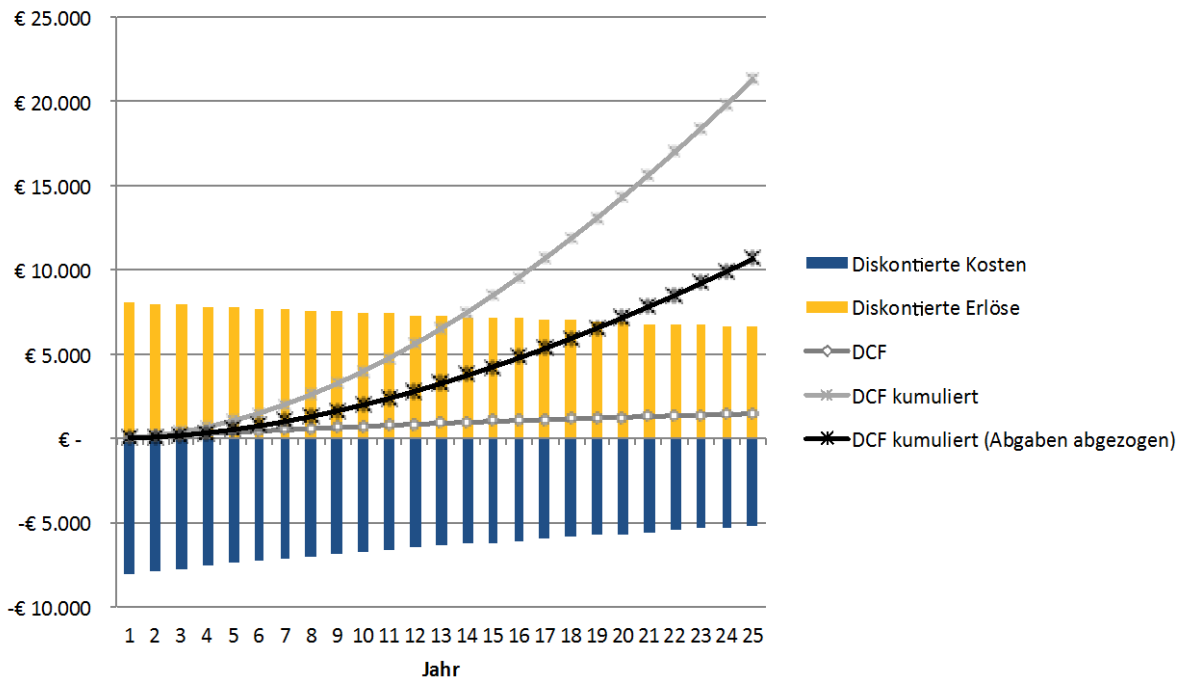


Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung der diskontierten Kosten und Erlöse sowie des resultierenden Discounted Cash Flows (DCF)

Zudem wird je Parameter ermittelt, welchen Wert dieser annehmen dürfte, damit der Wert des DCF gleich Null wird. Diese Bewertung wird in den Ergebnissen auch als "Clusterrobustheit" dargestellt und interpretiert.

Für das vorgesehene Clusterranking werden die DCF Werte des Basissettings (vgl. Tabelle 8) der Parameter schließlich auf den zusätzlichen Eigenverbrauch bezogen, um so den erreichten Clustervorteil in €/kWh darstellen zu können. Die daraus gesammelten Erkenntnisse fließen entsprechend in die Empfehlungen und den Umsetzungsplan des Projekts ein.

Für den Bewertungsteil der PV - Eigenverbrauchsoptimierung wurden für das Jahr 2012 ermittelte Erzeugungswerte der unterschiedlichen PV-Anlagen in Großschönau (82 kW bis 4 kW) verwendet und mit unterschiedlichen Lastprofilen je Cluster (vgl. Tabelle 7) kombiniert.

Tabelle 7: Überblick zu den verwendeten Erzeugungsanlagen und Verbraucherprofile der Clusterbewertung

	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6	Cluster 7	Cluster 8	Cluster 9
PV Leistung [kW]	82	25	9,99	6	5,4	5,33	5	4,23	4,08
Besitzerprofil	118 G0	119 L1	133 L1	130 L0	128 FSKA	131 L0	213 FNSKK	108 FNSKK	159 P
Clusterprofil 1	143 G0	124 L0	144 L0	136 P	132 FNSKK	207 FNSKK	221 P	199 FSKA	187 FNSKK
Clusterprofil 2	216 (öff.)	193 G0	146	201 FNSKK	210 P	220 P	224 FSKA	222 P	218 DINK

Das Besitzerprofil ist dabei als Verbrauchsprofil des jeweiligen PV-Anlagenbesitzers definiert, welches durch jeweils 2 zusätzliche Profile ergänzt wird. Die einzelnen Profilabkürzungen bedeuten dabei:

- G0 - gewerbliches Profil 0
- Öff. - öffentliches Verbrauchsprofil durch z.B. Schulen oder Kindergärten
- L0 - landwirtschaftliches Profil 0
- L1 - landwirtschaftliches Profil 1
- P - Pensionistenhaushalt
- FNSKK - Familie mit nichtschulpflichtigen Kindern, ein Elternteil in Karenz
- FSKA - Familie mit schulpflichtigen Kindern, kein Elternteil in Karenz
- DINK - zwei erwerbstätige Erwachsene ohne Kinder

Weiters werden folgende ökonomische Parameter als Basissetting im Bewertungsmodell implementiert.

Tabelle 8: Überblick zum Basissetting der ökonomischen Bewertung

Parameter: Basissetting	PV- Anlage 80 kW	PV Anlage 25 kW	PV Anlage 10 kW	PV An- lage < 10 kW
Investitionskosten [€/kW]	1350	1485	1620	1755
Betriebskosten [% der IVK]	1,5	1,5	1,5	1,5
WACC [%]	3	3	3	3
Bewertungszeitraum in Jahren	25	25	25	25
Strompreissteigerung [%/a]	2	2	2	2
Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	6	6	6	6
Inflation [%/a]	2	2	2	2

Die Investitionskosten wurden nach aktuellem PV-Preisindex [a] für Juli 2014 mit 1350 €/kWp für schlüsselfertige Anlagen recherchiert. Da die Quelle einen Mittelwert von Anlagen bis 100 kWp darstellt wurden entsprechende Preisaufschläge für kleinere Anlagen implementiert (10 % für 25 kWp; 20 % für 10 kWp und 30 % für Anlagen <10 kWp). Die restlichen Parameter wurden zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse für alle Anlagengrößen gleich implementiert (vgl. Tabelle 8). Die Energiepreise wurden je nach Verbrauchsprofil im Tarifikalkulator der E-Control ermittelt [b], wobei unterstellt wurde, dass der Tarif der EVN vom August 2014 verwendet wird. Eine Variation der einzelnen Parameter (bei gleichbleibenden restlichen Parametern) wird vorgenommen, um die Sensitivität der Ergebnisse ermitteln zu können. Die Auswirkung dieser Parametervariation wird in der Beschreibung der einzelnen Clusterbewertungen diskutiert. Die Kosten für Speicher werden für Li-Ionen Techno-

logien mit etwa 2000 €/kWh seitens der Firma Fronius angegeben. Die im Projekt vorgesehenen H₂-Kleinspeicher¹ würden etwa 200 k€ an Investitionskosten verursachen.

Für die Heizwerkoptimierung wurde die übermittelte inkrementelle Mehrauslastung des Heizwerkes durch ca. 47 Passivhäuser (ca. 230 MWh für die Heizsaison 2013/2014) herangezogen, um basierend auf der gemessenen Gesamtjahreerzeugung den möglichen Preiseffekt für bestehende Kunden je kWh zu ermitteln.

Dazu wurden seitens des Betreibers die in folgender Tabelle dargestellten Erzeugungswerte des Heizwerkes sowie die Wärmepreise weitergegeben.

Tabelle 9: Überblick zu den übermittelten Parametern zum Heizwerk in Großschönau

Saison	Absatzmenge	Preis
2010/2011	892,5 MWh	6,5 Cent/kWh
2011/2012	841,7 MWh	6,7 Cent/kWh
2012/2013	1034,2 MWh	6,9 Cent/kWh
2013/2014	856 MWh	7,1 Cent/kWh

Die Berechnung der möglichen Preiseffekte erfolgt auf Grenzkostenbasis. Dies bedeutet, dass die Mehrkosten einer zusätzlichen kWh an Wärmeerzeugung aus den Heizsaisonen vor 2013/2014 herangezogen werden, um die inkrementellen Kosten (anteilige Brennstoff und Betriebskosten) der Passivhausversorgung zu berechnen. Die somit resultierenden Gesamtkosten werden schließlich auf die errechnete Gesamtenergieaufbringung bezogen und somit ein theoretisch möglicher Preiseffekt bestimmt.

2.4 Beschreibung der Vorgangsweise und der verwendeten Daten mit Quellenangabe, Erläuterung der Erhebung

Das Projekt nutzte als Basis die Verbrauchsdatenerhebung der Gemeinde Großschönau und Daten der Statistik Austria. Anhand dieser Daten wurde die demographische Zusammensetzung der Gemeinde bestimmt. Detailliertere Profile aus dem Projekt „Multifunktionales Batteriespeichersystem [9] wurden dann den Gebäuden zugewiesen, um eine Grundlage für die Clusterbildung zu schaffen. Die Verbrauchsprofile der Landwirtschaft, Gemeindeobjekte und Gewerbe wurden teilweise aus gemessenen Daten ergänzt, aber auch mit standardisierten Lastprofilen geschätzt. Um die Photovoltaikproduktion zu berechnen, wurde ein Solarmodell entwickelt und mit Daten der ZAMG² gespeist. Als Ergebnis war es dem Projektteam mög-

¹ Hierbei ist anzumerken, dass H₂-Speicher als Saisonspeicher konzeptioniert sind und nicht zur Eigenverbrauchssteigerung; Entsprechend hohe Kosten sind daher gegeben.

² <http://www.zamg.ac.at>

lich, Jahresprofile aller PV Anlagen der Gemeinde in den letzten 3 Jahren zu berechnen. Das Modell wurde durch Messdaten der Gemeinde verifiziert. Aus dem Leitsystem des Heizwerkes konnten mittels Reverse-Engineering die Daten einer Heizsaison extrahiert und dem Projektteam bereitgestellt werden.

3 Ergebnisse des Projektes

Hier werden die ökonomischen Betrachtungen des Projektes vorgestellt.

3.1 Ergebnisse der PV - Eigenverbrauchsoptimierung für ausgewählte Cluster

Insgesamt wurden im Projekt EigenlastCluster neun Cluster gebildet und ökonomisch bewertet. Die folgenden Abbildungen samt Ergebnisbeschreibung stellen dazu eine Auswahl dar und werden in Tabellenform für alle Cluster ergänzt. Das durchgeführte Clusterranking beruht dabei auf den Ergebniswerten, welche in den Tabellen angeführt sind.

3.1.1 Cluster 1 (82 kWp PV-Anlage)

Wie in Tabelle 7 beschrieben, beinhaltet Cluster 1 eine PV Leistung von 82 kW, welche mit dem Besitzerprofil 118 G0 und dem Clusterprofil 1 143 G0, sowie Clusterprofil 2 216 (öff.) kombiniert wurde. Die folgende Abbildung 22 zeigt das resultierende Erzeugungsdiagramm für alle Tage im Jahr 2012. Rote Farbbereiche (bzw. schwarze Kreise) bedeuten dabei hohe Erzeugungswerte, grüne (bzw. weiße Kreise) geringe Erzeugungssituationen.

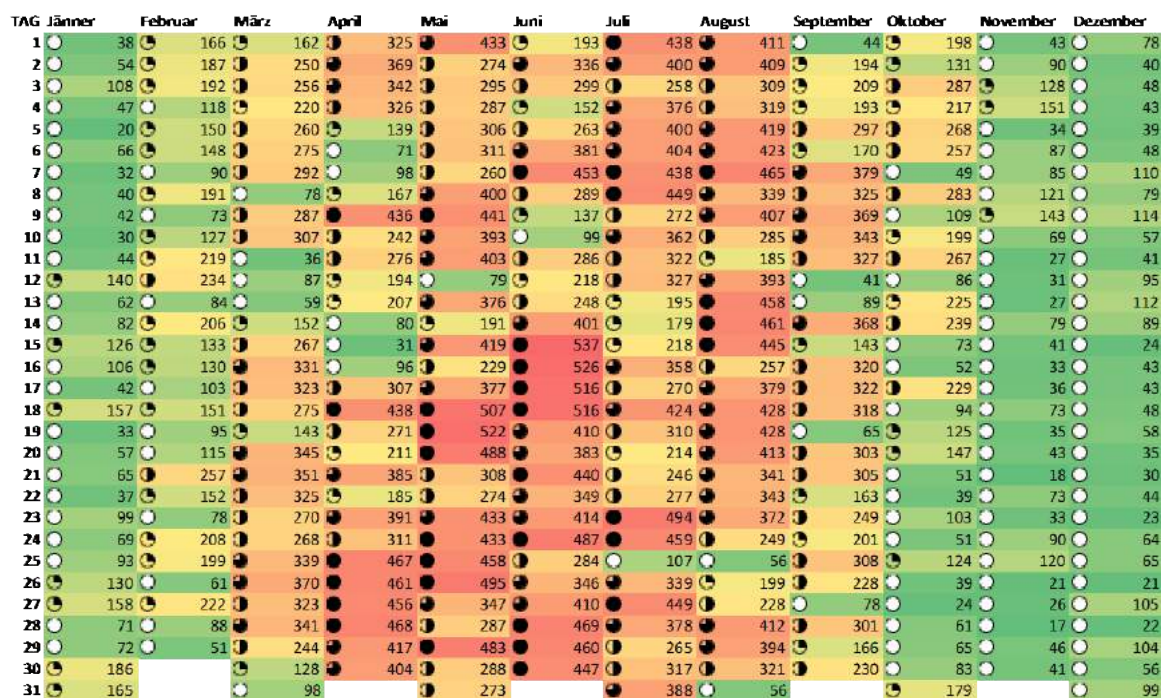


Abbildung 22: Erzeugungsdiagramm [kWh/Tag] für Cluster 1

Abbildung 23 stellt die Verringerung der Netzimporte durch Cluster 1 wiederum für jeden Tag in 2012 dar. Es ist ersichtlich, dass durch die Clusterbildung deutlich weniger bezogen wird (vergleiche rechtes (mit Cluster) gegenüber linkes Diagramm (ohne Cluster)). Rot bedeutet dahingehend hohen Netzbezug.

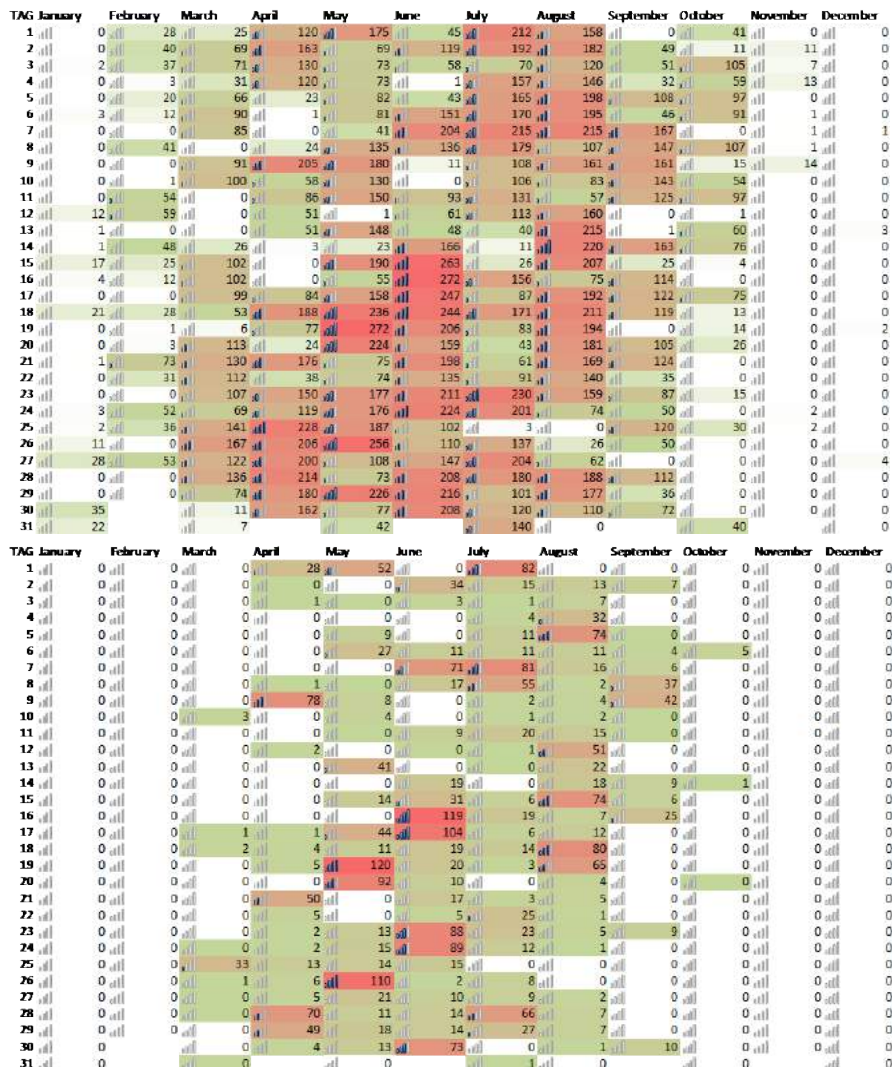


Abbildung 23: Verringerung der Netzimporte in [kWh/Tag] durch Cluster 1 (unten im Vergleich zu oben)

Weiters wurde die Clusterrobustheit analysiert. Die entsprechenden Parameter (1 Parameter wird solange geändert bis der DCF = 0) sind in folgender Tabelle 10 und in Abbildung 24 zusammengefasst.

Den größten Effekt auf den DCF (Discounted Cash Flow) kann in der Sensitivitätsanalyse bei der Variation der Investitionskosten beobachtet werden. So resultiert etwa eine Erhöhung (Senkung) der Investitionskosten um 5 % in einer Senkung (Erhöhung) des DCF um ca. 12 % bzw. um ca. 25 % bei einer Erhöhung (Senkung) der Investitionskosten um 10 %. Geringere Auswirkungen (max. bis zu +/- 8 %) resultieren durch die Veränderung der Betriebskosten, des WACC sowie der Inflationsrate. Steigerungen (Verringerungen) des Strompreises um 5 % bzw. 10 % resultieren in einer Erhöhung (Senkung) des DCF um 4 % bzw. 9 %. Kaum Auswirkungen sind durch die Variation der Einspeiseerlöse zu beobachten.

Tabelle 10: Clusterrobustheit Cluster 1 (1 Parameter wird variiert bis DCF = 0)

Clusterrobustheit	Cluster 1	Basiswert
Max. Investitionskosten [€/kW]	1887	1350
Max. Betriebskosten [% der IVK]	3,80	1,5
Max. WACC [%]	7,30	3
Min. Strompreissteigerung [%/a]	-1,10	2
Min. Anlagenleistung [kW]	58	82
Min. Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	-107	6
Max. Inflation [%/a]	11,90	2

Wird die Clusterrobustheit betrachtet, so zeigt sich, dass in der Erzeugungs- und Verbrauchskonfiguration des Clusters 1 deutlich höhere Investitions- bzw. Betriebskosten, WACC- oder Inflationswerte möglich wären, der DCF aber auch dann noch positiv wäre. Dies liegt an der sehr guten Eigenverbrauchsquote der Gewerbeprofile und der gewählten PV-Anlagengröße. Diese könnte sogar auf 58 kW reduziert werden, um einen DCF von null zu erreichen. Aufgrund des positiven DCFs des Clusters (ca. 64 k€ vor Steuern) könnten sogar die Einspeiseerlöse bzw. jährlichen Strompreissteigerungen negativ werden.

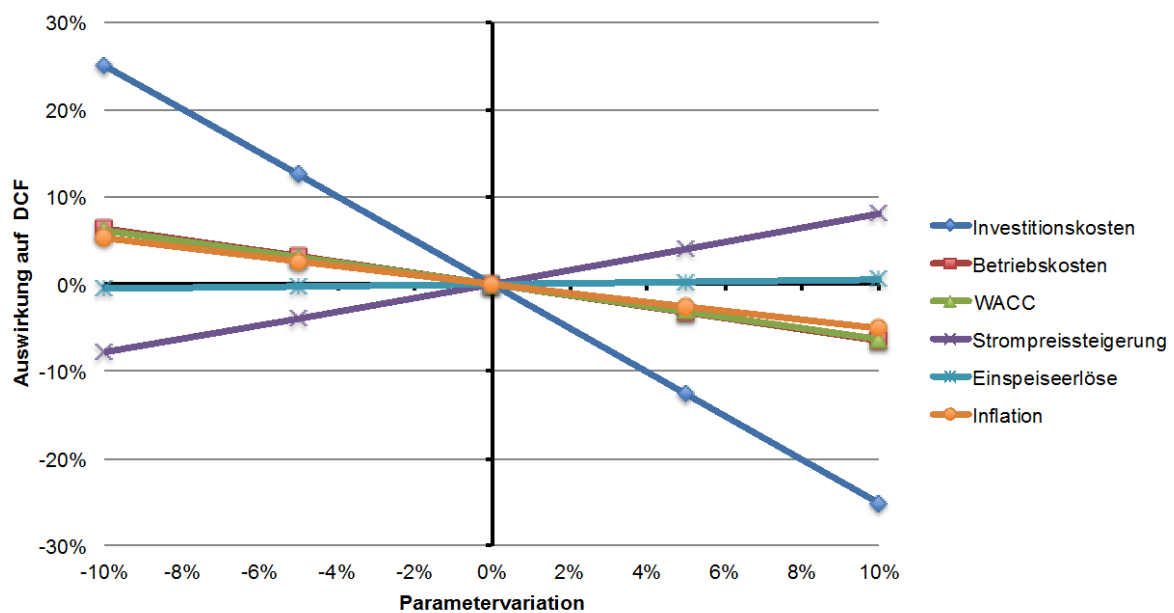


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Cluster 1

Abbildung 25 und Abbildung 26 illustrieren die DCF Entwicklung mit und ohne Cluster für die 82 kWp PV-Anlage. In Summe errechnet sich der Clustervorteil (ohne DSM und Stromspeicher) zu ca. 7,45 Cent/kWh, welcher maßgeblich für das spätere Clusterranking ist.

Wird Demand Side Management implementiert, so kann bei Cluster 1 eine Eigenverbrauchsverbesserung von etwa 0,42 % erreicht werden. Während der gesamten Betrachtungszeit resultiert dies in einer DCF Steigerung von etwa 620 €. Dieser Betrag stünde somit zur Implementierung (Fixkosten und laufender Betrieb) der DSM Maßnahmen zur Verfügung. Wird zusätzlich zu den DSM Maßnahmen ein Stromspeicher in den Cluster integriert (9,6 kWh Lilonen Technik) so liegen die jährlichen Speicherkosten (WACC 3 %; 25 Jahre Abschreibungsdauer; 20 € Betriebskosten je Jahr) etwa um den Faktor 7 über den erreichbaren Erlösen. Dies liegt vor allem an den geringen zusätzlich realisierbaren PV-Strom-Eigenverbrauch (ca. 3,3 % durch Speicher).

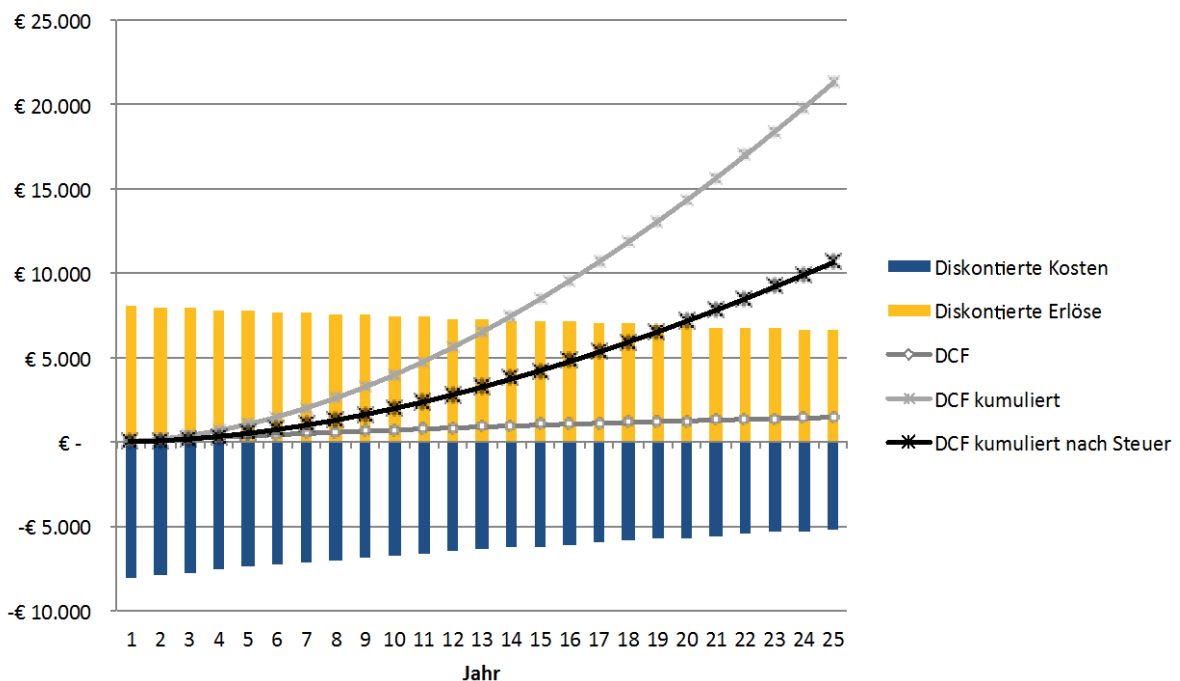


Abbildung 25: DCF Entwicklung für 82 kW PV-Anlage ohne Cluster 1

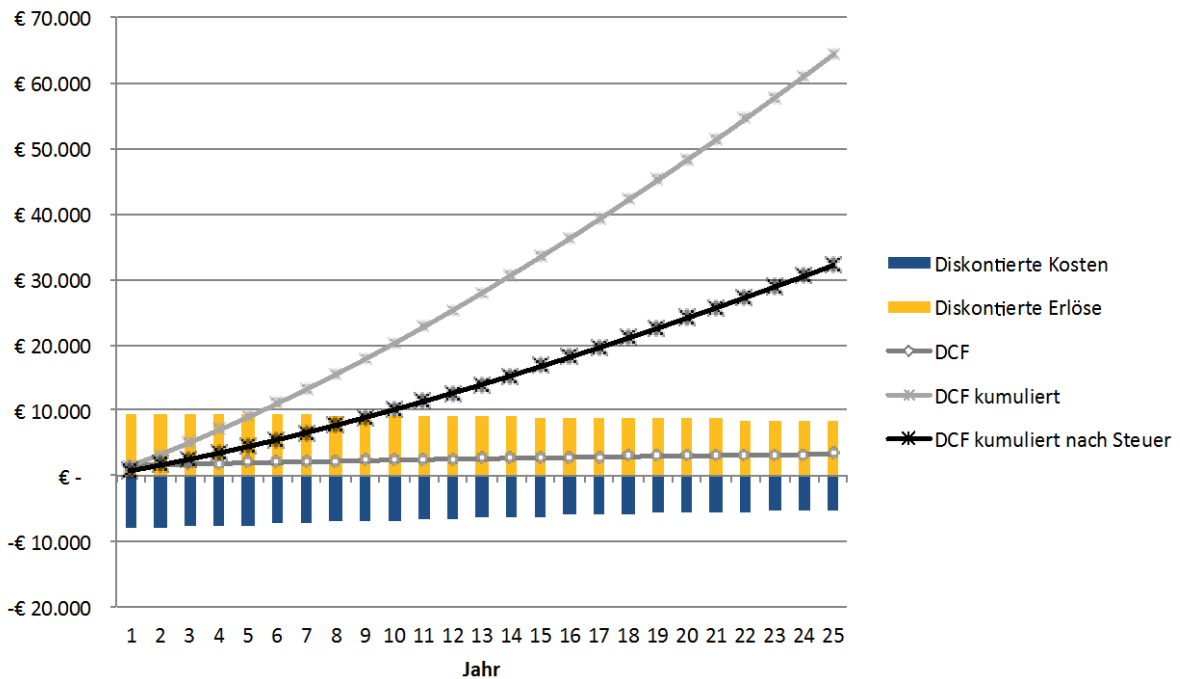


Abbildung 26: DCF Diagramm für 82 kW PV-Anlage mit Cluster 1

3.1.2 Cluster 2 (25 kWp PV-Anlage)

Die folgenden Abbildungen sowie Tabelle 11 zeigen die Ergebnisse der Bewertung zu Cluster 2 mit einer 25 kWp PV-Anlage. Als Anlagenbesitzer wird ein landwirtschaftliches Profil hinterlegt und mit einem weiteren landwirtschaftlichen sowie gewerblichen Lastprofil der Cluster gebildet. Im Unterschied zu Cluster 1 ist der DCF des Clusters 2 jedoch weder mit noch ohne Clusterbildung positiv. Der Cluster verbessert zwar die ökonomische Performance der PV-Anlage, kann diese jedoch nicht zur vollständigen Wirtschaftlichkeit bringen. Dies liegt einerseits an den verfügbaren Verbraucherlasten in Großschönau, jedoch auch an einer zu kleinen PV-Anlage, wie die Robustheitsanalyse des Cluster 2 zeigt (damit DCF = 0 müsste die PV-Anlage eine Leistung von 27,4 kWp aufweisen).

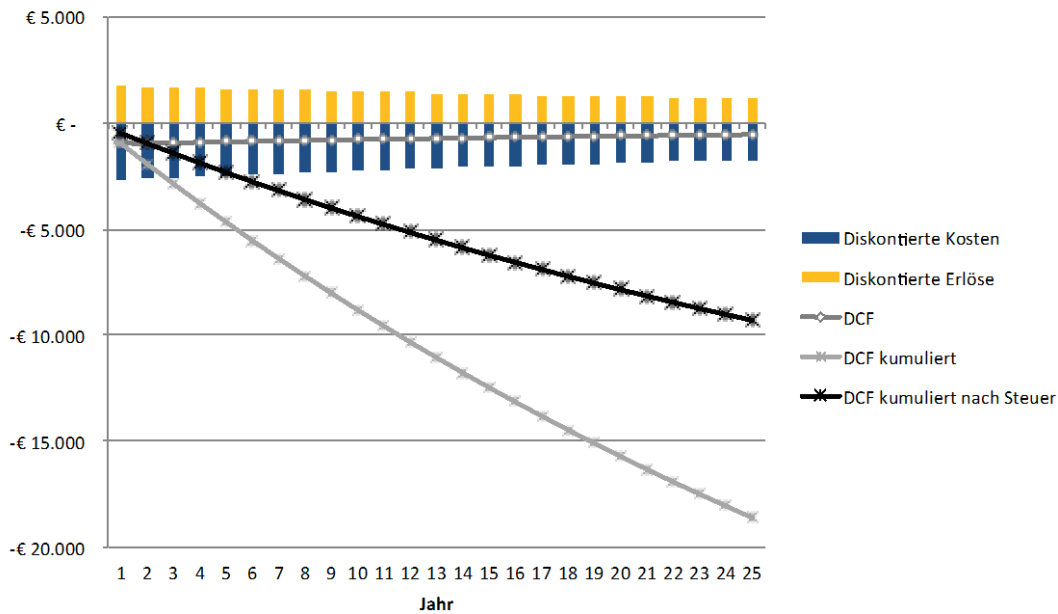


Abbildung 27: DCF Entwicklung für 25 kW PV-Anlage ohne Cluster 2

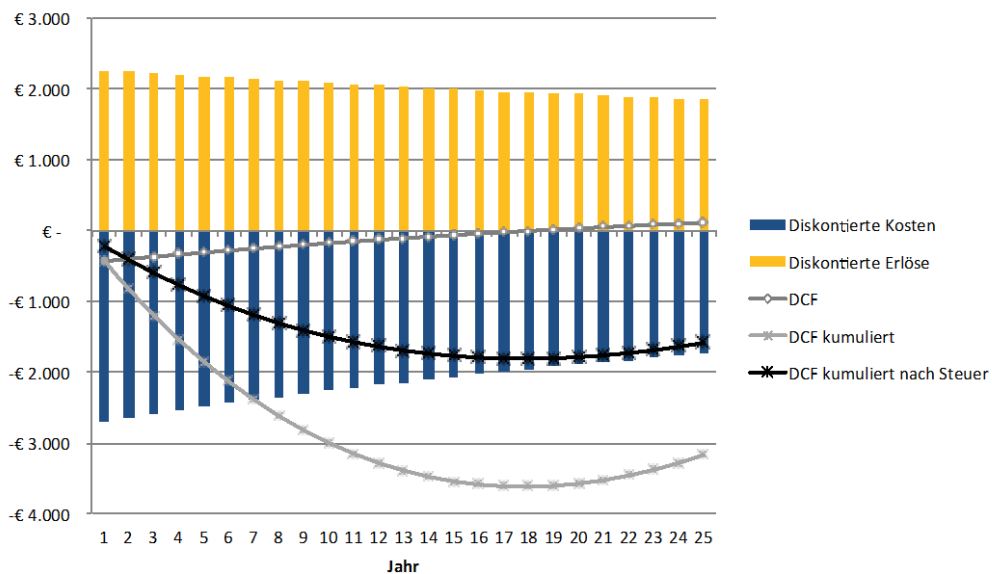


Abbildung 28: DCF Entwicklung für 25 kW PV-Anlage mit Cluster 2

Tabelle 11: Clusterrobustheit Cluster 2 mit 25 kW Anlage (1 Parameter wird variiert, die anderen bleiben fest)

Clusterrobustheit	Cluster 2	Basiswert
Max. Investitionskosten [€/kW]	1398	1485
Max. Betriebskosten [% der IVK]	1,16	1,5
Max. WACC [%]	2,30	3
Min. Strompreissteigerung [%/a]	3	2

Min. Anlagenleistung [kW]	27,4	25
Min. Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	8,13	6
Max. Inflation [%/a]	0,76	2

Da der DCF negativ ist, müssten Investitions- und Betriebskosten, der WACC bzw. die Inflation geringer ausfallen, um einen DCF von null zu erreichen. Umgekehrt müssten Einspeiseerlöse oder die Strompreissteigerung im Vergleich zum jeweiligen Basiswert steigen. Da diese Anlagen- Verbraucherkombination nicht wirtschaftlich darstellbar ist, scheidet Cluster 2 aus dem Clusterranking aus.

Wird Demand Side Management betrachtet, so kann bei Cluster 2 keine Eigenverbrauchsverbesserung (aufgrund fehlender Daten zu DSM Maßnahmen bei Gewerbe und Landwirtschaft vgl. AP3 Bericht) erreicht werden. Wird dahingegen ein Stromspeicher in den Cluster integriert (3,2 kWh Li-Ionen sowie 100 kWh Wasserstoffspeicher) so liegen die jährlichen Speicherkosten (WACC 3 %; 25 Jahre Abschreibungsdauer; Speichergesamtinvestitionskosten = 207 k€) etwa um den Faktor 61 über den erreichbaren Erlösen. Dies liegt vor allem daran, dass H₂-Speicher als Saisonspeicher ausgelegt werden und damit hohe Kosten bei der ermittelten Kleinanwendung für Cluster 2 (jedoch auch für Cluster 6) entstünden. Zudem ist der zusätzlich realisierbare PV-Strom-Eigenverbrauch mit ca. 16 % wiederum gering.

3.1.3 Cluster 3 (10 kWp PV-Anlage)

Eine andere Situation ergibt sich für eine 10 kWp PV-Anlage, welche ebenfalls von einem landwirtschaftlichen Profil betrieben wird und mit weiteren Landwirtschaftsprofilen kombiniert wird. Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen, dass durch die Clusterbildung der DCF signifikant positiv beeinflusst wird und die PV-Anlage durch Clusterbildung auch ohne Fördermaßnahmen wirtschaftlich betrieben werden könnte³. Ein Clustervorteil von etwa 7,24 Cent/kWh könnte erreicht werden.

Der positive Effekt der Clusterbildung spiegelt sich auch in der Robustheitsanalyse in Tabelle 12 wider. Höhere Investitions- bzw. Betriebskosten, WACC- oder Inflationswerte wären möglich bzw. geringere Einspeiseerlöse bzw. jährlichen Strompreissteigerungen plausibel.

³ Dies setzt jedoch voraus, dass eine Clusterbildung rechtlich umsetzbar ist. Für eine eingehende rechtliche Analyse sei daher an dieser Stelle auf das ebenfalls vom Programm Haus der Zukunft geförderte Projekt "GEBEN" verwiesen.

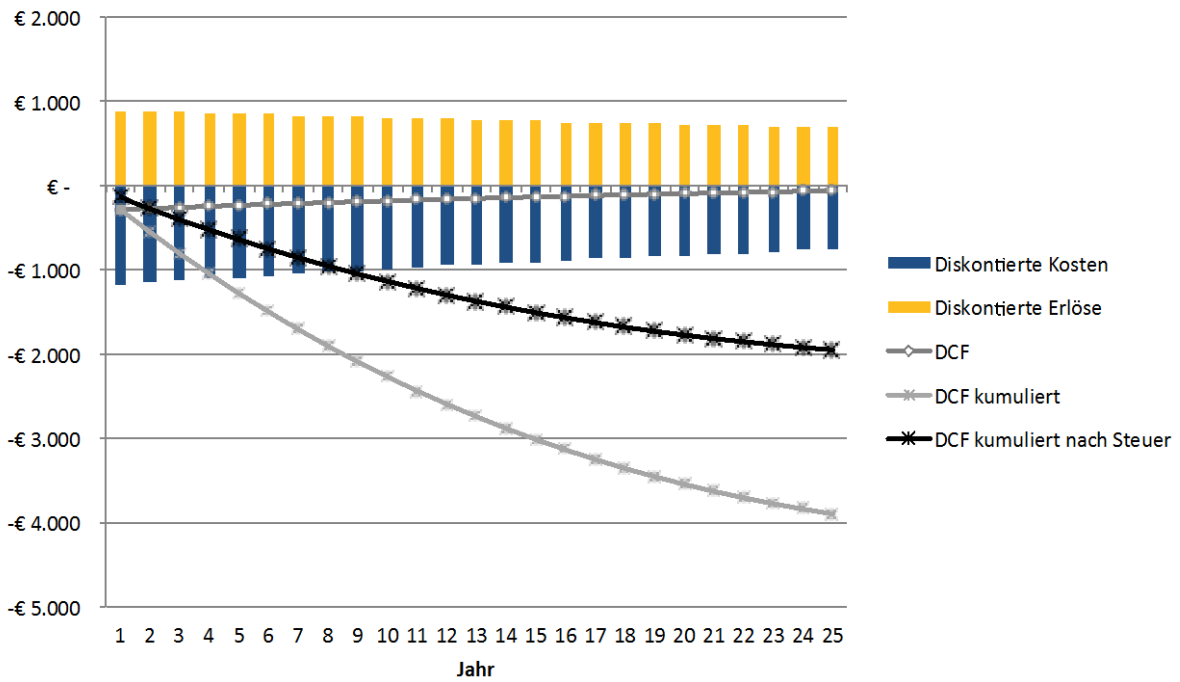


Abbildung 29: DCF Entwicklung für 10 kW PV-Anlage ohne Cluster 3

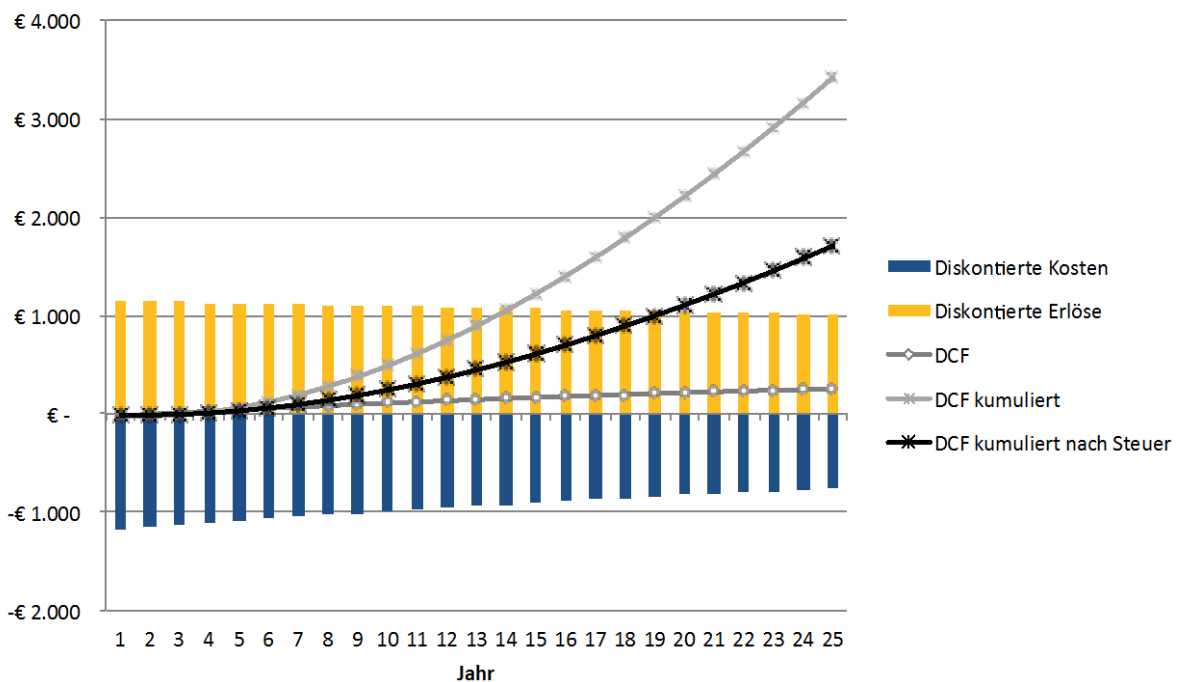


Abbildung 30: DCF Entwicklung für 10 kW PV-Anlage mit Cluster 3

Da es sich wiederum um landwirtschaftliche Profile handelt, konnten keine DSM Maßnahmen bewertet werden. Der Einsatz eines Stromspeichers (wieder 9,6 kWh Li-Ionen) führt jedoch ebenfalls zu sehr hohen Speicherkosten, welche im Vergleich zu den erreichbaren Erlösen durch Steigerung des Eigenverbrauchs (5,7 % für Cluster 3) jedoch um den Faktor 32 zu hoch sind. Dieser Faktor ist im Vergleich zur 82 kWp PV-Anlage vor allem deshalb so

hoch, da der Summenstromverbrauch des Clusters 3 und damit die möglichen Speichererlöse deutlich geringer sind.

Tabelle 12: Clusterrobustheit Cluster 3 für 10 kWp PV-Anlage

Clusterrobustheit	Cluster 3	Basiswert
Max. Investitionskosten [€/kW]	1854	1620
Max. Betriebskosten [% der IVK]	2,35	1,5
Max. WACC [%]	4,70	3
Min. Strompreissteigerung [%/a]	0,80	2
Min. Anlagenleistung [kW]	8,5	10
Min. Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	-24,8	6
Max. Inflation [%/a]	6,17	2

3.1.4 Cluster 7 (5 kWp PV-Anlage)

Die Ergebnisse für eine 5 kWp PV-Anlage sind schließlich in den folgenden Abschnitten dargestellt. Anders als zuvor werden in Cluster 7 ein FNSKK Profil mit einem P und FSKA Profil kombiniert. Entsprechend andere Stromtarife für die Eigenstromverbräuche sind daher gegeben (vgl. Kapitel 2.3.5). Durch die Clusterbildung kann somit ein anfänglich negativer (ohne Cluster) DCF wieder deutlich positive Werte erreichen. Der Clustervorteil erreicht in dieser Konfiguration etwa 10,25 Cent je kWh an zusätzlichem Eigenverbrauch.

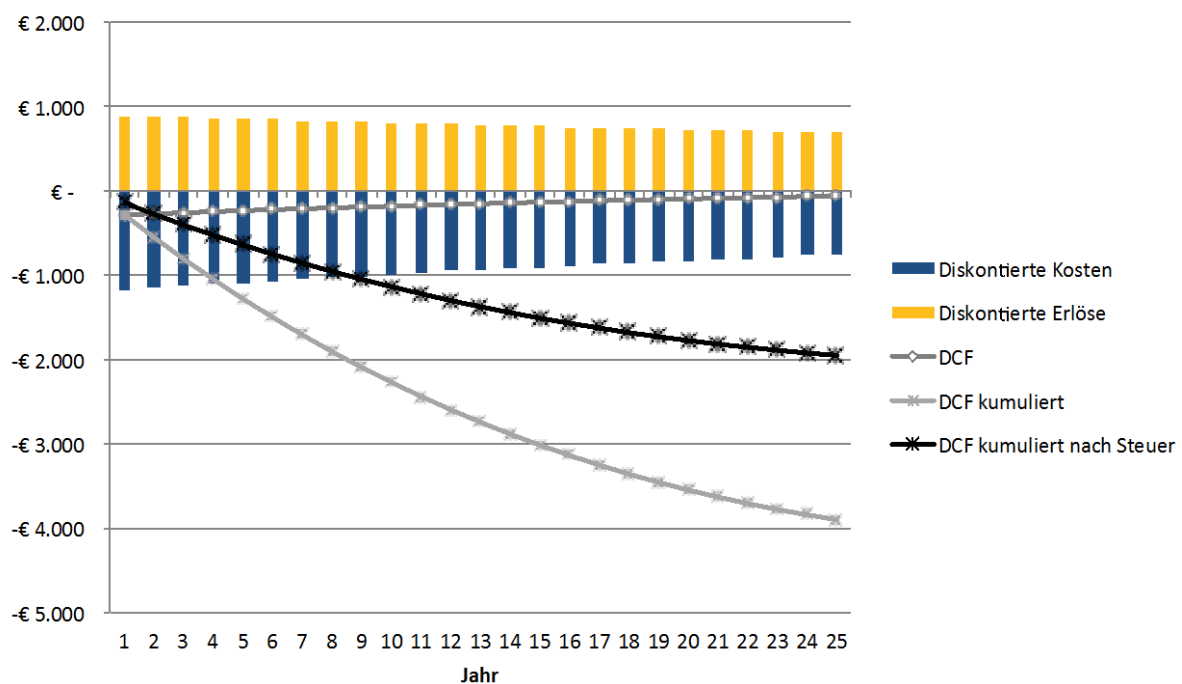


Abbildung 31: DCF Entwicklung für 5 kW PV-Anlage ohne Cluster 7

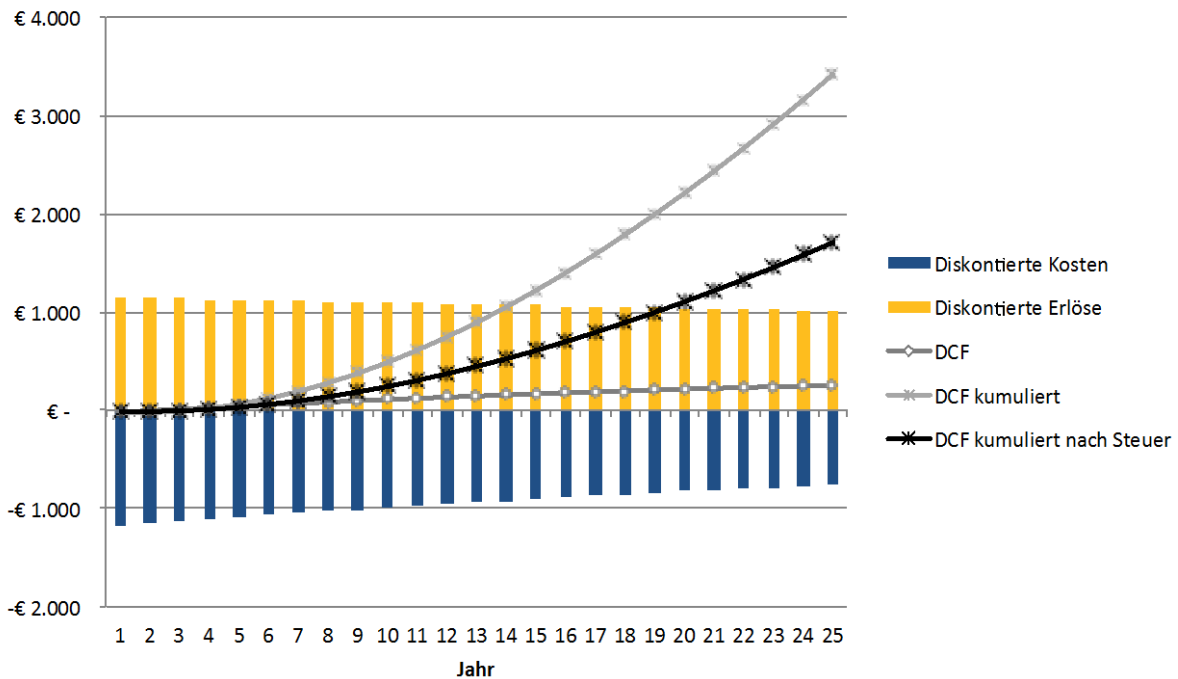


Abbildung 32: DCF Entwicklung für 5 kW PV-Anlage mit Cluster 7

Dies drückt sich auch wieder in einer ähnlichen Clusterrobustheit aus (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Clusterrobustheit Cluster 5 kW Anlage

Clusterrobustheit	Cluster 7	Basiswert
Max. Investitionskosten [€/kW]	2272	1755
Max. Betriebskosten [% der IVK]	3,22	1,5
Max. WACC [%]	6,30	3
Min. Strompreissteigerung [%/a]	-0,63	2
Min. Anlagenleistung [kW]	3,6	10
Min. Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	-8,6	6
Max. Inflation [%/a]	9,75	2

Der Effekt von DSM ist auch für Cluster 7 relativ gering. Durch die bereits stark erhöhten PV-Eigenverbrauchswerte aufgrund der Clusterbildung sind durch DSM lediglich etwa 0,35 % an Steigerung möglich. Monetär würde dies eine Steigerung des DCFs um etwa 60 € bewirken. Die Implementierung von DSM Maßnahmen erscheint daher mit diesen Erlösen im Falle von vorheriger Clusterbildung als schwer umsetzbar.

Wird wiederum ein Stromspeicher im Cluster berücksichtigt (wieder 9,6 kWh Li-Ionen), so wäre dieser um den Faktor 7 zu teuer. Eine zusätzlich mögliche Eigenstromverbrauchsrate

von fast 25 % durch den Speicher ermöglicht diesen relativ geringen Wert (im Vergleich zu anderen Clustern). Dennoch wird das Erlöspotential des Speichers durch die vorherige Clusterbildung stark limitiert.

3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse für alle Cluster inkl. Clusterranking

Die folgenden Tabellen fassen schließlich die zentralen ökonomischen Bewertungsergebnisse zu allen Clustern zusammen. Die Bewertungsmethode zur Ermittlung der Clusterrobustheit, der DSM und Speichereffekte ist dabei jeweils ident ausgeführt worden.

Tabelle 14: Ergebnisse zu erreichbaren Eigennutzungsgradverbesserungen in [%] des erzeugten PV-Stroms je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM- bzw. kombinierter DSM-/Speichermaßnahmen

Eigennutzungsgrad PV Strom [%]	Ohne Cluster	Mit Cluster	Verbesserung durch Cluster	Ohne Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Einzelanlage	Mit Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Cluster	Mit Cluster, DSM und Speicher	Verbesserung durch Speicher
Cluster 1	67,63%	96,27%	28,64%	68,04%	0,42%	96,73%	0,46%	100,00%	3,27%
Cluster 2	25,95%	64,52%	38,57%	25,95%	0,00%	64,94%	0,43%	80,84%	15,90%
Cluster 3	51,53%	93,85%	42,32%	51,53%	0,00%	93,85%	0,00%	99,52%	5,68%
Cluster 4	44,59%	80,81%	36,22%	44,59%	0,00%	81,11%	0,30%	98,66%	17,54%
Cluster 5	26,19%	69,70%	43,51%	26,81%	0,62%	70,42%	0,72%	98,31%	27,89%
Cluster 6	24,58%	69,87%	45,29%	24,58%	0,00%	70,23%	0,37%	91,57%	21,34%
Cluster 7	33,30%	72,96%	39,66%	33,65%	0,35%	73,64%	0,68%	98,12%	24,48%
Cluster 8	32,90%	73,80%	40,90%	33,24%	0,34%	74,48%	0,68%	98,12%	23,64%
Cluster 9	41,24%	74,58%	33,34%	41,73%	0,49%	75,60%	1,02%	98,16%	22,56%

Tabelle 15: Ergebnisse zu erreichbaren Eigennutzungsgradverbesserungen in [kWh] des erzeugten PV-Stroms je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM- bzw. kombinierter DSM-/Speichermaßnahmen

Eigennutzung in [kWh]	Ohne Cluster	Mit Cluster	Verbesserung durch Cluster	Ohne Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Einzelanlage	Mit Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Cluster	Mit Cluster, DSM und Speicher	Verbesserung durch Speicher
Cluster 1	54.532	77.625	23.093	54.867	335	77.999	374	80.634	2.635
Cluster 2	5.761	14.322	8.561	5.761	-	14.416	94	17.946	3.530
Cluster 3	4.921	8.962	4.041	4.921	-	8.962	-	9.504	542
Cluster 4	2.757	4.996	2.239	2.757	-	5.014	18	6.099	1.085
Cluster 5	1.578	4.200	2.622	1.615	37	4.243	43	5.924	1.681
Cluster 6	1.459	4.149	2.690	1.459	-	4.170	21	5.437	1.267
Cluster 7	1.681	3.684	2.003	1.699	18	3.718	34	4.954	1.236
Cluster 8	1.461	3.278	1.817	1.477	16	3.308	30	4.359	1.051
Cluster 9	1.673	3.025	1.352	1.693	20	3.067	42	3.982	915

Tabelle 16: Ergebnisse zu erreichbaren DCF Werten in [€] je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM-Maßnahmen

DCF [€]	Ohne Cluster	Mit Cluster	Verbesserung durch Cluster	Ohne Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Einzelanlage	Mit Cluster mit DSM	Verbesserung durch DSM Cluster
Cluster 1	21302	64295	42.993	21864	562	64918	623
Cluster 2	-18609	-3169	15.440	-18609	-	-2999	170
Cluster 3	-3895	3420	7.315	-3895	-	3420	-
Cluster 4	-3030	2670	5.700	-3030	-	2719	49
Cluster 5	-1800	4955	6.755	-1676	124	5098	143
Cluster 6	-3650	3341	6.991	-3650	-	3401	60
Cluster 7	-1359	3772	5.131	-1297	62	3878	106
Cluster 8	-714	3985	4.699	-658	56	4081	96
Cluster 9	-322	3316	3.638	-256	66	3440	124

Tabelle 17: Ergebnisse zu den errechneten Faktoren, um den die Stromspeicher im Vergleich zu den erreichbaren Erlösen durch gesteigerten PV-Strom Eigenverbrauch zu teuer sind

	Speichergroße	Speicher zu teuer Faktor
Cluster 1	Li-Ion 9,6 kWh	7
Cluster 2	Li-Ion 3,2 kWh; H2 100 kWh	61
Cluster 3	Li-Ion 9,6 kWh	32
Cluster 4	Li-Ion 9,6 kWh	15
Cluster 5	Li-Ion 9,6 kWh	5
Cluster 6	Li-Ion 3,2 kWh; H2 100 kWh	132
Cluster 7	Li-Ion 9,6 kWh	7
Cluster 8	Li-Ion 9,6 kWh	8
Cluster 9	Li-Ion 9,6 kWh	10

Tabelle 18: Ergebnisse zur Clusterrobustheit der noch nicht dargestellten Cluster in Kapitel 3.1.1 bis 3.1.4

Clusterrobustheit	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6	Cluster 8	Cluster 9
Max. Investitionskosten [€/kW]	2060	2384	2184	2400	2311
Max. Betriebskosten [% der IVK]	2,51	3,60	2,93	3,65	3,35
Max. WACC [%]	5,00	6,90	5,70	7,00	6,50
Min. Strompreissteigerung [%/a]	0,45	-1,24	-0,28	-1,22	-0,78
Min. Anlagenleistung [kW]	4,98	3,64	4,03	2,84	2,89
Min. Einspeiseerlöse [€Cent/kWh]	-5,9	-8,3	-3,8	-12,12	-11
Max. Inflation [%/a]	6,92	11,26	8,65	11,40	10,25

Wird schließlich das bereits mehrfach erwähnte Clusterranking durchgeführt, so zeigt Abbildung 33 die entsprechenden Ergebnisse. Vor allem kleine PV-Anlagen (< 10 kW) erreichen auch ohne Clusterbildung entsprechend höhere Eigenverbrauchsquoten. Dies schlägt sich entsprechend positiv in der Wirtschaftlichkeit (Netzparität) der PV-Anlagen nieder. Neben der Anlagengröße sind vor allem auch die Verbraucherprofile und die damit verbundenen Energietarife von hoher Relevanz. Durch die derzeitigen Tarifstrukturen (Gewerbe, Landwirtschaft, Haushalte) erreichen Cluster mit höherem Haushaltslastanteil entsprechend höhere DCF Verbesserungen und damit auch höhere Clustervorteile (v.a. Cluster 4...9). In Durchschnitt liegen diese Vorteile bei etwa 10 Cent je zusätzlicher kWh an Eigenstromverbrauch. Die erreichbaren Clustervorteile von gewerblich orientierten Clustern liegen bei etwa 7 Cent/kWh.

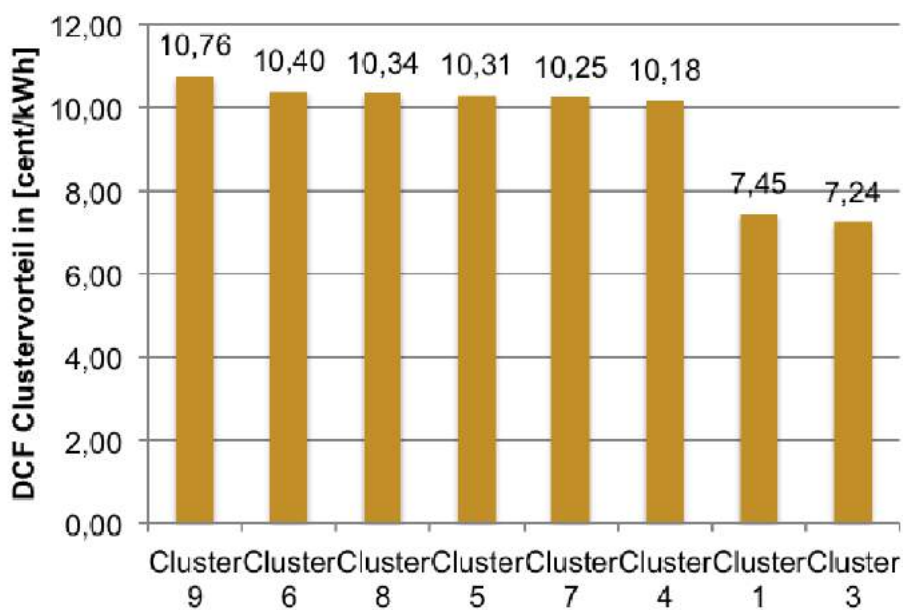


Abbildung 33: Ergebnisse des Clusterrankings für die im Projekt gebildeten Cluster (Cluster 2 aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt)

3.2 Ergebnisse der Heizwerkoptimierung

In Abbildung 34 ist ein Potential zwischen 22:00 und 07:00 Uhr ersichtlich, das sich gemittelt auf 2654 kWh beläuft. Dieses würde in Realität nicht vollständig ausgeschöpft werden, um das Heizwerk nicht über Gebühr zu belasten und Sicherheitspuffer vorzusehen.

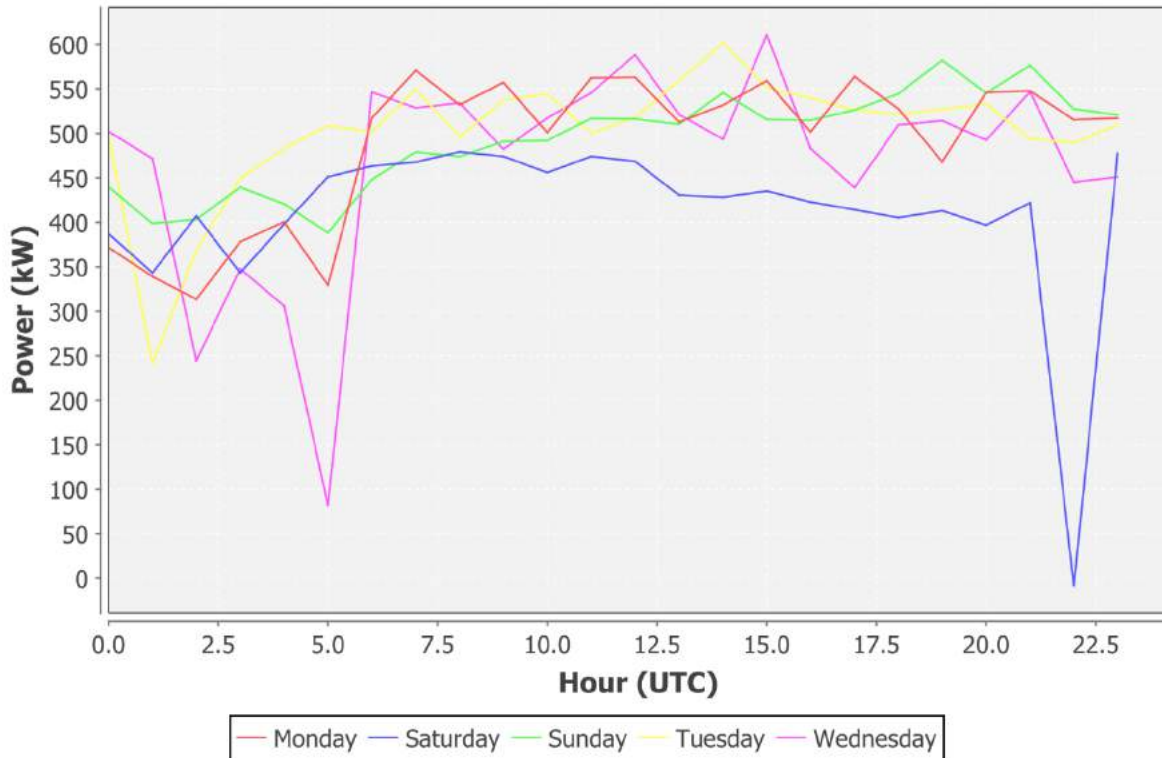


Abbildung 34: Skalierte Leistung der fünf kältesten Tage im Winter 2013/2014

Dieses ermittelte Potential entspricht dem thermischen Energiebedarf von ungefähr 47 (trägen) Passivhäusern einer durchschnittlichen Größe in Großschönau von 232 m² und 2.67 Personen. Die jährlichen Auswirkungen für den Winter 2013/2014 belaufen sich auf zusätzliche 233 MWh, was einen Gesamtverbrauch von 1204 MWh ergibt. Die Auswirkungen der zusätzlichen Last ist in Abbildung 36 ersichtlich, u. A. wie speziell an Tagen mit hohem Heizbedarf das verbleibende Potential gegenüber Abbildung 35 verringert wird. An Tagen mit geringerem Heizbedarf ist der Effekt weit weniger ausgeprägt.

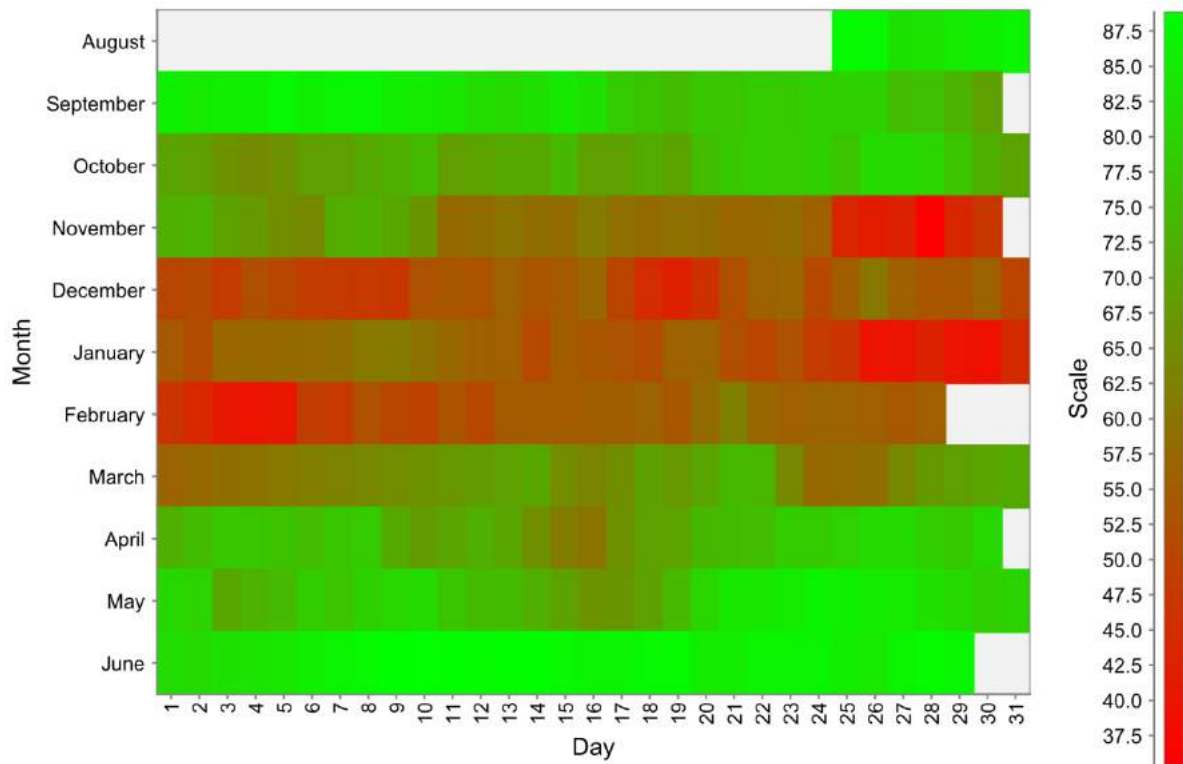


Abbildung 35: Vorhandenes Heizpotential in Prozent für den Winter 2013/2014

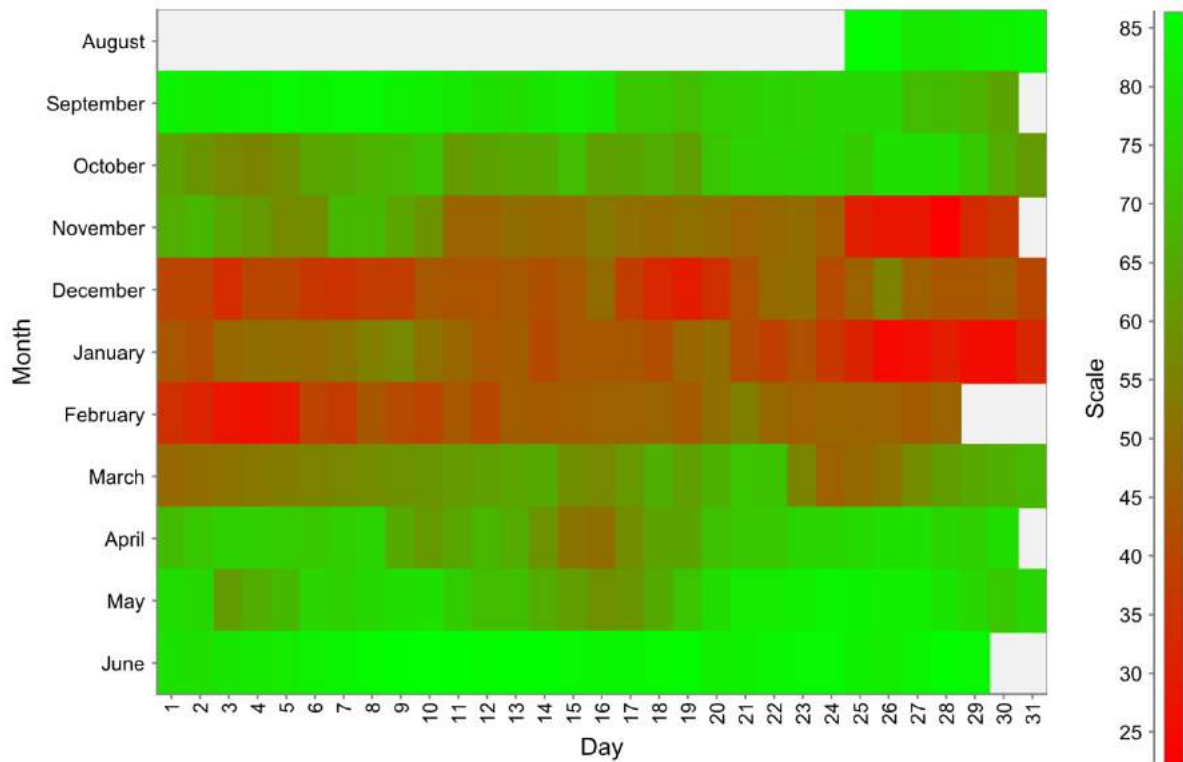


Abbildung 36: Heizpotential nach zusätzlicher Nutzung in Prozent für den Winter 2013/2014

Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei dem identifizierten Potential um eine Abschätzung am oberen Ende und würde bei Umsetzung voraussichtlich geringer ausfallen. Allerdings kann dieses Potential mit relativ günstigen Regulationsmaßnahmen und entsprechenden

(neuen) Gebäuden genutzt werden. Außerhalb der Fragestellung dieses Forschungsprojektes passende Gebäudecluster zu finden, würde ein konventioneller, thermischer Wärmespeicher eine erprobte und einfache Alternative darstellen.

Für die ökonomische Bewertung ergeben sich folgende Ergebnisse: Werden die in Kapitel 2.3.5 ermittelten Parameter der Heizwerkbewertung herangezogen und mit der beschriebenen Bewertungsmethodik kombiniert, so zeigt Tabelle 19 die errechneten Kraftwerkskosten je Heizsaison.

Tabelle 19: Ergebnisse der Heizkraftwerkskosten inkl. Versorgung von 47 Passivhäusern

Saison	Kraftwerkskosten in €
2010/2011	58013
2011/2012	56394
2012/2013	71359
2013/2014	60813

Da jedoch nur für die Heizperiode 2013/2014 detaillierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten vorliegen, wird die weitere Bewertung für diesen Zeitraum vorgenommen. Werden die ermittelten Kraftwerkskosten auf die Wärme gesamt aufbringung von ca. 1086 MWh (inkl. Passivhäuser) bezogen, resultiert ein prinzipiell möglicher Wärmepreis von 6,8 Cent/kWh. Dieser würde etwa 3,5 % unter dem aktuell realisierten Wärmepreis (7,1 Cent/kWh) in Großschönau liegen. Dazu ist anzumerken, dass das Heizwerk bereits abgeschrieben ist, und lediglich Grenzkosten der Erzeugung (inkl. Transferkosten) an die Kunden verrechnet werden. Ausgedrückt in Euro läge der mögliche Einsparungseffekt bei etwa 2,6 k€ in der Heizsaison 2013/2014.

Wird die zu erwartende Restnutzungsdauer des Heizwerkes mit etwa 10 Jahren angenommen (Baujahr 1994) so würde unter der Annahme, dass die Wärme aufbringung in der Heizsaison 2013/2014 in etwa dem Durchschnitt der nächsten 10 Jahre entspricht, der Barwert der möglichen Einsparungen bei etwa 23 k€ liegen. Diesen Wert dürfte vom Kostenbartwert, welcher für die Flexibilisierung der noch theoretisch möglichen Passivhausversorgung entstünde, nicht überschritten werden.

4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms

4.1 Einpassung in das Programm

Das Projekt EigenlastCluster hat gezeigt, dass mittels Clusterbildung verschiedener Nutzungsprofilen eine Steigerung der Nutzung einer Photovoltaikanlage erreicht werden kann. Die Eigennutzungsgrade erreichen dabei bereits Dimensionen, dass teilweise den Speichertechnologien die Grundlage entzogen werden. Bei steigender Größe der PV Anlagen wird dieser Nachteil jedoch egalisiert. Demand-Side-Management Lösungen können dann zu einer weiteren Optimierung beitragen. Aus Sicht des Konsortiums können die Projektergebnisse bei zukunftsorientiertem Wohnbau genutzt werden. Es empfiehlt sich die Nutzung eines Gebäudes und die Technologien der Energienutzung und -erzeugung im vorhinein optimal anzupassen. Eine Mischnutzung eines Objektes durch Gewerbe, Familien und Pensionisten wirkt sich positiv auf die Eigennutzung einer PV Anlage aus. Batterien und Wasserstoffspeicher erhöhen dieses Potential, wenn auch die Kosten für diese sinken müssen, um einen ökonomischen Einsatz zu rechtfertigen.

Ein Haus der Zukunft sollte optimal an die Versorgungslage angepasst werden bzw. einen Teil der benötigten Energie selbst erzeugen. Eine Anpassung des Verbrauches durch Mischnutzung von Gebäuden ist dabei eine attraktive Grundlage, um Gebäude näher an die Energieautarkie zu führen und später zu Produzenten werden zu lassen. Bauträger könnten für zukünftige Mehrfamilienhäuser eine Mischnutzung auslegen, mit z.B. kleinen Gewerben im Untergeschoss, und eine gemeinsame Nutzung von PV Anlagen vorsehen. PV Anlagen können somit optimal lokal genutzt werden und der Energieaustausch mit dem Netz reduziert werden. Die rechtlichen Grundlagen müssten jedoch noch geschaffen bzw. angepasst werden, oder die Parteien müssten ein eigenes System der Verrechnung innerhalb des Hauses einführen.

4.2 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale

Das Projektteam ist sich einig, dass ein Versuchsprojekt, welches die Ergebnisse des Projektes umsetzt und Cluster aus entweder vorhanden Häusern oder Mehrparteienhäuser mit entsprechender Durchmischung bildet, die theoretischen Ergebnisse mit einer realen Anlage verifiziert werden könnte.

5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Die gesammelten Projektergebnisse der vorangegangenen Kapitel führen zu den folgenden Schlussfolgerungen der ökonomischen Bewertung:

- Kleine PV-Anlagen (< 10 kW) erreichen auch ohne Cluster entsprechend höhere Eigenverbrauchsquoten für die analysierten Verbraucherprofile. Die Wirtschaftlichkeit (Grid Parität) wird dadurch auch ohne Cluster begünstigt.
- Neben der Anlagengröße sind vor allem auch die Verbraucherprofile und die damit verbundenen Energietarife von hoher Relevanz. Durch die derzeitigen Tarifstrukturen (Gewerbe, Landwirtschaft, Haushalte) erreichen Cluster mit höheren Haushaltslastanteilen entsprechend höhere DCF Verbesserungen und damit auch höhere Clustervorteile als gewerblich orientierte Cluster.
- Der Clustereffekt (jeweils 2 zusätzliche Verbraucher im Projekt betrachtet) liegt für Anlagen < 10 kW bei etwa 40 % an zusätzlichem Eigenverbrauchsgrad bzw. ca. 10 Cent je kWh (ca. 7 Cent/kWh für gewerblich orientierte Cluster) an zusätzlichem Eigenstromverbrauch (durch PV-Anlagen erzeugt, getroffene Annahmen vorausgesetzt).
- DSM Maßnahmen erscheinen selbst bei Großanlagen schwer finanzierbar zu sein, da die zusätzliche Steigerung der Eigennutzung durch die betrachteten DSM Maßnahmen bei durchschnittlich 0,45 % liegt. Dieser geringe Effekt wird vor allem durch die implementierte Clusterbildung hervorgerufen.
- Die zusätzliche Stromspeicherung (9,6 kWh Li-Ionen Speicher) ohne Wasserstoffspeicher ermöglicht bei Clustern mit hohen Anteilen an Haushaltslasten im Durchschnitt ca. 23 % an zusätzlichem Eigennutzungsgrad. Zusätzlich eingesetzte Wasserstoffspeicher verschlechtern die Wirtschaftlichkeit des Konzepts jedoch deutlich, da die verfügbaren H₂-Speicher als Saisonspeicher ausgelegt sind und damit hohe Fixkostenanteile bei den ermittelten Kleinanwendungen verursachen.
- Allgemein decken die erreichbaren Erlöse durch Stromspeicherung in Kombination mit DSM und Clusterbildung in keinem der betrachteten Fälle die entstehenden Kosten.
- Wärmelasten, welche lediglich im Sommer Wärme beziehen wollen, werden in Großschönau schwer zu finden sein. Ein Ausbau/Neubau von Passivhäusern mit entsprechender Gebäudeträgheit und Wärmebedarfsflexibilisierung zur Verbesserung der Auslastung des Heizwerkes (Wärmepreise für Bestandskunden könnten etwa 3,5 % sinken) wäre vorteilhaft, jedoch ist schwer abzuschätzen, ob dies in der Restnutzungsdauer des Heizkraftwerkes zu erwarten ist. Der Kostenbarwert solcher Maßnahmen dürfte jedoch 23 k€ (bzw. 500 € je Passivhaus) nicht übersteigen.

- Eine verbesserte Auslastung des Fernwärmeheizwerkes ist vor allem dann anzustreben, wenn eine entsprechend lange Restnutzungsdauer der bereits abgeschriebenen Anlage zu erwarten ist. Andernfalls ist zu prüfen, ob eine entsprechende Leistungsanpassung einer Neuanlage geringere Kosten aufweist, als die Integration zusätzlicher flexibler Heizlasten.

6 Ausblick und Empfehlungen

Aus ökonomischer Sicht ist für den Umsetzungsplan das Folgende zu empfehlen:

- Die rechtliche Umsetzbarkeit der Clusterbildung ist durch Auswertung der Ergebnisse des Projekts "GEBEN" (Stadt der Zukunft Projekt) zu prüfen.
- Mögliche Verbrauchercluster für PV-Anlagen sollten in der Planung von Mehrfamilienwohnhäusern mit unterschiedlichen Wohnungstypen und Nutzerprofilen (Pensionisten, Familien, Singles) zukünftig berücksichtigt werden.
- Eine reale Clusterbildung in Großschönau ist vor allem bei Neubauprojekten anzustreben; eine Validierung der Sondierungsergebnisse mit Bestandsobjekten erscheint jedoch sinnvoll.
- Für das Validierungsziel der Clusterbildung ist der Einsatz von Stromspeichern und/oder DSM Maßnahmen bei derzeitigen Kosten nicht zu empfehlen.
- Eine Umsetzung der verbesserten Auslastung des Heizwerkes erscheint in Hinblick auf die zu erwartende Restnutzungsdauer und die fehlenden Passivhäuser in Großschönau derzeit als kaum umsetzbar.

7 Literaturverzeichnis

Literaturverzeichnis

- [1] PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector, M. Castillo-Cagigal, Solar Energy 85 (2011)
- [2] A. Tascikaraoglu, A.R. Boynuegri, M. Uzunoglu, "A demand side management strategy based on forecasting of residential renewable sources: A smart home system in Turkey", Energy and Buildings, 2014
- [3] Finn P., Fitzpatrick C., "Demand side management of industrial electricity consumption: Promoting the use of renewable energy through real-time pricing", Applied energy 2014
- [4] Swapnil Dubey et al : Temperature-Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World-A Review, Energy Procedia 33, 2013
- [5] A. Bouabdallah et al.: Photovoltaic Energy for the fixed and tracking system based on the modeling of solar radiation, IECON 2013
- [6] J.A. Duffie, W.A. Beckman: Solar Engineering of Thermal Processes, fourth Edition, Wiley
- [7] Residential Energy Consumption Controlling Techniques to Enable Autonomous Demand Side Management in Future Smart Grid Communications, M. N. Ullah et al. IEEE 2013
- [8] Lutz Kruschwitz, Andreas Löffler: Discounted Cash Flow, Wiley & Sons. 2006, ISBN 978-0470870440
- [9] Sterrer, R.; Nenning, Th.; Fechner, H.; Prügler, W.; Glatz, M.; Rezanja, R.; Prokschy, H.; Reichel, Ch.; Ettinger, B.; Zechleitner, D.; Becker, G.; Triendl, Th.; Pinzl, M. (2013): Multifunktionales Speichersystem – MBS. Endbericht, Industrielle Forschung im Rahmen der österreichischen Programmlinie Neue Energie 2020, 3. Ausschreibung
- [10] J. Bruckner, B. Frantes, A. Hutterer, B. Iglar, F. Kupzog, L. Lippert, O. Pol, and W. Prügler, "CO2-neutrale Gemeinden im ländlichen Raum." 2012.
- [11] "Familien 1985-2013," *Statistik Austria*. [Online]. Verfügbar: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/familien/023079.html. [Zugriff: 23-Jul-2014].
- [12] G. Bakos, *KNIME Essentials*. Packt Publishing Ltd, 2013.
- [13] "Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 6 Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile." E-Control, 2012.

- [14] Rathauskorrespondenz (Magistratsabteilung 53), "Archivmeldung: BAI und Wien Energie: Fernwärme im Passivhaus rechnet sich." [Online]. Verfügbar: <https://www.wien.gv.at/rk/msg/2012/11/09009.html>. [Zugriff: 12-Mai-2014].
- [15] "Warmwasser EVN AG." [Online]. Verfügbar: <http://www.evn.at/getdoc/68108575-0c3b-41d8-a51e-e34b954633f9/Warmwasser.aspx>. [Zugriff: 14-Mai-2014].

Internetquellen

- [a] PV Preisindex; <http://www.photovoltaiik-guide.de/pv-preisindex>; zuletzt aufgerufen 22.8.2014
- [b] E-Control Tarifkalkulator Haushalt <http://www.e-control.at/haushalts-tarifkalkulator>; bzw. Gewerbe <http://www.e-control.at/gewerbe-tarifkalkulator>; zuletzt aufgerufen 22.8.2014

8 Verzeichnisse

8.1 Abbildungen

Abbildung 1: Arbeitsablauf Lesen von Messdaten	18
Abbildung 2: Arbeitsablauf zum Ersetzen von Tagen bei Messausfällen	19
Abbildung 3: Arbeitsablauf Zuordnung Detaillierte Profile nach Einwohneralter	21
Abbildung 4: Arbeitsablauf Detailierung H0 Haushaltsprofile	22
Abbildung 5: PV erzeugte Energie, Sommerzeit	28
Abbildung 6: PV erzeugte Energie, Winterzeit	28
Abbildung 7: Vergleich der kalkulierten und realen Jahressumme (2013) der PV Anlage ID 193	28
Abbildung 8: Vergleich der kalkulierten und realen Jahressumme (2012) der PV Anlage ID 193	28
Abbildung 9: Beispiele für einen schlechten Cluster und einen guten Cluster.	30
Abbildung 10: Beispielhafter Cluster für 5 Profile in einem Cluster	30
Abbildung 11: DSM Simulation im Wohnbereich, Sommer	33
Abbildung 12: DSM Simulation im Wohnbereich, Winter	33
Abbildung 13: DSM Simulation für Gewerbe, Sommer	33
Abbildung 14: DSM Simulation für Gewerbe, Winter	33
Abbildung 15: Beispiel für eine Speichersimulation	34
Abbildung 16: Anzahl der Heizwerk-Messwerte im Tages- und Jahresverlauf	36
Abbildung 17: Skalierung Wärmebedarf auf -17°C Außentemperatur zur Ermittlung des Potentials ...	37
Abbildung 18: Skalierte (rot), auf 550kW gedeckelte Leistung (blau) im Heizwerk am 27.11.2013	38
Abbildung 19: Arbeitsablauf Berechnung des Wärmebedarfs eines Passivhauses	39
Abbildung 20: Gesamtwärmebedarf Passivhaus (10W/m ² , 232m ² , 2.67 Personen)	39
Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung der diskontierten Kosten und Erlöse sowie des resultierenden Discounted Cash Flows (DCF)	41
Abbildung 22: Erzeugungsdiagramm [kWh/Tag] für Cluster 1	44
Abbildung 23: Verringerung der Netziimporte in [kWh/Tag] durch Cluster 1 (unten im Vergleich zu oben)	45
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Cluster 1	46
Abbildung 25: DCF Entwicklung für 82 kW PV-Anlage ohne Cluster 1	47
Abbildung 26: DCF Diagramm für 82 kW PV-Anlage mit Cluster 1	48
Abbildung 27: DCF Entwicklung für 25 kW PV-Anlage ohne Cluster 2	49
Abbildung 28: DCF Entwicklung für 25 kW PV-Anlage mit Cluster 2	49
Abbildung 29: DCF Entwicklung für 10 kW PV-Anlage ohne Cluster 3	51
Abbildung 30: DCF Entwicklung für 10 kW PV-Anlage mit Cluster 3	51
Abbildung 31: DCF Entwicklung für 5 kW PV-Anlage ohne Cluster 7	52
Abbildung 32: DCF Entwicklung für 5 kW PV-Anlage mit Cluster 7	53
Abbildung 33: Ergebnisse des Clusterrankings für die im Projekt gebildeten Cluster (Cluster 2 aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt)	56
Abbildung 34: Skalierte Leistung der fünf kältesten Tage im Winter 2013/2014	57
Abbildung 35: Vorhandenes Heizpotential in Prozent für den Winter 2013/2014	58
Abbildung 36: Heizpotential nach zusätzlicher Nutzung in Prozent für den Winter 2013/2014	58

Tabellen

Tabelle 1: Detaillierte Haushaltsprofile

Tabelle 2: Typische Werte der Koeffizienten von Photovoltaikpaneelen

Tabelle 3: PV Anlagen Großschönau, die modelliert wurden

Tabelle 4: Ergebnisse des Clusterings im Detail

Tabelle 5: Cluster

Tabelle 6: Haushaltslasten

Tabelle 7: Überblick zu den verwendeten Erzeugungsanlagen und Verbraucherprofile der Clusterbewertung

Tabelle 8: Überblick zum Basissetting der ökonomischen Bewertung

Tabelle 9: Überblick zu den übermittelten Parametern zum Heizwerk in Großschönau

Tabelle 10: Clusterrobustheit Cluster 1 (1 Parameter wird variiert bis DCF = 0)

Tabelle 11: Clusterrobustheit Cluster 2 mit 25 kW Anlage (1 Parameter wird variiert, die anderen bleiben fest)

Tabelle 12: Clusterrobustheit Cluster 3 für 10 kWp PV-Anlage

Tabelle 13: Clusterrobustheit Cluster 5 kW Anlage

Tabelle 14: Ergebnisse zu erreichbaren Eigennutzungsgradverbesserungen in [%] des erzeugten PV-Stroms je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM- bzw. kombinierter DSM-/Speichermaßnahmen

Tabelle 15: Ergebnisse zu erreichbaren Eigennutzungsgradverbesserungen in [kWh] des erzeugten PV-Stroms je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM- bzw. kombinierter DSM-/Speichermaßnahmen

Tabelle 16: Ergebnisse zu erreichbaren DCF Werten in [€] je Cluster mit und ohne zusätzlicher DSM-Maßnahmen

Tabelle 17: Ergebnisse zu den errechneten Faktoren, um den die Stromspeicher im Vergleich zu den erreichbaren Erlösen durch gesteigerten PV-Strom Eigenverbrauch zu teuer sind

Tabelle 18: Ergebnisse zur Clusterrobustheit der noch nicht dargestellten Cluster in Kapitel 3.1.1 bis 3.1.4

Tabelle 19: Ergebnisse der Heizkraftwerkskosten inkl. Versorgung von 47 Passivhäusern