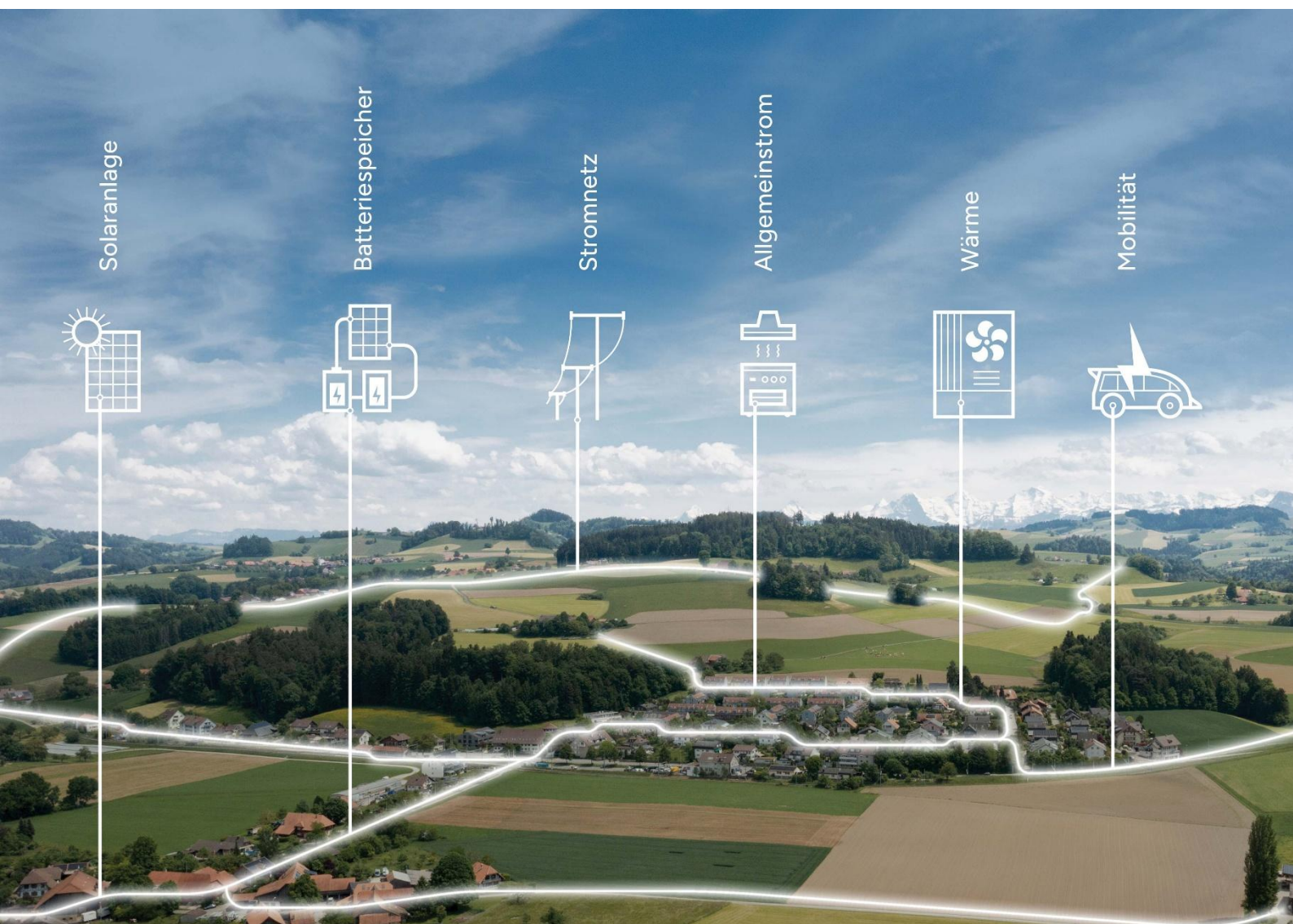




Energieverbund Middlehäusern

-

Ein Modell für die Schweiz

Machbarkeitsstudie

Autor:

Raoul Knittel
Wandu Energie AG
Dorfstrasse 16
3555 Trubschachen

Diese Studie wurde im Auftrag der Gemeinde Köniz erstellt. Die Studie wurde finanziert durch den Kanton Bern, die Gemeinde Köniz und die Wandu Energie AG.
Für den Inhalt ist allein der Autor verantwortlich.

Veröffentlichung:

August 2025

Zusammenfassung

Die Vision für den "Energieverbund Mittelhäusern" ist, den Könizer Ortsteil Mittelhäusern als Modelldorf zu entwickeln, das praktisch aufzeigt, wie eine erneuerbare Energieversorgung in der Schweiz im Jahr 2050 aussehen könnte. Die vorliegende Machbarkeitsstudie kommt zum Schluss, dass sich Mittelhäusern für diesen Zweck eignen würde und dass die Erkenntnisse aus einem derart angelegten Forschungsprojekt von grossem Wert für die zukünftige Energieversorgung der Schweiz sind. Aus technischer Sicht liegen keine Ausschlusskriterien vor, welche das Projekt verunmöglichen würden.

Um eine erneuerbare Energieversorgung in Mittelhäusern zu erreichen, müssten die fossilen Energieträger für die Mobilität, die Wärme, die industriellen und gewerblichen Prozesse und die fossilen Komponenten beim Strom ersetzt werden. Der Stromverbrauch würde durch die Umstellung von heute 3'900 MWh pro Jahr um etwa 25% zunehmen auf 5'000 MWh pro Jahr. Dazu ist der Bau von Photovoltaikanlagen vorgesehen mit einem Jahresertrag von mindestens 2'500 MWh pro Jahr und Batteriespeichern mit einer Kapazität von 5 MWh. Das würde einen Zubau bedeuten von 1'600 MWh jährlichen Ertrag aus Photovoltaikanlagen und rund 2'500 kW Leistung aus mehreren dezentralen Batteriespeichern. Produktion, Speicherung, Steuerung und Verteilung des Stromes können mit entsprechenden Partnern geplant und gebaut werden. Erste Abklärungen zu den Standorten konnten erfolgreich getroffen werden.

Eine der möglichen Organisationsformen, um das Projekt zu tragen, ist die Gründung der Energieverbund Mittelhäusern AG. Diese baut und betreibt die Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher und finanziert ihre Aktivitäten durch ihr Aktienkapital. Erste Gespräche mit Investoren konnten geführt werden und stiessen auf Interesse. Ebenfalls wird die finanzielle Beteiligung der Bevölkerung angestrebt. Auch hierzu haben sich bereits erste Interessenten aus dem Dorf gemeldet.

Die Vermarktung kann durch die gängigen Kanäle erfolgen und neu auch mit der Einführung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft.

Im Betrieb können aus diesem Projekt technische, wirtschaftliche und politische Herausforderungen für die Schweizer Energieversorgung antizipiert werden. Die vorliegende Machbarkeitsstudie kann darüber hinaus aufzeigen, dass mit einer koordinierten Planung der Anlagen Netzausbaukosten eingespart werden können. Am Fallbeispiel des Weilers «Grossgschneit» kann dargelegt werden, wie der Ausbau der Photovoltaikanlagen und Speicher mit möglichst wenig Aufwand in das bestehende Verteilnetz integriert werden kann. Wird dieser Ansatz auf die gesamte Schweiz ausgeweitet, sind enorme volkswirtschaftliche Einsparungen zu erwarten.

Weiter konnte im Rahmen der Studie eine positive gesellschaftliche Akzeptanz der Bevölkerung in Mittelhäusern festgestellt werden. Sowohl Dachbesitzende für Standorte von potenziellen Solaranlagen und Batteriespeichern als auch potenzielle Kunden und Investierende bezeugten ihr Interesse und unterzeichneten entsprechende Absichtserklärungen.

Allerdings kommt die Studie zum Schluss, dass die Anwendungen der gewonnen Energie im Bereich Mobilität und Wärme erst in einem Folgeprojekt umgesetzt werden sollen. Grund dafür ist die zunehmende Komplexität des Projektes und der überproportionale Anstieg der nicht amortisierbaren Mehrkosten.

Mit den gewählten Systemgrenzen kann für Mittelhäusern eine ausreichende Versorgung über die Wintermonate erreicht werden. Es wird aber davon ausgegangen, dass die Skalierbarkeit der Wintersituation auf die ganze Schweiz nicht gegeben ist. Grund dafür dürfte die Zusammensetzung des Wärmemixes in Mittelhäusern sein. Nichtsdestotrotz können aus der Modellbetrachtung Rückschlüsse für eine resiliente Winterstromversorgung für die Schweiz gezogen werden.

Aus finanzieller Sicht ist das Pilotprojekt zu zwei Dritteln wirtschaftlich zu finanzieren. Ein Drittel der anfallenden Kosten sind als nicht amortisierbare Mehrkosten zu finanzieren. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten fallen an, weil es sich um ein Pilotprojekt handelt und weil zu Forschungszwecken die Anlagen mit zusätzlichen Kapazitäten und/oder zusätzlichem Equipment ausgerüstet werden.

Inhaltsverzeichnis

1.	Ziele der Machbarkeitsstudie	6
1.1.	Projektvision.....	6
1.2.	Vorgehen	6
1.3.	Ziele.....	7
2.	Systemgrenzen.....	8
3.	Ausgangslage und Einführung	8
4.	Technische Umsetzung	10
4.1.	Stromproduktion Mittelhäusern	10
4.2.	Stromnetz.....	12
4.3.	Speicherung	14
4.4.	Wärmeversorgung.....	20
4.5.	Mobilität.....	21
4.6.	Produktions- und Lastmanagement.....	22
4.7.	Kosten	26
5.	Organisation und Finanzierung.....	27
6.	Vermarktung	29
6.1.	LEG Mittelhäusern.....	29
6.2.	Produktgestaltung.....	30
6.3.	Abrechnung.....	31
6.4.	Argumente für die Vermarktung.....	31
6.5.	Vorgehen	31
7.	Wirtschaftlichkeit.....	32
7.1.	Investitionen	32
7.2.	Laufende Kosten.....	34
7.3.	Fazit	34
8.	Fallbeispiel Grossgschneit.....	35
8.1.	Ziel.....	35
8.2.	Ausgangslage.....	35
8.3.	Umsetzung	37
8.4.	Vergleich der Varianten.....	38
8.5.	Resultate	38
8.6.	Weiteres Vorgehen & Diskussion	40
8.7.	Vermarktung	42
9.	Zeitplan	43
10.	Projektpartner	44
11.	Diskussion.....	45
11.1.	Systemgrenzen	45

11.2.	Kosten	45
11.3.	Monetarisierung der vermiedenen Netzkosten.....	46
11.4.	Vermarktung der LEG nur auf einer Netzebene.....	46
11.5.	Umgang mit Anschlussgesuchen nach systemischer Planung	46
11.6.	Skalierbarkeit für Köniz	47
11.7.	Umgang mit Bestandes Anlagen	47
12.	Referenzen.....	48

Anmerkung

Der Anhang ist separat verfasst. Er enthält sensible Daten und betriebswirtschaftliche Kennzahlen. Der Anhang kann beantragt werden. Dazu ist einer Geheimhaltungserklärung an die Wandu Energie AG zu richten unter info@wandu-energie.ch. Die Wandu Energie AG entscheidet nach eigenem Ermessen über den Antrag.

Sämtliche Kostenangaben in diesem Bericht sind als Richtgrössen zu verstehen und nicht verbindlich.

1. Ziele der Machbarkeitsstudie

1.1. Projektvision

Die Vision für den "Energieverbund Mittelhäusern" ist, den Könizer Ortsteil Mittelhäusern als Reallabor zu entwickeln, das praktisch aufzeigt, wie eine erneuerbare Energieversorgung in der Schweiz im Jahr 2050 aussehen könnte. Mittelhäusern wird damit zum Modell für die Energiewende und kann den gesamten Energieverbrauch mit erneuerbarer Energie decken (Wärme, Mobilität, Strom, Prozesse).

Die Gemeinden in der Schweiz sind alle etwa an einem ähnlichen Punkt in der Nutzung neuer erneuerbarer Energie. Insbesondere die Nutzung der Solarenergie hat in den letzten Jahren in allen Gemeinden bedeutende Fortschritte gemacht. Sehr gut geeignete Liegenschaften werden in der Regel bereits genutzt und in fast allen Fällen werden bei Dachsanierungen Photovoltaikanlagen geprüft und bei Eignung umgesetzt.

Es ist in der Schweiz aber keine Ortschaft bekannt, die systematisch ihr Potential ausgenutzt und auf die bestehende Infrastruktur abgestimmt hat. Und es ist absehbar, dass mit der weiteren Nutzung der Solarenergie, die bestehende Infrastruktur Anpassungen braucht und neue Herausforderungen für die Politik und die Wirtschaft entstehen. Stromnetze müssen ausgebaut, Speichersysteme aufgebaut und der regulatorische Rahmen muss angepasst werden, um nur einige Herausforderungen zu nennen. Damit diese Herausforderungen antizipiert werden können, braucht es ein Pilotprojekt wie Mittelhäusern. Hier sollen technische, wirtschaftliche, politische, regulatorische und gesellschaftliche Herausforderungen erkannt und rechtzeitig aufbereitet werden, um der weiteren Entwicklung der Energieversorgung in der Schweiz Vorschub zu leisten.

Innerhalb von drei Jahren soll darum eine erneuerbare Energieversorgung für Mittelhäusern aufgebaut werden, welche skalierbar ist, für die ganze Schweiz. Das ist in etwa die Zeit, die benötigt wird für die Planung, Finanzierung und Bau der benötigten Anlagen. Nach dieser Zeitspanne werden wahrscheinlich auch die politischen Rahmenbedingungen neu diskutiert werden und hierfür soll Mittelhäusern rechtzeitig Erkenntnisse liefern.

Nach Realisierung des Projektes sollen alle Energiekunden die Möglichkeit haben, eine 100% erneuerbare Energieversorgung zu beziehen. Nicht nur für ihren heutigen Stromverbrauch, sondern auch für ihre Mobilität und – falls noch fossil geheizt wird – für ihre Wärme- oder Kälteversorgung und die industriellen und gewerblichen Prozesse. Die Energieversorgung wird damit grösstenteils elektrifiziert. Die Kunden sollen Energie erhalten, die günstiger und ökologischer ist als bis anhin. Mit diesem Ansatz wird die Energieversorgung der Kunden nahezu klimaneutral. Da der Energieverbrauch den grössten Anteil an den klimarelevanten Emissionen ausmacht, ist dieses Potential - aus individueller und gesellschaftlicher Sicht - gewaltig.

1.2. Vorgehen

Die Machbarkeitsstudie prüft, ob die Projektvision grundsätzlich umsetzbar ist. Dabei werden die Fragen aus dem Dokument «Fragen Machbarkeitsstudie Energieverbund Mittelhäusern» (vgl. Anhang) bearbeitet, so dass aus den Fragen Projektziele abgeleitet werden.

Die Machbarkeitsanalyse wird in einem gänzlich neuen Umfeld stattfinden. Die Änderungen im Energiegesetz und dem Stromversorgungsgesetz, welche die Schweizer Stimmbevölkerung im Jahr 2024 angenommen haben, bilden einen neuen regulatorischen Rahmen mit noch nicht erprobten Auswirkungen. Dies beinhaltet Unsicherheiten in der Erstellung der Machbarkeitsanalyse, schafft aber auch Raum für neue Ansätze.

Die Machbarkeitsstudie prüft, ob die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sind und bildet die Grundlage für die spätere Projektentwicklung. Die Finanzierung für die weiteren Projektschritte ist nicht Teil der Machbarkeitsstudie.

Die Erkenntnisse aus Mittelhäusern werden stets überprüft auf ihre Skalierbarkeit auf die gesamte Gemeinde Köniz.



Abbildung 1: Geplanter Projektablauf für den Energieverbund Mittelhäusern

1.3. Ziele

Produktion	Um für Mittelhäusern genügend Strom bereit zu stellen, ist ein Ertrag von total 2'500 MWh pro Jahr nötig. Das entspricht 50% des zukünftigen Bedarfs von Mittelhäusern, welcher mit 50% Wasserstrom ergänzt wird. Das bedeutet einen Zubau von Solarstrom von 1'600 MWh jährlichem Ertrag.
Netz	Netzverstärkungen und Netzausbau sollen möglichst vermieden werden. Ziel des Projektes ist es, die bestehende Infrastruktur so gut wie möglich auszulasten. Es soll auch besser verstanden werden, wo und in welchem Umfang Netzausbau trotz aller Optimierung immer noch nötig ist.
Speicherung	Um einen Selbstversorgungsgrad von 50% mit Photovoltaikanlagen zu erreichen ist die Speicherung sinnvoll. Der Einsatz der Speicher soll so geplant werden, dass aus Systemsicht die günstigste Variante realisiert werden kann.
Wärmeversorgung	Im Rahmen des Forschungsprojektes soll genügend Strom in Mittelhäusern gewonnen werden, damit die heute noch fossil betriebenen Heizungen in Zukunft mit Wärmepumpen ersetzt werden könnten.
Mobilität	Im Rahmen des Forschungsprojektes soll genügend Strom gewonnen werden, um die heute noch fossil betriebenen Fahrzeuge in Zukunft mit Elektroautos zu ersetzen.
Produktions- und Lastmanagement	Die Produktion, Speicherung und der Verbrauch des gewonnenen Stromes müssen messbar und steuerbar sein, um die Flexibilitäten zu nutzen und damit das Netz effizient zu betreiben. Daraus soll ein wirtschaftlicher Mehrwert generiert werden können.

2. Systemgrenzen

Der Energieverbund Mittelhäusern ist ein Forschungsprojekt. Die Erkenntnisse sollen skalierbar sein für die ganze Schweiz. Die Systemgrenze liegt darum im Bereich Schweiz und beinhaltet deren regulatorische und energiewirtschaftliche Voraussetzungen. Die vorhandenen Grosswasser- und Pumpspeicherkraftwerke dürfen modellhaft für die Erreichung der Ziele genutzt werden. Das Ziel ist entlang den Energieperspektiven des Bundes formuliert: Die zukünftige Energieversorgung der Schweiz wird zu etwa 50% aus neuen erneuerbaren Energien und zu etwa 50% aus Wasserkraft bestehen. Auch die gesetzliche Winterreserve soll in die Machbarkeit einbezogen werden.

3. Ausgangslage und Einführung

Mittelhäusern umfasst rund 1'000 Einwohnende in etwa 360 Haushalten. Mittelhäusern ist Teil der Gemeinde Köniz. Das Dorf ist geprägt von einer kompakten Siedlung in Bahnhofsnahe und etwa 20 Landwirtschaftsbetrieben. Die grösste Betriebsstätte im Dorf ist das Institut für Virologie und Immunologie (IVI). Im Dorf gibt es kaum Gewerbe. Der bestehende Wärmeverbund mit Holzpellets in der Siedlung Strassweid deckt etwa 100 Haushalte ab.

Abbildung 2: Projektperimeter in Rot inkl. Ortsteil Farnern (Niederscherli)



Der Ortsteil «Farnern» in Niederscherli wird ebenfalls zum Perimeter dazu gezählt, weil die Gebäude über eine Trafostation in Mittelhäusern angeschlossen sind.

Tabelle 1: Stromverbrauch nach Verbrauchsgruppen in Mittelhäusern (MWh)

Verbrauchsgruppe	Stromverbrauch heute (MWh)	Stromverbrauch Ziel (MWh)
Haushalte	1'300	2'200
Industrie	2'000	2'000
Landwirtschaft & Gewerbe	600	800
Total	3'900	5'000

Der Stromverbrauch würde durch die Umstellung von heute 3'900 MWh pro Jahr um etwa 25% zunehmen auf 5'000 MWh pro Jahr.

Die Zahlen beruhen auf Schätzungen, welche durch Datenerhebungen und den Vergleich mit ähnlichen Verbrauchsprofilen plausibilisiert wurden.

Um eine erneuerbare Energieversorgung in Mittelhäusern zu erreichen, müssten die fossilen Energieträger für die Mobilität (Benzin, Diesel), die Wärme (Heizöl), die industriellen und gewerblichen Prozesse (z.Bsp. Erdgas) und die fossilen Komponenten beim Strom (Kernenergie) ersetzt werden. Der Stromverbrauch würde durch die Umstellung um etwa 25% zunehmen. Grund dafür sind hauptsächlich die Elektromobilität und die neu zu installierenden Wärmepumpen. Ein Effizienzpotential liegt im Ersatz von Elektroheizungen durch Wärmepumpen oder Biomasse. Das Effizienzpotential ist in der Tabelle 1 und Tabelle 2 berücksichtigt.

Die Industrie in Form des IVI ist mit Ausnahme der Notstromversorgung dekarbonisiert. Da bereits seit Jahren Effizienzpotentiale systematisch genutzt werden, ist nicht mit weiteren Einsparungen zu rechnen.

Der Zielverbrauch für den elektrischen Strom in Mittelhäusern wird auf 5 GWh pro Jahr geschätzt. Dabei wäre die Mobilität vollständig elektrifiziert, die Hälfte der Haushalte wird mit Wärmepumpen versorgt, das Gewerbe ist dekarbonisiert und die landwirtschaftlichen Betriebe arbeiten mit erneuerbarer Energie.

Um diese Menge Strom aus erneuerbaren Quellen bereit zu stellen, werden für das Forschungsprojekt 50% Solarstrom (2'500 MWh/Jahr) und 50% Wasserkraft (2'500 MWh/Jahr) angestrebt. Für die zeitliche Verteilung des Solarstromes ist der Einsatz von Speichern notwendig.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Ziele des Pilotprojektes

	Heute (MWh/Jahr)	Ziel (MWh/Jahr)	Differenz (MWh/Jahr)
Stromverbrauch Total	3'900	5'000	+1'100
IVI Stromverbrauch	2'000	2'000	
Haushalte, Landwirtschaft & Gewerbe	1'900	3'000	+1'100
Photovoltaik Produktion	500	2'500	+ 2'000
Schweizer Wasserkraft*	2'070	2'500	+430

* Lieferantenmix BKW Energie AG 2024: 53.08% CH-Wasserkraft (Pronovo, VSE 2025)

4. Technische Umsetzung

Die Machbarkeitsstudie betrachtet die ganze Ortschaft Mittelhäusern auf einer hohen Planungsebene. Um aufzuzeigen, wie die konkrete Planung und Projektentwicklung aussehen kann wurde der Weiler «Grossgschneit» im Detail betrachtet (vgl. Kapitel 8).

4.1. Stromproduktion Mittelhäusern

4.1.1. Ziel

Um für Mittelhäusern genügend Strom bereit zu stellen, wäre ein Ertrag von total 2'500 MWh pro Jahr nötig. Das entspricht 50% des zukünftigen Bedarfs von Mittelhäusern. Das würde ein Zubau bedeuten von 1'600 MWh jährlichem Ertrag.

Tabelle 3: Ziel Stromproduktion

Ziel	2'500 MWh / Jahr
Bestehend	500 MWh/ Jahr
Laufender Zubau IVI	400 MWh/Jahr
Nötiger Zubau	1'600 MWh/Jahr

Damit Mittelhäusern als Modelldorf für die Schweiz betrachtet werden kann, müsste es mehr Strom produzieren als nur für den Eigenverbrauch. Denn ländliche Gebiete mit einer grösseren Dachfläche pro Person und geringerem Energieverbrauch müssen in Zukunft wahrscheinlich Strom «exportieren» für städtische Gebiete mit weniger Dachfläche pro Person und höherem Energieverbrauch. Der erhöhte Energiebedarf ist auf die wirtschaftlichen Aktivitäten in den städtischen Gebieten zurückzuführen.

Aktuelle Forschungen gehen davon aus, dass in Zukunft ein Grossteil der verfügbaren Dachflächen genutzt werden muss, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen (BFE 2022, Remund et al, 2023). Damit werden die ländlichen Gebiete einen Anteil für die städtischen Gebiete produzieren, weil dort weniger Dachflächen pro Person bei höherem Energieverbrauch anfallen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, müssten auch alle geeigneten Dachflächen von kleineren Liegenschaften in Mittelhäusern mit Photovoltaik ausgerüstet werden, um damit ein Total von 4'100 MWh pro Jahr zu erreichen. Das entspricht einem zusätzlichen Zubau von 3'200 MWh Jahresertrag. Technisch wäre das möglich. Bei erfolgreicher Vermarktung soll dieses Ziel verfolgt werden (vgl. Kapitel 11.1).

Für die Machbarkeitsstudie werden die Ziele aus Tabelle 3 betrachtet.

4.1.2. Ausgangslage

Auf dem Dorfgebiet von Mittelhäusern werden zurzeit 61 PV-Anlagen betrieben. Es sind keine weiteren Erzeugungsanlagen bekannt (Wasser, Wind, Biomasse).

Tabelle 4: Bestehende PV Anlagen Mittelhäusern

PV-Anlagen	
Anzahl	61 PV-Anlagen
Ertrag geschätzt	500 MWh/Jahr

Während der Erstellung dieser Studie wurden auf den Dächern des IVI neue PV-Anlagen installiert mit einem zusätzlichen jährlichen Ertrag von etwa 400 MWh.

4.1.3. Potential

Das Potential für Photovoltaikanlagen ist im Vergleich zu anderen Technologien mit Abstand am grössten. Es ist am einfachsten zu realisieren und auch skalierbar für die ganze Schweiz. Mittel- bis langfristig können andere Technologien wie Biogas oder Wind aber durchaus interessant sein für den Energieverbund Mittelhäusern und sollten in der weiteren Planung nicht ausgeschlossen werden. Für die Machbarkeitsstudie wurden diese Technologien nicht weiter untersucht, weil die Umsetzung wohl länger als drei Jahre in Anspruch nehmen würde. Ein Potential für Wasserkraft inkl. Trinkwasserkraft ist nicht bekannt.

Für das Potential der Photovoltaik-Anlagen wurde eine Analyse durchgeführt. Daraus resultierte, dass 255 Gebäude ein konservativ geschätztes Potential von 4'400 kWp haben bei einem möglichen Ertrag von 3'700 MWh pro Jahr. Knapp 500 MWh werden bereits produziert.

Die Zahlen wurden plausibilisiert mit den Zahlen von sonnendach.ch und abgeglichen mit Schätzungen der energy unlimited GmbH.

Tabelle 5: Resultate der Potentialanalyse für Photovoltaik

Stand heute (MWh/Jahr)	Potential Leistung total (kWp)	Potenzial Ertrag total (MWh/Jahr)
494	4'413	3'732

Erkenntnisse aus der Grobanalyse

- Das theoretische Potential ist vorhanden, um die Projektziele zu erreichen.
- Etwa 13% des theoretischen Potentials wird bereits genutzt.
- Um den Zubau von 1'600 MWh/Jahr zu erreichen, würde der Bau der grössten 15 Dächer ausreichen. Sie haben zusammen ein Potential von 1'633 MWh/Jahr (vgl. Anhang).

4.1.4. Umsetzung Stromgewinnung

Rein technisch ist der Bau der PV-Anlagen auf den meisten Dächern möglich. Das Potential wird allerdings eingeschränkt durch die Verfügbarkeit der Dächer (Privatbesitz), die Netztopografie (heutige Netzkapazität) und weiteren Kostentreibern (Altlasten).

Verfügbarkeit der Dächer

Neben dem Weiler im Grossgschneit wurden stichprobenweise Eigentümer von grösseren Dächern in ganz Mittelhäusern kontaktiert. Dabei haben die Besitzenden durchwegs Interesse gezeigt und eine unverbindliche Absichtserklärung zur Projektentwicklung unterzeichnet (vgl. Anhang). Voraussetzung für die Eigentümer zur Teilnahme am Projekt ist ein wirtschaftlicher Mehrwert. Dieser kann den Eigentümern geboten werden durch eine Dachmiete, eine Platzmiete für die Batteriespeicher und den vergünstigten Bezug des Stromes für den Eigenverbrauch. Verantwortlich für diese Umsetzung ist der neu zu gründende «Energieverbund Mittelhäusern AG» (vgl. Kapitel 5).

Eine weitere Voraussetzung für die meisten Dachbesitzenden ist, dass sie die Möglichkeit erhalten, die Anlage zu einem Restwert zu übernehmen (vgl. Angebot Dachbesitzende im Anhang). Diese Auflage kann den Dachbesitzenden zugestanden werden. Allerdings wird empfohlen, diese Möglichkeit erst nach den ersten fünf Jahren in Betrieb zu gewährleisten. Da es sich um ein Forschungsprojekt handelt, ist der Zugriff auf die Anlagen und die Gestaltung unterschiedlicher

Parameter im Betrieb von grossem Interesse und sollte in der Verantwortung des Energieverbundes Mittelhäusern bleiben.

Altlasten

Viele der grösseren Dächer auf Landwirtschaftsbetrieben sind belastet durch Asbest. Es handelt sich um Dächer mit Welleternit welche vor rund vier Jahrzehnten gebaut wurden.

Der Bau von Solaranlagen auf diesen Dächern wird teurer, da die Dacheindeckung ersetzt werden muss und die Sanierung unter Schutzvorkehrungen erfolgen muss. Die Kosten für die Sanierung und Neueindeckung mit z.Bsp. Trapezblech werden auf ca. 500 CHF pro kWp geschätzt. Die Dächer haben in den meisten Fällen noch einen Restwert, da sie noch nicht am Ende ihrer Lebensdauer sind. Dieser Mehraufwand kann nicht amortisiert werden und müsste von einem Projektsponsor übernommen werden. Es wird von einem Betrag in der Grössenordnung 250'000 CHF ausgegangen.

4.1.5.Kosten

Die Kosten für die grösseren Anlagen liegen nach der Richtofferte von energy unlimited durchschnittlich bei knapp 1'200 CHF/kWp. Bei 1'600 kWp resultiert eine Investition für die Photovoltaikanlagen von 1.92 Mio. CHF und 1.44 Mio. CHF nach Abzug der Einmalvergütung des Bundes. Das ergibt Gestehungskosten von 82 CHF/MWh. Die Kosten wurden berechnet nach Bucher, 2025: Levelized Cost of Electricity (LCOE).

Die Vermarktung geschieht via Eigenverbrauch, via die LEG Mittelhäusern und via Markt (vgl. Kapitel 6). Die Wirtschaftlichkeit wird in Kapitel 7 ausgeführt.

Tabelle 6: Stromgestehungskosten nach Bucher 2025

Installation	1'200 CHF/kWp
Einmalvergütung	-300 CHF/kWp
Ertrag	1'100 kWh/kWp
Lebenszeit	25 Jahre
Zinssatz	3%
Unterhalt	2.5 Rp./kWh
Dachmiete	1 Rp./kWh
LCOE	82 CHF/MWh

4.2. Stromnetz

4.2.1.Ziel

Netzverstärkungen und Netzausbau sollen möglichst vermieden werden. Ziel des Projektes ist es, die bestehende Netzinfrastruktur so gut wie möglich auszulasten.

4.2.2.Ausgangslage

Die Verteilnetzbetreiberin in Mittelhäusern ist die BKW Power Grid. Sie unterstützt als technische Partnerin die Machbarkeitsstudie.

Die Netztopologie ist dem Projektteam bekannt. Aus Sicherheitsgründen darf die Netztopologie aber nicht publiziert werden.

In Mittelhäusern gibt es 9 Trafostationen. Eine weitere ist in Planung. Die Trafostationen (Netzebene 6, NE6) sind der Übergang der Leitungen der Mittelspannung (Netzebene 5, NE5) zu den Leitungen der Niederspannung (Netzebene 7, NE7). Die Transformatoren können sowohl den Strom von der höheren auf die tiefere Netzebene transformieren als auch in umgekehrter Richtung. Ursprünglich

wurde das Netz darauf ausgelegt, dass über grössere Leitungen der Strom in die Siedlungen gebracht wird und dort von den Verteilnetzen fein verteilt wird. Heute – mit der Zunahme von vielen dezentralen PV-Anlagen – wird immer mehr auf unteren Netzebenen eingespeist. Da dies nicht der ursprünglichen Netzarchitektur entspricht, müssen innovative Ansätze entwickelt werden, um – wo möglich – die zukünftigen Anforderungen mit der bestehenden Infrastruktur möglichst effizient zu vereinen. Wo dies nicht möglich ist, werden Netzausbau und Netzverstärkungen nötig sein, um die neuen Kapazitäten aufzunehmen.

In Mittelhäusern wird nur das IVI direkt ab der Netzebene 5 versorgt. Alle anderen Verbrauchenden sind auf der Netzebene 7 angeschlossen. Da sich die Netzebene 5 auch auf andere Ortsteile (Niederscherli) und andere Gemeinden (Thörishaus) erstreckt, wurden die Betrachtungen der Machbarkeitsstudie auf Netzebene 7 fokussiert.

Die Trafostationen auf Netzebene 6 sind Ausgangspunkt der Planung für die systemdienliche Integration der zu bauenden PV-Anlagen und Speicher.

Es werden drei Charakteristika unterschieden:

1. PV-Potential > Verbrauch
2. PV-Potential $\approx$ Verbrauch
3. PV-Potential < Verbrauch

Die summarische Lastgangmessung der Ortschaft Mittelhäusern liegt heute nicht vor, wird aber nach Abschluss des Smart Meter-Rollouts möglich sein.

Der Verbrauch wird darum geschätzt:

Tagesverbrauch Niederspannung geschätzt (NE7)	10 – 15 MWh
Last Niederspannung kumuliert geschätzt (NE7)	0.3 – 2 MW

4.2.3. Umsetzung

Das Stromnetz in Mittelhäusern kann technisch so umgebaut werden, dass das vorgesehene Forschungsprojekt realisiert werden kann. Gemeinsam mit der Netzbetreiberin (BKW Power Grid) als technische Partnerin konnten in mehreren Sitzungen die verschiedenen Situationen der verschiedenen Trafokreise besprochen und auf ihre Eignung getestet werden.

Die verschiedenen Netzsituationen müssen in der Projektentwicklung jeweils einzeln betrachtet werden. Am konkreten Beispiel des Weiler «Grossgschneit» (vgl. Kapitel 8) kann aufgezeigt werden, welches Vorgehen das beste Kosten-/Nutzenverhältnis für die Endkunden bringt, um möglichst viel PV-Strom zu gewinnen, der wirtschaftlich vermarktet werden kann.

4.2.4. Kosten

Die Kosten für Netzverstärkungen werden gemäss den gültigen bundesrechtlichen Regeln behandelt. Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen werden die Kosten ab dem Einspeisepunkt von der Netzbetreiberin übernommen und auf alle Endkunden überwält. Diese Kosten würden darum nicht für den Energieverbund Mittelhäusern anfallen, sollen aber aus Systemsicht in der Projektumsetzung so gering wie möglich gehalten werden.

Eine Kostenschätzung für die anfallenden Netzverstärkungen bei den Produktionsanlagen konnte nicht gemacht werden. Grund dafür ist, dass jede Situation einzeln betrachtet werden muss. Die Evaluierung der genauen Kosten muss in der nächsten Projektphase vorgenommen werden.

4.3. Speicherung

4.3.1. Ziel

Um einen Selbstversorgungsgrad von 50% mit Photovoltaikanlagen zu erreichen ist die Speicherung sinnvoll. Der Einsatz der Speicher soll so geplant werden, dass aus Systemsicht die günstigste Version realisiert werden kann.

4.3.2. Ausgangslage

Um das Ziel von 50% Energie aus Mittelhäusern zu erreichen, könnten entweder sehr viele Photovoltaikanlagen gebaut werden. Das würde in gewissen Zeiten aber dazu führen, dass sehr viel Leistung nicht vor Ort gebraucht wird und/oder allenfalls die Anlagen abgeregelt werden müssen und Energieertrag verloren geht. Der Einsatz von Speichern kann diese Schwankungen sehr gut umgehen. Der Solarstrom kann system- markt- und netzdienlich verwertet werden und der Anteil der Abregelung wird verkleinert. Darüber hinaus können die Speicher auch dazu beitragen, den Netzausbau zu verringern (vgl. Kapitel 8), den Eigenverbrauch zu erhöhen und allenfalls sogar Systemdienstleistungen erbringen.

Betrachtet man die heutige Situation, so liegen keine Zahlen vor zu bestehenden Speichern in Mittelhäusern.

4.3.3. Umsetzung

Die Machbarkeitsstudie betrachtet die Speicherung mit Batteriespeichern als Modellbetrachtung. Die Funktion, die Energie zu speichern und als Puffer zu wirken, könnte in Zukunft auch durch andere Technologien oder Ansätze erbracht werden. So könnte der Einbezug von bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen mittelfristig interessant sein (vgl. EKZ, 2025). Kurzfristig sind die Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Anteils und Verfügbarkeit aber zu ungewiss (vgl. Kapitel 4.5). Für die Machbarkeitsstudie wurden darum Speicher auf Basis der Lithium-Eisenphosphat Technologie betrachtet.

Für die Machbarkeitsstudie wurden zwei mögliche Lösungen zur Speicherung betrachtet:

Tabelle 7: Vergleich Zentrale und Dezentrale Speicherlösung

	Zentrale Lösung	Dezentrale Lösung
Möglicher Standort	Magazin der Gemeinde*	Standorte PVA*
Leistung	2 MW	2 MW kumuliert
Kapazität	5 MWh	5 MWh kumuliert
Kosten	200 CHF/kWh	300 - 400 CHF/kWh
Investition**	1 Mio. CHF	1.5 – 2 Mio. CHF
Betrieb	Tag/Nacht Speicher & Ausgleich kurzfristige Schwankungen (Arbitrage)	Tag/Nacht Speicher & Ausgleich kurzfristige Schwankungen (Arbitrage)
Speicherkosten	5.5 Rp./kWh	11 Rp./kWh

* Die definitive Zusage zu den Standorten ist noch ausstehend.

** Gerätepreise ohne bauliche Massnahmen und Elektroinstallation

Die Vor- und Nachteile der beiden Lösungen wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudie für den Weiler Grossgschneit gegeneinander abgewogen. Es hat sich dabei gezeigt, dass wahrscheinlich die dezentrale Lösung aus Systemsicht zu bevorzugen ist (vgl. Kapitel 8). Bei der dezentralen Lösung resultieren zwar höhere Gestehungskosten. Die dezentrale Lösung kann aber zu Einsparungen beim Netzausbau führen, welche höher ausfallen können als die entstehenden Mehrkosten für den Bau der Batteriespeicher. Gleichzeitig kann der Eigenverbrauch am Standort der Anlagen (z.Bsp. bei Landwirtschaftsbetrieben) erhöht werden, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt. Was für die Zukunft ebenfalls interessant sein dürfte, ist dass die verschiedenen dezentralen Batteriesysteme auch verschiedene Funktionen einnehmen könnten (Arbitrage, Systemdienstleistungen). Diese könnte insgesamt zu einer höheren Resilienz des Systems führen. Die Vorteile der zentralen Lösung sind hingegen die viel geringeren Gestehungskosten. Es ist auch davon auszugehen, dass die Steuerung eines einzelnen Batteriesystems einfacher und günstiger ist als die Steuerung von z.Bsp. 25 dezentralen Systemen.

Die Betrachtungen wurden jeweils aus Systemsicht gemacht. D.h. es wurden alle Kosten aller Akteure betrachtet. Allerdings konnte die Frage nach der Monetarisierung der vermiedenen Netzausbaukosten nicht beantwortet werden. Die Politik gibt zwar vor, dass die Flexibilität den jeweiligen Kunden gehören. Wie diese aber dauerhaft und effektiv für den effizienten Netzbetrieb eingesetzt werden können, muss im Laufe des Projektes weiter untersucht werden. (vgl. Kapitel 11.3) Für die weitere Projektentwicklung stehen beide Lösungen zur Diskussion. Da die Standortfrage für die zentrale Lösung mit mehr Unsicherheiten behaftet ist, wurde für die Machbarkeitsstudie in den Kapiteln Vermarktung und Wirtschaftlichkeit die dezentrale Lösung weiter untersucht.

4.3.4. Technische Ausführung der dezentralen Lösung

Als dezentrale Lösung werden in diesem Projekt Batteriespeicher verstanden, welche auf Netzebene 7 angeschlossen werden können.

Dimensionierung

Die Dimensionierung erfolgt in Abhängigkeit der Grösse der Photovoltaikanlage, des potentiellen Eigenverbrauches und der vorhandenen Netztopologie. In der Regel haben die Speicher eine Kapazität von 2 – 4 Stunden der realen Leistung der Photovoltaikanlage.

Bislang konnte keine standardisierte Dimensionierung erreicht werden. Die Situation muss jeweils individuell betrachtet werden.

Die Annahmen für die verschiedenen Speicher im Grossgschneit liegen zwischen 40 – 100 kW bei 100 – 250 kWh. Diese Grössenordnung Speicher wird als «Cabinets» auf dem Markt angeboten. Die Cabinets haben einen Platzbedarf von etwa 3m² und 2m Höhe. Sie können durch Parallel- oder Reihenschaltung skaliert werden. Die Cabinets können aussen aufgestellt werden. Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2026 die Anbieter Cabinets mit Flüssigkühlung anbieten können. Diese sind deutlich leiser als die heute betrachteten Cabinets mit Luftkühlung.

Brandschutz

Aussen aufgestellte Batteriespeicher müssen einen Abstand von 3 Meter zum Gebäude einhalten. Bei Innen Aufstellung werden je nach Batterietyp Anforderungen an Brandabschnitte und an den Feuerwiderstand gestellt. (vgl. Anhang)

Kosten

Für die dezentrale Lösung liegt ein Angebot vor mit Kosten von 240 CHF/kWh. Dies beinhaltet noch nicht die Elektroinstallations- und Bauarbeiten für Fundament, etc.

4.3.5. Technische Ausführung der zentralen Lösung

Die technischen Voraussetzungen für die zentrale Lösung umfassen folgende Punkte

- Flaches Gelände
- Zentraler Ort in der Nähe eines Trafos
- Nicht geeignet für Wohnzonen aufgrund der Geräuschemissionen

Dimensionierung

Ein Tag/Nacht Speicher soll die Sonnenenergie in die Nacht bringen und Spitzen im System möglichst glätten. Typischerweise fallen die Spitzen bei hohem Verbrauch und geringer Produktion an (z.Bsp. Winterabend) oder bei hoher Produktion und geringem Verbrauch (z.Bsp. Sommerwochenende). Pro Tag sind das schätzungsweise 5 bis 8 MWh und pro Jahr in der Summe eine Grössenordnung von etwa 850 MWh.

Der Batteriespeicher wird in der Grössenordnung von 2 MW und einer Speicherkapazität von 5 MWh dimensioniert. Die Batteriespeicher und die Wechselrichter werden als Container angeboten. Für diese Dimensionierung wird ein Flächenverbrauch von etwa 150 m² angenommen.

Brandschutz

Aussen aufgestellte Batteriespeicher müssen einen Abstand von 3 Meter zum Gebäude einhalten. Bei Innen Aufstellung werden je nach Batterietyp Anforderungen an Brandabschnitte und an den Feuerwiderstand gestellt. (vgl. Anhang)

Kosten

Die Kosten für einen neuen Batteriespeicher belaufen sich schlüsselfertig auf etwa 200 CHF/kWh. Bei 5 MWh entspricht das einer Investition von 1 Mio. CHF. Wird der Speicher nur für Energiespeicherung eingesetzt und nicht für Systemdienstleistungen, wird mit Gestehungskosten von 4-5 Rp./kWh gerechnet.

4.3.6. Betrieb

Für den Betrieb innerhalb des Forschungsprojektes soll der Speicher mehrere Aufgaben erfüllen: Er soll für Tag-/Nachtreserve (Arbitrage) eingesetzt werden, um den Sonnenstrom in die Nacht zu bringen. Gleichzeitig sollen auch Spitzen in der Produktion ausgeglichen werden, damit der Photovoltaikstrom möglichst gleichmässig einspeist wird und der Eigenverbrauch möglichst hoch ausfällt.

Denkbar wäre auch eine Anwendung zur Netzstabilisierung (=Systemdienstleistungen). Im Rahmen des Forschungsprojektes werden die Speicher vorerst aber nur für Arbitrage genutzt. Grund dafür ist die bessere Eignung für die Modellbetrachtungen und Überlegungen zur Skalierbarkeit.

4.3.7. Ertragsabschätzung

Die Berner Fachhochschule hat für die Machbarkeitsstudie einen Rechner erstellt zur Abschätzung des Ertrages der Photovoltaikanlagen in Kombination mit Batteriespeichern.

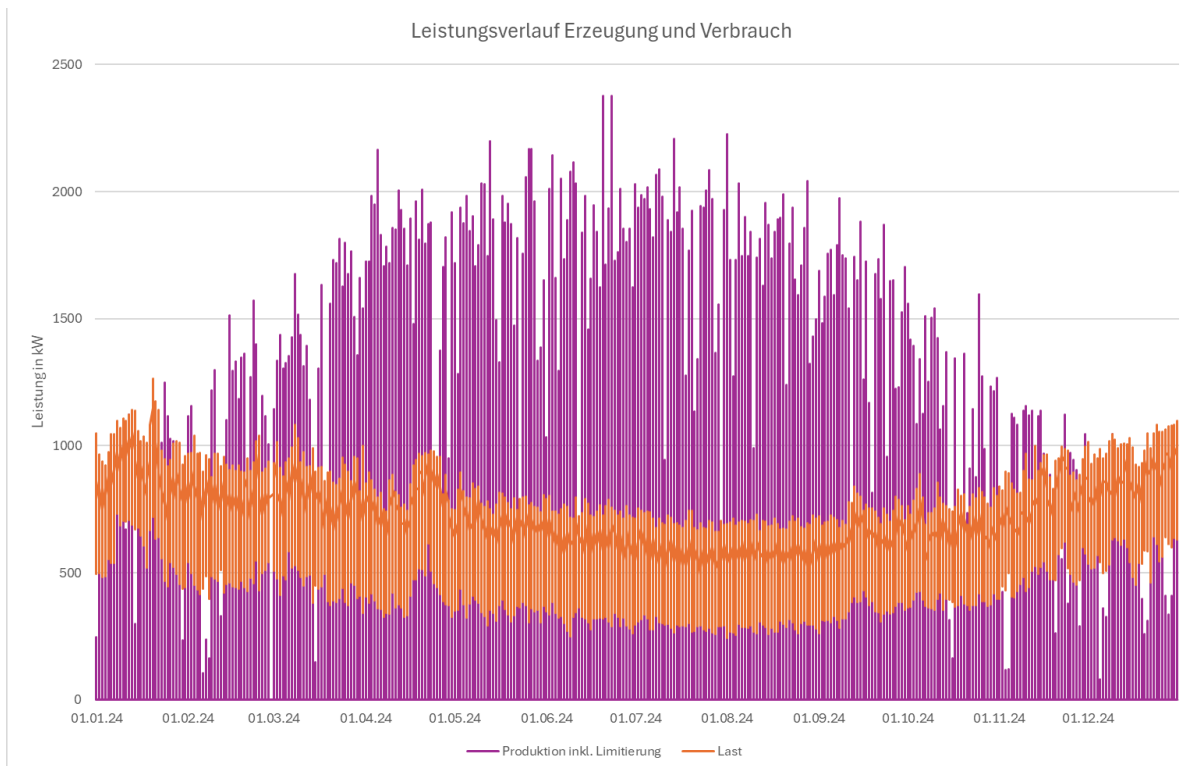
Methode

Da für Mittelhäuser keine Daten vorliegen, wurde eine ähnliche Schweizer Gemeinde als Vergleich herangezogen. Es wurde ein Lastprofil aus aggregierten Smartmeterdaten von der CKW-Plattform (<https://www.ckw.ch/landingpages/open-data>) verwendet. Diese Daten werden pro Gemeinde im CKW-Gebiet aggregiert und sind somit ein Mischprofil unterschiedlicher Endkunden.

Das Lastprofil wurde skaliert, damit ein Leistungsband von ca. 0.3 – 2 MW erreicht wird bzw. einen Jahresverbrauch von etwa 5'000 MWh. Das sind die Kennzahlen, wie sie für Mittelhäusern geschätzt wurden (vgl. Ausgangslage).

Für die Produktion wurden mit Meteonorm typische Einstrahlungsdaten von Mittelhäusern generiert für verschiedene Ausrichtungen und Neigungen (vgl. Anhang). Diese wurden summiert und gewichtet zu einem Gesamtprofil. Dieses Profil wurde skaliert auf 2500MWh bzw. 2500kWp. Für die unterschiedlichen Ausrichtung/Neigung wurden verschiedene Gewichtung angenommen (vgl. Anhang).

Abbildung 3: Leistungsverlauf Erzeugung und Verbrauch - Methodik und Darstellung: Tool BFH - Eingaben: Wandu Energie AG



Mit dem Last- und dem Produktionsprofil wurden die Berechnungen durchgeführt, wie viel Eigenverbrauch erzielt werden kann und wie viel Rückspeisung eintritt. Zusätzlich wurde ein Speicher definiert, um den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Die Resultate sind als Richtgrösse zu verstehen. Für eine genauere Abschätzung müsste die Betrachtung pro Trafokreis gemacht werden, so dass die Leistungsbegrenzung der Netzkompenten besser berücksichtigt wird.

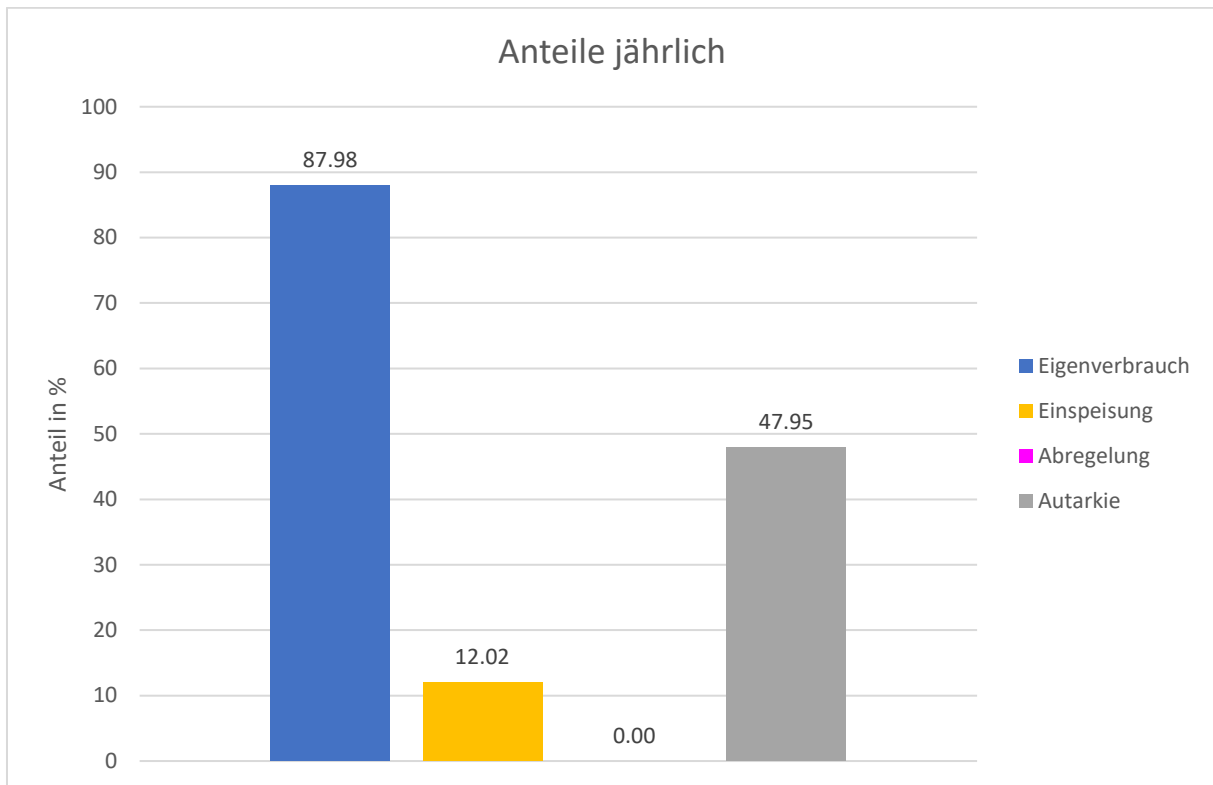
Resultate

Für die Wirtschaftlichkeit der LEG ist der Anteil Eigenverbrauch zentral. In einer ersten Abschätzung wurde darum der Ertrag ohne Speicherung betrachtet, um eine Grössenordnung für den Eigenverbrauch zu erhalten. Der resultierende Anteil von über 50% ist deutlich höher, als wenn nur einzelne Anlagen betrachtet werden. Hintergrund ist die Abnahme grösserer Lastschwankungen bei zunehmenden Verbrauchern aufgrund statistischer Effekte. Gleichzeitig führt die bessere Verteilung der Produktionskurve aufgrund verschiedener Anlagen mit verschiedenen Ausrichtungen zu einer besseren Verteilung der Produktion im Tagesgang. Die resultierenden 50% Eigenverbrauch werden verwendet für die Vermarktung und der Berechnung der Wirtschaftlichkeit der LEG.

In einer zweiten Ertragsabschätzung werden die Zielwerte für Photovoltaik und Batteriespeicher betrachtet. Mit den Zielen von 2'500 kWp PV und Speicherkapazität von 5'000 kWh scheinen knapp 50% Autarkie möglich zu sein. Die Batteriespeicher ermöglichen einen Eigenverbrauch von über 87%. Ein Abregelung ist aus lokaler Sicht nicht nötig. Allenfalls müssen Einspeisespitzen gedrosselt werden, wenn diese nicht in höhere Ebenen eingespeist werden können.

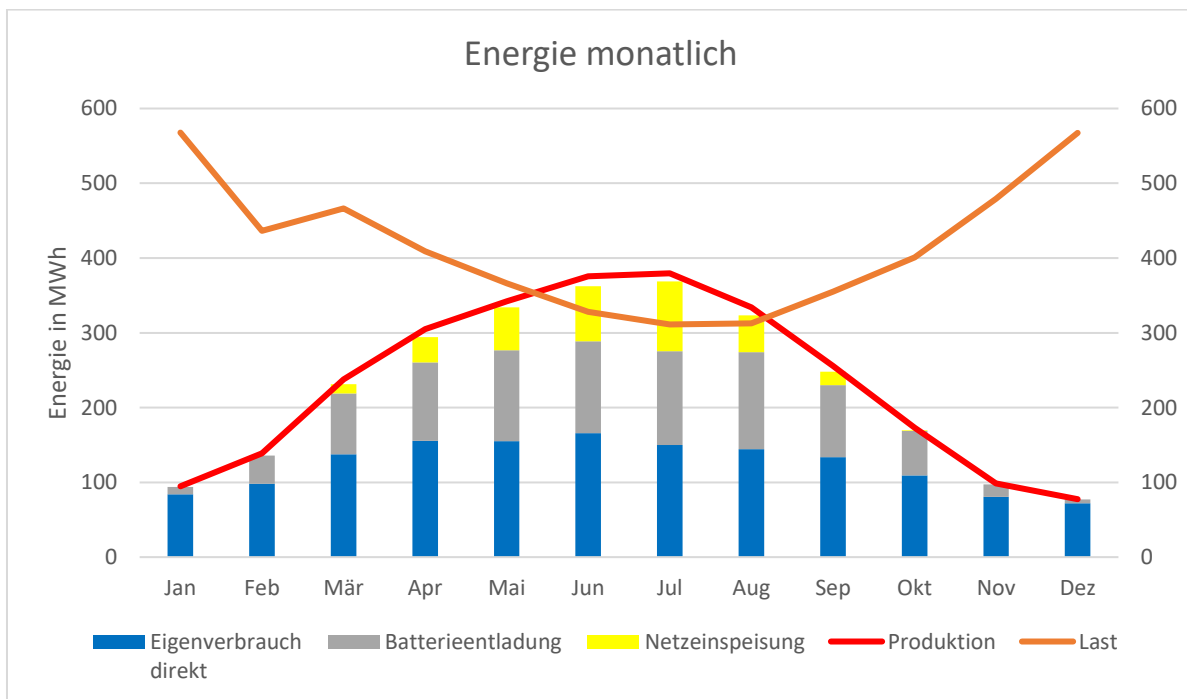
Das Ziel des Projektes wäre damit erfüllt.

Abbildung 4: Jährliche Anteile der Absatzkanäle - Methodik und Darstellung: Tool BFH - Eingaben: Wandu Energie AG



Aus Sicht der Machbarkeitsstudie ist die Dimensionierung der Anlagen damit zielführend.

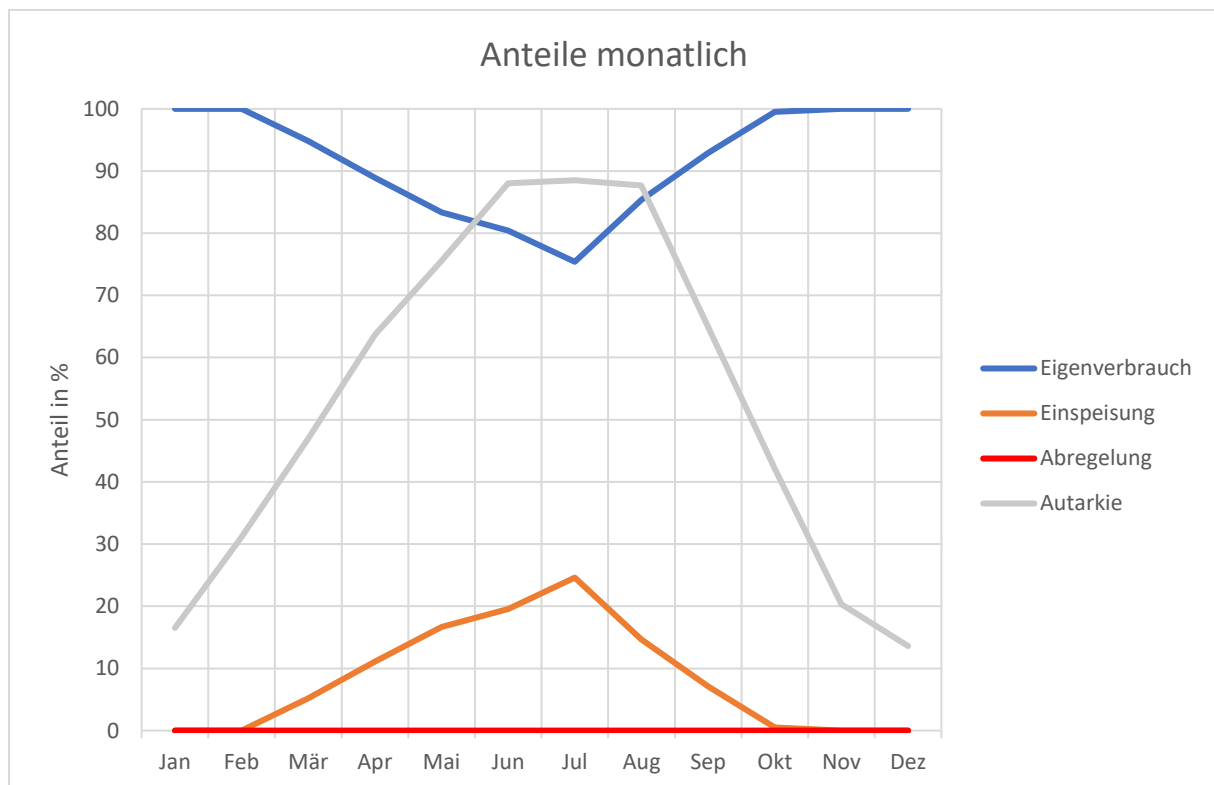
Abbildung 5: Monatswerte der Ertragsabschätzung - Methodik: Tool BFH – Eingaben und Darstellung: Wandu Energie AG



Aus Systemsicht sind aber für die weitere Projektentwicklung folgende Herausforderungen zu beachten:

- Bei der vorgestellten Dimensionierung ist die Auslastung der Batterie bei nur etwa 50%. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist diese Auslastung zu gering. Ziel wäre mindestens 1 Zyklus pro Tag zu erreichen.
- Das Zusammenspiel der verschiedenen Verbrauchs- und Produktionscharakteristiken in den verschiedenen Trafokreisen muss genauer betrachtet werden.
- Die Situation in den Wintermonaten November bis Januar ist – aus Systemsicht - mit 13-20% Autarkiegrad unbefriedigend.

Abbildung 6: Anteil Absatzkanäle in Prozent - Methodik und Darstellung: Tool BFH - Eingaben: Wandu Energie AG



Mit dieser Auslegung der Anlagen resultieren im Sommer keine Abregelungen aus Sicht der Netzebene 7. Das ist positiv für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Auswirkung der Einspeisung auf Netzebene 5 mit maximal 25% im Juli ist aber mit Unsicherheit behaftet: Die Kapazität der Netzebene 5 und höherer Netzebenen konnte im Rahmen der Machbarkeitsstudie nicht betrachtet werden. Dazu kommen wirtschaftliche Herausforderungen. Wird der Strom am Markt abgesetzt, ist davon auszugehen, dass dieser auf ein hohes Angebot bei eher tieferer Nachfrage stossen wird und damit zu geringen oder sogar negativen Preisen abgenommen würde. Kann der Strom direkt vermarktet werden, an z.Bsp. grössere Verbraucher in Köniz kann dieses Risiko vermindert werden. Wie sich die Nachfrage im Sommer in Zukunft verändern wird (z.Bsp. Klimaanlage), ist durch diese Machbarkeitsstudie nicht abzuschätzen.

Der Autarkiegrad von 15-20% in den Wintermonaten scheint auf den ersten Blick gering. Betrachtet man die absoluten Zahlen aus der Ertragsabschätzung ergibt sich ein Netzbezug von 300 bis etwa 490 MWh pro Monat. Werden diese Werte pro Person auf die ganze Schweiz skaliert, reichen die Kapazitäten aus Speicher- und Laufwasserkraftwerk für die Monate Dezember und Januar nicht aus, um über die Systemgrenze Schweiz eine Autarkie von 100% zu erreichen. Addiert man die

erneuerbaren thermischen Kapazitäten, resultiert aber ein positiver Saldo über alle vier Wintermonate.

Tabelle 8: Skalierung des Winterbezuges des Modelldorfes auf die Systemgrenze Schweiz

Monat	Netzbezug Total (MWh)	Netzbezug pro Person (MWh) ¹	Skaliert auf die ganze Schweiz (GWh) ²	CH-Wasserkraft (GWh) ³	Differenz (GWh)	Thermisch (GWh) ⁴	Saldo (GWh)
Nov	382	0.382	3'056	3377	321	315	636
Dez	490	0.49	3'920	3103	-817	326	-491
Jan	474	0.474	3'792	3228	-564	344	-220
Feb	300	0.3	2'400	2654	254	305	559
Total	1'646	1.65	13'168	12'362	-806	1'290	484

¹ Mittelhäusern: 1'000 Einwohnende

² Schweiz: 8'000'000 Einwohnende

³ Quelle: Energiedashboard des Bundes 2025

⁴ Quelle: Energiedashboard des Bundes 2025

Die Skalierung des Energieverbrauches pro Person in Mittelhäusern auf die ganze Schweiz kann nicht unkritisch erfolgen. Denn heute erwartet die aktuelle Forschung ein Winterdefizit in der Schweiz von je nach Schätzungen 5 – 15 TWh pro Jahr. Dass die Skalierung aus Mittelhäusern dennoch für die ganze Schweiz reichen würde, könnte verschiedene Gründe haben. Der Verbrauch nach Sektoren (Haushalte, Industrie, Dienstleistungen) kann eher ausgeschlossen werden, weil Mittelhäusern mit dem Institut für Virologie einen hohen Anteil «Industrieverbrauch» hat. Wahrscheinlicher liegt die Ursache an der Höhe des Stromverbrauches pro Kopf in Mittelhäusern. Bei Zielerreichung würde dieser bei 5 MWh pro Person liegen. Dieser Wert liegt 20% - 35 % unter den Erwartungen der Energieperspektiven 2050. Die Energieperspektiven erwarten – je nach Bevölkerungsentwicklung - einen Stromverbrauch pro Kopf von 6 – 8 MWh pro Person (BFE, 2022). Dennoch liegt der Schlüssel für die ausreichende Versorgung mit Winterstrom in diesen Zusammenhängen: Der Wärmeverbrauch in Mittelhäusern basiert zu etwa einem Drittel auf Biomasse. Damit «schont» der Wärme Mix in Mittelhäusern den Stromverbrauch. Diese Lösung ist aber nicht skalierbar auf die ganze Schweiz, weil das Biomassepotential zu gering ist. Dennoch liegt im Wärme- und Kältebedarf der Gebäude das grösste Effizienzpotential der Schweiz (aeesuisse, 2022). Durch effiziente Gebäude und Gebäudehüllen, kluge Raumplanung für thermische Netze und differenzierte Wahl der Energieträger (Gewässer, Abwärme, Geothermie) kann dieses Potential genutzt werden. Aus Sicht der Machbarkeitsstudie kann in Kombination mit weiteren Massnahmen (winteroptimierte Photovoltaik, Windkraft, grenzüberschreitender Handel) damit auch eine Resilienz für die Wintermonate aufgebaut werden.

4.4. Wärmeversorgung

4.4.1. Ziel

Die noch bestehenden 75 Öl- und Elektroheizungen innert drei Jahren zu dekarbonisieren, ist wirtschaftlich und politisch nur sehr schwer zu erreichen. Die nicht amortisierbaren Kosten wären sehr hoch. Im Rahmen des Forschungsprojektes soll aber genügend Strom in Mittelhäusern gewonnen werden, damit die heute noch fossil betriebenen Heizungen in Zukunft mit Wärmepumpen ersetzt werden könnten. Ob die Hausbesitzenden auf Biomasse oder Wärmepumpen setzen, wird als vernachlässigbar eingestuft.

4.4.2. Ausgangslage

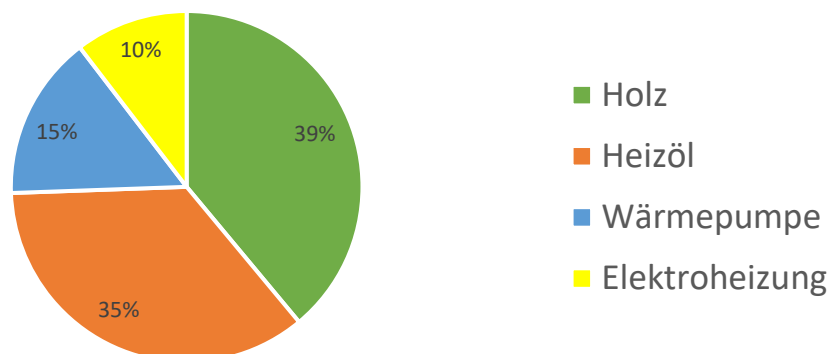
Die Wärmeerzeugung in Mittelhäusern ist gemäss Eidgenössischem Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) per Frühling 2025 wie folgt:

Tabelle 9: Heizungssysteme in Mittelhäusern, Quelle: GWR Gemeinde Köniz

Heizung	Anzahl
Elektroheizung	26
Heizöl	49
Holzpellets	80
Holzsplitzel	16
Stückholz	34
Wärmepumpe Erdsonde	26
Wärmepumpe Luft/Wasser	17
Total	248

Die Anteile der Leistung der verschiedenen Wärmeerzeuger setzen sich wie folgt zusammen.

Tabelle 10: Anteile der Heizsysteme in Mittelhäusern nach Leistung (Quelle: Gemeinde Köniz)



Betrachtet man die Leistung der verschiedenen Heizsysteme, sind mit Holz und Wärmepumpen bereits 55% der Haushalte mit erneuerbaren Energien versorgt. Die restlichen 45% bestehend aus Heizöl und Elektroheizung umfassen noch rund 75 Anlagen.

Die gesetzlichen Grundlagen im Kanton Bern sind so ausgelegt, dass die Elektroheizungen bis Ende 2031 ersetzt werden müssen und wahrscheinlich der Grossteil der Ölheizungen am Ende ihrer Lebensdauer mit einer erneuerbaren Lösung ersetzt werden.

4.5. Mobilität

4.5.1. Ziel

Die bestehenden Fahrzeuge innert drei Jahren zu dekarbonisieren, ist wirtschaftlich und politisch nur sehr schwer zu erreichen. Die nicht amortisierbaren Kosten wären sehr hoch. Im Rahmen des Forschungsprojektes soll aber genügend Strom gewonnen werden, um die heute noch fossil betriebenen Fahrzeuge in Zukunft mit Elektroautos zu ersetzen.

4.5.2. Ausgangslage

Der durchschnittliche Schweizer Haushalt verbraucht rund 84l Treibstoff pro Monat. (SRF, 2022). Auf Mittelhäusern würde das näherungsweise bedeuten:

360	Haushalte
360'000	Liter Treibstoff pro Jahr
3'600	MWh pro Jahr

Schätzungsweise sind heute in Mittelhäusern rund 20 private Elektroautos inkl. Elektroladestationen in Betrieb. In der Siedlung Strassweid verfügen die vier Einstellhallen bereits über die Grundinfrastruktur für die Ladestationen, so dass 60 Stellplätze rasch und günstig mit Ladestationen erschlossen werden könnten.

4.5.3. Potential

Die Bevölkerung von Mittelhäusern interessiert sich für Elektromobilität (vgl. Umfrage im Anhang). Würden die rund 300 PKWs in Mittelhäusern durch Elektroautos ersetzt, würde der Bedarf rund 1'300 MWh pro Jahr betragen, weil der Wirkungsgrad des Elektroautos rund drei Mal höher ist als der Verbrennungsmotor (BMUV, 2021).

Allerdings steht auch hier der Umgang mit den Restwerten des bestehenden Fahrzeugparks im Vordergrund. Um innert drei Jahren eine Flotte aufzubauen, die namhaft zur Vermarktung des vor Ort produzierten Stromes beiträgt und Erkenntnisse für die Modell-Betrachtungen liefert, braucht es eine grössere Anzahl an Fahrzeugen. Dass hierfür ein Sponsor gefunden wird, ist nicht auszuschliessen, liegt aber ausserhalb des Rahmens der Machbarkeitsstudie.

4.5.4. Auslegung

Für die Umsetzung wird empfohlen, dass alle Ladestationen angesteuert werden können für ein aktives Lastmanagement. Es wird empfohlen, dass die Ladeleistung zuerst gedrosselt wird auf z.Bsp. 11 kW und steuerbar ist. Ergänzt mit tariflichen Anreizen wird die Elektromobilität damit für die Netzbelastung planbarer. Sobald vertiefte Kenntnisse über die Lastflüsse gewonnen sind, können marktnahe Ansätze wie dynamische Tarife vorgesehen werden, um das Potential besser nutzen zu können.

Das aktive Lastmanagement kann mit einer Steuerung via API online erfolgen, wie es die EKZ im Projekt Ortsnetz aufzeigen konnte (vgl. Kapitel 4.6).

4.6. Produktions- und Lastmanagement

4.6.1. Ziel

Die Produktion, Speicherung und der Verbrauch des gewonnenen Stromes müssen messbar und steuerbar sein, um die Flexibilitäten zu nutzen und damit das Netz effizient zu betreiben. Daraus soll ein wirtschaftlicher Mehrwert generiert werden können.

4.6.2. Ausgangslage

Unter aktivem Produktions- und Lastmanagement wird die gezielte Steuerung der Produktion und der Nachfrage verstanden. Ziel der Steuerung ist die Vermeidung von Produktions- oder Nachfragespitzen und damit einen effizienteren Betrieb. Das aktive Management wird auch eingesetzt, um den Anteil selbstverbrauchten Stromes in der LEG zu erhöhen und damit deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern.

Die summarische Lastgangmessung der Ortschaft Mittelhäusern für die Netzebenen 5 bis 7 liegt heute nicht vor. Die Daten werden erst nach Abschluss des Smart Meter-Rollouts verfügbar sein. Die

Machbarkeitsstudie geht daher von Schätzungen aus. Der Tagesverbrauch wird in Mittelhäusern im Durchschnitt auf rund 10 – 15 MWh geschätzt bei Leistungen von 0.3 – 2 MW Spitzen.

Das IVI ist auf Netzebene 5 angeschlossen mit eigenem Trafo und eigener Notstromversorgung.

4.6.3. Potential

Werden die Ziele für Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpen erreicht, wird das Potential für ein aktives Netzmanagement wie folgt geschätzt:

Tabelle 11: Geschätztes Potential für aktives Netzmanagement

Photovoltaik	2'500 kW
Elektromobilität	1'800 kW
Wärmepumpen	2'400 kW
Batteriespeicher	2'500 kW

Alle Technologien können durch eine Steuerung dazu beitragen, Spitzen im System zu vermeiden und damit einen effizienteren Betrieb zu ermöglichen.

4.6.4. Auslegung

*Auszug aus dem «Kurzbericht Steuerungskonzept im Energieverbund Mittelhäusern» (vgl. Anhang)
Verfasserin: EKZ Engineering Netzdienstleistungen*

In diesem Bericht wird die direkte Einflussnahme von Stromeinspeisung und -bezug in das Niederspannungsnetz von Mittelhäusern untersucht. Diese soll durch aktive Regelung des Leistungsflusses geschehen, indem die Leistung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf der einen und Erzeugungsanlagen auf der anderen Seite beeinflusst wird. Konkret wird ein Konzept für eine Steuerung entworfen, das im Prinzip folgende Anlagentypen integrieren kann, wenn sie die technischen Anforderungen erfüllen:

- Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)
- Ladesäulen für Elektrofahrzeuge
- Speichereinrichtungen, insbesondere Batteriespeichersysteme
- Elektrische Wärmeerzeuger (Wärmepumpenheizungen)

Das System soll möglichst viele denkbare technische und wirtschaftliche Anwendungen ermöglichen. Für einen lokalen Energieverbund bieten sich folgende Chancen:

- Verhinderung von Netzausbaukosten durch Glättung der Lastspitzen
- Ermöglichung des Anschlusses weiterer PV-Anlagen ohne Netzausbau abwarten zu müssen
- Verringerung der Strombezugskosten durch Erhöhung des Eigenverbrauchs
- Verringerung von Produktions- und Lastspitzen bei allfälligen Leistungspreisen («Peak Shaving»)
- Verhinderung von Einspeiseleistung bei negativen Strompreisen (Voraussetzung: zeitvarianter Einspeisetarif)
- Optimierung der Stromkosten durch Bezug und Einspeisung zum richtigen Zeitpunkt bzw. Teilnahme am Stromhandel («Arbitrage»)
- Verkauf von Regelernergie (in Pool mit weiteren Anlagen)
- Bereitstellung von Flexibilität an den übergeordneten Verteilnetzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen (erst zukünftig denkbar)

Die Beeinflussung des allgemeinen Stromverbrauchs an den Hausanschlüssen ist nicht Bestandteil des Konzepts. Auch Alternativen zur Beeinflussung des Leistungsflusses im Netz, zum Beispiel die Steuerung des Kundenverhaltens auf Basis zeitvarianter («dynamischer») Tarife oder die direkte Steuerung grösserer Verbrauchseinrichtungen im Haushalt sind nicht Bestandteil dieser Untersuchungen, sollen aber für zukünftige Konzepte nicht ausgeschlossen werden.

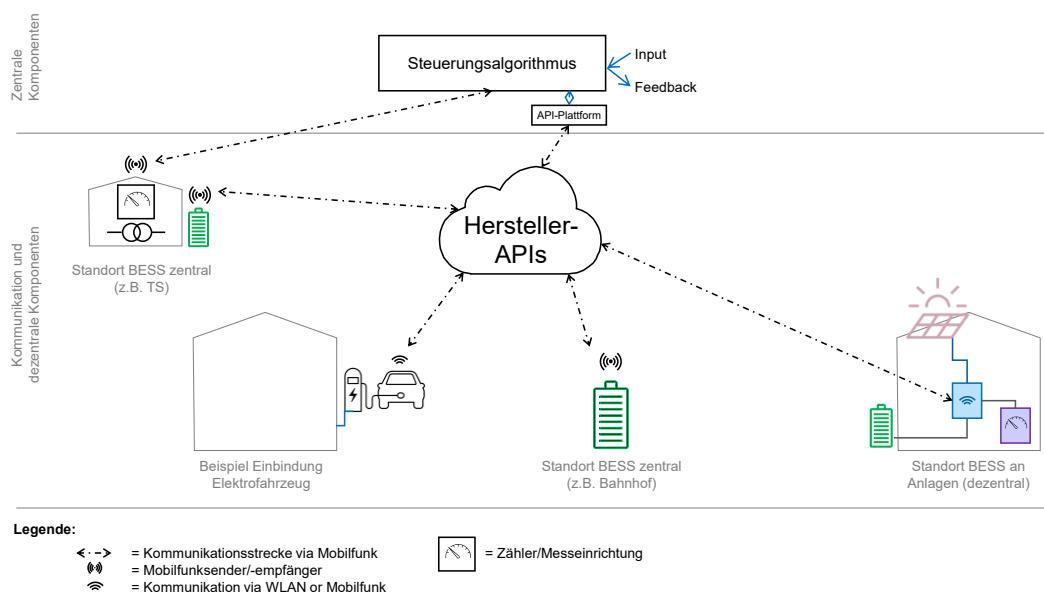
Empfehlung für Steuerung

Es wird davon ausgegangen, dass in einer ersten Phase zunächst die Wechselrichter der PV-Anlagen sowie Batteriespeicher Teilnehmer im Steuerungssystem sind. Es wird empfohlen, auch das Laden von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpenheizsystemen zu integrieren.

Generelles Konzept

Moderne Wechselrichter können Ihre Momentanleistung auf Basis erhaltener Signale stufenlos einstellen. Sie erhalten einen Sollwert von der Steuereinheit und stellen sicher, dass dieser beim separat verbauten Zähler unter Berücksichtigung des lokalen Verbrauchs eingehalten wird. Abbildung 7 zeigt eine Übersicht des Konzepts mit technischen Elementen und Anlagen.

Abbildung 7: Visualisierung des vorgeschlagenen Steuerungskonzepts Quelle: EKZ Netzdienstleistungen



Der Steuerungsalgorithmus, der ggf. direkt vom Betreiber der API-Plattform bereitgestellt werden kann, verarbeitet externe Informationen (Input), die zur Einhaltung der Ziele des Energieverbunds relevant sind, z.B. Wetterprognosen, Verbrauchsprognosen, Bedarf des Regelleistungsmarktes, Preise, Aufnahmekapazität bzw. Flexibilitätsbedarf des Verteilnetzes. Die vorgeschlagene Infrastruktur mit Anbindung über API mittels Mobilfunks ermöglicht prinzipiell eine Messung, Verarbeitung und Steuerung in Echtzeit. Stellt der Zeitverzug eine kritische Grösse dar, sollte die Kommunikationslösung im Hauptprojekt vertieft evaluiert werden.

Sensorik

Es wird empfohlen, separate Zähler an den Anschlussobjekten mit PV-Anlage, welche mit dem Wechselrichter verbunden sind, zu installieren (Beispiel «Smart Power Sensor» DTSU666 von Huawei). Diese erfassen die für eine Steuerung benötigten Daten und ermöglichen es, die bereits im Wechselrichter hinterlegten Funktionen zu nutzen.

Aktorik

Die Lastaufnahme der angesteuerten Anlagen wird direkt beeinflusst, indem ein Sollwert vorgegeben wird. Bei modernen Wechselrichtern von PV-Anlagen oder den Managementsystemen von Batteriespeichersystemen ist dies standardmässig ab Werk möglich.

Der Wechselrichter an der PV-Anlage oder dem Batteriesystem reguliert die Leistungsabgabe so, dass am zusätzlich verbauten Zähler der vorgesehene Sollwert eingehalten wird. Die Verbindung zwischen Wechselrichter (Aktor) und Zähler (Sensor) erfolgt zum Beispiel über ein RS485-Kabel.

Kommunikation

Die zu beeinflussenden Anlagen werden via Internet-API über einen Integrator angesteuert, der die APIs verschiedener Hersteller zusammenführt. Der Zugang zur API kann je nach Verfügbarkeit über eine bestehende Verbindung (Ethernet, WLAN) oder eigens installiertem Mobilfunkrouter realisiert werden. Sollen Messdaten des Verteilnetzes in der Steuerung berücksichtigt werden, werden diese vermutlich indirekt über den Netzbetreiber verschickt, da er der Eigentümer des Verteilnetzes und somit Dateneigentümer ist. Insofern muss dort der Datenaustausch in der weiteren Projektentwicklung spezifiziert werden.

4.7. Kosten

*Auszug aus dem «Kurzbericht Steuerungskonzept im Energieverbund Mittelhäusern» (vgl. Anhang)
Verfasserin: EKZ Engineering Netzdienstleistungen*

Im Folgenden werden die Kosten der verschiedenen Bestandteile aufgelistet, die eine quantitative Auswertung ermöglichen. Dabei handelt es sich um Erfahrungswerte aus der Durchführung von eigenen Projekten als auch um Abschätzungen. Ausserdem wird zwischen Investitions- und Betriebskosten unterschieden.

Mit folgenden einmaligen Kosten kann gerechnet werden:

Tabelle 12: Grössenordnung der Investitionen für Messung, Kommunikation und Steuerung

	Materialkosten	Installation	Total
Installation zusätzlicher Zähler am HAS und Konfiguration Wechselrichter	150 CHF	350 CHF	500 CHF
Installationskosten für Kommunikationseinheiten	150 CHF	250 CHF	400 CHF
Einrichtung Steuerung*	-	50'000 CHF	50'000 CHF

HAS=Hausanschluss

*bei Verwendung einer bestehenden Lösung, für eigens entwickelte Anwendungen ist mit dem 3-5-fachen zu rechnen

Die Einrichtung der Steuerung beinhaltet die Kosten für die Anbindung der Anlagen über API, die Implementation von Peak-Shaving gemäss den lokalen Limiten sowie die Anbindung des Pooling-Anbieters für die Vermarktung der Regelleistung. Es handelt sich dabei um einen Sockelbetrag, der in allen Szenarien, in denen die Steuerung vorgesehen ist, für die initiale Einrichtung berücksichtigt werden muss. Handelt es sich um eine am Markt verfügbare Lösung, die die anzusteuern den Anlagentypen unterstützt, ist der Aufwand für die Einbindung der einzelnen Anlagen vernachlässigbar. Bei Lösungen per Mobile App kann dies von den Betreibern der Anlagen einfach selbst durchgeführt werden.

Für eine Vollkostenrechnung über den gesamten Lebenszyklus der Anlage kann von einer technischen Lebensdauer der Mess- und Steuereinrichtungen von 15 Jahren ausgegangen werden.

Mit folgenden laufenden Kosten muss gerechnet werden:

Tabelle 13: Grössenordnung der wiederkehrenden Kosten für Messung, Kommunikation und Steuerung

Jährliche Kosten	
Kosten je Kommunikationseinheit	60 CHF / Jahr
Lizenz- und Wartungsgebühr für Steuerungsanbieter (API)	5'000 CHF / Jahr
Netzabgaben für das Laden der Batterie bei zentralem Batteriestandort innerhalb LEG (mit 40% Rabatt auf NE7 oder 20% Rabatt, wenn übergreifend von NE7 auf NE5)	Je nach Konfiguration & Betrieb

5. Organisation und Finanzierung

Für die verschiedenen Projektschritte und die unterschiedlichen Rollen der teilnehmenden Akteure sind diverse Organisationsformen möglich. Eine der möglichen und sinnvollen Varianten für den Bau und Betrieb der PV-Anlagen, der Batteriespeicher und entsprechender Steuerung und Verwaltung wäre die Gründung einer Aktiengesellschaft «Energieverbund Mittelhäusern AG». Diese finanziert ihre Investitionen durch ihr Aktienkapital. Hierfür wurden erste Gespräche mit möglichen Investoren geführt, die sich interessiert gezeigt hatten. Ebenfalls wurden erste Gespräche geführt, um die Bewohnenden von Mittelhäusern für eine Bürgerbeteiligung zu gewinnen. Hierfür konnten bereits erste Absichtserklärungen unterzeichnet werden mit interessierten Bewohnenden von Mittelhäusern.

Die Vorteile einer Aktiengesellschaft sind:

- **Klare Organisationsform**
Der Verwaltungsrat ernennt eine Geschäftsleitung. Diese bezieht die nötigen Leistungen von Drittanbietern oder erbringt sie selber. Die Leistungen umfassen die Finanzierung, die Planung, den Verkauf, den Bau, den Betrieb und die administrativen und rechtlichen Arbeiten.
- **Zugang zu Finanzierungen**
Für die Finanzierung werden Investoren und Sponsoren benötigt. Damit diese Anspruchsgruppen ihren Interessen gemäss eingebunden werden können, bietet sich eine Aktiengesellschaft an. Für die Investoren ist der Erwerb von Aktien gängige Praxis. Sponsoren erhalten Know-how und Publizität in einem neutralen Gefäss.
- **Einfache Möglichkeit für Bürger:innenbeteiligung**
Die Einbindung der Bevölkerung ist zentral für den nachhaltigen Erfolg dieses Projektes. Mit dem Kauf von Aktien können sich die Einwohnenden von Mittelhäusern in einfacher Weise am Projekt beteiligen und Verantwortung übernehmen.
- **Betriebswirtschaftliche Synergien**
Eine Aktiengesellschaft kann betriebswirtschaftliche Synergien nutzen, die einzelne Anlagenbetreiber nicht erreichen. Die Bewirtschaftung eines ganzen Portfolios an Anlagen bietet im Bau, Betrieb und Vermarktung Möglichkeiten zur Optimierung der Kosten.
- **Einfach zu kommunizieren**
Gegenüber allen Anspruchsgruppen ist es einfacher, eine Aktiengesellschaft zu positionieren als z.Bsp. eine lose Interessensgruppe.

Die Nachteile sind

- **Gründungskosten**
- **Neue Akteurin**
Die Reputation muss erst aufgebaut werden
- **Einfluss**
Die Ziele des Projektes können je nach Interesse der teilnehmenden Geldgeber anders gewichtet werden.

Um die nicht amortisierbaren Mehrkosten zu finanzieren (vgl. Kapitel 7), wurde das Bundesamt für Energie angefragt. Leider wurde die Anfrage mit einem negativen Bescheid beantwortet, weil seit Herbst 2024 keine Pilot- und Demonstrationsobjekte mehr unterstützt werden. Für die weitere Projektphase «Projektentwicklung» ist darum die Finanzierung durch mögliche Partner wie z.Bsp. den Kanton, Verbände oder Stiftungen prioritär.

Sollte die Finanzierung der nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht erfolgreich sein, bietet sich die Umsetzung des Energieverbundes über einen längeren Zeitraum an. Das würde bedeuten, dass in Mittelhäusern zwar kein Modelldorf innert drei Jahren gebaut werden kann. Dem Energieverbund Mittelhäusern steht es aber offen, die vorhandenen Potentiale zu nutzen und zu vermarkten. Dabei wird nach Möglichkeit der Zeitpunkt des Anlagenbaus koordiniert mit einem anfälligen Netzausbau und dem Alter der Dächer. Dieses Vorgehen hätte den Vorteil, dass mit dem erwirtschafteten Kapital durch den Stromverkauf neue Anlagen direkt finanziert werden können. Das würde die Rendite steigern. Es wird davon ausgegangen, dass die beschriebenen Anlagen in Mittelhäusern in den nächsten 10 – 20 Jahren gebaut werden können.

6. Vermarktung

Für die erfolgreiche Vermarktung des Stromes, muss das Produkt entsprechend attraktiv für die Zielgruppen gestaltet werden. Ziel ist es, den Einwohnenden und Betrieben von Mittelhäusern eine günstigere Stromversorgung als bisher anzubieten, damit der Verkauf erfolgreich sein kann und das Produkt nachgefragt wird.

Mit der Einführung der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) ab 2026 stehen neue Vermarktungsmöglichkeiten zur Verfügung. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie konnten erste Kunden gewonnen werden, welche eine unverbindliche Absichtserklärung unterzeichnet haben (vgl. Anhang). Mit der Projektentwicklung können diesen Kunden Lieferverträge für die zukünftige Abnahme zugestellt werden.

Die zu vermarktende Menge Strom beträgt 1'600 MWh. Das sind alle im Rahmen des Projektes vorgesehenen Anlagen, welche auf Netzebene 7 einspeisen. Die Bestandes Anlagen auf Netzebene 7 wurden für die Machbarkeitsstudie nicht betrachtet, ebenso wenig wie die Anlagen des IVI welche für dessen Eigenverbrauch produzieren. Für die weitere Planung innerhalb der Projektentwicklung sollte die Einbindung der Bestandesanlagen vorgesehen werden analog der Vermarktung der neuen Anlagen. Damit würde Netzkapazität frei und potentielle Erträge durch ZEV/vZEV und Eigenverbrauch können gewonnen werden.

In Mittelhäusern werden beim IVI rund 500 MWh pro Jahr produziert und – falls nicht vor Ort verbraucht - auf Netzebene 5 eingespeist. Diese Menge darf gemäss geltendem Gesetz nicht via LEG vermarktet werden. Da ein Grossteil dieser Menge direkt vor Ort als Eigenverbrauch im IVI genutzt wird, scheint es angemessen, diese Menge aus der Betrachtung auszuschliessen (vgl. Kapitel 11.4).

Mögliche Kanäle für die Vermarktung des Stromes sind

- Eigenverbrauch am Ort der Produktion inkl. Zusammenschluss zum Eigenverbrauch und virtuellem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
- Lokale Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) inkl. Batterien
- Markt

Der Eigenverbrauch und der Verkauf am Markt ist gängige Praxis. Die Machbarkeitsstudie geht darum nur auf die LEG ein.

6.1. LEG Mittelhäusern

Die rechtlichen Voraussetzungen für die Gründung einer LEG Mittelhäusern sind erfüllt. Es handelt sich um

Voraussetzung Anschlussleistung

Die Leistung der in der Gemeinschaft eingesetzten Erzeugungsanlagen muss gemäss StromVV Art. 19e mindestens 5 Prozent der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbraucher betragen. Damit soll erreicht werden, dass die LEG eine Mindestleistung ihrer Erzeugungsanlagen aufweisen. In Mittelhäusern ist per Versuchsaufbau davon auszugehen, dass dieser Faktor bei Weitem übertroffen wird.

Der Bau von 1'600 kWp Photovoltaikanlagen würde im Umkehrschluss ein maximum von 32'000 kW Anschlussleistung bedeuten. Das ist ein vielfaches Mehr als die gesamte Leistung aller Trafos in Mittelhäusern zusammen.

Netztopologie

«Die LEG-Mitglieder müssen sich auf einer Netzebene und beim gleichen Netzbetreiber befinden, d.h. es kann LEGs auf der Netzebene 5 oder 7 geben bzw. auf der Netzebene 7 unter Mitbenutzung der Netzebene 5. LEG-Konstellationen mit Teilnehmern, die auf mehr als einer Netzebene angeschlossen sind, sind schon vom Gesetz her ausgeschlossen» (Bericht Revision StromVV, 2025).

Das Verteilnetz kann damit für LEG genutzt werden. Gemäss Entwurf der Verordnung des Bundesrates kann dies mit einem Abschlag von 20% geschehen, weil die Netzebene 5 ebenfalls benutzt wird. Allerdings ist das IVI mit einem Anschluss auf Netzebene 5 von der LEG ausgenommen. Darüber hinaus müssen sich alle Abnehmenden in derselben Gemeinde befinden. Für Mittelhäusern würde das bedeuten, dass auch weitere Abnehmende innerhalb der Netztopologie (aber ausserhalb von Mittelhäusern) für die LEG gewonnen werden dürfen.

6.2. Produktgestaltung

Mit Inkrafttreten des neuen Stromversorgungsgesetzes auf das Jahr 2026 kann die LEG die Stromrechnung an die Endkunden übernehmen (StromVG (neu) Art. 17e Abs 6). Die LEG verrechnet damit auch Teile der Grundversorgung, welche für ihren Betrieb nicht relevant sind (Netz, Grundversorgung, Abgaben und Steuern). Da die Endkunden mit diesem Vorgehen nur eine statt zwei Stromrechnungen erhalten, wird dieses Vorgehen empfohlen.

Der Preis für den gesamten Strombezug wurde in der Machbarkeitsstudie mit einem einfachen Tarif festgelegt auf 21 Rp./kWh exkl. Mwst (inkl. Grundversorgung, Netz, Abgaben und Steuern). Wird mit Dachbesitzenden eine Dachmiete für die Installation einer Photovoltaikanlage vereinbart, wird ihnen der Eigenverbrauch für 20 Rp./kWh exkl. Mwst. angeboten.

Auf einen Grundtarif wird verzichtet. In der weiteren Projektentwicklung ist zu prüfen, ob andere Tariformen eingesetzt werden, um den Verbrauchenden die richtigen Tarifsignale zu geben. Das könnte sein, dass z.Bsp. Nachtstrom zu etwas höherem Tarif verkauft wird, weil die Kosten der Batteriespeicherung abgebildet werden.

Der Verkaufspreis liegt unter dem Standardprodukt der Grundversorgung. Die Kunden haben damit eine Einsparung gegenüber heute.

Die genaue Produktgestaltung und die Aufteilung auf die verschiedenen Komponenten sind im Anhang festgehalten.

Da die LEG diverse Komponenten der Grundversorgung weiter entrichten muss, ist nur ein Teil des Umsatzes tatsächlich betriebsrelevant für den Energieverbund Mittelhäusern.

Für die Absatzmengen werden folgende Potentiale aus der Ertragsabschätzung abgeleitet. Dabei wären 100% der Endverbrauchenden auf Netzebene 7 in Mittelhäusern Kunden des Energieverbundes Mittelhäusern.

Tabelle 14: Potenzielle Absatzmengen pro Vermarktungskanal

	Potential
Eigenverbrauch*	250 MWh
LEG Strom direkt	400 MWh
LEG Strom ab Batterie	800 MWh
Markt	160 MWh

* Der Eigenverbrauch umfasst nur die Standortgebäude der PV-Anlagen. ZEV und vZEV können die Margen erhöhen.

Für einen Haushalt mit 2'500 kWh Jahresverbrauch würde sich eine Einsparung von rund 77 Franken pro Jahr. ergeben. Das entspricht knapp 10% der bisherigen Kosten.

Es wird von einem Anteil LEG Strom von 80% ausgegangen bei 20% Netzbezug. Der Grundtarif für das Netz der Grundversorgung erfährt ebenfalls einen LEG Abschlag von 20%.

6.3. Abrechnung

Mit der Einführung der LEG wird die Netzbetreiberin verpflichtet alle Teilnehmenden innert drei Monaten mit einem Smart Meter auszurüsten. Die Netzbetreiberin wird aufgrund der Smartmeter Daten die Anteile an der Produktion der LEG und die Anteile des Netzbezuges an den Energieverbund Mittelhäusern übermitteln. Der Energieverbund Mittelhäusern kann das Inkasso für die Grundversorgung übernehmen (oder durch einen Drittanbieter beauftragen), damit die Kunden nur eine Stromrechnung erhalten. Ansonsten erhalten sie eine Stromrechnung vom Energieverbund Mittelhäusern und eine Stromrechnung von der Grundversorgung. Doch auch bei ausschliesslicher Rechnungsstellung durch den Energieverbund Mittelhäusern verbleibt der Endkunde unverändert der Schuldner der Grundversorgung. Diese Zuweisung ist wichtig, falls es zu nicht bezahlten Rechnungen kommt.

Der Eigenverbrauch wird gemessen gemäss Kapitel 4.6 und für die Abrechnung übermittelt.

Die Kosten für die Abrechnung sollten aufgrund von Erfahrungswerten nicht mehr als 20 CHF pro Messpunkt und Jahr betragen. Da die LEG zur Zeit der Erstellung dieser Studie rechtlich noch nicht zugelassen ist, konnten keine verbindlichen Angebote von Dienstleistern offeriert werden.

6.4. Argumente für die Vermarktung

Folgende drei Argumente wurden eingesetzt und erfolgreich an Kunden getestet (vgl. Flyer und Offerte im Anhang):

Sauber

Mit Sonnenstrom aus Mittelhäusern und Wasserstrom aus der Schweiz erhalten wir eine klimaneutrale Energieversorgung. In Anwendung mit Elektromobilität und einer nachhaltigen Heizung (z.Bsp. Holz oder Wärmepumpe) wird der gesamte Energieverbrauch klimaneutral.

Sicher

Die regionale Wertschöpfung verringert die Importabhängigkeit und stärkt die Versorgungssicherheit. Der Einfluss internationaler Unsicherheiten und Preisschwankungen wird auf ein Minimum reduziert. Der Energieverbund Mittelhäusern nützt das bestehende Stromnetz. Die Grundversorgung und der stabile Netzbetrieb werden weiterhin durch den Netzbetreiber und die nationale Netzgesellschaft gewährleistet.

Günstig

Der Strom aus Mittelhäusern bringt je nach bestehendem Produkt und Verbrauchsverhalten Einsparungen von etwa 10%.

6.5. Vorgehen

Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass 100% der Endverbrauchenden als Kunden gewonnen werden können. In der Projektentwicklung sollte darum die Umsetzung der Anlagen in Etappen erfolgen. Sobald die erwarteten Absatzmengen pro Etappe erfolgreich vermarktet sind, kann die Etappe gebaut werden.

7. Wirtschaftlichkeit

Die Machbarkeitsstudie betrachtet jeweils alle Anlagen in Mittelhäusern, um die systemischen Zusammenhänge zu verstehen. Volkswirtschaftlich kann aufgrund der oben beschriebenen Gestehungskosten festgehalten werden, dass die Gestehungskosten neuer Photovoltaikanlagen in Kombination mit Speichern nicht zu Mehrkosten führen gegenüber den heutigen Stromkosten. Voraussetzung ist, dass die neuen Anlagen koordiniert und systemdienlich in das bestehende Netz integriert werden, so dass keine unnötigen Mehrkosten im Netz entstehen.

Diese Betrachtungen gelten für den Fall Mittelhäusern und die hiesige Verteilnetzbetreiberin (BKW Power Grid).

Für die betriebswirtschaftliche Betrachtung müssen die Systemgrenzen angepasst werden. Grund dafür ist, dass die Investitionen in Mittelhäusern von unterschiedlichen Akteuren getätigt werden oder bereits in der Vergangenheit investiert wurden. So produzieren z.Bsp. schon bald 900 kWp PV-Anlagen in Mittelhäusern, welche z.T. für den Eigenverbrauch vermarktet werden. Oder es ist gut denkbar, dass von den benötigten 5 MWh Batteriespeicher bereits erste Exemplare in Privatbesitz laufen, aber für das Pilotprojekt nicht zur Verfügung stehen. Die betriebswirtschaftliche Betrachtung schliesst darum nur diejenigen Anlagen ein, welche tatsächlich durch den Energieverbund Mittelhäusern realisiert werden können.

7.1. Investitionen

Die Investitionen werden aufgeteilt in „Investitionen“ und „Nicht amortisierbare Mehrkosten“. Die nicht amortisierbare Mehrkosten fallen an, weil es sich um ein Pilotprojekt handelt und weil zu Forschungszwecken die Anlagen mit zusätzlichen Kapazitäten und/oder zusätzlichem Equipment ausgerüstet werden. Es handelt sich dabei um

- Ersatz des Restwertes von Dächern (mit Altlasten)
- Mehrkosten bei Batteriespeichern aufgrund der dezentralen Ausführungen und der erwarteten zukünftigen Preisentwicklung
- Zusätzliche Investitionen für Forschungszwecke
 - Produktion, welche nicht in der LEG vermarktet werden kann
 - Zusätzliche Mess- & Steuertechnik
 - Grössere Dimensionierung der Speicher
- Projektleitung und Projektentwicklung

Alle Zahlen sind als Grössenordnung zu verstehen und können erst nach einer sorgfältigen Projektentwicklung als belastbar betrachtet werden. Noch offen sind die Kosten für Netzverstärkungen, welche durch den Energieverbund Mittelhäusern getragen werden, und die Monetarisierung der vermiedenen Netzkosten (vgl. Kapitel 4.2)

Tabelle 15: Richtgrösse für die gesamten Investitionen für das Projekt ohne Netzverstärkungen

	CHF
Investitionen	2'405'000
Nicht amortisierbare Mehrkosten	1'220'000
Total	3'625'000

Die Investitionen umfassen folgende Punkte:

Tabelle 16: Investitionen ohne Netzverstärkungen

Bereich	Bemerkung	Lebenszyklus (Jahre)	Investitionen
Photovoltaik	1'600 kWp abzgl. EIV	25	1'440'000
Netzverstärkungen	<i>offen</i>		<i>offen</i>
Speicher	1.6 MW/3.2 MWh	15	640'000
Netzmanagement	25 zusätzliche Zähler & Kommunikationseinheiten & Einrichtung Steuerung	15	75'000
Projektentwicklung & -leitung			150'000
Vorleistungen			100'000
Total			2'405'000

Dazu wird mit etwa folgenden nicht amortisierbaren Mehrkosten gerechnet

Tabelle 17: Nicht amortisierbare Mehrkosten ohne Netzverstärkungen

	Nicht amortisierbare Mehrkosten	Bemerkung
PVA	250'000	Ersatz des Restwertes von Dächern (mit Altlasten)
Netzverstärkungen	<i>offen</i>	
Speicher	480'000	Mehrkosten bei Batteriespeichern aufgrund der dezentralen Ausführungen und der erwarteten zukünftigen Preisentwicklung
Netzmanagement	50'000	Zusätzliche Mess- & Steuertechnik
Projektentwicklung & -leitung	440'000	2 Jahre zu 160 Stellenprozent
Total	1'220'000	

7.2. Laufende Kosten

Tabelle 18: Laufende Kosten

	Betrag	Einheit	Bemerkung
<i>Einkaufskosten</i>			
Dachmiete PVA	0.01	CHF/kWh	
Platzmiete Batteriespeicher	0.01	CHF/kWh	
<i>Betriebsaufwand</i>			
Verwaltung	Pauschal		Geschäftsführung, technischer Betrieb und administrative Arbeiten
Unterhalt Anlagen	0.02	CHF/kWh	Wartung und Unterhalt PVA und Batteriespeicher
Werbeaufwand	Pauschal		

Die Planerfolgsrechnung ist im Anhang abgelegt.

7.3. Fazit

Um die nicht amortisierbaren Mehrkosten zu finanzieren, braucht es einen Sponsor/Geldgeber für 1.22 Mio. CHF. Können diese Mittel gewonnen werden, wird bei einer Investition von etwa 3.6 Mio. CHF eine Eigenkapitalrendite von etwa 2% erwartet (vgl. Planerfolgsrechnung im Anhang).

Sollte die Finanzierung der nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht erfolgreich sein, bietet sich die Umsetzung des Energieverbundes über einen längeren Zeitraum an als die vorgesehenen drei Jahre. Das würde bedeuten, dass in Mittelhäusern zwar kein Modelldorf innert drei Jahren gebaut werden kann. Dafür könnten aber die geleisteten Vorarbeiten genutzt werden. Planung und Bau der Anlagen würden sich über einen längeren Zeitraum von z.Bsp. 15 Jahren erstrecken. Dabei können Synergien genutzt werden beim Dachersatz und beim Netzausbau. Aus finanzieller Sicht können Investitionen in späteren Jahren aus erwirtschaftetem Eigenkapital getätigt werden und die Vermarktung kann jeweils vor den zu tätigen Investitionen erfolgen.

8. Fallbeispiel Grossgschneit

Für die Machbarkeitsstudie wurde der Trafokreis im Weiler «Grossgschneit» genauer betrachtet (Details zum Vorgehen vgl. Anhang).

8.1. Ziel

Ziel der Betrachtung ist es, eine Vorgehensweise zu entwickeln, welche den Verbrauch, die Produktion, die Speicherung und die Verteilung beinhaltet. Dabei sollen aus Systemsicht die kostengünstigste Variante aller machbaren Versionen evaluiert werden. Die Vorgehensweise soll ein Vorgehen skizzieren für die Betrachtung aller anderen Trafostationen in Mittelhäusern.

8.2. Ausgangslage

Die Ausgangslage im «Grossgschneit» umfasst:

- 5 Landwirtschaftsbetriebe
- 8 Haushalte
- Wärmeversorgung 90% Biomasse
- 3 kleinere Ölheizungen
- Potential Elektromobilität: ca. 20 PW zzgl. 5 – 10 Traktoren

Tabelle 19: Perimeter Fallbeispiel Grossgschneit



Tabelle 20: Verbrauch und Produktion Grossgschneit heute und bei Zielerreichung

Verbrauch Heute	Verbrauch Ziel	Produktion heute	Produktion Ziel
• Betriebe • Haushalte	• Betriebe • Haushalte • Elektromobilität • Fossile Wärme ersetzt	3 PV-Anlagen	6 PV-Anlagen (inkl. 3 bestehende)
140 kVA*	170 kVA*	80 kWp*	620 kWp*
200 MWh/Jahr*	290 MWh/Jahr*	80 MWh/Jahr*	620 MWh/Jahr*

*Schätzung

Die technischen Angaben zum Trafo und zu den Leitungen liegen dem Projektteam vor. Aus Sicherheitsgründen dürfen die Angaben zur Netztopologie aber nicht publiziert werden. Der bestehende Trafo und die bestehenden Leitungen müssten aber bei konventioneller Planung ersetzt werden, um das ganze PV-Potential zu erschliessen.

8.3. Umsetzung

Für die optimale Dimensionierung wurden die PV-Anlagen, die Batteriespeicher und das Netz zusammen entwickelt. Dabei wurden vier Szenarien verglichen, um das beste Kosten-/Nutzenverhältnis zu evaluieren:

1) Ohne Batterie

a) Maximaler Netzausbau

Es werden keine Speicher eingesetzt. Das Netz wird so stark ausgebaut, dass alle PVA angeschlossen werden können (Business as Usual)

b) Maximum Curtailment

Es erfolgt kein Netzausbau. Die Einspeisung der PVA wird so stark gedrosselt, dass kein Netzausbau nötig ist. Der Ertragsverlust ist hinzunehmen.

2) Zentrale Batterie

Ein zentraler Batteriespeicher mit Kapazität für ganz Mittelhäusern wird an einem geeigneten Ort realisiert und auf Netzebene 5 angeschlossen. Die Netzverstärkungen im Grossgschneit müssen analog dem Szenario 1a) gemacht werden.

3) Batteriespeicher in Nähe Trafo

In der Nähe zum Trafo wird ein Batteriespeicher erstellt, welcher durch alle PVA im Grossgschneit gleichermassen genutzt wird. Der Trafo muss dabei nicht verstärkt werden. Die Leitungen von den Standorten der PV-Anlagen zum Trafo müssen verstärkt werden.

4) Dezentrale Batterie

Pro PV-Anlage werden jeweils auch Batteriespeicher direkt bei den Anlagen realisiert. Die Leitungen zum Trafo und der Trafo müssen nicht verstärkt werden.

Bei der Optimierung der verschiedenen Variablen stehen sich gegenüber

- die Kosten für die Netzverstärkungen
- die zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeiten durch Batteriespeicher
- die Mehrkosten von kleineren Batterien gegenüber grösseren Batterien
- die Erhöhung des Eigenverbrauches durch Batteriespeicher vor Ort
- die zunehmende Komplexität von Planung, Steuerung und Vermarktung von dezentralen Anlagen
- der Umgang mit dem Restwert nicht amortisierter Anlagekosten

Da Mittelhäusern als Modell für die Schweiz entwickelt werden soll, werden auch die Netzverstärkungen betrachtet, welche durch die Netzbetreiberin getragen werden müssten, obwohl hier noch keine Lösung vorliegt für die Monetarisierung der vermiedenen Netzkosten.

Für den Betrieb der Anlagen wurden folgende Prämissen festgelegt:

- Der Betrieb erfolgt durch die Energieverbund Mittelhäusern AG
- Der Eigenverbrauch vor Ort soll optimiert werden
- Die Batteriespeicher werden für Arbitrage für die LEG Mittelhäusern eingesetzt
- Die Netzbetreiberin (BKW Power Grid) darf eingreifen und z.Bsp. die Leistungen drosseln

8.4. Vergleich der Varianten

8.4.1. Ausschluss Variante 1.b) und Variante 3)

Bei der Bearbeitung der Varianten wurden Variante 1.b) und Variante 3) ausgeschlossen. Variante 1.b) hatte schlichtweg zu hohe Verluste und die Rendite war nicht mehr gegeben. Die Entscheidung wurde unter der Annahme getroffen, dass eingespeister Strom immer einen Wert hat. Das könnte sich durchaus ändern in Zukunft, wenn Marktpreise von Null oder Negativ von den Netzbetreibern an die Betreibenden weiter gegeben werden.

Variante 3) wurde verworfen, weil der Trafo als HEB-Mastsystem in der Landwirtschaftszone steht. Ein Batteriespeichersystem für die erforderlicher Grösse müsste in unmittelbarer Nähe erstellt werden. Um hierfür eine Bewilligung für eine stationäre Baute innert nützlicher Frist zu erhalten, wurde als nicht realistisch eingestuft.

8.4.2. Vorgehen

Das Vorgehen für die technische Dimensionierung ist im Anhang beschrieben.

Die Investitionen für die verschiedenen Szenarien wurden erhoben und in Planerfolgsrechnungen betrachtet. Damit konnten die Grössenordnungen und die Zusammenhänge diskutiert werden. Die Diskussion zeigte, dass für die optimale Auslegung eine Mischform der Szenarien resultiert auf Basis des Szenarios «Dezentrale Batterien». Es können aber erst mit einer weiterführenden Planung belastbare Zahlen ermittelt werden. Publiziert werden darum qualitative Angaben, um die Zusammenhänge aufzuzeigen.

8.5. Resultate

Investitionen

Die Investitionen werden in diesem Vergleich entweder durch den Energieverbund Mittelhäusern getragen oder durch die Netzbetreiberin (BKW Power Grid). Um eine Systemsicht einzunehmen, werden alle Kosten aufgelistet. Die Investitionen der Netzbetreiberin fliessen aber nicht in die Planerfolgsrechnung ein. Das wäre nicht realistisch abzubilden.

Tabelle 21: Investitionen der drei Szenarien

	Ohne Batterie	Zentrale Batterie	Dezentrale Batterie
Investition Energieverbund Mittelhäusern	PV Netzverstärkung PV	PV Netzverstärkung PV	PV -
	-	Batteriespeicher	Batteriespeicher
	-	Steuerung	Steuerung
		Netzverstärkung BESS	
Investition Netzbetreiberin	Netzverstärkung PV	Netzverstärkung PV	-
		Netzverstärkung BESS	
Total	Mittel	Hoch	Tief

PV: Photovoltaik

BESS: Batterie-Energiespeichersystem

Im Szenario «Zentrale Batterie» fallen die höchsten Investitionen an. Neben der Photovoltaik fallen auch Kosten für den Batteriespeicher an. Beide Anlagen ziehen Kosten für Netzverstärkungen nach sich. Die Netzverstärkungen für die PV betreffen die Leitungen, die Trafostation und Arbeiten auf der Netzebene 5. Die Kosten für die Netzverstärkungen werden gemäss heute gültigen Regulatorien

geteilt getragen durch den Energieverbund Mittelhäusern und die Netzbetreiberin (BKW Power Grid). Die Investitionen für die Anschlussleitungen ab Verknüpfungspunkt entfallen auf den Energieverbund Mittelhäusern. Die verbleibenden Kosten werden durch die Netzbetreiberin getragen.

Der zentrale Batteriespeicher muss von der geplanten Grösse her auf Netzebene 5 angeschlossen werden. Hier fallen erneut Kosten für Netzverstärkungen an, die ebenfalls durch beide Parteien in Abhängigkeit der Netztopologie finanziert werden müssen.

Die Investitionen für mehrere dezentrale Batteriespeicher sind zwar höher als für einen einzelnen zentralen Batteriespeicher. Die Mehrkosten sind aber geringer als die Mehrkosten für die nötigen Netzverstärkungen in den anderen Szenarien.

Planerfolgsrechnung

Tabelle 22: Qualitative Erfolgsrechnung der drei Szenarien

	Ohne Batterie	Zentrale Batterie	Dezentrale Batterie
Ertrag	Tief	Mittel	Hoch
Aufwand	Tief	Mittel	Hoch

Die Planerfolgsrechnung für die verschiedenen Szenarien zeigt, dass sowohl Ertrag als auch Aufwand mit der Verwendung von Batteriespeichern zunehmen. Denn mit den Batteriespeichern können zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten erschlossen werden. Der Absatz für den Eigenverbrauch vor Ort und der Absatz in der LEG können damit gesteigert werden.

Der Ertrag im Szenario «Dezentrale Batterien» fällt am höchsten aus. Grund dafür ist, dass der Eigenverbrauch an den sechs Standorten der Anlagen bedeutend gesteigert werden kann. Da die Landwirtschaftsbetriebe nicht unbeträchtliche Strommengen benötigen, kann der Ertrag damit merklich erhöht werden. Die Vermarktung als Eigenverbrauch erzielt die höchste Marge.

Der Aufwand nimmt mit dem Einsatz von Batteriespeichern ebenfalls zu. Der Mehraufwand ist auf den Unterhalt und Betrieb der Speicher zurückzuführen. Dass der Aufwand im Szenario «Dezentrale Batterien» am höchsten ist, liegt daran, dass die dezentralen Batterien in der Summe mehr kosten als ein einzelner zentraler Batteriespeicher. Damit nehmen auch Unterhalt und Wertverlust proportional zu.

Rendite

Tabelle 23: Qualitative Rendite der drei Szenarien

	Ohne Batterie	Zentrale Batterie	Dezentrale Batterie
Rendite Energieverbund MH	Normal	Gering	Gering

Die Rendite ist am höchsten für das Szenario «Ohne Batterie». Grund dafür ist, dass die Batterien zwar zusätzliche Absatzmöglichkeiten schaffen, die Mehrinvestitionen zum heutigen Zeitpunkt aber diese Erträge wieder ausgleichen. Sinken die Batteriepreise weiter, wird sich diese Situation ändern und die Szenarien mit Batterien gewinnen an Attraktivität.

8.6. Weiteres Vorgehen & Diskussion

Für die weitere Projektentwicklung wird empfohlen, die Variante «Dezentrale Batterie» zu verfolgen und mit Elementen aus den anderen Szenarien zu ergänzen. Diese Variante wird hier ausgeführt. Die komplexe Situation kann aber erst mit einer Detailplanung abschliessend bewertet werden.

Tabelle 24: Dimensionierung Photovoltaik (PV) und Batteriespeicher für Fallbeispiel Grossgschneit

	Leistung PV (kWp)	Leistung Speicher (kW)	Energie Speicher (kWh)	Energie PV (MWh)
PVA 1	110	73	182	110
PVA 2	110	73	182	110
PVA 3	60	40	99	60
PVA 4	153	101	252	153
PVA 5	84	55	139	84
PVA 6	109	72	180	109
Total	626	413	1'033	626

Es scheint möglich, dass mit einer koordinierten Planung eine wesentlich grössere Menge PV-Strom ins Netz integriert werden kann, als es bis anhin möglich war. Grund dafür ist die Preisentwicklung der Batteriespeicher und die von der Berner Fachhochschule entwickelte Planung für die Systemintegration der PV-Anlagen (vgl. Bucher, 2023). So kann im Grossgschneit theoretisch eine Leistung von 626 kWp PV-Anlagen mit einem Speicher von etwa 400 kW/1'000 kWh gebaut werden. Die Leitungen und die Trafostation wären damit nicht überlastet. Mit der bisherigen Netzplanung wäre das nicht möglich gewesen.

Aus Systemsicht erscheint darum auch das Szenario «Dezentrale Batterie» die meisten Vorteile zu vereinen. Es entstehen die geringsten Kosten für die Endkunden bei gleichem Energieertrag wie bei den anderen Szenarien. Gleichzeitig deckt diese Variante im Vergleich zur Variante «Keine Speicher» bereits die Speicherung ab. Aus heutiger Sicht ist die Komponente «Speicherung» unerlässlich und das Szenario «Kein Speicher» kann darum nicht als vollständige Betrachtung bewertet werden. Diese Logik gilt unabhängig von den verschiedenen Rollen, welche eingenommen werden können. In der vorliegenden Untersuchung wurde festgelegt, dass die «Energieverbund Mittelhäusern AG» die Anlagen finanziert und betreibt. Ebenfalls denkbar wäre, dass die Grundbesitzenden diese Rolle übernehmen. Aus Systemsicht spielt das nur eine untergeordnete Rolle, da die Kosten für Verteilung und Speicherung sowieso anfallen. Werden die Kosten zu anderen Akteuren verschoben, verschieben sich zwar die Investitions- und Risikobetrachtungen der einzelnen Akteure. Die Kosten für die Endkunden bleiben aus Systemsicht aber gleich.

Im Vergleich zu der Variante «Zentraler Speicher» ist die Variante «Dezentrale Speicher» günstiger bei gleicher Rendite. Hier halten sich Netzverstärkungen, höhere Batteriekosten und erhöhter Eigenverbrauch etwa die Waage. Das Szenario «Zentrale Speicher» bringt aber höhere Investitionskosten von Seiten Netzbetreiberin mit sich, was wiederum zu höheren Netzkosten führen wird. So können in der Variante «Dezentrale Speicher» Netzverstärkungen in der Grössenordnung von mehreren hunderttausend Franken eingespart werden.

In der Betrachtung nicht enthalten, sind die ungeplanten Abschreibungen von Anlagewerten, welche vor dem Ende ihrer Lebenszeit ersetzt werden müssten. Im Falle Grossgschneit würde es sich um Leitungen handeln, welche erst seit etwa einem Jahrzehnt verbaut wurden. Die Trafostation hat ihre Lebensdauer erreicht und verursacht keine Abschreibungen.

Aus Investorensicht ist die Variante «Kein Speicher» aus heutiger Sicht die beste Variante. Diese Variante löst aber Kosten bei den Netzverstärkungen aus, welche wiederum von den Endkunden

getragen werden müssen. Die Netzbetreiberin kann diese Investitionen zwar auf die Endkunden abwälzen. Gesellschaftlich und politisch sind diese Mehrkosten aber nicht erwünscht. Hier liegt ein Fehlanreiz vor, welcher von der Politik in Zukunft korrigiert werden muss.

Für die technische Umsetzung wichtig ist, dass nicht nur die Energie, sondern insbesondere die Spannungshaltung im Netz berücksichtigt werden muss. Insbesondere bei langen Leitungen auf Netzebene 7 wie es im Grossgschneit vorliegt, wird die Spannung allenfalls eher ein kritischer Punkt sein, als die zu transportierende Energie. Es wurde darum diskutiert, eine neue Variante 3b einzuführen. In dieser Variante würde der bestehende HEB-Transformator ersetzt mit einer neuen Kabine, welche den Transformator, eine Echtzeitmessung und allenfalls auch einen Batteriespeicher enthält. Der Trafo könnte grösser dimensioniert werden als die heutige Ausführung. Wenn die Kabine auf einem Privatgrundstück gestellt werden kann, würde darüber hinaus auch einiges an Bewilligungsaufwand vereinfacht werden.

Für die weitere Projektentwicklung wird darum empfohlen, die Variante «Dezentrale Speicher» zu verfolgen mit Elementen aus den anderen Szenarien (insb. der neuen Variante 3b). In der Detailplanung wird sich zeigen, ob die ein oder andere Anlage vielleicht doch besser mit einer Abregelung geplant wird oder eine Netzverstärkung trotzdem so stark gemacht werden muss, dass die Batteriespeicher kleiner dimensioniert werden können.

Die Potentiale im Grossgschneit liegen sehr knapp am Kippunkt, ob es Netzverstärkungen braucht, oder ob mit dezentralen Batteriespeichern und Abregeln der Anlagen die Netzverstärkungen vermieden werden können.

Wird das Potential völlig ausgeschöpft, wären bei zukünftigen Anschlussgesuchen keine Reserve im Netz mehr vorhanden und es müssten erneut Verstärkungen gemacht werden.

Werden die Netzkomponenten hingegen auf Vorrat verstärkt, fallen Mehrkosten an, welche auf die Kunden überwältzt werden und die Stromversorgung damit verteuern.

Was sich zum heutigen Zeitpunkt noch nicht abzeichnet, ist wie die Netzbetreiberin ihre Netzplanung in Zukunft macht, wenn die geplanten Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher alle installiert sind und die Netzkomponenten danach ersetzt werden müssen. Werden dann Komponenten mit grösserer Kapazität verbaut oder bleibt man auf den bestehenden Kapazitäten? Die Frage sollte in der Umsetzung des Pilotprojektes weiter erforscht werden.

8.7. Vermarktung

Mit der Variante «Dezentrale Speicher» fallen pro Jahr etwa 620 MWh Strom an. Diese können über die beschriebenen Kanäle vermarktet werden: via Eigenverbrauch, in die LEG Mittelhäusern oder an den Markt. Erste Absichtserklärungen für 50% der Absatzmenge liegen vor von Produzenten (Eigenverbrauch) und Kunden (LEG). Die Absichtserklärungen sind im Anhang.

Je nach Lastprofil der Kunden werden die Anteile der Vermarktungssegmente unterschiedlich ausfallen. Wird Grossgschneit als erste Etappe der LEG Mittelhäusern gebaut, wird von einem hohen LEG-Anteil ausgegangen.

Tabelle 25: Ziel Vermarktungskanäle für Fallbeispiel Grossgschneit

	Ziel pro Jahr
Eigenverbrauch	170 MWh
LEG Strom direkt	210 MWh
LEG Strom ab Batterie	200 MWh
Markt	30 MWh

9. Zeitplan

	2025												2026												2027												2028											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Machbarkeitsstudie																																																
Kommunikation Ergebnisse																																																
Fundraising																																																
Projektentwicklung																																																
Bau																																																
Betrieb																																																

10. Projektpartner

Gemeinde Köniz	Auftraggeberin, Co-Finanzierung
Wandu Energie AG	Projektleitung, Vermarktung, Co-Finanzierung
Energy unlimited GmbH	Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher
Berner Fachhochschule	Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher
BKW Power Grid	Technische Partnerin Verteilnetz
EKZ Engineering Netzdienstleistungen	Steuerung

11. Diskussion

11.1. Systemgrenzen

Betrachtet man Mittelhäusern als Modell für die Schweiz, müsste die Stromproduktion deutlich höher liegen als die angestrebten 2'500 MWh pro Jahr. Grund dafür ist die relativ grosse Dachfläche pro Person in Mittelhäusern im Vergleich zu urbanen Gebieten. Aktuelle Forschungen gehen davon aus, dass in Zukunft ein Grossteil der verfügbaren Dachflächen genutzt werden muss, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen (BFE 2022, Remund et al, 2023). Damit werden die ländlichen Gebiete einen Anteil für die städtischen Gebiete produzieren, weil dort weniger Dachflächen pro Person bei höherem Energieverbrauch anfallen. Der erhöhte Energiebedarf ist auf die wirtschaftlichen Aktivitäten in den städtischen Gebieten zurückzuführen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, müssten auch alle geeigneten Dachflächen von kleineren Liegenschaften in Mittelhäusern mit Photovoltaik ausgerüstet werden, um damit ein Total von 4'100 MWh pro Jahr zu erreichen. Das entspricht einem zusätzlichen Zubau von 3'200 MWh Jahresertrag. Technisch wäre das möglich, würde aber den Rahmen des Projektes sprengen. Die nicht amortisierbaren Kosten sind aus Sicht der Autoren zu hoch, weil gerade für kleinere Anlagen unter 30 kWp der Zeitpunkt des Baus relevant ist für deren Wirtschaftlichkeit. Für das Forschungsprojekt wird diese Erkenntnis aber systemisch berücksichtigt. In Mittelhäusern soll mehr PV-Strom gewonnen werden, als es für die Ortschaft brauchen würde. Die Mehrproduktion muss dabei wirtschaftlich zu vermarkten sein.

11.1.1. Entwicklung des Strommarktes

Für die Studie wurden Annahmen auf Basis des heutigen Strommarktes getroffen. Die Annahmen betreffen sowohl das Angebot als auch die Nachfrage. Angebotsseitig wurde angenommen, dass die benötigte Menge an Wasserkraft zu heutigen Preisen beschafft werden kann. Die Annahme ist zwar nicht unrealistisch, aber auch nicht belastbar, weil die verfügbaren Mengen nicht untersucht wurden und damit die Preise unsicher sind. Die angenommenen Kosten für die zu beschaffende Energie wurde getroffen auf Basis der Grundversorgung in Mittelhäusern. Das scheint die verlässlichere Annahme als die Beschaffung via Markt, da eine entsprechende Prognose den Rahmen der Machbarkeitsstudie sprengen würde. Allerdings ist hier die Skalierbarkeit fraglich, weil nur die wenigsten Grundversorger über ein Wasserkraftportfolio verfügen, welches den Ansprüchen dieses Projektes gerecht würde. Nichtsdestotrotz spiegelt diese Annahme den regulatorischen Rahmen in der Schweiz bestehend aus Grundversorgung und Markt. Beide Situationen in der Studie zu berücksichtigen, würde ebenfalls über den Rahmen der Machbarkeitsstudie hinausgehen. Nachfrageseitig wurden die vom Bundesamt für Energie publizierten Referenz-Marktpreise angenommen für die Netzeinspeisung ausserhalb der LEG. Auch hier konnte keine verlässliche Prognose erstellt werden für die zukünftige Preisentwicklung. Im Moment wird davon ausgegangen, dass die Preise durch die Zunahme der Photovoltaik eher sinken werden. Diverse Faktoren wie die zukünftige Nachfrage, die Zunahme von Batteriespeicher oder die internationale Politik können diese Perspektive aber widerlegen. Diese Faktoren liegen aber ausserhalb des Einflussbereiches dieses Projektes.

11.2. Kosten

Die Grundlagen der Kostenabschätzungen und der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind nach bestem Wissen erhoben worden. Gewisse Unsicherheiten mussten aber in Kauf genommen werden bei den bauseitigen Kosten der Batteriespeicher (Genehmigungen, Infrastrukturarbeiten, Elektroinstallationen), bei den Netzen und bei der Vermarktung. Wichtig aus Sicht der Machbarkeitsstudie ist die Angabe von Grössenordnungen zur weiteren Projektentwicklung. Mit Hinblick auf die noch offene Finanzierung wurde es als zielführend erachtet, rasch zu einem groben Bild zu gelangen, welches möglichen Geldgebern einen verlässlichen Rahmen aufzeigt. Dies konnte mit dem gewählten Vorgehen erreicht werden.

Die genauen Kostenerhebungen können erhoben werden, wenn die Finanzierung gesichert ist.

11.3. Monetarisierung der vermiedenen Netzkosten

Das aktuelle Marktdesign in der Schweiz sieht eine strikte Trennung von Energie und Netz vor. Betrachtet man aber das gesamte System müssen alle Teile der Infrastruktur aufeinander abgestimmt werden (Produktion, Netz, Speicherung, Verbrauchende). Das geschieht heute nur ungenügend. Denn werden heute Erzeugungsanlagen für einen Netzanschluss angemeldet, müssen die Netzbetreiber diese Erzeugung abnehmen. Sie machen das in einem relativ starren Rahmen und unter oft unrealistischen Sicherheitsreserven. Damit fallen einerseits teure Netzverstärkungen an, andererseits muss Infrastruktur vor dem Ende ihres Lebenszyklus ersetzt werden, was auch wieder zu unnötigen Mehrkosten führt. Wenn die geplanten Erzeugungsanlagen aber auf die Netzplanung abgestimmt werden (oder umgekehrt), ergeben sich daraus Synergien und Einsparungen. Aus Systemsicht ist das zu fördern. Aus Sicht der einzelnen Akteure gibt es heute aber keine Anreize, um durch eine koordinierte Planung Netzkosten zu optimieren.

Das Forschungsprojekt in Mittelhäusern hat das Potential, laufende Forschungen zu diesem Thema in der Praxis zu erproben und damit die Grundlage für eine zukünftige Systemplanung liefern zu können. Darauf aufbauend wird es eine Frage an die Politik sein, wie diese Situationen in Zukunft geregelt werden können.

11.4. Vermarktung der LEG nur auf einer Netzebene

Aus Sicht des Projektes sehr bedauerlich ist, dass via LEG die Kunden, welche auf Netzebene 5 angeschlossen sind, nicht bedient werden dürfen. Das schliesst das IVI als potentielle und sehr grosse Kundin aus und stellt das Projekt vor ein Dilemma: Der Energieverbrauch des IVI soll im Projekt mitberücksichtigt werden – der Energieverbrauch darf aber laut geltenden gesetzlichen Grundlagen nicht via den Energieverbund Mittelhäusern angeboten werden. Damit produziert der Energieverbrauch Mittelhäusern weitaus mehr Energie, als vor Ort auf Netzebene 7 abgesetzt werden kann. Es wird darum empfohlen, diese Energiemenge ausserhalb von Mittelhäusern abzusetzen, um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, oder, falls das nicht möglich ist, die Produktionsmenge entsprechend zu verringern.

Die beschriebene Einschränkung wurde politisch festgelegt. Physikalisch ist es wahrscheinlicher, dass der in Mittelhäusern produzierte Strom beim IVI abgenommen wird, statt z.Bsp. von einem Gastrobetrieb in Liebefeld. Die Einschränkung führt auch dazu, dass für Köniz zwei LEG gegründet werden müssten: Eine LEG auf Netzebene 7 und eine LEG auf Netzebene 5. Das bringt einen höheren Verwaltungsaufwand mit sich, ohne einen Mehrwert zu gewinnen. Aus Projektsicht sollte die Politik daher diese Einschränkung diskutieren und abwägen, ob diese Einschränkung nicht aufgehoben werden sollte. Eine entsprechende Motion wurde im Nationalrat dazu eingereicht.

11.5. Umgang mit Anschlussgesuchen nach systemischer Planung

Auch wenn im Projekt die grössten Dächer eingebunden sind, muss berücksichtigt werden, dass vielleicht zu einem späteren Zeitpunkt ein neuer Akteur ein weiteres Anschlussgesuch stellt und die Planung des Energieverbundes Mittelhäusern damit Anpassungen braucht. Denn die Netzbetreiberin hat die Pflicht, alle Erzeugungsanlagen bis zu einer gewissen Grösse anzuschliessen. Denkbar ist, dass in der Netzplanung das verbleibende Solarpotential berücksichtigt wird mit einem Faktor von z.Bsp. 30% der möglichen Anschlussleistung. Diese sollen erreicht werden durch den Einsatz von Batteriespeichern und einer entsprechenden Abregelung der Generatorleistung. Die Netzbetreiberin müsste hierzu attraktive Tarife einführen. Um diesen Ansatz schweizweit anzuwenden, ist es an der Politik, den Netzbetreibern die Möglichkeit einzuräumen entweder selber entsprechende Batteriespeicher als Teil des Netzes einzusetzen oder diese als Pflicht von den Erzeugungsanlagen zu verlangen. Erste Lösungsansätze mit Anreizen über Tarife werden bereits von unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern in der Praxis umgesetzt.

11.6. Skalierbarkeit für Köniz

Die systematische Planung des zukünftigen Stromsystems bietet aus Sicht der Machbarkeitsanalyse einen bedeutenden Mehrwert für die Gemeinde Köniz. Die Planung des zukünftigen Verbrauches und der Siedlungsentwicklung in Zusammenhang mit potentiellen Produktionsanlagen, der Speicherung, der Verteilung und der Vermarktung macht Sinn und sollte angestrebt werden. Dabei kann der Bau der verschiedenen Anlagen aufeinander abgestimmt werden, was Synergien mit sich bringt. Und die Bevölkerung und die Wirtschaft kann proaktiv informiert werden, wann für sie der geeignete Zeitpunkt für den Bau einer Solaranlage ist in Abhängigkeit der Netzsituation und/oder eigener Dachsanierungen. Analog der Planung der Wärmeversorgung kann so in Zukunft die Planung der Stromversorgung erfolgen. Die Energiewende wird planbar und die Netzbetreiberin erhält eine Koordinationsstelle damit sie ihre Planungen systematisch ausführen kann. Als Zeithorizont könnte eine Umsetzung von z.Bsp. 15 Jahren vorgesehen werden.

Die systematische Planung bringt zwar Einsparungen beim Netzbau mit sich. Allerdings sind Einsparungen im Netzgebiet kurzfristig nicht spürbar für Bevölkerung und Wirtschaft. Der Grund dafür ist, dass die Netzkosten solidarisch auf alle Kunden im gesamten Netzgebiet abgewälzt werden.

Eine Ausweitung des Systems LEG auf ganz Köniz scheint ebenfalls sinnvoll. Gemäss den vorliegenden Zahlen aus dieser Machbarkeitsstudie kann den Kunden damit ein attraktives Angebot gemacht werden. Die Verflechtung von Stadt und Land in Köniz ist geradezu prädestiniert für eine moderne Energieversorgung. Mit den grossen Dachflächen in den ländlichen Gebieten kann die Energie produziert werden, welche in den urbanen Gebieten benötigt wird, um Wertschöpfung zu generieren. Die Wege sind kurz. Die Nachhaltigkeit steigt.

11.7. Umgang mit Bestandes Anlagen

Für die Projektentwicklung wird angestrebt, die Bestandes Anlagen ebenfalls in den Energieverbund Mittelhäusern aufzunehmen. Mit der richtigen Wahl der Standorte für Batteriespeicher und einer Begrenzung der Einspeisung würde Kapazität im Netz frei, welche für neue Anlagen genutzt werden kann innerhalb der bestehenden Netzinfrastuktur.

12. Referenzen

aeesuisse, 2022: aeesuisse Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Plusenergie & Klimaneutral, Politische Massnahmen für den nachhaltigen Betrieb des Schweizer Gebäudeparks, 2022

BFE 2022: Bundesamt für Energie, Energieperspektiven 2050+, Technischer Bericht, 20. Dezember 2021, aktualisiert 12. April 2022,
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

BFE 2024: Bundesamt für Energie, GIASES – Ganzheitlich Integrierendes Adaptives Smart Energy System zur Glättung von Lastspitzen <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49485> und Fachartikel B. Vogel <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=72211>

BMUV 2021: Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Effizienz und Kosten: Lohnt sich der Betrieb eines Elektroautos? <https://www.bmuv.de/WS5549>

Bucher, 2023: Christof Bucher, BFH, Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz <https://www.bfh.ch/de/aktuell/medienmitteilungen/2023/netzintegration-solarstrom-bfh-forschende-zeigen-loesungen/>

Bucher 2025: Christof Bucher, Photovoltaikanlagen - Planung, Installation, Betrieb, 2. Version, Faktor Verlag, Zürich 2025

EKZ 2025: Präsentation Projekt Ortsnetz EKZ,
https://www.youtube.com/watch?v=Nal1qSvnRV0&embeds_referring_euri=https%3A%2F%2Fwww.e-mobile.ch%2F

Energiedashboard des Bundes 2025: <https://energiedashboard.admin.ch/strom/winterproduktion>
Winterproduktion 2024/2025, Stand 29.07.2025

Pronovo, VSE 2025: <https://www.strom.ch/de/service/stromkennzeichnung> Stand: 25.07.2025

Remund et al, 2023: Jan Remund, Marc J. Perez, Richard Perez: Firm PV Power Generation for Switzerland, Updates ,2023 with scenarios including enhanced wind and nuclear production https://www.researchgate.net/publication/381301675_Firm_PV_Power_Generation_for_Switzerland_Updates_2023

SRF 2022: <https://www.srf.ch/news/schweiz/hohe-benzin-und-dieselpreise-so-brauchen-schweizerinnen-und-schweizer-das-auto>