

ZÜRCHER HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN
DEPARTEMENT LIFE SCIENCES UND FACILITY MANAGEMENT
INSTITUT FÜR UMWELT UND NATÜRLICHE RESSOURCEN

Modellierung von Erzeugungs- und Lastzeitreihen in R für die Gemeinde Wittenbach

Bachelorarbeit

von

Wyler, David

Bachelorstudiengang UI19

Abgabedatum 07. Juli 2022

Studienrichtung Erneuerbare Energien und Ökotechnologie

Fachkorrektoren:

Stocker, Nicolas

ZHAW Life Sciences und Facility Management

Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen

Grüentalstrasse 14, 8820 Wädenswil

Prof. Rohrer, Jürg

ZHAW Life Sciences und Facility Management

Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen

Grüentalstrasse 14, 8820 Wädenswil

Impressum

Keywords: Integration neue Erneuerbare Energien, Stromversorgung, Modellierung von Produktions- und Lastzeitreihen, SWEET-EDGE, Autarkie in Mittellandgemeinden

Zitiervorschlag: Wyler, D. (2022). Modellierung von Erzeugungs- und Lastzeitreihen in R für die Gemeinde Wittenbach. *Bachelorarbeit Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften*, unveröffentlicht.

Institut: Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften Life Sciences und Facility Management, Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Grüentalstrasse 14, 8820 Wädenswil

Abstract

Im Rahmen des EDGE Konsortiums und der Klimaziele des Bundes wird für die Mittellandgemeinde Wittenbach untersucht, wie hohe Anteile an erneuerbaren Energien im Energiesystem erreicht werden können. Die Integration fluktuierender Solarstromerzeugung ins Stromnetz stellt dabei eine Herausforderung hinsichtlich der zeitlichen Übereinstimmung von Last und Erzeugung dar. Diesbezüglich fehlte für Wittenbach eine Abbildung der Stromverbrauchs- und Erzeugungssituation für das Jahr 2050 anhand von Last- und Erzeugungsprofilen. Weiter sollte untersucht werden, inwiefern die Gemeinde sich im Jahr 2050 selbst mit Strom versorgen kann und Flexibilitätspotentiale zu einem Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch beitragen können.

Ausgehend von den Zielwerten des Szenario «ZERO Basis» der Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) wurden durch unterschiedliche Disaggregationsmethoden Werte für Stromverbrauchs- und Erzeugungsposten in Wittenbach im Jahr 2050 abgeleitet. Diese Werte bildeten die Grundlage zur Skalierung von Last- und Erzeugungsprofilen in 15-Minuten Auflösung in R. Um Flexibilitätspotentiale zu untersuchen, wurden neben einer Grundvariante mit unkoordinierten Profilen drei weitere, aufeinander aufbauende Varianten mit Flexibilisierung des Elektromobilitäts- und Wärmepumpenverbrauchs und der ARA-Erzeugung erstellt. In einer fünften Variante wurde die Auswirkung eines stärkeren Ausbaus von Fassaden-PV-Anlagen untersucht. Die Varianten wurden anhand von Kennwerten wie Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad, Überschüssen und Defiziten verglichen.

Die Modellierung ergab für die Grundvariante ohne Flexibilität, dass sich Wittenbach bei den disaggregierten Verbrauchs- und Erzeugungswerten im Jahr 2050 zu 42 % selbst mit elektrischer Energie versorgen kann. In der Variante mit Flexibilisierung von Elektromobilität, Wärmepumpen und ARA steigt der Autarkiegrad auf 46.1 %. Wird zusätzlich die Fassaden-PV stärker ausgebaut, sind es 48.9 %. Die Versorgungslücke trotz PV-Ausbau gemäss EP2050+ ist darauf zurückzuführen, dass in der Modellierung die Erzeugung auswärtiger Wasserkraft, die aktuell 65 % des Stromverbrauchs von Wittenbach ausmacht, nicht berücksichtigt wurde. Dadurch steht im Winter und während der Nacht zu wenig Leistung zur Verfügung, um die Grundlast abzudecken. Für andere Mittellandgemeinden ohne grosse Laufwasserkraftwerke oder Windkraftanlagen ist eine vergleichbare Situation zu erwarten.

Abkürzungen und Begriffe

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
CET/CEST	Central European Time / Central European Summer Time
EP 2050+	Energieperspektiven 2050+
EVW	Elektrizitätsversorgung Wittenbach
NET	Negative Emission Technologies
Neue erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien ohne Wasserkraft: Solarenergie, Energie aus Holz, Biomasse, Windenergie, Geothermie
PtG	Power to Gas
PV	Photovoltaik
UTC	Coordinated Universal Time
V1G	Intelligent gesteuerte Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen
V2G	«Vehicle to Grid», intelligent gesteuerte bidirektionale Lade- und Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
1.1	Ausgangslage.....	6
1.2	Zweck der vorliegenden Arbeit.....	6
1.3	Fragestellung und Zielsetzung	7
2	Methodik.....	8
2.1	Vorgehen	8
2.2	Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung gemäss aktuellen Prognosen	8
2.3	Notwendige Entwicklung	9
2.3.1	Zielwerte und Aufstellung der Verbrauchs- und Erzeugungsposten.....	9
2.3.2	Disaggregationsmethode.....	9
2.3.3	«Witt. a», «Witt. b» und «Witt. r»	10
2.3.4	Herleitung und Quellen der Disaggregationsfaktoren	11
2.4	Vergleich der benötigten Erzeugungswerte mit dem vorhandenen Potential	13
2.5	Modellierung der Erzeugungs- und Lastprofile für die Grundversion	13
2.6	Flexibilität.....	14
3	Resultate.....	16
3.1	Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung gemäss aktuellen Prognosen	16
3.1.1	Stromverbrauch.....	16
3.1.2	Stromerzeugung.....	18
3.1.3	Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung	19
3.2	Notwendige Entwicklung	20
3.2.1	Disaggregation der Verbrauchswerte aus den Energieperspektiven 2050+	20
3.2.2	Disaggregation der Erzeugungswerte aus den Energieperspektiven 2050+	23
3.2.3	Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung	25
3.3	Vergleich der benötigten Erzeugungswerte mit dem vorhandenen Potential	26
3.4	Verallgemeinerung auf Gemeinden im Schweizer Mittelland	29
3.5	Herausforderungen.....	32
3.5.1	Netzstabilität	32
3.5.2	Netzkapazität	32
3.5.3	Fluktuierende Solarstromerzeugung	33
3.5.4	Smart Grid bzw. Smart Market	34
3.5.5	Flexibilisierung von Verbraucher und Erzeuger.....	34
3.6	Modellierung der Erzeugungs- und Lastprofile für die Grundversion	36
3.6.1	Konventioneller Stromverbrauch	36

3.6.2	Elektromobilität.....	37
3.6.3	Wärmepumpen.....	39
3.6.4	Elektrolyse	40
3.6.5	CCS / NET.....	41
3.6.6	Verluste.....	41
3.6.7	Wasserkraft	42
3.6.8	Photovoltaik.....	42
3.6.9	Biomasse (Holz).....	43
3.6.10	ARA	44
3.7	Flexibilität.....	46
3.7.1	Wittenbach 2050 V1: Grundversion	46
3.7.2	Wittenbach 2050 V2: smarte Elektromobilität	54
3.7.3	Wittenbach 2050 V3: smarte Wärmepumpen.....	58
3.7.4	Wittenbach 2050 V4: flexible ARA	60
3.7.5	Wittenbach 2050 V5: Fassaden-PV.....	62
3.7.6	Variantenvergleich	65
4	Diskussion.....	69
5	Literaturverzeichnis.....	74
	Abbildungsverzeichnis.....	78
	Tabellenverzeichnis	81
	Digitales Anhangsverzeichnis.....	83
	Anhang.....	84

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

In der Energiestrategie 2050 ist der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie vorgesehen. Die wegfalenden 20 bis 25 TWh Atomstrom (ca. 35 % des schweizerischen Strombedarfs) sollen unter anderem durch dezentrale, erneuerbare Energiequellen bereitgestellt werden (BFE, 2021c). Das Szenario «ZERO Basis» der Energieperspektiven 2050+ nimmt für 2050 an, dass 40 % der Landesproduktion durch Photovoltaik-Anlagen und 5 % durch Windkraftanlagen erzeugt werden (BFE, 2021a). Die Integration der PV- und Windkraftanlagen ins Stromnetz stellt dabei eine beträchtliche Herausforderung für die Netzinfrastruktur dar. Einerseits wird über die dezentrale Einspeisung die Energieflussrichtung umgekehrt, sodass die elektrische Energie je nach Situation nun auch von tiefer- in übergelagerte Netze fließen kann (BFE, 2015). Andererseits speisen PV- und Windkraftanlagen im Gegensatz zu Atomkraftwerken wetterabhängig Strom ein. Dabei können starke Leistungsspitzen auftreten sowie Phasen ohne Produktion. Diese Begebenheiten führen zu Herausforderungen bezüglich Netzkapazität und Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch. Der konventionelle Lösungsansatz für die Erhöhung der Netzkapazität ist der Netzausbau, der hohe Kosten verursacht (BFE, 2015). Für den Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch können Stromspeicher sorgen, die jedoch ebenfalls ressourcen- und kostenintensiv sind (BFE, 2021b).

1.2 Zweck der vorliegenden Arbeit

Obwohl Netzausbau und Stromspeicher wichtige Massnahmen zur Integration der erneuerbaren Energiequellen bleiben, können innovative Technologien und «smarte» Stromnetze den Ausbaubedarf reduzieren und die Kosten substantiell verringern (BFE, 2015). Als eine Spielform von «Smart Grids» können auch «Microgrids» einen Beitrag zur Transformation der Stromnetze leisten. Ein Microgrid wird nach Electropedia definiert als eine Gruppe von verschiedenen Lasten und dezentralen Energiequellen, die miteinander verbunden sind und ein lokales Stromnetz typischerweise auf Niederspannungsebene bilden (IEC, 2017). Indem auf lokaler Ebene ein Ausgleich der Last- und Produktionsspitzen stattfindet, werden die Anforderungen an das übergelagerte Netz verringert.

Im Rahmen des EDGE Konsortiums (Enabling Decentralized renewable Generation in the Swiss cities, midlands and the Alps) forscht auch die ZHAW an der Integration erneuerbarer Energien ins schweizerische Energiesystem. Dabei entwickelt EDGE Energiesystemmodellierungen, regionale Szenarien und Entwicklungsstrategien und untersucht sozio-technische Rahmenbedingungen der Energiewende mit Fokus auf Schweizer Städte, das Mittelland und die Alpen (Energeiaplus, 2021). Anhand der Modellgemeinde Wittenbach im Kanton St. Gallen soll für das Mittelland untersucht werden, wie hohe Anteile an erneuerbaren Energiequellen im Energiesystem erreicht werden können (SWEET, 2021). Ein wesentlicher

Teil davon ist die Stromversorgung. Für Wittenbach existiert zwar ein Energiekonzept, in welchem Szenarien und Massnahmen ausgearbeitet sind, um die Gemeinde bis 2050 zum 2000-Watt-Ziel und einer CO₂-neutralen Energieversorgung zu führen. Die benötigten Energiemengen sind jedoch nur bilanziell aufgestellt. Für die ermittelte PV-Erzeugung ist nicht berücksichtigt, dass Produktion und Verbrauch häufig nicht gleichzeitig auftreten und ein beträchtlicher Teil der PV-Energie damit nicht lokal nutzbar ist (Energieagentur St. Gallen, 2020). Um zu untersuchen, wie die Erzeugungs- und Verbrauchssituation im Jahr 2050 in Wittenbach aussehen, und was für ein Autarkiegrad erreicht werden könnte, braucht es eine Untersuchung, in der die Erzeugungs- und Lastzeitreihen für die Gemeinde modelliert werden. Anhand des Modells sollen auch erste Flexibilisierungsmöglichkeiten und deren Auswirkung auf eine erhöhte Selbstversorgung überprüft werden.

1.3 Fragestellung und Zielsetzung

Wittenbach soll dabei weitgehend als abgeschlossene Einheit betrachtet und Verbrauch und Erzeugung in Anlehnung an das Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ abgebildet werden. Ein besonderes Augenmerk gilt der zeitlichen Übereinstimmung von Last und Erzeugung, die ein zentraler Aspekt bei der Analyse der künftigen Versorgungssituation darstellt. In dieser Hinsicht ist im Rahmen des übergeordneten EDGE Projektes die Beantwortung folgender Fragestellungen erforderlich:

- a) Was ist die Entwicklung des lokalen Stromverbrauchs und der lokalen Stromerzeugung von Wittenbach gemäss aktuellen Prognosen?
- b) Wie sollte die Entwicklung aussehen, um die Ziele in den Energieperspektiven 2050+ zu erreichen? Verschiedene Methoden zur Aufteilung der Ziele auf die Gemeinden der Schweiz betrachten. Wird Wittenbach mehr oder weniger Strom produzieren als es selbst braucht?
- c) Wie sehen die benötigten Erzeugungswerte im Vergleich zum vorhandenen Potential aus?
- d) Wie können die Antworten auf die Fragen a) - c) auf Gemeinden im Schweizer Mittelland verallgemeinert werden?
- e) Welche Herausforderungen gibt es unter der Voraussetzung, dass die lokale Last und Erzeugung unter Berücksichtigung des Austausches mit dem übergeordneten Netz im Gleichgewicht sein müssen? Charakterisiere die Herausforderungen. Wie könnten sie gelöst werden?
- f) Simuliere die Produktions- und Lastzeitreihen mit R.
- g) Welche Flexibilitätsmöglichkeiten bei Lasten und bei der Produktion gibt es und wie gross ist deren Einfluss auf die vorher identifizierten Herausforderungen?

2 Methodik

2.1 Vorgehen

Die Modellierung folgt einem Top-Down Ansatz. Aufgrund von Zielwerten der Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) wurden mögliche zukünftige Lasten und Erzeuger für die Gemeinde Wittenbach analysiert und modelliert. Darauf aufbauend wurden Flexibilitäten und ihr Beitrag zu einem lokalen Ausgleich zwischen Last und Erzeugung untersucht. Als zentrale Kennwerte wurden Überschüsse, Defizite, Eigenverbrauch und Autarkiegrad bestimmt. Die technische Machbarkeit oder die Art der Koordination durch (staatliche oder wirtschaftliche) Akteure wurden dabei ausgeklammert. Der Fokus lag auf dem bilanziellen Vergleich von Energieverbrauch und -erzeugung. Diese wurden daher vereinfacht mit ihrer Wirkleistung abgebildet, während die Blindleistungscharakteristiken vernachlässigt wurden.

Das Vorgehen und der Aufbau der Arbeit richten sich nach den Fragestellungen, die weitgehend aufeinander aufbauend sind. Wo dies als sinnvoll erachtet wurde, wird im Kapitel Methodik für die Fragestellungen das Vorgehen in einem eigenen Abschnitt erläutert. Im Kapitel Resultate werden für alle Fragestellungen die Ergebnisse in eigenen Abschnitten vorgestellt. Im letzten Abschnitt werden die unterschiedlichen Modell-Versionen mit zunehmender Flexibilisierung (beziehungsweise mit erhöhtem Ausbau der Fassaden-PV) vorgestellt und ihre Auswirkungen im Vergleich zu der Grundversion besprochen. Im Kapitel Diskussion werden die Resultate noch einmal besprochen, zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

2.2 Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung gemäss aktuellen Prognosen

In den EP2050+ stellt das Szenario «Weiter Wie Bisher» (WWB) die Entwicklung des Schweizerischen Energiesystems ohne weitere energiepolitischen Massnahmen dar und dient als Vergleichsbasis zu den Szenario-Varianten «ZERO». Dies ermöglicht die Bewertung von zusätzlich notwendigen Massnahmen sowie die Quantifizierung von Mehr- oder Minderkosten (BFE, 2021a). Diesem Beispiel folgend, wurde auch in der vorliegenden Arbeit versucht, eine Prognose entsprechend aktuellen Rahmenbedingungen für Wittenbach zusammenzustellen.

Untersuchungen zur Entwicklung des Stromverbrauchs oder der Erzeugung berücksichtigen jedoch fast immer energie- und klimapolitische Ziele, und greifen auf die Szenario-Varianten der EP2050+ zurück (wie im «Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung» des BFE (2021d) oder in den «Energiewelten» des VSE (2021a)). Prognosen im Sinne einer «Laissez-faire» Entwicklung, die von einem aktuellen Zustand ohne weitere Vorschriften, Subventionen oder Lenkungsmassnahmen ausgehen, sind nur im Szenario «WWB» der EP2050+ abgebildet und in einer Studie der EBP (2021) zur Elektromobilität in der Schweiz (Szenario «BAU»). Um dennoch eine vereinfachte Prognose erstellen zu können, wurde für die Erzeugungsseite aus den Jahresberichten 2017 – 2022 der Elektrizitätsversorgung Wittenbach (EVW) ein

linearer Trend für den PV-Zubau bis 2050 abgeleitet. Da in einem Szenario ohne Atomstrom und mit Netto-Null CO₂-Emissionen vor allem die Solarstromproduktion die Lücke schliessen soll und bei anderen Kraftwerkstypen das Wachstumspotential eher tief ist (beziehungsweise im Fall der Windenergie nicht vorhanden), wird auf die Untersuchung anderer Erzeuger verzichtet.

Auf der Verbraucherseite wird unterschieden zwischen konventionellem Stromverbrauch, Elektromobilität und Wärmepumpen. Für den konventionellen Verbrauch wird ebenfalls ein Trend aus den Jahresberichten des EVW abgeleitet, wobei die letzten 5 beziehungsweise 10 Jahre berücksichtigt werden. Für die Elektromobilität wird auf das Szenario «BAU» der Studie der EBP (2021) zurückgegriffen. Der Wärmepumpenverbrauch im Jahr 2050 wird dem Energiekonzept der Gemeinde Wittenbach entnommen aus der Version ohne erhöhte Gebäude-Modernisierungsrate. Schliesslich wird das so prognostizierte Wachstum des Verbrauchs mit dem PV-Wachstum verglichen.

2.3 Notwendige Entwicklung

2.3.1 Zielwerte und Aufstellung der Verbrauchs- und Erzeugungsposten

Die Aufstellung der einzelnen Verbrauchs- und Erzeugungsposten sowie die Zielwerte für die notwendige Entwicklung bis 2050 wurden den Szenarienergebnissen ZERO Basis der EP2050+ entnommen¹. Da sich die Werte auf die Schweiz beziehen, ist eine Disaggregation auf Gemeindeebene notwendig.

2.3.2 Disaggregationsmethode

Dazu wurden die Verbrauchs- und Erzeugungswerte mit unterschiedlichen «Disaggregationsfaktoren» multipliziert, die jeweils als Quotient einer Kennzahl von Wittenbach und derselben Kennzahl für die Schweiz definiert wurden und so die Anteile beschreiben sollen, die Wittenbach anzurechnen sind. Für die Zielwerte beim Stromverbrauch wurden Disaggregationen gewählt, die sich an den Verbrauchern orientieren. Ein oft verwendeter Faktor war der Quotient aus der Wohnbevölkerung Wittenbachs und der Schweiz. Bei der Erzeugung wurden die jeweiligen Potentiale von Wittenbach und der Schweiz ins Verhältnis gesetzt. Damit sollte eine differenzierte Disaggregation erreicht werden, die die Merkmale Wittenbachs als Mittelland - und Agglomerationsgemeinde berücksichtigt. In der Tabelle 1 sind die verschiedenen Disaggregationsmethoden aufgeführt. Es wurde darauf geachtet, dass die Werte für Wittenbach und die Schweiz jeweils aus derselben Statistik stammen.

Alle Posten unter «Sonstiger Stromverbrauch» wurden entsprechend der Wohnbevölkerung disaggregiert. Da die Anwendung von Elektrolyse, Carbon Capture and Storage und Negativemissionstechnologien stark standortabhängig und für Wittenbach schwer zu prognostizieren sind, soll so ein Beitrag für

¹ Die Daten stammen aus der Excel Datei «EP2050+_Umwandlungssynthese_2020-2060_ZERO-Basis_KKW60_ ausgeglicheneJahresbilanz_2021-12-20» aus den Reitern «01 Stromverbrauch» und «02 Stromerzeugung». Die Abkürzung «KKW60» steht dabei für eine Kernkraftwerk-Laufzeit von 60 Jahren.

diese gesamtgesellschaftlichen Aufgaben modelliert werden. Dies gilt ebenfalls für die Posten Speicherpumpen und Verluste.

Tabelle 1: Die verschiedenen Stromverbrauchs- sowie -erzeugungsposten nach EP 2050+ mit den entsprechenden Disaggregationsmethoden für Wittenbach. EEV = Endenergieverbrauch, CCS = Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung), NET = Negativemissionstechnologien, PtG = Power to Gas (BFE, 2021a). Im Abschnitt 2.3.4 werden Herleitung und Quellen der Disaggregationsfaktoren genauer erläutert.

Stromverbrauch ZERO-Basis 2050		
Stromverbrauch	Disaggregationsmethode	Quellen
EEV Strom		
Konventionell	* (Verbrauch Witt./Verbrauch CH)	(BFE, 2018; EVW, 2021)
Elektrofahrzeuge Strasse	* (Fahrzeuge Witt./Fahrzeuge CH)	(BFS, o. J.)
Wärmepumpen	* (Wohnfläche Witt./Wohnfläche CH)	(BFS, o. J.)
Sonstiger Stromverbrauch (Umwandlung)		
Grosswärmepumpen	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Elektrolyse	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Sonstige (inkl. CCS/NET)	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Verluste & Speicherpumpen		
Verluste	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Speicherpumpen	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp ZERO-Basis 2050		
Kraftwerkstyp	Disaggregationsmethode	
Wasserkraft		
Wasserkraftwerke	keine	
Fossile KW (gekoppelt und ungekoppelt)		
bestehende fossile KW	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
neue KW fossil/PtG	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Übrige Erneuerbare Energien		
Photovoltaik	* (PV Potential Witt./PV Potential CH)	(BFE, o. J.-b)
Windenergie	* (Gemeindefläche Witt./Fläche CH)	(BFS, o. J.)
Biomasse (Holz)	* (Baumvegetationsfläche Witt./CH)	(BFS, o. J.)
Biogas	* (Rindviehbestand Witt./CH)	(BFS, o. J.-b)
ARA	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
KVA (EE-Anteil)	* (Bewohner Witt./Bewohner CH)	(BFS, o. J.; Kanton St.Gallen, o. J.)
Geothermie	* (Gemeindefläche Witt./ Fläche CH)	(BFS, o. J.)
EE-Abregelung	* (PV Potential Witt./PV Potential CH)	(BFE, o. J.-b)

2.3.3 «Witt. a», «Witt. b» und «Witt. r»

In einem weiteren Schritt wurden die Zielwerte für Wittenbach berechnet. Dies wurde in drei Spalten dargestellt: Witt. a «Differenzierte Disaggregation», Witt. b «Disaggregation nach Bewohnern» und Witt. r «Reale Gegebenheiten».

In «Witt. a» wurden die zuvor vorgestellten, differenzierten Disaggregationsfaktoren angewendet. In «Witt. b» wurde als Vergleichsbasis für «Witt. a» nur der Disaggregationsfaktor nach der Einwohnerzahl verwendet. In «Witt. r» wurden die Werte aus «Witt. a» übernommen, aber einige Posten an bereits bekannte, reale Gegebenheiten in Wittenbach, die auf einen höheren, tieferen oder gar keinen

Verbrauch/Produktion hinweisen, angepasst. Damit können die Werte aus «Witt. a» verglichen werden mit bereits realisierten oder gänzlich fehlenden Potentialen. Die Werte aus «Witt. r» dienen im Weiteren als Zielwerte, nach denen die Erzeugungs- und Lastprofile in R skaliert wurden. In Tabelle 2 sind die drei Spalten dargestellt und beschrieben.

Tabelle 2: Disaggregation der Zielwerte in die drei unterschiedlichen Spalten Witt. a («Differenzierte Disaggregation», Witt. b («Disaggregation nach Bewohnern») und Witt. r («Reale Gegebenheiten»).

Witt. a «Differenzierte Disaggregation»	Witt. b «Disaggregation nach Bewohnern»	Witt. r «Reale Gegebenheiten»
Für die Posten werden die definierten, differenzierten Disaggregationsfaktoren verwendet.	Für alle Posten wird der Disaggregationsfaktor nach Einwohnern verwendet.	Gleich wie «Witt. a», aber für einzelne Posten wird der Wert angepasst aufgrund bekannter, realer Gegebenheiten. Die Werte dienen als Vorlage für die Modellierung der Last- und Erzeugungsprofile.

2.3.4 Herleitung und Quellen der Disaggregationsfaktoren

Stromverbrauch

Für die Aufschlüsselung des konventionellen Stromverbrauchs (nach EP2050+ entspricht dies dem Endenergieverbrauch abzüglich Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) wurde für Wittenbach der Stromverbrauch des Jahres 2017 von 44.19 GWh aus dem Energiekonzept der Gemeinde verwendet. Der Wert für die Schweiz wurde der Elektrizitätsstatistik des BFE («Endverbrauch») entnommen (BFE, 2018; Energieagentur St. Gallen, 2020). Auf die Verwendung der «Totalverbräuche» mit etwa 40 GWh/a aus den Jahresberichten 2015 – 2021 des EVW wurde verzichtet. Es konnte nicht abgeklärt werden, ob darin alle in Wittenbach verbrauchte elektrische Endenergie aufgeführt ist, oder Anteile, die von Verbrauchern > 100'000 kWh/a am freien Markt beschafft werden, fehlen. Im Energiekonzept werden diese Anteile für das Jahr 2017 auf 10.5 GWh geschätzt und sind in den 44.19 GWh enthalten. Woher die Daten für den Stromverbrauch im Energiekonzept stammen, ist allerdings nicht festgehalten, und auch nach dem Abzug der 10.5 GWh stimmt der Stromverbrauch aus dem Energiekonzept mit 33.7 GWh für 2017 nicht überein mit dem Jahresbericht des EVW, das einen «Totalverbrauch» von 40.5 GWh ausweist. Da anhand der Disaggregationsfaktoren deutlich wird, dass der Stromverbrauch von Wittenbach auch bei 44.19 GWh verhältnismässig tief ist, wurde dieser Wert gewählt.

Fahrzeugbestand

Der Fahrzeugbestand wurde anhand der BFS STAT-TAB Tabelle "Bestand der Strassenfahrzeuge nach Gemeinde, Fahrzeuggruppe und Jahr" für das Jahr 2021 ermittelt unter Berücksichtigung der Kategorien: Personenwagen, Personentransport-, Güter-, Landwirtschafts- und Industriefahrzeuge, Motorräder (BFS, o. J.).

Wohnfläche

Die Wohnflächen für Wittenbach wie die Schweiz wurden anhand der BFS STAT-TAB Tabelle "Wohnungen nach institutionellen Gliederungen, Gebäudekategorie, Wohnungsfläche und Bauperiode" für das Jahr 2020 ermittelt (BFS, o. J.). Die Tabelle unterteilt jede Gebäudekategorie (EFH, MFH, Wohngebäude mit Nebennutzung und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung) in weitere Wohnungsflächen-Unterkategorien auf und weist für diese die Anzahl Gebäude aus. Für die Ermittlung der Wohnfläche wurde die Anzahl der Gebäude mit den Mittelwerten der jeweiligen Wohnungsflächen-Kategorien multipliziert und die Werte addiert (z.B.: 2 EFH mit Wohnfläche 30-49 m² -> 2 * 40 m² = 80 m²).

PV-Potential

Die PV Potentiale (Dächer und Fassaden) von Wittenbach und der Schweiz wurden durch das BFE Solarkataster "sonnendach.ch" ermittelt.

Baumvegetationsfläche und Rindviehbestand

Die Baumvegetationsfläche wurde ebenfalls mit der BFS STAT-TAB Tabelle "Arealstatistik: Bodenbedeckung (NOLC04) nach Bezirk und Gemeinde, in Hektaren" für die Periode 2013-2018 ermittelt (BFS, o. J.). Der Rindviehbestand stammt aus dem "Statistischen Atlas der Schweiz" des BFS aus der "Karte: Rindvieh 2020" (BFS, o. J.-b). Da der Rindviehbestand nur bis zur Ebene Bezirke (bzw. «Wahlkreise» im Kanton St. Gallen) aufgeschlüsselt ist, wurde der Prozentsatz berechnet, der die Landwirtschaftsfläche von Wittenbach an der des Wahlkreises ausmacht, und dies auf den Rindviehbestand für Wittenbach angewandt. Die Landwirtschaftsflächen wurden wiederum nach den BFS STAT-TAB Tabellen unter "Arealstatistik: Bodenbedeckung (NOLC04) nach Bezirk und Gemeinde, in Hektaren" ermittelt (BFS, o. J.).

Wohnbevölkerung

Die Wohnbevölkerung wurde anhand der BFS STAT-TAB Tabelle "Ständige Wohnbevölkerung nach Geschlecht und Alter, 1860-2020" und nach der Statistikdatenbank STADA2 des Kantons St. Gallen für die Jahre 2019 und 2020 ermittelt (BFS, o. J.).

Wasserkraft

Für die Wasserkraft wird im Energiekonzept der Gemeinde angenommen, dass sich die Produktion bis 2050 nicht vergrössert (Energieagentur St. Gallen, 2020). Das Ausbaupotential der Wasserkraft liegt nach den EP 2050+ zu einem grossen Teil bei Pump- und Speicherkraftwerken und damit in alpinen Gemeinden (BFE, 2021a). Der Regierungsrat des Kantons St. Gallen sieht im Kanton ein geringes bis gar kein noch realisierbares Potential (Kantonsrat St. Gallen, 2022). Bei der Wasserkraft wird deshalb auf eine Disaggregation verzichtet und stattdessen der Wert der heutigen Wasserkraftproduktion eingesetzt.

2.4 Vergleich der benötigten Erzeugungswerte mit dem vorhandenen Potential

Die in «Witt. r» erhaltenen Werte beschreiben grösstenteils das real vorhandene Potential, «Witt. a» entspricht den benötigten Erzeugungswerten nach Szenario ZERO Basis EP2050+. Im Fall der PV-Erzeugung wird das Potential nach sonnendach.ch besprochen und verglichen mit den disaggregierten Werten und mit dem prognostizierten Wachstum.

2.5 Modellierung der Erzeugungs- und Lastprofile für die Grundversion

Für die Modellierung des Stromverbrauchs und der Erzeugung wurden zuerst alle Last- und Erzeugungsprofile einzeln eingelesen und in die Form einer 15-Minuten Zeitreihe in POSIXct mit einer weiteren Spalte mit kW-Werten gebracht. Die Profile stammen aus verschiedenen Quellen und unterschiedlichen Jahren, einige wurden selbst modelliert. Die 15-Minuten Auflösung ergibt sich daraus, dass sie einen guten Kompromiss zwischen Genauigkeit und Datenverfügbarkeit darstellt. In Abbildung 1 ist für einen Haushalt mit PV-Anlage dargestellt, wie sich unterschiedliche Auflösungen der Last- und Erzeugungsprofile auf die Eigenverbrauchsrechnung auswirkt. Die Grafik stammt aus einer Untersuchung mit dem Load Profile Generator der Technischen Universität Chemnitz (aktuell in Weiterentwicklung an der Berner Fachhochschule), mit dem verschiedene Lastprofile simuliert werden können. Es ist sichtbar, dass der Eigenverbrauchsgrad bei der 15-Minuten Auflösung zwar 1.9 Prozentpunkte höher liegt als bei der 1-Minuten Auflösung, verglichen mit der Stundenauflösung aber deutlich besser ist. Nach Auffassung von Pflugradt (2017) liefern Auflösungen bis und mit 15 Minuten für die meisten Anwendungen verlässliche Ergebnisse.

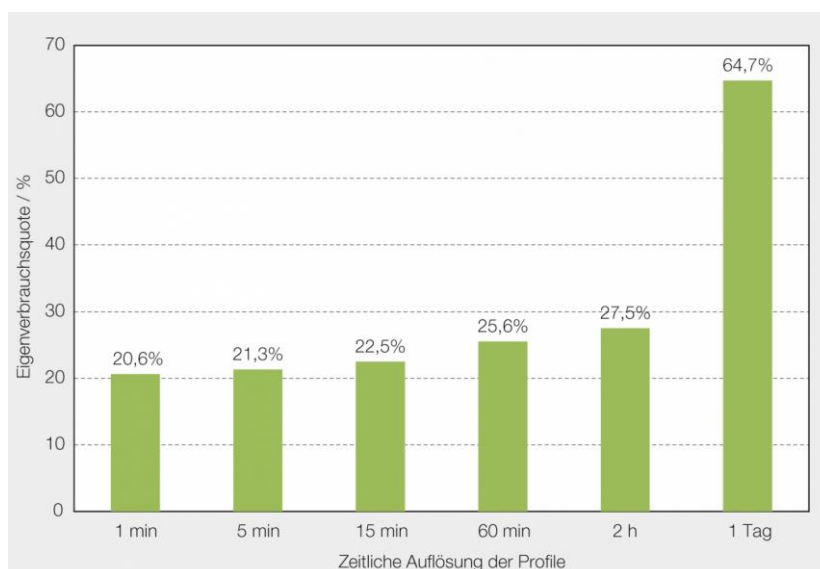


Abbildung 1: Unterschiedliche zeitliche Auflösungen der Last- und Erzeugungsprofile eines Haushaltes mit PV-Anlage und ihre Auswirkungen auf die Genauigkeit der Eigenverbrauchsrechnung. Das Lastprofil wurde mit dem Load Profile Generator der Technischen Universität Chemnitz erstellt, das PV-Erzeugungsprofil basiert auf Messungen (Pflugradt, 2017).

Die meisten Profile lagen bereits in 15-Minuten Auflösung vor. Einzelne höher aufgelöste Profile wie das ORC-Profil (5-Minuten) und das Wärmepumpenprofil (2-Minuten) wurden umgewandelt (Down-sampling). Das ORC Profil wurde dabei mit der *padr*² Funktion *thicken* und den *dplyr*³ Funktionen *group* und *summarise* in 15-Minuten Form gebracht. Für das Wärmepumpenprofil wurden alle 0, 14, 30, und 44 Minuten Schritte extrahiert und als neue 15-Minuten Schritte definiert. Danach wurden alle Zeitreihen skaliert auf die vorgängig ermittelten Zielwerte. Die meisten Zeitreihen wurden in CET/CEST aufgenommen. Um Berechnungen zu erleichtern, wurden sie in UTC umgewandelt und in ein gemeinsames tabellarisches Datenformat (*Dataframe*) für 2050 geführt. Dafür wurden vorgängig die doppelte Aufnahme der Zeitumstellungsstunde von 02:00 - 03:00 Uhr im Oktober entfernt, und die fehlenden Werte in den Lücken im März und Oktober durch Interpolation aufgefüllt. In einem weiteren Schritt wurde das Profil für den konventionellen Stromverbrauch, das als einziges eine wochentag-spezifische Charakteristik aufweist, so verschoben, dass die Wochentage für das Jahr 2050 stimmen. Da das Jahr 2050 mit einem Samstag beginnt und das Lastprofil mit einem Freitag, wurde dieser entfernt und hinten angesetzt. Das Lastprofil endet dadurch zwar mit zwei Freitagen (am 30.12. und 31.12.), eine genaue Abbildung der Silvesterfeiertage ist für die vorliegende Arbeit jedoch nicht relevant. Beim ORC-Profil, das in einem Schaltjahr aufgenommen wurde (2020), wurden die letzten 96 Einträge entfernt, um es in den Dataframe eingliedern zu können. Durch die Umwandlung in UTC beginnen die Profile ausserdem bei 01:00 anstatt 00:00 und reichen um eine Stunde ins nächste Jahr. Um ein für Berechnungen vollständiges Jahr zu erhalten, wurde diese Stunde an den Anfang verschoben. Der vollständige UTC-Dataframe wurde danach wieder in CET/CEST umgewandelt für die Darstellung der Zeitreihen in Grafiken. Da neben der Jahresbetrachtung vor allem auch einzelne Wochen oder Monate betrachtet werden sollten, wurden verschiedene «Sub-Dataframes» für die Monate Januar, April, Juli und Oktober, sowie jeweils für eine Woche in der Mitte dieser Monate erstellt. Die Plots wurden mit *plotly*⁴ erstellt. Im Kapitel 3.6 werden die einzelnen Last- und Erzeugungsprofile vorgestellt und ihre Merkmale erläutert.

2.6 Flexibilität

Flexibilitäten im Verbrauch wurden für die Elektromobilität und die Wärmepumpen untersucht. Auf der Produktionsseite wurde die ARA mit ihren BHKWs betrachtet. Für alle wurden neue, flexible Profile erstellt, die sich an den Erzeugungs-Überschüssen und Defiziten des Modells orientieren. Die genaue Vorgehensweise wird dabei in den jeweiligen Kapiteln erläutert. Um die Auswirkungen der Flexibilitätsmöglichkeiten zu untersuchen, wurden verschiedene Versionen erstellt. Die Grundversion V1 wird aus den aufbereiteten Erzeugungs- und Lastprofilen, die zumeist auf aktuellen Daten basieren und eine/n unkoordinierte/n Verbrauch/Produktion abbilden, zusammengestellt. Diese Grundversion wird etwas

² R-Package mit Funktionen zur Manipulation von Zeitreihen, Version 0.6.0

³ R-Package mit Funktionen für das Datawrangling, Version 1.0.9

⁴ R-Package zur Erstellung von interaktiven Webgrafiken, Version 4.10.0

eingehender vorgestellt und die saisonale und tagesspezifische Charakteristik veranschaulicht. In der Version 2 wird die Erstellung des smarten Elektromobilitätsprofils erläutert und anhand Grafiken veranschaulicht. Aufbauend auf der Version 2 und den sich neu ergebenden Erzeugungs-Überschüssen wird in der Version 3 ein smartes Wärmepumpenprofil erstellt. In der Version 4 wird durch die Modellierung eines flexiblen Betriebs der BHKWs der ARA Hofen auch der Erzeugungsseite ein flexibles Element hinzugefügt. Schliesslich wird in der Version 5 noch die Auswirkung eines zusätzlichen PV-Ausbaus der Fassaden auf 12 GWh/a untersucht. Dabei werden das Wärmepumpen- und das ARA-Profil erneut angepasst. Das Vorgehen ist in der Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Vorgehen bei der Erstellung und dem Vergleich der verschiedenen Varianten

Version Nr.	Bezeichnung	Beschreibung
Version 1	Grundversion, keine Flexibilität	
Version 2	Elektromobilität smart	Aufbauend auf V1
Version 3	Wärmepumpen smart	Aufbauend auf V2
Version 4	ARA flex	Aufbauend auf V3
Version 5	PV-Ausbau Fassaden	Aufbauend auf V2 mit erneuter Anpassung der flexiblen Wärmepumpen- und ARA-Profile

Elektromobilität sowie Wärmepumpen weisen ein grosses Flexibilitätspotential auf (Entso-e, 2021; Hong et al., 2013). Da die Elektromobilität der grössere Verbrauchsposten ist, wird sie zuerst untersucht und die Wärmepumpen bauen darauf auf. Die Optimierungen, die sich für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Flexibilisierung ergeben, werden in den jeweiligen Varianten-Kapiteln zuerst qualitativ anhand von Grafiken visualisiert. In einem abschliessenden Kapitel «Variantenvergleich» werden die Varianten anhand der Kennwerte Eigenverbrauch, Eigenverbrauchsgrad, Überschüsse, Defizite und Autarkiegrad verglichen und bewertet. Die Überschüsse und Defizite wurden dabei mittels der bei jedem Zeitschritt auftretenden überschüssigen Erzeugung oder ungedeckten Last berechnet. Darauf aufbauend konnte der Eigenverbrauch, der Eigenverbrauchsgrad sowie der Autarkiegrad für verschiedene zeitliche Auflösungen berechnet werden.

3 Resultate

3.1 Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung gemäss aktuellen Prognosen

3.1.1 Stromverbrauch

Die Prognose für den Stromverbrauch soll aus der Entwicklung von konventionellem Stromverbrauch, Elektromobilität und Wärmepumpen ermittelt werden.

Konventioneller Stromverbrauch

Mit konventionellem Stromverbrauch ist wie in den EP2050+ der Endenergie-Stromverbrauch ohne Elektromobilität, Wärmepumpen, Grosswärmepumpen, Elektrolyse, CCS/NET und Speicherpumpen gemeint. Er wird mit dem aktuellen Stromverbrauch der Gemeinde Wittenbach gleichgesetzt, der sich nach dem Energiekonzept für das Jahr 2017 auf 44.19 GWh, oder nach den Jahresberichten des EVW auf circa 40 GWh beläuft. In Abbildung 2 ist die Entwicklung des «Totalverbrauchs» nach den Jahresberichten des EVW in einer Grafik abgebildet. Es ist ersichtlich, dass der Verbrauch seit 2009 leicht ansteigt, dann aber bei circa 40 GWh stagniert. Die abgebildeten linearen Trends wurden mit der Excel Funktion TREND ermittelt und basieren auf den Werten der letzten 5 oder 10 Jahre. Werden die letzten 10 Jahre berücksichtigt, sinkt der Verbrauch auf 39 GWh im Jahr 2050, was einem Rückgang von 1.2 GWh (3 %) entspricht gegenüber 2021 mit 40.2 GWh. Basiert der Trend auf den letzten 5 Jahren, machen sich die rückläufigen Tendenzen deutlicher bemerkbar und der Verbrauch sinkt um 6.6 GWh (16 %) auf 33.6 GWh. Es muss erwähnt werden, dass der Zubau von Wärmepumpen laut Bauamt Wittenbach in den letzten Jahren stark zugenommen hat (Kevin Länzlinger, Bauverwaltung Wittenbach, persönliche Kommunikation, April 2022). Deren Verbrauch, wie auch derjenige der schon vorhandenen Elektrofahrzeuge, sind im Totalverbrauch enthalten. Der rein konventionelle Verbrauch ohne Elektromobilität und Wärmepumpen dürfte deshalb einen deutlicheren Abwärtstrend aufweisen. Im Weiteren wird deshalb mit dem auf den letzten 5 Jahren basierenden Trend gerechnet.

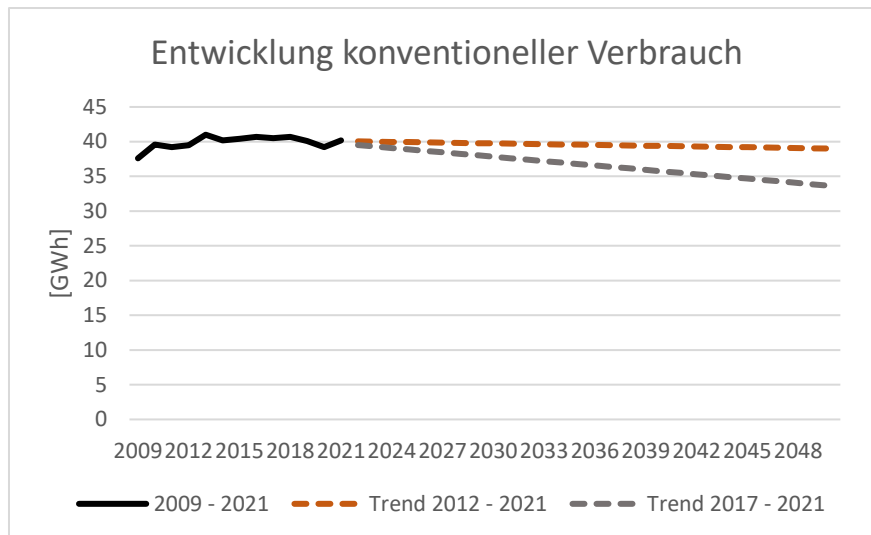


Abbildung 2: Trend (Excel TREND) des konventionellen Stromverbrauchs in Wittenbach. Der Trend wurde anhand der «Totalverbräuche» der letzten 10 Jahre (2012 – 2021) aus den Jahresberichten des EV Wittenbachs berechnet.

Elektromobilität

Die Entwicklung der Elektromobilität in der Schweiz wurde durch eine Studie von EBP (2021) untersucht. In den Szenarien ZERO und ZERO E wird darin von einer totalen Elektrifizierung des Verkehrs bis im Jahr 2050 ausgegangen. Daneben wird ein Szenario BAU (Business As Usual) gestellt, in dem von den geltenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgegangen wird und davon, dass es keine weiteren Lenkungsmaßnahmen in Richtung einer nachhaltigeren Mobilität gibt. In diesem Szenario wird 2050 rund 80 % der Fahrleistung mit elektrischen Antrieben zurückgelegt. Wird der Stromverbrauch für den Strassenverkehr nach dem Energiekonzept Wittenbach berücksichtigt, der bei voller Elektrifizierung für das Jahr 2050 21.0 GWh betragen soll (im Szenario 1, das keine Massnahmen zur Reduktion des Verkehrs vorsieht), ergibt sich bei den 80 % ein Verbrauch von 16.8 GWh (Energieagentur St. Gallen, 2020).

Wärmepumpen

Prognosen gemäss aktuellen Rahmenbedingungen zum Wärmepumpen-Stromverbrauch konnten keine aufgefunden werden. Es sind lediglich Verkaufszahlen zu Wärmepumpen in der Schweiz vorhanden, anhand deren eine Prognose jedoch schwierig ist. Seit 2017 gibt es die Erhebung der Energieträger in Wohngebäuden des BFS (2017). Diese Statistik wurde erstmals 2017 erfasst und wird in 5-Jahresabständen aktualisiert. Daten zu den Wärmeerzeugern von Gebäuden wären auch im Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) erfasst. Die Datenbank wird jedoch nicht zuverlässig aktuell gehalten, da die Praxis der Bauämter, die die Daten erheben, sehr unterschiedlich ist (Flury von Arx & Roschewitz, 2018). Ausserdem sind nicht alle Heizungsersätze gesuchspflichtig. Das Bauamt von Wittenbach hat zwar Informationen zu der (stark steigenden) Anzahl von Baugesuchen bezüglich erneuerbarer Energie der letzten

Jahre, hat aber die Information, wie viele Gebäude aktuell mit erneuerbaren Heizsystemen ausgestattet sind, noch nicht aufgearbeitet.

Eine Antwort zum steigenden Wärmepumpenverbrauch kann jedoch im Energiekonzept der Gemeinde gefunden werden (Energieagentur St. Gallen, 2020). Im Szenario 1, in dem bis 2050 sämtliche fossile Energieträger substituiert werden sollen, wird von einer Versorgung mit Gebäudewärme ausgegangen, die zu 50 % aus dem Fernwärmenetz und zu 50 % von Wärmepumpen stammen soll. Der zusätzliche Strombedarf, der durch die Wärmepumpen entsteht, wird auf circa 10 GWh geschätzt. Dies bezieht sich auf die eher niedrige aktuelle Gebäude-Modernisierungsrate von 0.75 % (im Szenario 2, in dem mit einer Rate von 1.5 % der Energieverbrauch gesenkt werden soll, reduziert sich der Mehrverbrauch auf 6.7 GWh).

Verbrauch total

Werden die verschiedenen Verbrauchsposten zusammengezählt, ergibt sich 2050 wie in Tabelle 4 dargestellt ein Gesamtverbrauch von 60.4 GWh/a. Abzüglich des Verbrauchs nach Jahresbericht EVW im 2021 von 40.2 GWh ergibt dies ein Wachstum von 20.2 GWh (50 %).

Tabelle 4: Prognose zum Stromverbrauch in Wittenbach im Jahr 2050 mittels der zuvor ermittelten Werte.

Verbrauchsposten	[GWh/a]
Elektromobilität	16.8
Wärmepumpen	10
Elektrom. + WP	26.8
Konventioneller Verbrauch	33.6
Verbrauch total	60.4

3.1.2 Stromerzeugung

Trend Solarstromproduktion

In Abbildung 3 ist der ermittelte lineare Trend für die Zunahme der Solarstromproduktion in Wittenbach ersichtlich. Er basiert auf den Produktionswerten der Jahresberichte 2017 - 2021 des EVW. Für die davorliegenden Jahre wurde die Solarstromproduktion nicht erfasst. Für das Jahr 2050 resultiert damit eine Solarstromproduktion von circa 5.6 GWh. Dies bedeutet gegenüber dem Jahr 2021 mit circa 2.8 GWh lediglich eine Verdoppelung und eine Zubau Rate von etwa 100 MWh/a.

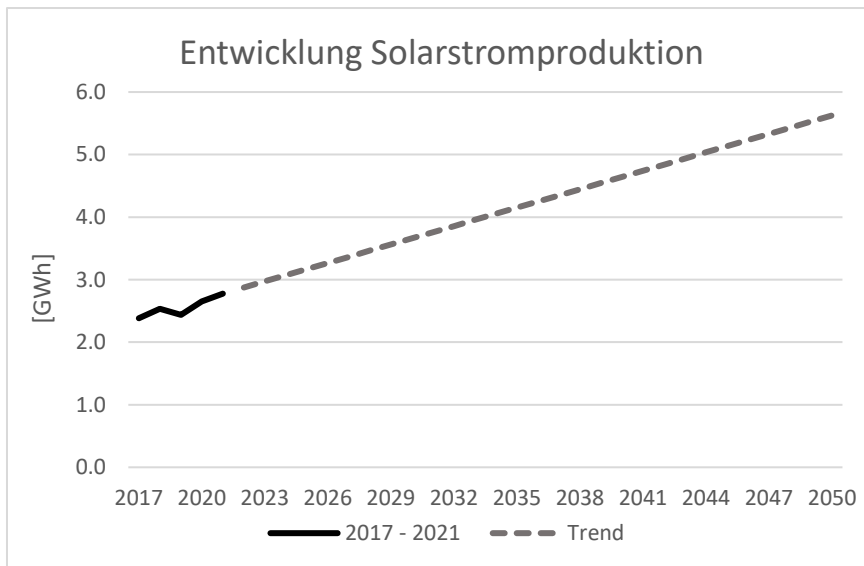


Abbildung 3: Linearer Trend der Solarstromproduktion in Wittenbach von 2022 – 2050 basierend auf 2017 - 2021. Berechnungsgrundlage sind die Zahlen der Jahresberichte des EV Wittenbach, die seit 2017 den PV-Zubau erfassen.

3.1.3 Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung

Der Entwicklung des Stromverbrauchs mit 20.2 GWh (50 %) Wachstum steht also lediglich ein PV-Wachstum von 2.8 GWh gegenüber. Diese Resultate sind zwar nur eine ungefähre Abschätzung der Entwicklungen, sie verdeutlichen jedoch das Bedürfnis nach einem sehr viel höheren PV-Ausbau, damit die Erzeugungslücke geschlossen werden kann. Um nur die Zunahme des Verbrauchs von 20.2 GWh rein bilanziell decken zu können, wäre eine Zubau Rate von 697 MWh/a notwendig (gegenüber den aktuell 100 MWh/a). Dies berücksichtigt jedoch noch nicht die wegfallende Atomenergie.

3.2 Notwendige Entwicklung

3.2.1 Disaggregation der Verbrauchswerte aus den Energieperspektiven 2050+

In Tabelle 5 sind die verschiedenen Stromverbrauchsposten mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach Szenario ZERO Basis ersichtlich. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz, in der Mitte die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a» die resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b» sind zum Vergleich alle Werte mit dem Disaggregationsfaktor nach der Einwohnerzahl ($1.14 \cdot 10^{-3}$) berechnet worden. Die Spalte «Witt. r» berücksichtigt reale Gegebenheiten und enthält die Werte für die spätere Modellierung in R.

Disaggregationsfaktoren

Es ist ersichtlich, dass die Disaggregationsfaktoren nach Stromverbrauch, Fahrzeugbestand und Wohnfläche tiefer liegen als derjenige nach Bewohnern. Dies könnte darauf hinweisen, dass Wittenbach als Agglomerationsgemeinde von St. Gallen bereits einige urbane Eigenschaften aufweist. Nach dem «City Statistics Porträt» des BFS liegt der durchschnittliche Wohnflächenverbrauch in der Agglomeration St. Gallen mit $48 \text{ m}^2/\text{Person}$ eigentlich über dem schweizerischen Durchschnitt von $46.3 \text{ m}^2/\text{Person}$ (BFS, 2021a), die beiden Faktoren liegen mit $1.10 \cdot 10^{-3}$ und $1.14 \cdot 10^{-3}$ jedoch relativ nahe beieinander. Die ÖV Anbindung weist laut der Web-GIS Karte «ÖV-Güteklassen» des ARE (o. J.) ausserhalb des Zentrums die Stufe «C – mittelmässig» auf. Dies übertrifft jedoch immer noch die ÖV Anbindung vieler ländlicher Gebiete. Die Nähe zur Stadt St. Gallen und ein abnehmender PKW Bestand bei gleichzeitig wachsender Bevölkerung seit 2017 plausibilisieren den Faktor $1.02 \cdot 10^{-3}$ ebenfalls (Energieagentur St. Gallen, 2020). Der Disaggregationsfaktor nach Stromverbrauch ist mit $7.56 \cdot 10^{-4}$ ca. 34 % tiefer als $1.14 \cdot 10^{-3}$ und damit am weitesten von der Disaggregation nach Bewohnern entfernt. Dies stimmt damit überein, dass dichter besiedelte Gebiete üblicherweise einen tieferen spezifischen Stromverbrauch aufweisen. Es könnte auch darauf hinweisen, dass Wittenbach wenig Industrie hat. Eine Statistik, die den Stromverbrauch von allen Verbrauchern über 100'000 kWh in der Schweiz ausweist, konnte nicht gefunden werden. Die Daten liegen vermutlich nur bei den jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor.

Vergleich «Witt. a» und «Witt. b»

Der Bruttoverbrauch der differenzierten Disaggregation «Witt. a» beläuft sich auf ca. 78.5 GWh. Bei der Disaggregation nach Bewohnern resultieren 96.2 GWh. Wie oben ausgeführt ist die Differenz grösstenteils auf den aktuellen Stromverbrauch der Gemeinde zurückzuführen, der mit 44.19 GWh im Jahr 2017 verhältnismässig tief zu sein scheint und einen entsprechend tiefen Disaggregationsfaktor auslöst.

«Witt. r» und Energiekonzept Wittenbach

Für «Witt. r» wurden alle Werte von «Witt. a» übernommen, lediglich der Speicherpumpen-Verbrauch wurde auf 0 gesetzt. Zwar wird Wittenbach auch an diesen Verbrauch einen Beitrag leisten müssen, der mit 9.64 GWh 12 % des Bruttoverbrauchs ausmacht. Konsequenterweise müsste dann auf der

Erzeugungsseite aber auch ein Anteil flexibler Wasserkraft aus Speicherkraftwerken angenommen werden. Da es schwierig ist zu beurteilen, wie diese Erzeugung aussieht, wird der Posten weggelassen. Damit ergibt sich ein neuer Bruttoverbrauch von 68.8 GWh.

Im Energiekonzept der Gemeinde wurde für das Jahr 2050 ein Stromverbrauch von 68.5 bis 76.9 GWh ermittelt, je nachdem, wie viele der aufeinander aufbauenden Szenarien (1) Substitution fossiler Energieträger; 2) Effizienz im Gebäudepark; 3) Suffizienz in der Mobilität) realisiert werden (Energieagentur St. Gallen, 2020). Allerdings sind im Bruttoverbrauch der EP2050+ Verluste, Grosswärmepumpen, Elektrolyse und CCS/NET inbegriffen. Der Verbrauch von 68.5 bis 76.9 GWh des Energiekonzepts lässt sich somit eher mit dem ermittelten Endenergieverbrauch (EEV Strom) von 54.3 GWh vergleichen.

Tabelle 5: Stromverbrauch mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach dem Szenario ZERO Basis. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz abgebildet. In der Mitte sind die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a [GWh]» die jeweils resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b [GWh]» sind zum Vergleich alle Zielwerte nach der Einwohnerzahl disaggregiert (Faktor 0.114 %). In der Spalte «Witt. r [GWh]» sind die Werte aus «Witt. a» übernommen, nur die Speicherpumpen werden auf 0 gesetzt.

Stromverbrauch ZERO-Basis 2050						
Stromverbrauch	CH [TWh]	Disaggregationsmethode	Faktor	Witt. a [GWh]	Witt. b [GWh]	Witt. r [GWh]
Konventionell	41.41	* (Stromverbr. Witt./Stromverbr. CH)	7.56E-04	31.286	47.164	31.286
Elektrofahrzeuge Strasse	13.14	* (Fahrzeuge Witt./Fahrz. CH)	1.02E-03	13.436	14.973	13.436
Wärmepumpen	8.70	* (Wohnfläche Witt./Wohnfläche CH)	1.10E-03	9.607	9.906	9.607
EEV Strom	63.25			54.3	72.0	54.3
Grosswärmepumpen	2.72	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	3.103	3.103	3.103
Elektrolyse	2.94	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	3.347	3.347	3.347
Sonstige (inkl. CCS / NET)	1.76	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	2.008	2.008	2.008
Sonstiger Stromverbrauch (Umwandlung)	7.42			8.5	8.5	8.5
EEV Strom inkl. Sonstiger Stromverbrauch	70.67			62.8	80.5	62.8
Verluste	5.31	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	6.054	6.054	6.054
Landes- / Gemeindeverbrauch	75.99			68.8	86.6	68.8
Speicherpumpen	8.46	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	9.637	9.637	0.000
Bruttoverbrauch	84.4			78.5	96.2	68.8

3.2.2 Disaggregation der Erzeugungswerte aus den Energieperspektiven 2050+

In Tabelle 6 sind die verschiedenen Stromerzeugungsposten mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach Szenario ZERO Basis ersichtlich. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz, in der Mitte die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a» die resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b» sind zum Vergleich alle Zielwerte nach der Einwohnerzahl mit dem Faktor $1.14 \cdot 10^{-3}$ aufgeschlüsselt. In der Spalte «Witt. r» sind wiederum einige Posten an bereits bekannte Verhältnisse angepasst worden.

Vergleich «Witt. a» und «Witt. b»

In der differenzierten Disaggregation «Witt. a» beläuft sich die Bruttoerzeugung auf 33.7 GWh. In der Disaggregation nach Bewohnern «Witt. b» ist sie mit 96.6 GWh deutlich höher. Die Differenz von 62.9 GWh geht vor allem auf die Wasserkraft und den Solarstrom zurück. Die Erzeugung aus Wasserkraft mit ca. 3.1 GWh entspricht dem Mittelwert der Jahresproduktionen von 2019-21 (EVW, 2021). Dies ist deutlich weniger, als wenn der Zielwert für Wasserkraft gemäss der Wohnbevölkerung ermittelt wird, was ca. 50.9 GWh entsprechen würde. Auch der Zielwert für die Solarstromproduktion mit 38.2 GWh ist deutlich grösser bei einer Aufschlüsselung nach Einwohnerzahl als bei «Witt. a» mit 27.9 GWh.

Vergleich «Witt a» und «Witt r»

Der Vergleich der Werte aus «Witt. r» (Berücksichtigung realer Gegebenheiten) mit «Witt. a» (differenzierte Disaggregation) entspricht weitgehend der Leitfrage c) und wird im Abschnitt 2.4 «Vergleich der benötigten Erzeugungswerte mit dem vorhandenen Potential» besprochen.

Tabelle 6: Stromerzeugung mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach dem Szenario ZERO Basis. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz abgebildet. In der Mitte sind die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a [GWh]» die jeweils resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b [GWh]» sind zum Vergleich alle Zielwerte nach der Einwohnerzahl disaggregiert (Faktor 0.114 %). In der Spalte «Witt. r [GWh]» sind einzelne Werte aus «Witt. a» an bereits bekannte Verhältnisse in Wittenbach angepasst (wie fehlende Potentiale, oder Produktionen, die bereits jetzt höher sind).

Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp ZERO-Basis 2050						
Kraftwerkstyp	CH [TWh]	Disaggregationsmethode	Faktor	Witt. a [GWh]	Witt. b [GWh]	Witt. r [GWh]
Wasserkraftwerke	44.69	keine		3.093	50.901	3.093
Wasserkraft	44.69			3.1	50.9	3.1
bestehende fossile KW	0.16	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	0.179	0.179	0.000
neue KW fossil/PtG	0.89	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	1.016	1.016	0.000
Fossile KW	1.05			1.2	1.2	0.0
Photovoltaik	33.61	* (PV Potential Witt./PV Potential CH)	8.31E-04	27.937	38.287	27.937
Windenergie	4.32	* (Gemeindefläche Witt./Landesfläche CH)	3.05E-04	1.320	4.926	0.000
Biomasse (Holz)	0.16	* (Baumveg.fläche Witt./Baumveg.fl. CH)	2.35E-04	0.038	0.185	2.800
Biogas	1.15	* (Rindviehbestand Witt./Rindviehbest. CH)	9.24E-04	1.064	1.311	0.000
ARA	0.11	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	0.122	0.122	2.100
KVA (EE-Anteil)	0.67	* (Bew. Witt./Bew. CH)	1.14E-03	0.764	0.764	0.000
Geothermie	2.00	* (Gemeindefläche Witt./Landesfläche CH)	3.05E-04	0.611	2.278	0.000
Übrige EE (ohne EE-Abreg.)	42.03			31.9	47.9	32.8
Nettoerzeugung (ohne EE-Abreg.)	87.8			36.1	99.8	35.9
EE-Abregelung	-2.953	* (PV Potential Witt./PV Potential CH)	8.31E-04	-2.454	-3.364	0
Bruttoerzeugung	84.81			33.7	96.4	35.9

3.2.3 Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung

In der Tabelle 7 sind der Bruttoverbrauch und die Bruttoerzeugung aus «Witt. r» dargestellt. Diese Zielwerte werden für die weitere Modellierung der Erzeugungs- und Lastprofile verwendet. Rein bilanziell können durch die Produktion in Wittenbach 52 % des Verbrauchs gedeckt werden. Die fehlenden 32.9 GWh sind auf die Wasserkraft zurückzuführen: Im Jahr 2017 betrug der Anteil der Wasserkraft am Stromverbrauch der Gemeinde 31.7 GWh (oder 72 %, inkl. Wasserkraftwerk Erlenholz) (Energieagentur St. Gallen, 2020).

Tabelle 7: Bruttoverbrauch und -Erzeugung für Wittenbach im Jahr 2050 für «Witt. r»

Posten	Witt. r [GWh]
Bruttoverbrauch	68.8
Bruttoerzeugung	35.9
Differenz	32.9

Wittenbach wird also deutlich mehr Strom verbrauchen, als es selbst produzieren kann. Dies ist nicht überraschend. Auf verschiedene Gemeinden entfallen verschiedene Stromverbräuche und verschiedene Beiträge zur Stromerzeugung. Alpine Gemeinden wie die Commune Hérémence beispielsweise haben 1'400 Einwohner, die dort ansässige Grand-Dixence SA produzierte 2020 jedoch etwa 2.46 TWh Strom (Commune d'Hérémence, o. J.; VSE, 2021b). Mittellandgemeinden verfügen oft nicht über grosse Wasserkraftwerke und sind deshalb auf die landesweite Gross- und Laufwasserkraft und aktuell noch die Atomkraft angewiesen.

3.3 Vergleich der benötigten Erzeugungswerte mit dem vorhandenen Potential

In diesem Abschnitt wird der Vergleich der Erzeugungswerte aus «Witt. a» und «Witt. r» behandelt. Die Werte aus «Witt. a» entsprechen den «benötigten Erzeugungswerten», wenn die Zielwerte aus den EP2050+ nach den definierten Disaggregationsmethoden auf die Gemeinde heruntergebrochen werden. Die an reale Gegebenheiten angepassten Werte aus «Witt. r» entsprechen grösstenteils dem vorhandenen Potential. Für die Solarstromproduktion wird der ermittelte benötigte Erzeugungswert mit dem Potential nach sonnendach.ch besprochen und mit dem prognostizierten Wachstum aus Abschnitt 3.1 verglichen.

Wasserkraft

Das Wasserkraftwerk Erlenholz, welches von der Brauerei Schützengarten betrieben wird, ist 2003 erneuert worden (Schützengarten, o. J.). Es wird deshalb nicht davon ausgegangen, dass eine Leistungssteigerung bis 2050 möglich ist. Wie in der Methodik erwähnt, liegen die Wachstumspotentiale der Wasserkraft vor allem in alpinen Regionen. Die Kantonsregierung St. Gallen hat in einer Antwort auf eine Interpellation der SVP ebenfalls festgehalten, dass es kein bis kaum Ausbaupotential im Kanton gibt. Wittenbach wurde in dieser Antwort als möglicher Standort nicht erwähnt. Diese Begebenheit wurde für Wasserkraft deshalb schon bei «Witt. a» berücksichtigt und die aktuell produzierte Strommenge von circa 3.1 GWh/a eingetragen.

Fossile / PtG Kraftwerke

Eine Produktion aus fossilen Kraftwerken ist für Wittenbach, in dem im Rahmen des Edge-Projekts erneuerbare Energien ausgebaut werden sollen, nicht vorgesehen und fällt in «Witt. r» deshalb weg. Auch für mit PtG betriebene Kraftwerke wird angenommen, dass in Wittenbach keine solchen Anlagen installiert werden. Zur Veranschaulichung wurden die beiden Posten in «Witt. a» jedoch nach der Bevölkerung disaggregiert, was für Wittenbach einen Anteil von circa 1.2 GWh/a ergeben würde.

Photovoltaik

Der nach dem PV-Potential von Wittenbach disaggregierte Zielwert für Solarstrom beläuft sich auf 27.9 GWh/a. Das totale PV-Potential auf Dächern und Fassaden der Gemeinde beläuft sich nach dem Solarkataster des BFE (o. J.-b) auf 55.9 GWh. Somit müssten nur ungefähr 50 % des Potentials realisiert werden. Die Solarstromproduktion im Jahr 2021 lag bei circa 2.8 GWh. Bei einem linearen Wachstum wäre also eine Zubau-Rate von 866 MWh/a notwendig.

Im Energiekonzept von Wittenbach wird von einem höheren Potential von 64.8 GWh ausgegangen. Berechnungsgrundlage sind dort ebenfalls die Solarkataster Daten des BFE. Zusätzlich werden jedoch nebeneinander liegende, kleine Dachflächen durch einen Algorithmus addiert, wodurch mehr Dächer den Grenzwert von 10 m² erreichen (BFE, o. J.-b; Energieagentur St. Gallen, 2020). In den energiepolitischen Leitlinien, die Wittenbach festgehalten hat, wird für 2050 ein Ausbau auf 20 GWh/a angestrebt, was

einem Ausbau von 560 MWh/a entspricht (Energieagentur St. Gallen, 2020). Dieser Ausbau ist aus Sicht der hier disaggregierten Werte zu tief. In der unter 3.1 ermittelten Prognose, die von der durchschnittlichen Zubau-Rate der letzten fünf Jahre von 100 MWh/a ausging, wird im Jahr 2050 lediglich eine Verdoppelung der PV-Erzeugung auf circa 5.6 GWh/a erreicht. Das entspricht nur 20 % des Zielwerts von 27.9 GWh/a. Es ist also eine deutliche Steigerung des Ausbaus notwendig: Um den Zielwert von 27.9 GWh/a zu erreichen, muss die Zubau-Rate beinahe verneunfacht werden.

Windenergie

Die Windgeschwindigkeit im Gemeindegebiet ist mit durchschnittlich 3.8 – 5 m/s (auf 100 m Höhe) eher gering (ARE, o. J.). Als minimale durchschnittliche Windgeschwindigkeit für einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen gilt als Faustregel 4 m/s. Der Wert wird jedoch unterschiedlich definiert. Im Rahmen einer Standortbeurteilung der Richtplanung im Kanton Schaffhausen wurde als untere Grenze eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4.6 m/s empfohlen (Altherr, 2017). Je nach Standort wäre der Betrieb einer Windkraftanlage also eventuell möglich. Da die Realisierung von Windkraftanlagen besonders in bewohnten Gebieten jedoch schwierig und die Bewilligungsverfahren kompliziert sind, wird angenommen, dass keine Windkraftanlage in Wittenbach gebaut wird. Dies stimmt mit der aktuellen Einschätzung im kantonalen Richtplan überein, in dem für Wittenbach kein Windkraftperimeter ausgeschieden ist (Energieagentur St. Gallen, 2020).

Biomasse (Holz)

Die Stromproduktion aus Biomasse / Holz wurde nach der Baumvegetationsfläche disaggregiert und entspricht für Wittenbach circa 0.04 GWh/a. Die heute bestehende Heizzentrale im Osten der Gemeinde betreibt eine ORC Turbine, für die unterschiedliche Angaben zur Erzeugung vorhanden sind. Laut Jahresberichten des EVW (2021) bewegte sich die Bruttoproduktion von 2017 – 2021 zwischen circa 1.1 bis 1.7 GWh/a (Mittelwert 1.3 GWh). Laut Energiekonzept belief sich die Stromproduktion im Jahr 2019 auf 2.4 GWh (Energieagentur St. Gallen, 2020). Je nach Ausbau des Fernwärmenetzes (und zusätzlichen Holz-schnitzelheizungen mit ORC Modulen) wird dort für 2050 zudem von einer Steigerung bis 6.2 GWh/a ausgegangen. Es wird jedoch als unwahrscheinlich betrachtet, dass ein Ausbau der Fernwärme ausschliesslich mit weiteren Holz-schnitzelkesseln und ORC Turbinen gedeckt werden wird.

Jedenfalls ist die ORC Turbine laut St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerken (SAK), die die Heizzentrale betreibt, aktuell nicht vollständig ausgelastet. Laut einem Monitoring Bericht aus der Projektierungsphase hat die Anlage ein Produktionspotential von 2.8 GWh/a (Buholzer, 2016). Dieser Wert wurde deshalb in «Witt. r» als reales Potential für 2050 angenommen. Er übersteigt den ermittelten Erzeugungswert von 0.04 GWh/a um ein Vielfaches. Die SAK bezieht für Wittenbach, das selbst keine grossen Waldflächen hat, das Holz also nicht aus der Gemeinde selbst. Es wird jedoch darauf geachtet, dass ein maximaler

Radius von 50 km eingehalten wird. So stammten im Jahr 2018 beispielsweise drei Viertel der verwendeten Hackschnitzel aus einem Radius bis 30 km (Widmer, 2019).

Biogas

Die Stromerzeugung mittels Biogas liegt in «Witt. a» bei ca. 1.06 GWh/a. Zurzeit gibt es keine Biogasanlage in Wittenbach. Die geplante Anlage, zu welcher eine Machbarkeitsstudie von Laveba (2022) existiert, soll das Biogas zu Biomethan aufbereiten und ins Gasnetz einspeisen. Es wird als unwahrscheinlich betrachtet, dass in Wittenbach eine zweite Biogasanlage gebaut wird. Deshalb wird für «Witt. r» von keiner Stromproduktion aus Biogas ausgegangen.

ARA

Der Erzeugungswert für die ARA liegt bei ca. 0.12 GWh/a (disaggregiert nach Bevölkerung). Das BHKW der ARA Hofen produziert aktuell circa 2.1 GWh/a (Mittelwert 2019-21) (EVW, 2021). Die reale Produktion liegt damit bereits weit über dem Zielwert. Für 2050 wird keine weitere Steigerung angenommen, da die ARA ab 2009 in mehreren Etappen umfassend erneuert und die Stromerzeugung optimiert wurde (Stadt St. Gallen, 2021).

KVA

Der Erzeugungswert für die Stromproduktion aus einer KVA liegt in «Witt. a» bei circa 0.76 GWh/a (disaggregiert nach Bevölkerung). Eine KVA existiert in Wittenbach jedoch nicht und soll deshalb nicht als Erzeuger abgebildet werden.

Geothermie

Für die Stromerzeugung aus Geothermie wird angenommen, dass in Wittenbach keine solchen Anlagen gebaut werden. Der nach der Gemeindefläche ermittelte Wert von 0.61 GWh/a in «Witt. a» wird somit nicht erreicht.

EE-Abregelung

Die EE-Abregelung hängt neben der Windkraft vor allem mit der Solarstromproduktion zusammen. Für die Modellierung wird auf eine Abregelung verzichtet.

Vorhandenes Potential und neue Zielwerte in «Witt. r»

In «Witt r» bleiben damit noch 4 Kraftwerkstypen. Die Stromerzeugung aus PV macht mit circa 77.8 % den grössten Anteil an der Bruttoerzeugung (ohne EE-Abriegelung) aus. Dem folgen die Wasserkraft mit 8.6 %, Biomasse (Holz) mit 7.8 %, und die ARA mit 5.8 %. Die Bruttoerzeugung bei «Witt. r» ist mit 35.9 GWh geringfügig höher als bei «Witt. a» mit 33.7 GWh. Die wegfallende Erzeugung aus fossilen oder PtG-betriebenen Kraftwerken, Windenergie, Biogas, KVA und Geothermie werden überkompensiert durch die Stromproduktion der ORC Turbinen, der Heizzentrale (Biomasse/Holz), der ARA Hofen und der fehlenden EE-Abregelung.

3.4 Verallgemeinerung auf Gemeinden im Schweizer Mittelland

In diesem Abschnitt wird besprochen, inwiefern sich die entwickelten Disaggregationsmethoden auch auf andere Gemeinden im Mittelland anwenden lassen.

Konventioneller Verbrauch

Den konventionellen Verbrauch anhand des Stromverbrauchs zu disaggregieren, scheint sinnvoll zu sein. Es muss dabei berücksichtigt werden, dass auf Landes- wie Gemeindeebene der beispielsweise der Endenergieverbrauch (ohne Verluste) verwendet wird. Auch war es im Falle von Wittenbach nicht eindeutig, ob der Anteil an Strom, der auf dem freien Markt beschafft wird, im Jahresbericht des EVW berücksichtigt wurde. Ebenfalls muss beim Eigenverbrauch von Produktionsanlagen abgeklärt werden, ob der Eigenverbrauch in der Statistik des Elektrizitätsunternehmens im Endenergieverbrauch aufgeführt ist oder nicht. Dies konnte im Fall der ARA, die um die 80 % des produzierten Stromes selbst verbraucht, nicht mit dem EVW geklärt werden (Markwalder, ARA Hofen, persönliche Kommunikation, Juni 2022).

Elektrofahrzeuge

Durch die Disaggregation nach bestehendem Fahrzeugbestand können aktuelle Stadt – Land Unterschiede berücksichtigt werden. Für eine genauere Schätzung könnte jedoch auch der in urbanen Gebieten höher prognostizierte Bevölkerungszuwachs berücksichtigt werden.

Wärmepumpen

Wie bei der Abklärung für die Prognose zum Wärmepumpenverbrauch schon erwähnt, konnte keine zuverlässige Statistik zu den Wärmeerzeugern und zu der durch Wärmepumpen verwendeten Heizenergie in Gebäuden und Wohnungen aufgefunden werden. Um den Verbrauch zu disaggregieren, wurde deshalb auf die Wohnfläche zurückgegriffen. Sie lässt eine realistischere Aufteilung zu als nach Bewohnern und berücksichtigt den unterschiedlichen Flächenverbrauch in Gemeinden. Allerdings brauchen Wohnflächen in Einfamilienhäusern mehr Heizenergie als jene in Mehrfamilienhäusern, und der Baustandard der Gebäude wird nicht berücksichtigt. Eine bessere Datengrundlage wird möglicherweise die bereits erwähnte Erhebung der Energieträger in Wohngebäuden des BFS (2017) bieten, die im Jahr 2022 zum zweiten Mal durchgeführt wird.

Elektrolyse, CCS/NET, Verluste

Der Verbrauch von Elektrolyse, CCS/NET und Verluste wurde nach Bewohnern disaggregiert. Diese Aufteilung ist auch für andere Gemeinden sinnvoll, da sie gesamtgesellschaftliche Aufgaben und Aufwände darstellen.

Wasserkraft

Für die Wasserkraft wurde auf eine Disaggregation verzichtet. Eventuell könnte der EP2050+ Zielwert für die Wasserkraft jedoch nach der Bevölkerung disaggregiert und angenommen werden, dass sie der

Gemeinde zur Verfügung steht. Denn diese hat keinen Einfluss darauf, ob auf ihrem Gebiet die für die Wasserkraft notwendigen Wassermengen und Topografie vorhanden sind. Ausserdem sind die Potentiale im Mittelland weitgehend ausgeschöpft. Wird die landesweite Wasserkrafterzeugung in die Modellierung von Gemeinden aufgenommen, ergibt sich ein neues Bild hinsichtlich Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch. Im Fall von Wittenbach käme der Gemeinde ein Anteil von 50.9 GWh/a zu, wie in der Tabelle 6 unter «Witt. b» festgehalten. Mit den neuen erneuerbaren Energien, auf deren Realisierung die Gemeinde mehr Einfluss nehmen kann, ist eine vollständige Versorgung mit erneuerbarer elektrischer Energie dann eher möglich. Die Modellgrenze wird in diesem Fall jedoch um einen Anteil der Landes-Wasserkrafterzeugung erweitert und nicht mehr nur um die Gemeinde gezogen.

Photovoltaik

Unter der Voraussetzung, dass PV-Anlagen nur auf Gebäuden gebaut werden, kann dank dem Solarkataster des BFE einfach ein Zielwert disaggregiert werden. Werden auch Freiflächenanlagen, Agro-PV oder Anlagen an anderer Infrastruktur berücksichtigt, vergrössert sich das Potential entsprechend.

Windenergie, Geothermie

Die Disaggregation nach Gemeindefläche ist wenig sinnvoll. Realistischer wäre die Einbeziehung der kantonalen Richtpläne, wo möglicherweise die Fläche der ausgeschiedenen Windkraft-Perimeter für die Schweiz und die Gemeinden ermittelt werden könnte. Ähnlich verhält es sich für die Geothermie. Dort könnte ermittelt werden, wo Gebiete mit geologischen Anomalien liegen, bei denen in geringerer Tiefe hohe Temperaturen anzutreffen sind. Solche Gebiete gibt es beispielsweise im Kanton Aargau oder in Basel (VGKA, o. J.).

Biomasse (Holz)

Die Disaggregation nach Baumvegetationsfläche ist dank der BFS STAT-TAB Tabelle einfach und ergibt ein realistischeres Ergebnis als bei der Aufteilung nach Bevölkerung. Es wird jedoch nicht berücksichtigt, ob es sich um forstwirtschaftlich nutzbare Baumbestände handelt. Im Mittelland sind die Flächen sicherlich sehr viel besser zugänglich als in den Bergregionen. Die Baumvegetationsfläche der Schweiz dürfte deshalb vermutlich viel zu hoch liegen, wenn man die Nutzbarkeit berücksichtigt. Eine schweizerische Statistik für Forstwirtschaftsflächen scheint aber nicht zu existieren. Auch ist es angesichts des minimalen Waldbestandes von Wittenbach sinnvoller, wenn beispielsweise das Potential einer ganzen Region betrachtet wird.

Biogas

Für die Disaggregation der Biogas-Stromproduktion wird der Rindviehbestand nach "Statistischen Atlas der Schweiz" verwendet (BFS, o. J.-b). Zwar spielen bei der Biogasproduktion auch Speisereste und Grün- gut eine Rolle, nach der Studie des WSL (2017) hat Hofdünger jedoch mit Abstand das grösste zusätzlich nutzbare Potential, wovon Rindergülle wiederum 74 % ausmacht. Die Werte für diese

Disaggregationsmethode sind dank den vorhandenen Statistiken einfach zugänglich und erlauben eine ungefähre Abschätzung der notwendigen Erzeugung. Wie in der WSL Studie dargelegt ist, hängt das Potential jedoch stark von der Distanz der Betriebe zueinander ab (für wirtschaftliche Biogasanlagen muss ein bestimmter Hofgülleanfall erreicht werden). In ländlichen Regionen, vor allem in den Alpen, ist der Hofgülleanfall weiter verteilt und deshalb teilweise nicht nutzbar. Mittelland Regionen weisen dagegen eine höhere Dichte an Betrieben auf. Dies sollte bei der Disaggregation beachtet werden. Vermutlich fallen die anhand des statistischen Atlases ermittelten Disaggregationsfaktoren für Mittellandgemeinden eher ein wenig zu tief aus und für alpine Gemeinden tendenziell zu hoch.

3.5 Herausforderungen

In diesem Abschnitt werden die Herausforderungen geschildert, die sich in der Stromversorgung für die Netzstabilität und die Netzkapazität bei einem hohen Anteil an neuen erneuerbaren Energien in der Erzeugung ergeben. Ausserdem werden Lösungsansätze im Allgemeinen und die Flexibilisierung des Verbrauchs im Besonderen diskutiert.

3.5.1 Netzstabilität

Die Integration hoher Anteile an Solar- oder Windstrom ins Stromnetz stellt eine Herausforderung für die Stromversorgung dar. Im Gegensatz zur Stromerzeugung aus AKWs, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie, welche auf eine Primärenergie zurückgreifen, die entweder gut speicherbar oder kontinuierlich vorhanden ist, ist die Produktion aus Wind und Sonne wetterabhängig und besonders bei PV stark fluktuierend. Gleichzeitig muss zu jeder Zeit gewährleistet sein, dass Produktion und Verbrauch ausgeglichen sind. Ist eine Überproduktion vorhanden, hat dies Auswirkungen auf die Frequenz, die für das europäische Stromnetz 50 Hz beträgt. Grosse Kraftwerke sind mit dieser Frequenz synchronisiert: Ihre Generatoren drehen 50-mal in der Sekunde. Steigt die Last im Netz, werden diese Synchrongeneratoren abgebremst und die Frequenz sinkt. Dabei wird ein Teil ihrer Bewegungsenergie ins Netz abgegeben und verhindert ein zu schnelles Absinken der Frequenz (Paschotta, 2022). Die drehenden Massen der Generatoren stellen somit eine gewisse Trägheit zur Verfügung, die das Netz stabilisiert. Allgemein kann die Fähigkeit des Systems, Schwankungen in der Frequenz auszugleichen, als Netzstabilität bezeichnet werden. Ist das System gross genug, kann eine zu hohe Last an einem Ort durch das Hochfahren eines Generators an einem anderen kompensiert werden. Umgekehrt lässt eine zu hohe Erzeugung die Frequenz steigen. Der Bereich zwischen 49.8 – 50.2 Hz ist dabei als Normalbetrieb definiert. Bei Schwankungen über oder unter diese Werte werden verschiedenstufige Massnahmen nach festgelegten Plänen eingeleitet (Heuck et al., 2013). Im Extremfall können bei zu hoher Frequenz Geräte beschädigt werden oder bei zu tiefer Blackouts stattfinden. Traditionell speisen grosse, zentrale Kraftwerke ins Stromnetz ein. Durch den grossen Anteil an Wasserkraft und Kernkraft stehen viele synchronisierte Grundlastkraftwerke zur Verfügung, die das Netz stabilisieren und die Grundlast abdecken. Je nachdem, wie schnell zusätzliche Regelleistung bereitgestellt werden muss, werden Schwankungen über die Primär- bis Quartärregelreserven ausgeglichen. Die Bereitstellung und der Einsatz dieser Regelleistung wird von Swissgrid bei Kraftwerkbetreibern in Auftrag gegeben, koordiniert und vergütet (Swissgrid, o. J.-b). Durch die vermehrte fluktuierende dezentrale Einspeisung wird jedoch die Erstellung von Prognosen, von denen ausgehend zusätzliche Regelleistung abgerufen wird, zunehmend schwieriger (VSGS, 2013).

3.5.2 Netzkapazität

Die konventionelle Einspeise- oder Energieflussrichtung, für die das Netz ausgelegt ist, erfolgt «top-down». Grosse, zentrale Kraftwerke speisen mit 150 – 380 kV in die Höchst- oder Hochspannungsebene

ein (in Abbildung 4 als Ebenen 1 und 3 dargestellt) und die elektrische Energie wird über die verschiedenen Transformatorebenen zu den Mittel- und Niederspannungsebenen (Ebenen 5 und 7) und zu den Haushalten gebracht. Die Netzebenen sind in Abbildung 4 visualisiert. Dezentrale Anlagen kehren diese Energieflussrichtung um: Sie speisen über das Verteilnetz (Ebene 7) ein. Je nach Situation kann Strom nun auch von tiefer- in übergelagerte Netze fließen.

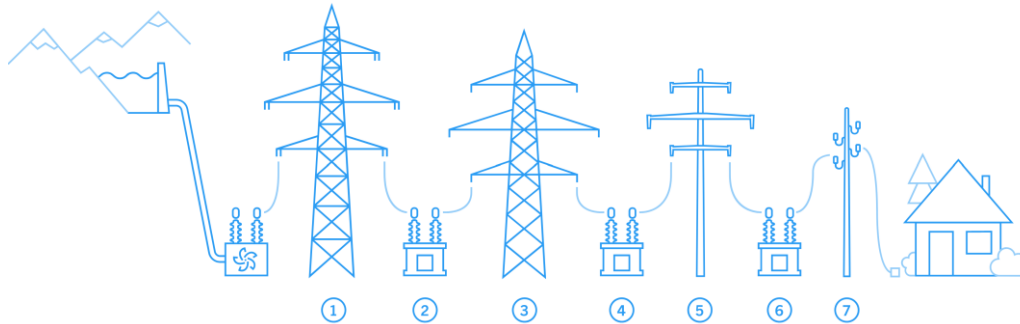


Abbildung 4: Die Netz- und Transformatorebenen der Schweiz: 1) Höchstspannungsebene (380/220 kV); 3) Hochspannungsebene (36-150 kV); 5) Mittelspannungsebene (1-36 kV); 7) Niederspannungsebene (< 1kV); 2), 4) und 6) Transformatorebenen. Quelle: (Swissgrid, o. J.-a)

Dies wirft unter anderem Fragen für bisher geltende Schutzkonzepte bei Netzfehlern auf, bei denen Netzabschnitte getrennt und alle speisenden Energiequellen von der Fehlerquelle getrennt werden. Auch kann die veränderte Einspeisesituation fehlerhafte Auslösungen von Schutzgeräten zur Folge haben (BFE, 2015). Da das Stromnetz in Richtung «top-down» feiner wird, bringt die dezentrale Einspeisung durch PV-Anlagen vor allem auch Herausforderungen hinsichtlich der Netzkapazität mit sich. Beispielsweise kann an sonnigen Tagen durch die PV-Einspeisung die Spannung zu hoch werden und Probleme bei der Einhaltung des Spannungsbandes im Verteilnetz verursachen. Je nach Situation kann auch ein zu hoher Strom zustande kommen, der die thermischen Grenzwerte der Leitungen und Transformatoren überschreitet und sie beschädigt. Der konventionelle Lösungsansatz für diese Probleme ist der Netzausbau, welcher vor allem in den Netzebenen 5 und 7 (Verteilnetze), aber auch in den Transformator-Netzebenen 4 und 6 anfallen würde und grosse Kosten verursacht (BFE, 2015). So sind in den Verteilnetzen je nach Nachfrage- und Produktionsszenario bis 2050 Kosten bis zu 12.6 Mrd. CHF zu erwarten (Consentec, 2012).

3.5.3 Fluktuierende Solarstromerzeugung

Kommen nun, wie im Szenario ZERO Basis der EP2050+ angenommen, im Jahr 2050 40 % der elektrischen Energie in der Schweiz aus der stark fluktuierenden Solarstromerzeugung, stellt sich die Frage, wie das Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch weiter eingehalten werden kann (BFE, 2021a). Dabei spielen Tages- wie saisonale Schwankungen eine Rolle. Tagsüber und im Sommer ist eine grosse Überproduktion vorhersehbar. Am Abend und im Winter dagegen ist nur eine reduzierte oder gar keine Solarstromproduktion vorhanden und der Verbrauch höher. Für einzelne Gemeinden wie Wittenbach ist

ein vollständiger Ausgleich bereits im lokalen Verteilnetz praktisch unmöglich, zumal der Anteil der Solarstromerzeugung in Wittenbach nach den unter 0 aggregierten Zielwerten beinahe 78 % ausmachen würde. Trotzdem kann ein möglichst regio- und kommunaler Ausgleich zwischen Verbrauch und Produktion die Anforderungen an das übergelagerte Netz verringern und Netzausbaukosten reduzieren.

3.5.4 Smart Grid bzw. Smart Market

Ein zentraler Lösungsansatz für die geschilderten Herausforderungen ist das «Smart Grid». Der Begriff dient oft als Sammelbegriff und umfasst dann alle zusätzlich benötigten Funktionen und Mechanismen, die von einer zukünftigen, nachhaltigen Stromversorgung erwartet werden. Neben smarten Sensoren, Steuerelementen, neuer Kommunikationstechnologie und Steuerungslogik gehören auch neue Marktelemente und die darin «smart» agierenden Akteure dazu. Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS, 2013) schlägt eine differenziertere Bezeichnung vor und unterscheidet zwischen *Smart Grid*, *Smart Meter* und *Smart Market*. Zusammen mit der Informations- und Kommunikationstechnologie, die die Bereiche verbindet, bilden sie die *Smart Energy*. Zum Smart Grid gehören nur netzspezifische Aspekte der Smart Energy, beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren, die das erlaubte Spannungsband in Verteilnetzen vergrössern können. Der Bereich Smart Grid deckt also eher Fragen der Netzkapazität und der intelligenten Steuerung des Netzes ab. Um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen, braucht es den Smart Market. In diesem geht es darum, ein Marktdesign zu entwickeln, das Nachfrage und Produktion so gestaltet, dass ein dynamisches Gleichgewicht auf dem kostengünstigsten Weg gefunden wird. Dabei sind Mechanismen wie flexible Strompreise, Demand Response und andere Lenkungsmaßnahmen notwendig, die zu einem intelligenten Agieren von Erzeugern wie Verbrauchern führen. Nach der Terminologie des VSGS fällt die Sicherung der Netzstabilität also vor allem in den Bereich des Smart Market.

3.5.5 Flexibilisierung von Verbraucher und Erzeuger

Eines der wichtigsten Ziele der Smart Energy ist die Lastverschiebung oder die Flexibilisierung der Verbraucher. Diese sollen beispielsweise auf die PV-Produktion reagieren und bei Bedarf herunterfahren / abschalten oder hochfahren / einschalten. In Abbildung 5 ist dies für einen Tag im März für Wittenbach im Jahr 2050 visualisiert. Vor allem Anwendungen, deren Verbrauch zur Morgen- und Abendspitze beitragen, sollen gesteuert und ihre Last gegen den Mittag hin verschoben werden. Damit kann die Solarstromerzeugung besser genutzt und der Autarkiegrad der Gemeinde erhöht werden.

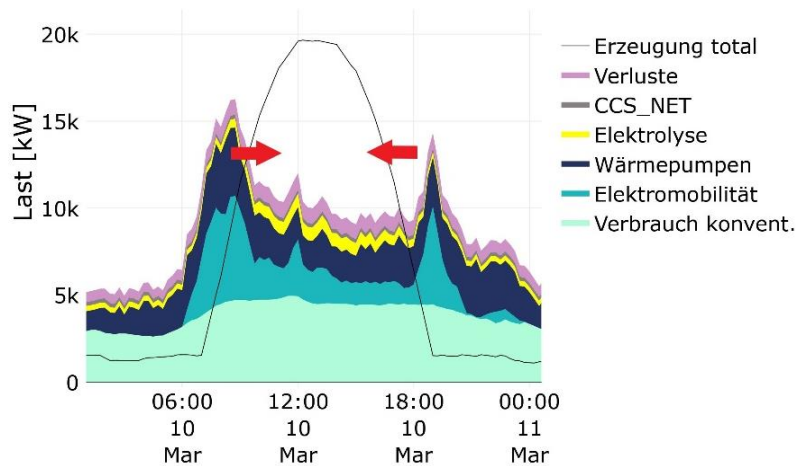


Abbildung 5: Lastverschiebung zum Mittag hin in die PV-Produktionszeit

Flexibilitäten im Verbrauch können durch verschiedene Anwendungen aus Industrie, Dienstleistungen, Verkehr oder Privatbereich bereitgestellt werden. Dazu gehören HVAC Prozesse wie die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, Klima- und Lüftungsanlagen, Haustechnik, industrielle und landwirtschaftliche Antriebe und Prozesse, Gefrieren, Erhitzen, Trocknen und Lade- sowie Entladevorgänge der Elektromobilität (BFE, 2019a). Zwei neue beziehungsweise stark wachsende Verbrauchsbereiche, die einen Mehrverbrauch an Strom auslösen werden, gleichzeitig jedoch ein hohes Flexibilitätspotential aufweisen, sind Elektromobilität und Wärmepumpen. Durch «smartes» Laden, das auch als «V1G» bezeichnet wird, werden die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen an variable Strompreise oder an die Erzeugung der eigenen PV-Anlage abgestimmt. Durch bidirektionale Lade- und Entladevorgänge, als «V2G» oder «Vehicle to Grid» bezeichnet, können je nach Situation auch PV-Überschüsse gespeichert und während Spitzenlastenzeiten wieder eingespeist werden (Entso-e, 2021). Bei Wärmepumpen dagegen weisen die Lasten aufgrund der thermischen Trägheit und zunehmend besseren Dämmung der Gebäude eine gewisse Flexibilität auf (Hong et al., 2013). Beide Verbrauchsposten wurden deshalb näher untersucht und geprüft, welche Anteile der Lasten verschoben werden können. Auf der Erzeugungsseite, auf der nur die ARA für einen Beitrag zur flexiblen Stromerzeugung in Frage kommt, wurde für die BHKWs eine stromgeführte Betriebsweise modelliert.

3.6 Modellierung der Erzeugungs- und Lastprofile für die Grundversion

Nachfolgend werden die einzelnen Last- und Erzeugungsprofile vorgestellt.

3.6.1 Konventioneller Stromverbrauch

Für den konventionellen Stromverbrauch standen zwei Quellen zur Verfügung. Über opendata.swiss (2022) sind die Bruttolastgänge der Stadt Zürich von 2019 bis 2022 zugänglich. Sie sind als 15-Minuten Zeitreihe erfasst. Der Forschungsgruppe Erneuerbare Energien und Ökotechnologie der ZHAW stand zudem ein normalisiertes Lastprofil einer Schweizer Stadt mit 50'000 bis 100'000 Bewohnern zur Verfügung. Unter der Annahme, dass dieses Profil Wittenbach in seiner Charakteristik ähnlicher ist als das Lastprofil einer Grossstadt, ist das normalisierte Lastprofil verwendet worden. In Abbildung 6 ist das Lastprofil für den konventionellen Verbrauch im Jahresverlauf 2050 abgebildet.

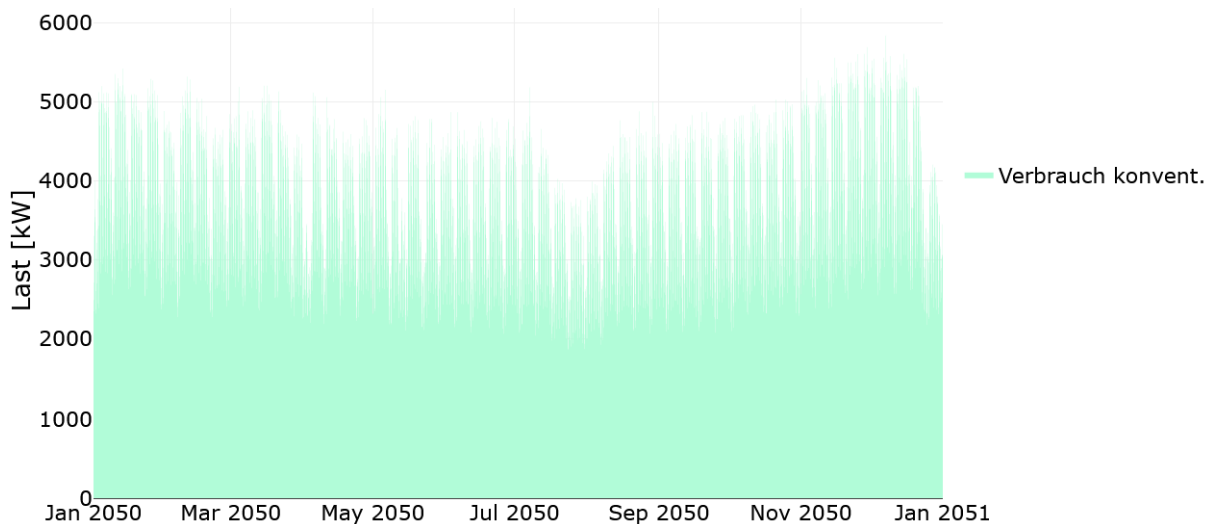


Abbildung 6: Lastprofil für den konventionellen Verbrauch im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von einer Schweizer Stadt und basiert auf normalisierten Messdaten aus dem Jahr 2021. Es wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 31.3 GWh/a skaliert.

Für eine deutlichere Visualisierung des saisonalen Verlaufs sind in Abbildung 7 die monatlichen Durchschnittswerte des Lastgangs abgebildet. Der Stromverbrauch ist im Juli am tiefsten und über die Wintermonate am höchsten.

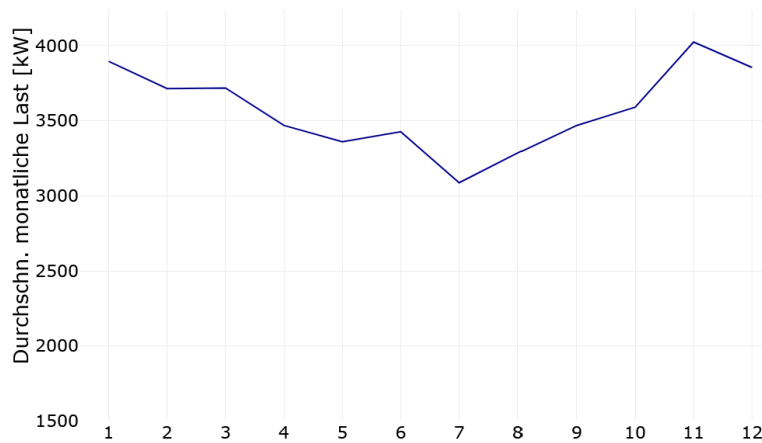


Abbildung 7: Monatliche durchschnittliche Last des konventionellen Verbrauchs für Wittenbach 2050. Die Monate sind als Nummern auf der x-Achse abgebildet (Januar = 1)

3.6.2 Elektromobilität

Für das Elektromobilitäts-Lastprofil wird auf eine Arbeit von Rüegg und Hiltbrand (2021) zurückgegriffen. In dieser wurde ausgehend von einem Wahrscheinlichkeitsmodell von Lee et. al (1995) und einer Arbeit von Giordi (2020), der anhand Daten des Unternehmens ElaadNL Ladeprofile verschiedener Elektroautos erstellte, ein Excel-Tool zur Simulation von Elektromobilitäts-Lastprofilen für die Gemeinde Fehraltorf entwickelt. Über dieses Tool können für die Ladestationen von Fehraltorf Tageslastprofile simuliert werden. Ähnlich wie in der Studie von EBP (2021), in der vier unterschiedliche Ladestationen bzw. Ladeverhalten definiert wurden (Home Charging, Work Charging, Point of Interest und Fast Charging), wurden dabei die drei Ladestationstypen Company, Public und Privat mit unterschiedlicher Ladeleistung und Ladedauer modelliert.

Wittenbach wird im Jahr 2050 jedoch über weit mehr Ladestationen verfügen als Fehraltorf im Jahr 2021. Heute existieren in der Schweiz 1.7 öffentliche Ladepunkte pro 10 Elektrofahrzeuge (TCS, 2020). Die EU empfiehlt, dass für 10 Elektrofahrzeuge mindestens ein öffentlicher Ladepunkt zur Verfügung steht. An einem Ladepunkt kann dabei nur ein Elektroauto gleichzeitig geladen werden, im Gegensatz zu Ladesäulen und Ladestationen (EU, 2021). Im Szenario ZERO aus der EBP Studie zur Elektromobilität in der Schweiz (2021) wird erwartet, dass bis 2050 alle Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Wird von einer gleichbleibenden Anzahl Fahrzeuge für Wittenbach ausgegangen (6'450 Stk.), bedeutet dies für 2050 ein Minimum von 645 öffentlichen Ladepunkten (BFS, o. J.). Wenn pro Elektrofahrzeug zudem ein privater Ladepunkt im Geschäft oder zuhause kommt, kann für Wittenbach im Jahr 2050 von knapp 7'100 Ladepunkten ausgegangen werden. Dies würde zu einem Elektromobilitäts-Lastprofil führen, das deutlich ausgeglichener wäre als die aggregierten Lastprofile mit wenigen Ladepunkten für Fehraltorf. Es kann jedoch auf einen Datensatz aus der Arbeit von Rüegg und Hiltbrand (2021) mit 500 simulierten Ladevorgängen zurückgegriffen werden. Die Zusammenstellung der unterschiedlichen Ladestationstypen

entspricht der heutigen Situation in Fehraltorf. In Tabelle 8 ist die Anzahl der Ladevorgänge pro Ladestationstyp und der prozentuale Anteil für den Datensatz dargelegt.

Tabelle 8: Prozentuale Anteile der verschiedenen Ladestationstypen im Datensatz von Rüegg und Hildebrand (2021) mit 500 simulierten Ladevorgängen.

Ladestationstyp	Anzahl Ladevorgänge	Anteil
Company	240	48 %
Public	130	26 %
Privat	130	26 %
Summe	500	100 %

Aktuell finden laut Swiss eMobility (2021) rund 20 % der Ladevorgänge an öffentlichen Stationen statt, der Rest ist privat (Eigenheim und Unternehmen). Nach EBP (2021) lag der Prozentsatz der öffentlichen Ladevorgänge für das Jahr 2020 sogar nur bei 10 %. Höhere Ladeleistungen und Fortschritte bei der Batteriekapazität weisen darauf hin, dass dieser Anteil zukünftig noch abnehmen oder zumindest stagnieren wird. Für Wittenbach, das eine Agglomerationsgemeinde von St. Gallen ist und somit eher ein Wohn- als ein Arbeitsort, ist der Anteil von Company Ladestationen mit beinahe 50 % vermutlich zu hoch. Da das Modell von Rüegg und Hildebrand (2021) in Partnerschaft mit dem EVU von Fehraltorf erarbeitet wurde und die Informationen darin vertraulich sind, konnte das Excel Tool zur Simulation der Ladevorgänge jedoch nicht zur Verfügung gestellt werden, um neue Szenarien zu erstellen. Deshalb ist mit dem Datensatz der 500 simulierten Ladevorgänge an den unterschiedlichen Ladestationstypen weitergefahren worden. Diese wurden zu einem einzelnen Tages-Lastprofil aggregiert und für den Verbrauch von Wittenbach skaliert. Wie in Abbildung 8 sichtbar ist, weist das Profil eine ausgeprägte morgendliche Lastspitze und eine kleinere Lastspitze am Abend auf, was vermutlich auf den grossen Anteil von Company – Ladevorgängen zurückzuführen ist. Eine zusätzliche Einschränkung ergab sich aus dem Umstand, dass der zur Verfügung stehende Datensatz nur einen Werktag abbildete. Dieses wurde für die Erstellung des Jahresprofils einfach 365-mal wiederholt. Üblicherweise weisen Elektromobilitätsprofile über das Wochenende jedoch abweichende Verläufe auf.

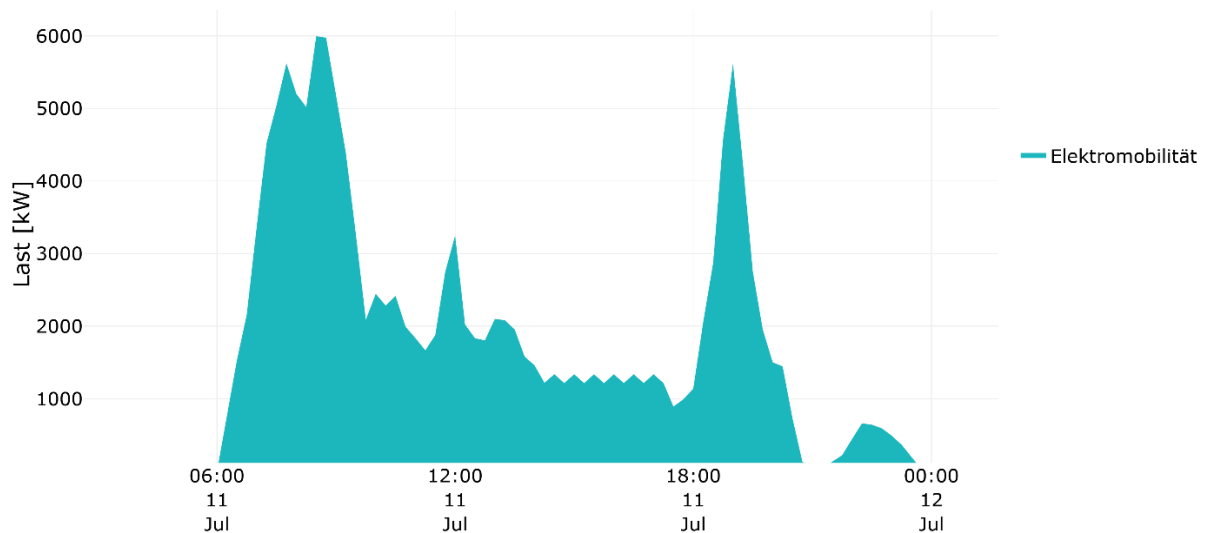


Abbildung 8: Tageslastprofil für den Verbrauch der Elektromobilität im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil basiert auf aggregierten, simulierten Ladevorgängen für die Gemeinde Fehraltorf und wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 13.4 GWh/a in Wittenbach skaliert.

3.6.3 Wärmepumpen

Für die Modellierung des Wärmepumpenverbrauchs (inkl. Gross-Wärmepumpen) wurde ein aggregiertes Lastprofil aus Messungen von 700 Wärmepumpen aus England verwendet (Lowe, 2017). Die verwendeten Messwerte stammen aus dem Jahr 2014. In Abbildung 9 ist der Jahresverlauf des Profils abgebildet, skaliert für den Verbrauch von Wittenbach. Zwei 5-tägige Lücken Mitte September und Anfang November, die vermutlich auf Messausfälle zurückzuführen sind, wurden durch Werte aus den Tagen davor aufgefüllt.

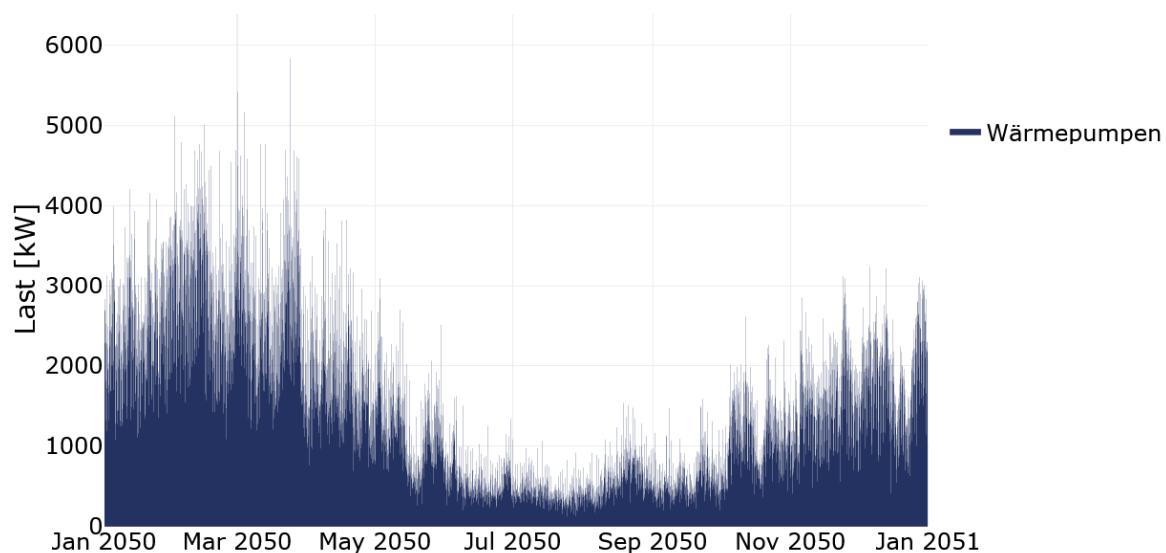


Abbildung 9: Lastprofil für den Wärmepumpenverbrauch im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt aus einer Studie aus England und basiert auf normalisierten Messdaten aus dem Jahr 2014 (Lowe, 2017). Es wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 12.7 GWh/a (inkl. Gross-WP) skaliert. Zudem wurden zwei Lücken (09.09.2050 - 13.09.2050 und 31.10.2050 - 04.11.2050), die vermutlich auf Messausfällen beruhen, mit vorangehenden Werten aufgefüllt.

Es ist darauf hinzuweisen, dass sich das Klima in England von demjenigen in der Schweiz unterscheidet. Durch das Meer und den Golfstrom fällt der Winter milder und der Sommer weniger heiss aus als in der Schweiz. Der Lastverlauf dürfte dadurch ausgeglichener sein als bei hiesigen Wärmepumpen. Ebenfalls scheint im November und Dezember relativ wenig geheizt werden zu müssen, die höchste Last findet im Februar und März statt. In Abbildung 10 ist zum Vergleich der summierte Lastgang von zwei Wohnhaus-Wärmepumpen aus Deutschland abgebildet. Auf der x-Achse sind die Kalenderwochen abgebildet, auf der y-Achse die in R ermittelten durchschnittlichen wöchentlichen Lasten. Die Daten stammen aus der «Open Power System Data» (OPSD, 2020) Plattform. Es ist ersichtlich, dass das Profil ein wenig steiler ansteigt in den Wintermonate und gegen November und Dezember bereits eine höhere Last aufweist. Das Profil wäre in Bezug auf die klimatischen Heizbedingungen geeigneter für Wittenbach. Da es jedoch nur aus Messungen für zwei Wärmepumpen besteht, wurde für die weitere Modellierung trotzdem das aggregierte Profil aus der Studie aus England verwendet.

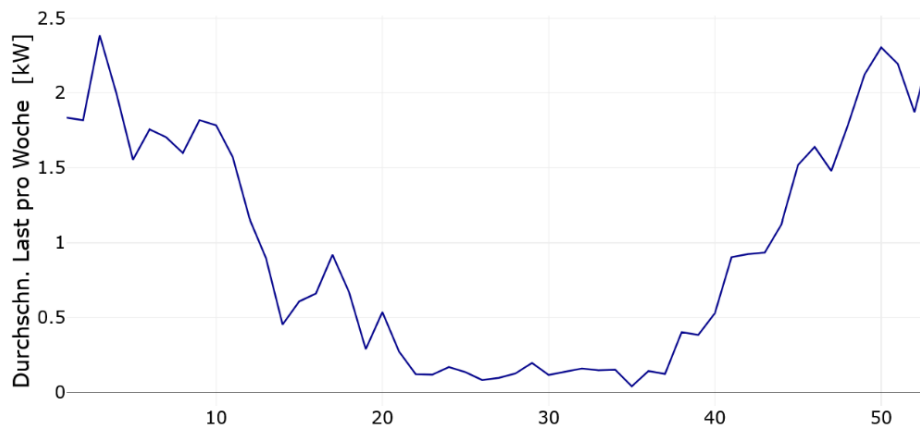


Abbildung 10: Summiertes Jahres-Lastprofil von zwei Wohnhaus-Wärmepumpen aus Deutschland. Auf der x-Achse sind die Kalenderwochen abgebildet, auf der y-Achse die durchschnittlichen wöchentlichen Lasten.

3.6.4 Elektrolyse

Für die Elektrolyse wurde ein eigenes Lastprofil erstellt. In einer Studie des Fraunhofer Instituts zu grünem Wasserstoff in Deutschland wird für PV- und Windanlagenparks in Kombination mit Elektrolyseure von 4'000 Volllaststunden ausgegangen für einen wirtschaftlichen Betrieb (Hebling et al., 2019). In der Untersuchung von Schalling et al. (2022) werden kleine, dezentrale Elektrolyseure untersucht unter der Voraussetzung eines netzdienlichen Betriebs. Für ihre Simulationen wird als Ausgangswert eine Volllaststundenzahl von 3'500 gesetzt, als Kompromiss zwischen netzdienlichem Betrieb und Wirtschaftlichkeit.

Der für Wittenbach disaggregierte Elektrolyseverbrauch von 3.35 GWh sollte zu einem bestimmten Anteil flexibel auf die PV Produktion reagieren. Dazu wurde eine Grundlast angenommen und ein restlicher Stromverbrauch, der abhängig ist von der PV-Produktion. Bei 8760 h Volllaststunden würde

eine durchschnittliche Last von circa 382 kW entstehen. Als Grundlast wurden verschiedene Werte unter diesem Wert eingesetzt und beim resultierenden Profil die Maximal-Last überprüft. Diese wurde als theoretische Leistung eines Elektrolyseurs angesehen und überprüft, ob mit einer Volllaststundenzahl von 3'500 bzw. 4'000 Stunden der Wert von 3.35 GWh erreicht wird. Als eine geeignete Grundlast hat sich 300 kW erwiesen, wobei eine Maximal-Last von circa 883 kW entsteht. Ein Elektrolyseur mit dieser Leistung und 3'500 – 4'000 Volllaststunden erreicht einen Stromverbrauch von ca. 3.09 – 3.53 GWh. Dies bewegt sich um den für Wittenbach modellierten Zielwert. Der Anteil des Elektrolyse-Stromverbrauchs, der flexibel ist, entspricht hiermit circa 0.72 GWh oder 21 %. In Abbildung 11 ist das Lastprofil der Elektrolyse für eine Juliwoche ersichtlich.

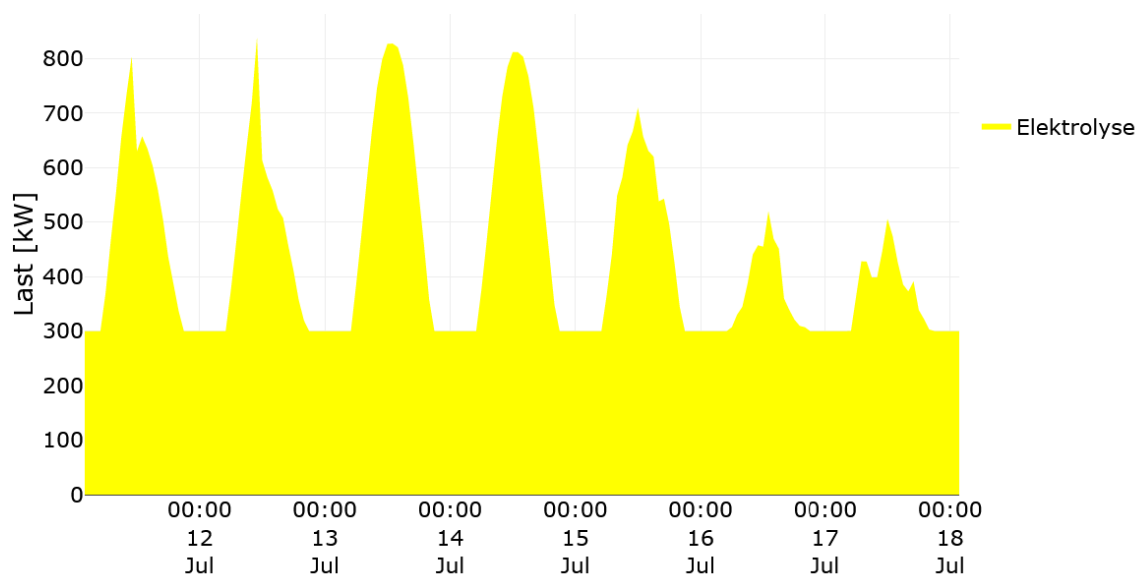


Abbildung 11: Lastprofil der Elektrolyse für eine Juliwoche im Jahr 2050 mit einer Grundlast von 300 kW und einem flexiblen Anteil, der von der Solarstromproduktion abhängig ist.

3.6.5 CCS / NET

Da der Stromverbrauch von Carbon Capture and Storage und Negative Emission Technologies mit 3 % der kleinste Posten ausmacht und keine Informationen dazu gefunden wurden, wie flexibel dieser Verbrauch sein könnte, wurde eine Bandlast angenommen.

3.6.6 Verluste

Da die Verluste proportional zum Verbrauch anfallen, wurde dasselbe Lastprofil wie für den konventionellen Stromverbrauch verwendet und auf den ermittelten Wert von 6.05 GWh skaliert.

3.6.7 Wasserkraft

Für das Wasserkraftwerk Erlenholz sind aktuell keine Lastprofile vorhanden. Die SN Energie AG, ein in St. Gallen ansässiger Betreiber von Wasserkraftwerken, stellte für diese Arbeit jedoch die Lastprofile des Wasserkraftwerkes Grafenau von 2019 – 2022 zur Verfügung. Das Kraftwerk befindet sich ebenfalls an der Sitter und weist somit dieselben Schwankungen in der Produktion auf. Es wurde das Lastprofil aus dem Jahr 2019 verwendet. Besonders im Sommer, aber auch im Herbst, steht das Kraftwerk phasenweise still aufgrund von Wassermangel (Leo Meier, SN Energie, persönliche Kommunikation, Juni 2022). Dies ist an den Lücken unter anderem im Juli, Oktober und November sichtbar.

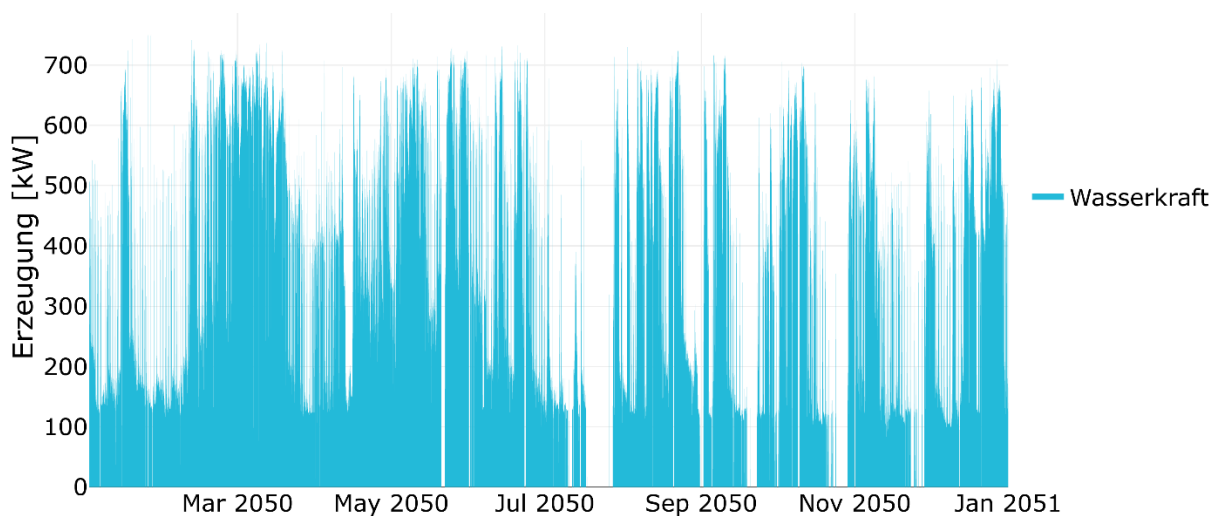


Abbildung 12: Erzeugungsprofil für Strom aus Wasserkraft im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt vom Wasserkraftwerk Grafenau und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2019. Für den ermittelten Erzeugungswert von 3.1 GWh/a wurde das Profil hochskaliert von original 1.5 GWh/a.

3.6.8 Photovoltaik

Für die Stromproduktion aus Photovoltaik konnte auf eine interne Arbeit der Forschungsgruppe Erneuerbare Energien an der ZHAW zurückgegriffen werden. In dieser wurde anhand Fassaden- und Dachflächen, Orientierung, Neigung und Sonneneinstrahlung ein Erzeugungsprofil für Wittenbach erstellt.

Der benötigte Zielwert für die Erzeugung aus PV beträgt 27.9 GWh. Er wird nach dem Verhältnis zwischen den Potentialen von Dächern und Fassaden aufgeteilt. Bei den Dächern beläuft sich das Potential auf 40.35 GWh/a, was circa 72 % des totalen Potentials von 55.9 GWh/a ausmacht. Die restlichen 28 % fallen auf die Fassaden (BFE, o. J.-b). Damit entspricht die Solarstromproduktion auf Dächern 20.1 GWh und auf Fassaden 7.8 GWh. Auffallend ist die über das Jahr hinweg gleichmässiger verteilte Erzeugung durch Fassaden-PV-Anlagen. Dies ist auf die senkrechte Aufstellung der Module zurückzuführen, welche die Strahlung der tiefer stehenden Sonne im Winter besser nutzbar macht.

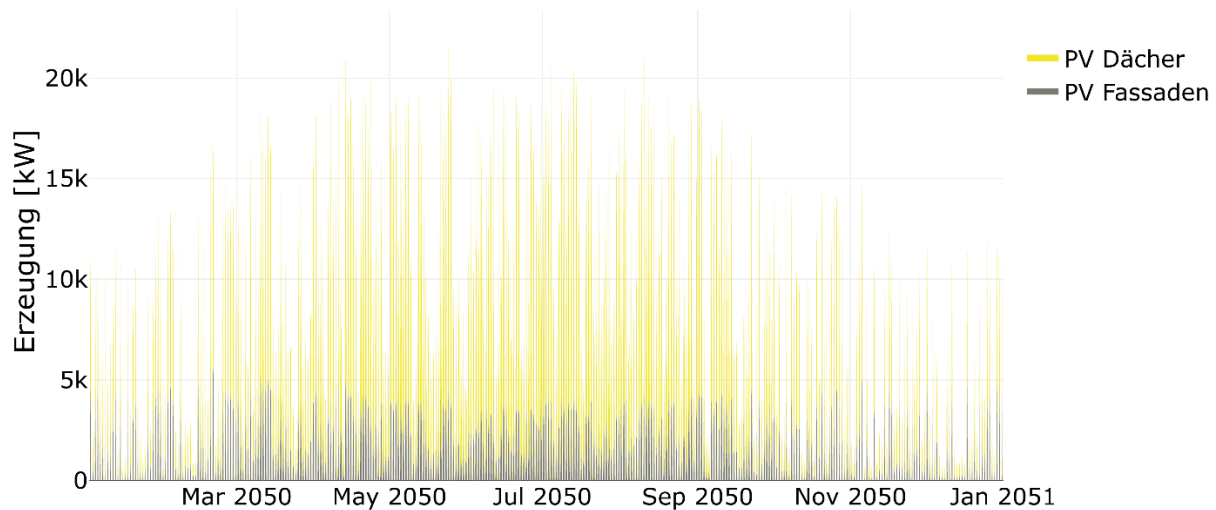


Abbildung 13: Erzeugungsprofil für Strom aus Photovoltaik im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt aus einer internen Arbeit der Forschungsgruppe Erneuerbare Energien der ZHAW und wurde für Wittenbach in Stundenauflösung modelliert. Das Profil wurde durch Interpolation in eine 15-Minuten Zeitreihe umgewandelt.

3.6.9 Biomasse (Holz)

Die Stromerzeugung aus Biomasse beziehungsweise Holz wurde für Wittenbach anhand des Lastprofils der ORC-Turbine aus der Heizzentrale des Fernwärmeverbundes modelliert. Diese wird von der SAK betrieben und befindet sich neben der ARA Hofen im Osten der Gemeinde (Energieagentur St. Gallen, 2020). Zwei Holzschnitzelkessel mit insgesamt circa 5.5 MW Leistung versorgen das Fernwärmenetz mit Energie und treiben ein ORC-Modul mit 600 kW an (Buholzer, 2016). Das in Abbildung 14 dargestellte Lastprofil wurde auf die 2.8 GWh skaliert, die laut Projektbericht von der Anlage produziert werden können. Es ist sichtbar, dass die Leistung bei dieser Skalierung stellenweise über 1'200 kW reicht. Das originale Lastprofil stammt aus dem Jahr 2020 und weist nur eine Stromerzeugung von circa 1.32 GWh auf, weshalb bei der Skalierung die hohen Erzeugungsspitzen zustande kommen. Bei der vollen Auslastung werden die Heizzentrale und die ORC Turbine mehr Volllaststunden aufweisen, und der Verbrauch von 2.8 GWh wird sich gleichmässiger verteilen. Das Profil würde damit eine ausgeprägtere «Grundleistung» und weniger Ausschläge aufweisen.

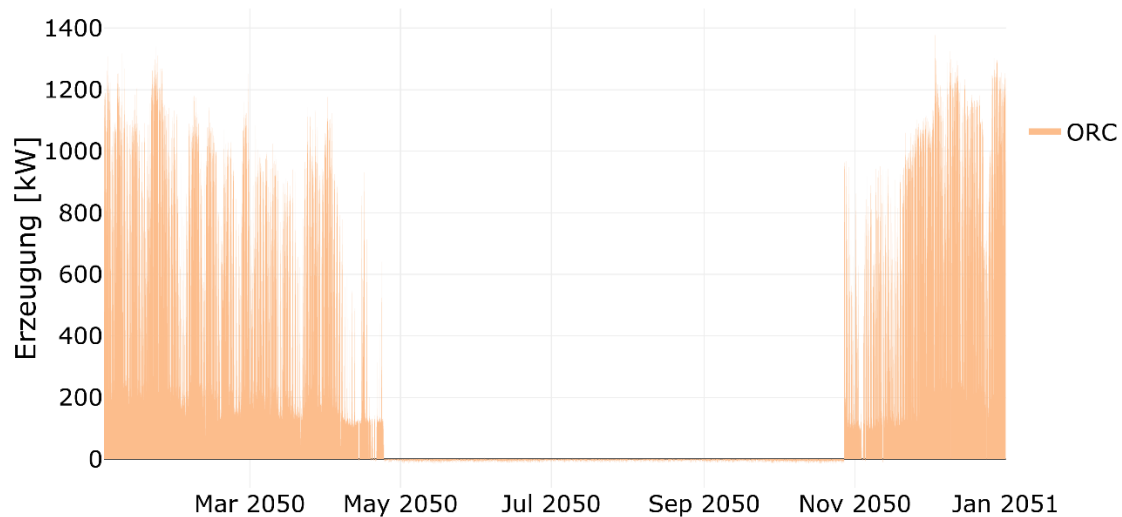


Abbildung 14: Erzeugungsprofil für Strom aus Biomasse/Holz im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von der ORC-Turbine der Heizzentrale und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2020. Für den ermittelten Erzeugungswert von 2.8 GWh/a wurde das Profil hochskaliert von original 1.3 GWh/a.

Um dieser Verzerrung entgegenzuwirken, wurde in der Originalversion eine durchgehende Leistung von 250 kW modelliert, indem alle Werte darunter angehoben wurden. Die Betriebsdauer wurde dabei von Mitte Oktober bis Ende Mai leicht verlängert. In Abbildung 15 ist das erneut skalierte Profil ersichtlich, bei dem die Erzeugungsspitzen grösstenteils unter 1 MW bleiben.

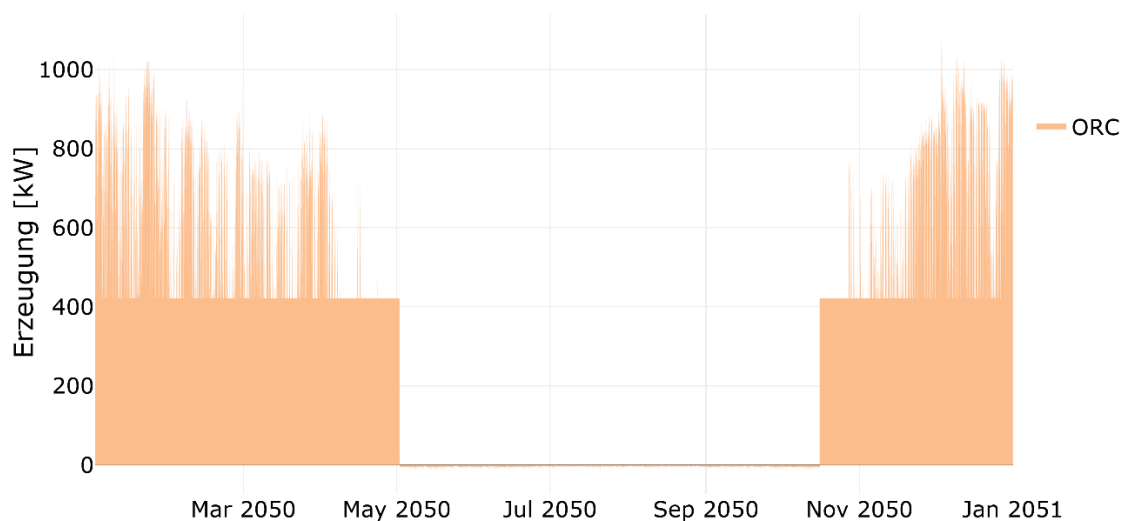


Abbildung 15: Angepasstes ORC Lastprofil mit einer höheren durchgängigen Leistung und tieferen Erzeugungsspitzen. Durch die erneute Skalierung steigt die durchgehende Leistung von 250 kW auf circa 400 kW.

3.6.10 ARA

Die ARA Hofen wird von der Entsorgung St. Gallen betrieben. Das Lastprofil, dessen Original aus dem Jahr 2021 stammt, ist in Abbildung 16 abgebildet. Die Anlage verfügt über einen Gasometer von 1200 m³ und zwei BHKWs mit 280 kW und 190 kW, wobei im Normalbetrieb nur das grössere BHKW läuft. Die Anlage ist wärmegeführt, um den Faulturm mit Wärme zu versorgen. Je nachdem, wie viel Gas anfällt,

läuft das BHKW bei 100 % (280 kW) oder gedrosselt bei 60 % (170 kW). Steigt das Gas über einen bestimmten Grenzwert, wird das zweite BHKW zugeschaltet. Aus dieser Regelung entstehen die im Erzeugungsprofil sichtbaren Betriebsmodi und Ausschläge nach oben, wobei die Anlage meist mit einer Leistung von 170 kW Strom produziert. Mit der heutigen Anlagentechnik ist ein stromgeführter Betrieb der Anlage nicht möglich, dafür wären ein grösserer Gasometer sowie Wärmespeicher notwendig (Markwalder, ARA Hofen, persönliche Kommunikation, Juni 2022)

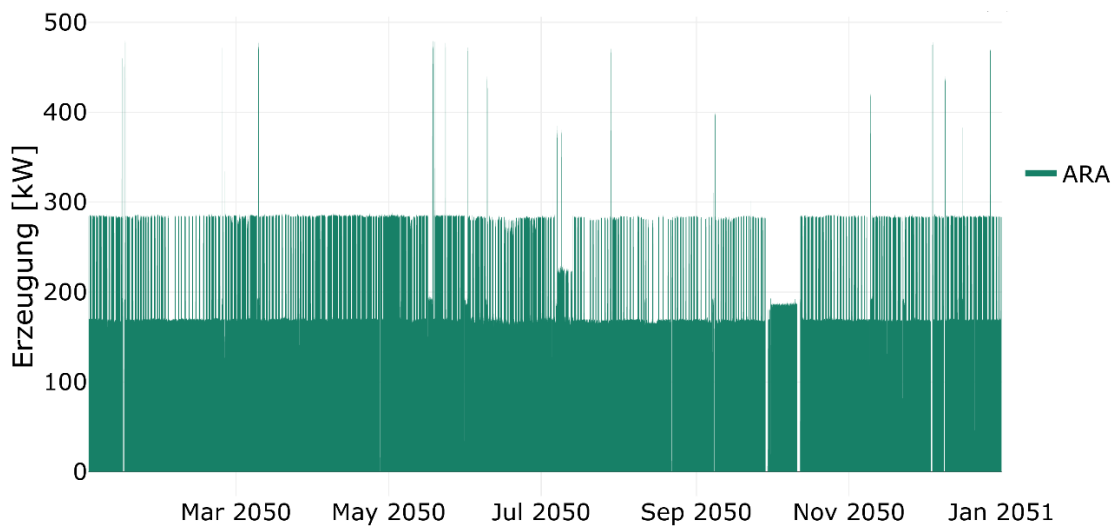


Abbildung 16: Profil für die Erzeugung aus der ARA im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von der ARA Hofen und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2021. Für den ermittelten Erzeugungswert von 2.1 GWh/a im Jahr 2050 wurde das Profil von den original circa 2.0 GWh/a leicht hochskaliert.

3.7 Flexibilität

3.7.1 Wittenbach 2050 V1: Grundversion

Anhand der vorgestellten Erzeugungs- und Lastprofile, die grösstenteils auf Messungen von Kraftwerken oder Verbrauchern basieren, die keine Flexibilität aufweisen, ist die Grundversion V1 zusammengestellt worden.

Visualisierung Sommer und Winter

Nachfolgend sind Flächendiagramme abgebildet, um die verschiedenen Beiträge der Erzeugungs- und Verbrauchsposten für repräsentative Wochen im Juli und im Januar zu visualisieren (Mo-So). Die Wochen wurden so ausgewählt, dass saisonal typische Unterschiede und die Verbrauchs- und Erzeugungssituationen im Sommer und Winter sichtbar werden. Für zwei weitere Wochen aus der Übergangszeit im April und im Oktober sind weitere Diagramme im Anhang A angehängt.

Sommer

In Abbildung 17 sind die verschiedenen Erzeugungsposten und die totale Last abgebildet für eine Woche im Juli. Die Solarstromproduktion dominiert stark und steigt stellenweise über 20 MW. Die Dachanlagen produzieren dabei deutlich mehr als die Fassadenanlagen. Die Erzeugung der ORC-Turbine steht im Sommerhalbjahr grösstenteils still, da sie an den Betrieb der Heizzentrale gebunden ist. Auch die Erzeugung des Wasserkraftwerks ist eher tief verglichen mit der Produktion im Frühling.

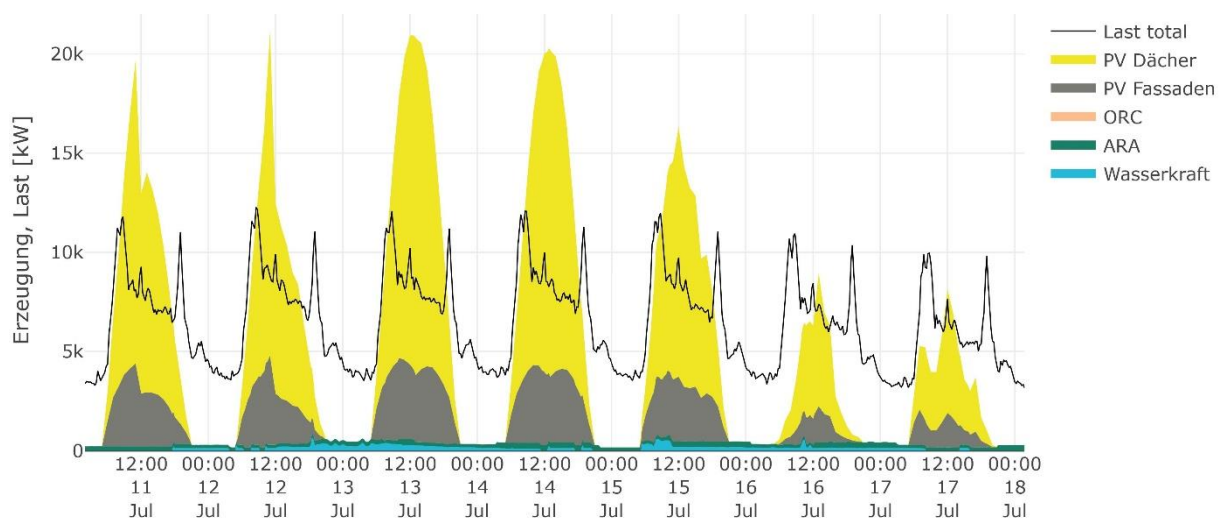


Abbildung 17: Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Sommer veranschaulichen.

In Abbildung 18 ist die Last differenziert abgebildet mit der totalen Erzeugung für dieselbe Woche. Der Stromverbrauch wird im Sommer vor allem durch den konventionellen Verbrauch und die Elektromobilität bestimmt. Die morgendlichen Lastspitzen, die vor allem durch die Elektromobilität geprägt werden, fallen an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung praktisch zeitgleich mit der PV-Erzeugung an und steigen bis auf 12 MW.

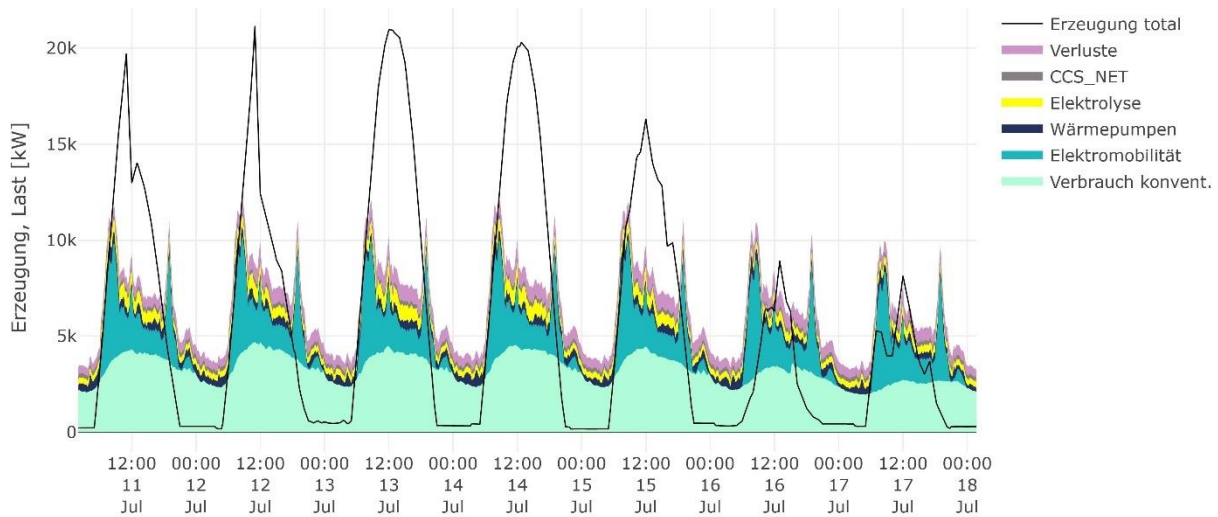


Abbildung 18: Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Sommer veranschaulichen.

In Abbildung 19 wird die Gesamtlast der Gesamterzeugung gegenübergestellt. Wie zu erwarten fallen über die Mittagszeit teilweise grosse Überschüsse an, während vor allem in der Nacht und zur Morgen- oder Abendspitze Defizite auftreten. Insgesamt überwiegen die Defizite die Überschüsse auch im Juli mit 1.87 GWh zu 1.20 GWh. Die Grundlast, die sich für den Juli je nach Wochentag zwischen 3 – 4 MW befindet, kann durch die Erzeugung von ARA und Wasserkraft mit circa 400 kW nicht gedeckt werden.

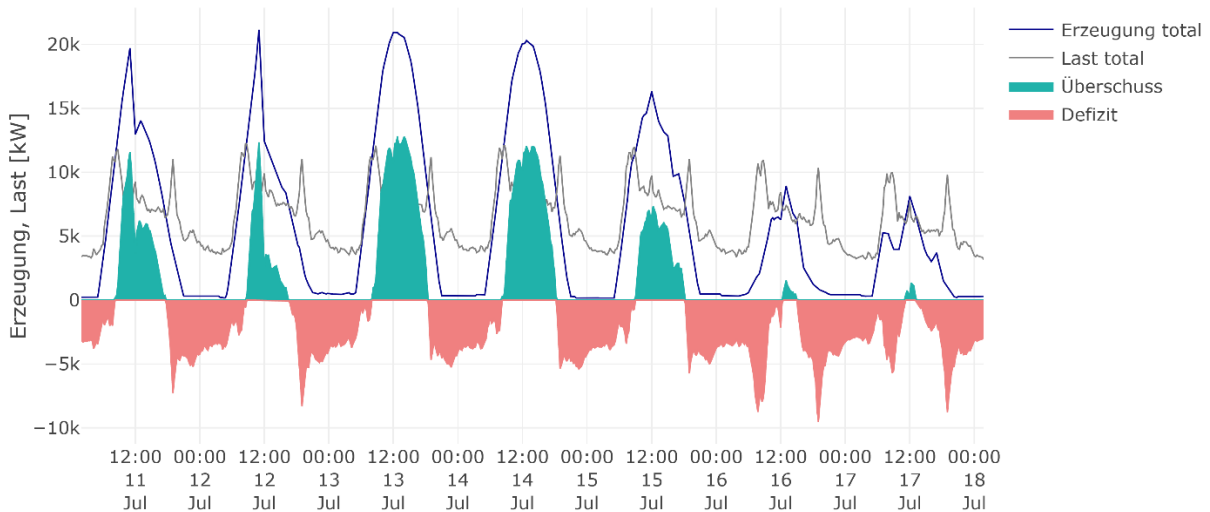


Abbildung 19: Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.

Winter

In Abbildung 20 sind die verschiedenen Erzeugungsposten und die totale Last abgebildet für eine Woche im Januar 2050. Die PV-Produktion reicht nur stellenweise über die Gesamtlast. Im Winter kann durch den Betrieb der Heizzentrale und der ORC-Turbine jedoch eine etwas höhere Bandenergie erzeugt werden als im Sommer. Dazu trägt auch die Wasserkraft bei, die ein wenig höher ist als im Juli und zum

Frühling hin noch ansteigt. Die Solarstromproduktion zwischen Fassaden und Dächern ist verglichen mit der Juliwoche ausgeglichener, die Fassaden erzeugen nun einen grösseren Anteil der PV-Gesamtproduktion.

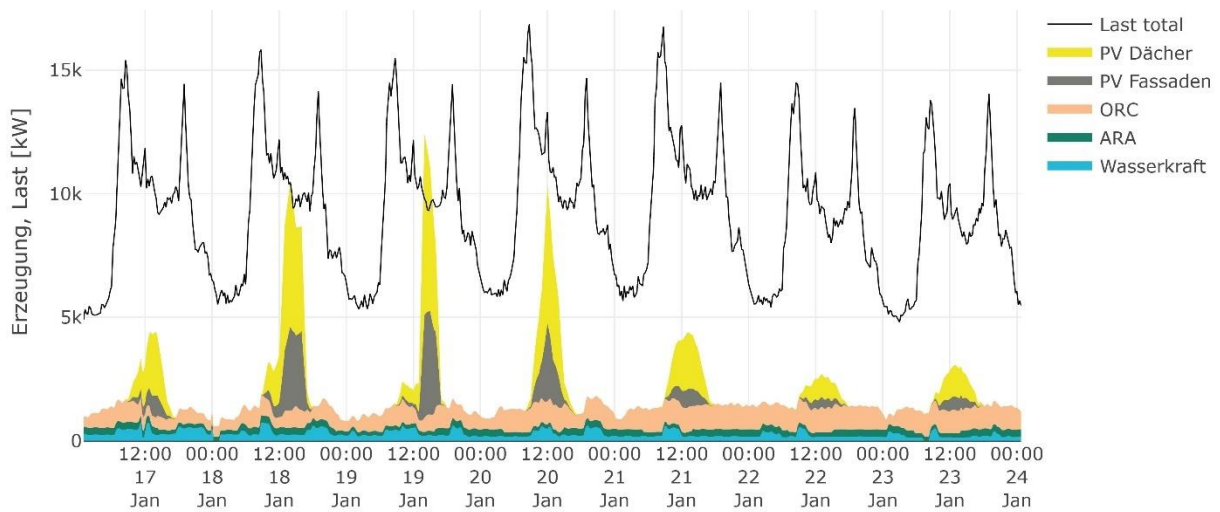


Abbildung 20: Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Winter veranschaulichen.

In Abbildung 21 sind die unterschiedlichen Verbrauchsposten und die Gesamterzeugung für die Woche davor sichtbar. Der Stromverbrauch setzt sich im Winter neben dem konventionellen Verbrauch und der Elektromobilität vor allem aus den Wärmepumpen zusammen. Die Last steigt zur morgendlichen Lastspitze teilweise über 16 MW.

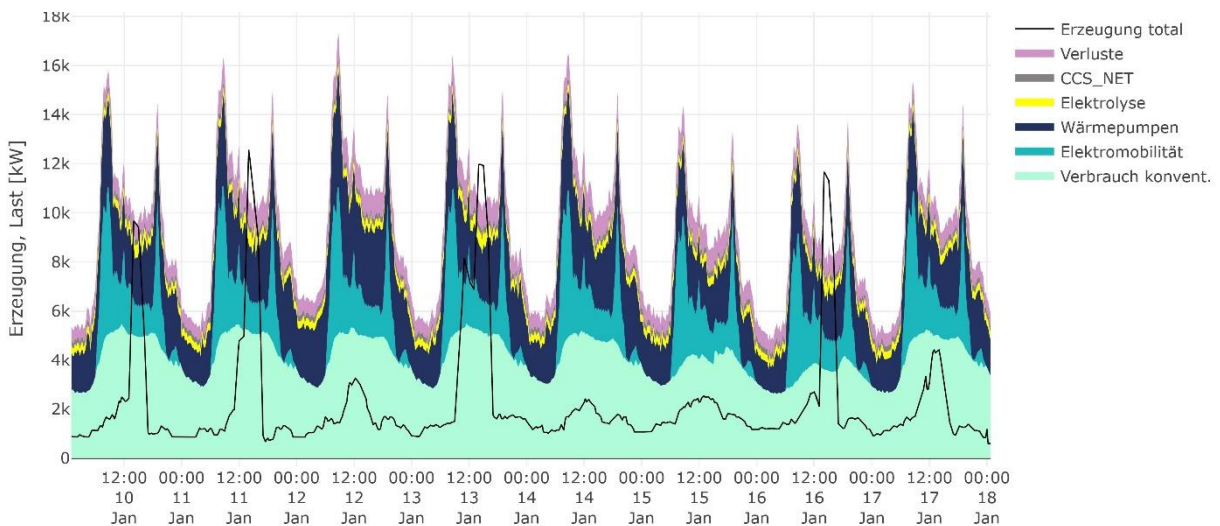


Abbildung 21: Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Winter veranschaulichen.

In Abbildung 22 ist wiederum die Gesamtlast der Gesamterzeugung gegenübergestellt. Mit 0.09 GWh fallen im Januar kaum mehr Überschüsse an, die Defizite dominieren mit 4.49 GWh stark. Die Grundlast

befindet sich im Januar zwischen 5 – 6 MW. Demgegenüber steht mit Wasserkraft, ARA und Heizzentrale eine Bandenergie von circa 0.5 – 1.5 MW.

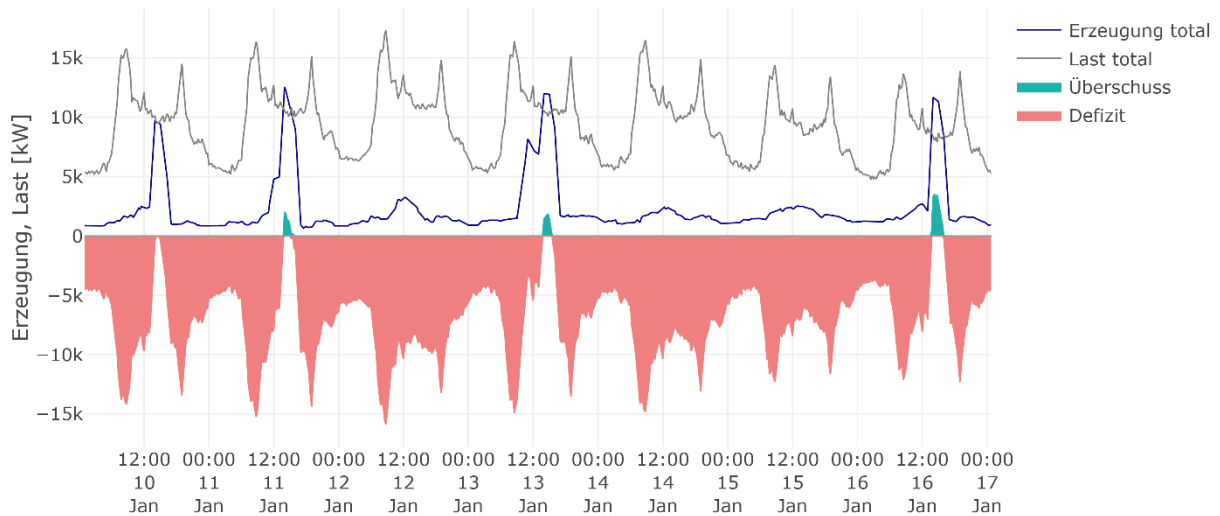


Abbildung 22: Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.

Jahresauswertung

In Tabelle 9 sind die Jahres-Kennwerte der Grundvariante V1 aufgelistet. Für die weiteren Varianten werden diese Kennwerte im Abschnitt Variantenvergleich zusammengestellt. Von der Gesamterzeugung von 35.9 GWh kann ein Anteil von 80.5 % in Wittenbach selbst verbraucht werden. Die Überschüsse belaufen sich auf circa 7.0 GWh. Aus dem Netz, beziehungsweise von Erzeugern ausserhalb Wittenbach, müssen 39.9 GWh bezogen werden, was einen «Netzbezug» von beinahe 58 % des Verbrauchs ausmacht. Umgekehrt ist der Autarkiegrad, der ausdrückt, wie viel vom Verbrauch selbst bereitgestellt werden kann, 42 %. Es soll hier erwähnt sein, dass der Autarkiegrad mit der 15-Minuten Auflösung der Profile berechnet worden ist und eine gewisse Ungenauigkeit besteht.

Tabelle 9: Jahresauswertung für die Grundvariante V1

Kennwert	V1
Gesamterzeugung [GWh]	35.9
Gesamtverbrauch [GWh]	68.8
Überschüsse [GWh]	7.0
Defizite [GWh]	39.9
Eigenverbrauch [GWh]	28.9
Eigenverbrauchgrad [%]	80.5
Autarkiegrad [%]	42.0

Abbildung 23 zeigt den monatlichen Verlauf der Erzeugung, der Last und die jeweils anfallenden Überschüsse und Defizite auf. Die gegenläufige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch, bei der die Erzeugung im Sommer jeweils hoch und der Verbrauch tief ist und im Winter umgekehrt, resultieren in

der bekannten Verteilung der Überschüsse und Defizite. Wie in den Grafiken zur Januarwoche bereits veranschaulicht, sind die Überschüsse in den Wintermonaten sehr gering und lassen folglich auch wenig Spielraum für Lastverschiebungen offen. Die genauen Zahlen zu den monatlichen Verteilungen sind in Tabelle 10 aufgelistet.



Abbildung 23: Monatlicher Verlauf von Erzeugung, Last, Überschüssen und Defiziten in GWh

In Abbildung 24 ist die Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsgrad veranschaulicht. Während der Eigenverbrauchsgrad im Januar beinahe 100 % erreicht, sinkt er im Sommer mit den hohen Ausschlägen der PV-Erzeugung auf circa 70 %. Der Autarkiegrad erreicht die höchsten Werte im Juni und Juli mit circa 60 %. Von November bis Januar liegt er bei circa 27-29 %.

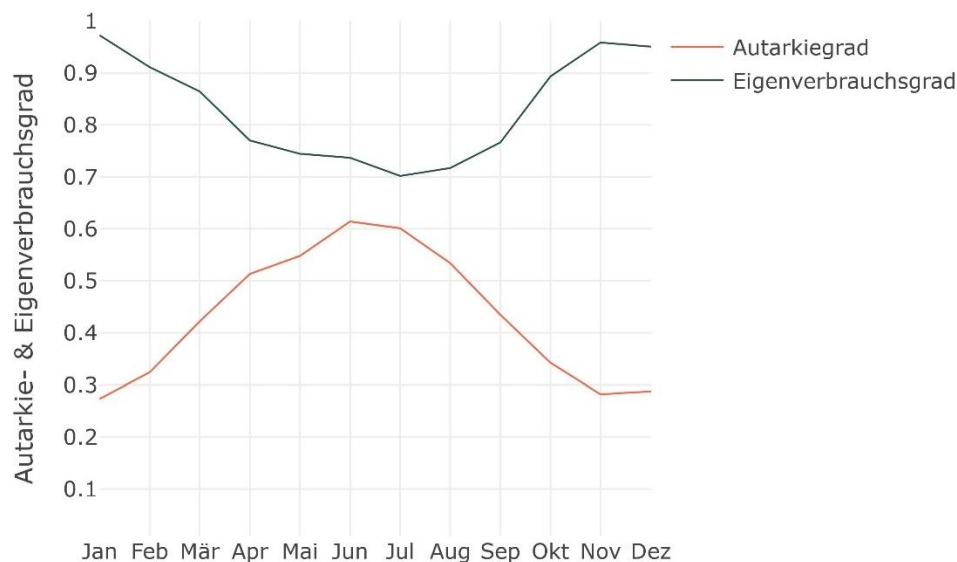


Abbildung 24: Monatlicher Verlauf des Autarkie- sowie Eigenverbrauchsgrades

Die monatlichen Durchschnitte der Kennwerte sind in Tabelle 10 aufgelistet.

Tabelle 10: Monatsauswertung der Kennwerte für die Grundvariante V1

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
Erzeugung [GWh]	1.92	2.26	3.34	3.89	4.03	4.12	4.01	3.70	2.80	2.14	1.78	1.91
Verbrauch [GWh]	6.82	6.36	6.83	5.84	5.47	4.94	4.69	4.97	4.94	5.59	6.05	6.31
Überschuss [GWh]	0.05	0.20	0.45	0.89	1.03	1.08	1.20	1.05	0.65	0.23	0.07	0.09
Defizit [GWh]	4.96	4.30	3.95	2.84	2.47	1.91	1.87	2.31	2.79	3.68	4.34	4.49
Eigenv.grad [%]	97.3	91.1	86.5	77.0	74.5	73.7	70.2	71.7	76.6	89.4	95.9	95.1
Autarkie [%]	27.4	32.4	42.2	51.3	54.8	61.4	60.1	53.4	43.5	34.3	28.2	28.8

Überschüsse und Defizite im Tagesverlauf

Neben dem saisonalen Verlauf sind auch die Tagesschwankungen ein wichtiger Aspekt. Aufgrund des hohen Anteils der PV-Erzeugung zeigen sie eine ähnliche Charakteristik wie die saisonalen Schwankungen: Tagsüber, vor allem über Mittag, treten Überschüsse auf, abends und in der Nacht Defizite. Die Information, wann Überschüsse und Defizite vorliegen, dient in den nachfolgenden Varianten als Ausgangslage für die Flexibilisierung der Last- und Erzeugungsprofile und wird für jede Variante neu ermittelt.

In Abbildung 25 ist die mittlere ungedeckte Last in MW nach Tagesstunde für die Monate Januar, April, Juli und Oktober visualisiert. Der Mittelwert wurde dabei über alle Tage des jeweiligen Monats hinweg berechnet. Die Tagesstunde 0 steht dabei für 00:00 – 01:00 Uhr. Für alle Monate ist der Verlauf ähnlich, aber unterschiedlich stark ausgeprägt. Ungedeckte Lastspitzen treten am Morgen und am Abend auf. Die grössten Defizite treten von circa 07:00 bis 09:00 Uhr und von 19:00 – 20:00 auf, wobei sie im Januar (grün) und Oktober (violett) abends schon um 18:00 Uhr beginnen. Im Januar beträgt die höchste durchschnittliche ungedeckte Last 13.2 MW und tritt von 08:00 – 09:00 Uhr auf. Abends sind es circa 10.7 MW von 19:00 – 20:00 Uhr. Im Juli reduziert sich dies auf 4.2 MW von 7:00 – 08:00 Uhr und 5.6 MW von 19:00 – 20:00. Im Januar zeichnet sich – aufgrund der geringen PV-Erzeugung – im Gegensatz zu den anderen Monaten zudem auch eine leicht erhöhte ungedeckte Last über Mittag von 11:00 – 13:00 ab.

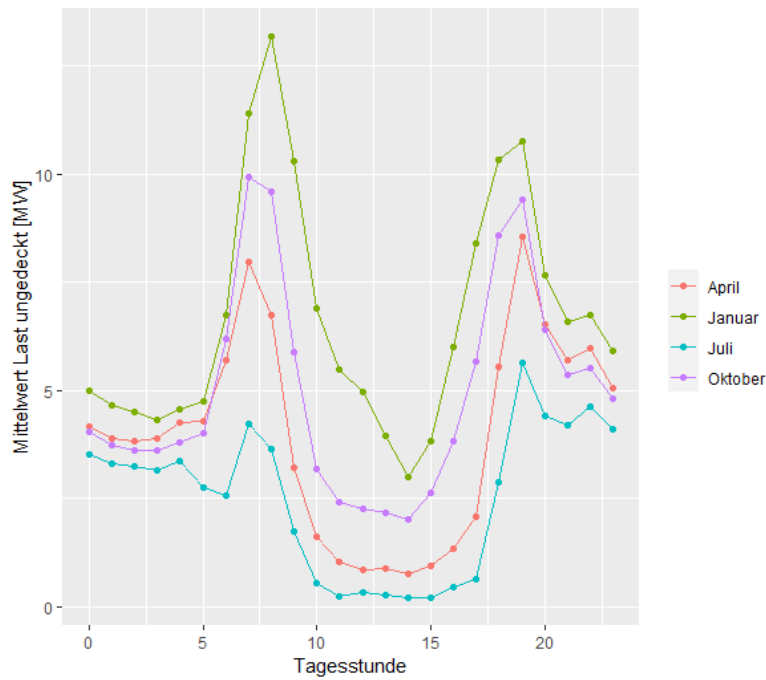


Abbildung 25: Mittlere ungedeckte Last in MW nach Tagesstunde für die Monate Januar, April, Juli und Oktober. Der Mittelwert wurde über alle Tage des jeweiligen Monats hinweg berechnet.

In Abbildung 26 ist der mittlere Überschuss in MW wiederum nach Tagesstunde und für dieselben Monate visualisiert. Da die Wasserkraft, die ORC-Turbine und die ARA lediglich 22 % der Gesamtproduktion ausmachen und der Rest Solarstrom ist, fallen auch im Juli (blau) und April (rot) keine Überschüsse vor 07:00 und nach 19:00 Uhr an. Es zeigen sich hier für Juli und April ähnlich verlaufende Grafen, da im April die solare Einstrahlung bereits länger dauert und noch niedrige Temperaturen vorherrschen. Ab 05:00 bis 06:00 Uhr beginnt die überschüssige Leistung steil anzusteigen und erreicht von 11:00 – 12:00 Uhr eine Spitze. Über die Mittagszeit in der Stunde von 12:00 – 13:00 Uhr ist ein Knick sichtbar, bevor eine zweite Spitze in der Stunde von 14:00 – 15:00 Uhr auftritt. Im Juli tritt die höchste durchschnittliche Überschuss-Leistung mit 5.6 MW auf.

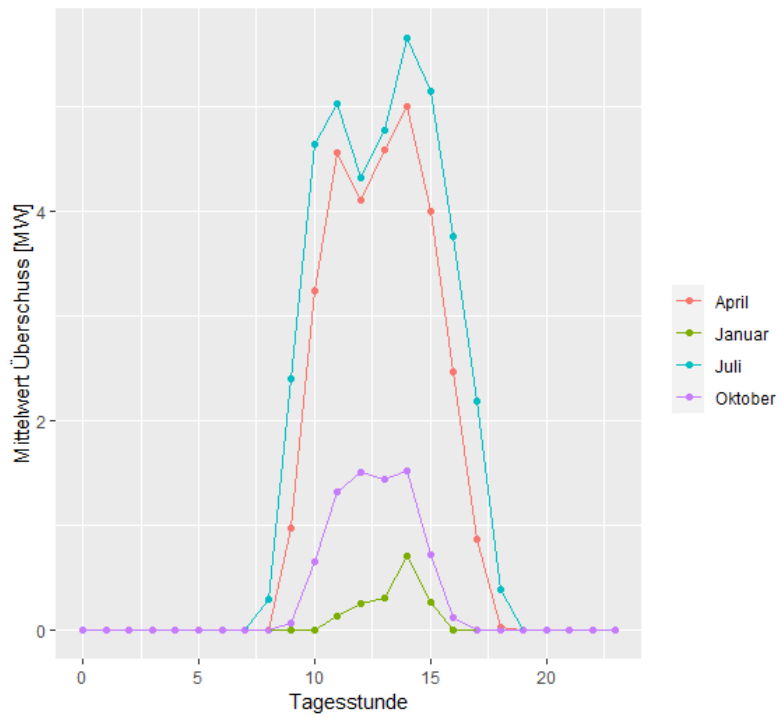


Abbildung 26: Mittlerer Überschuss in MW nach Tagesstunde für die Monate Januar, April, Juli und Oktober. Der Mittelwert wurde über alle Tage des jeweiligen Monats hinweg berechnet.

3.7.2 Wittenbach 2050 V2: smarte Elektromobilität

In Abbildung 27 ist das unkoordinierte Elektromobilitätsprofil aus der Grundversion V1 abgebildet, das auf der Arbeit von Rüegg und Hiltbrand (2021) basiert. Da die Ladevorgänge ausschliesslich am Tag stattfinden, ist das Profil bereits verhältnismässig gut an die PV-Erzeugung angepasst. Werden die anderen Verbraucher jedoch addiert oder fällt die PV-Produktion geringer aus, treten Defizite zur morgen- und abendlichen Lastspitzenzeit auf. Dies soll durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs und eine Lastverschiebung zu den Mittagsstunden verhindert werden.

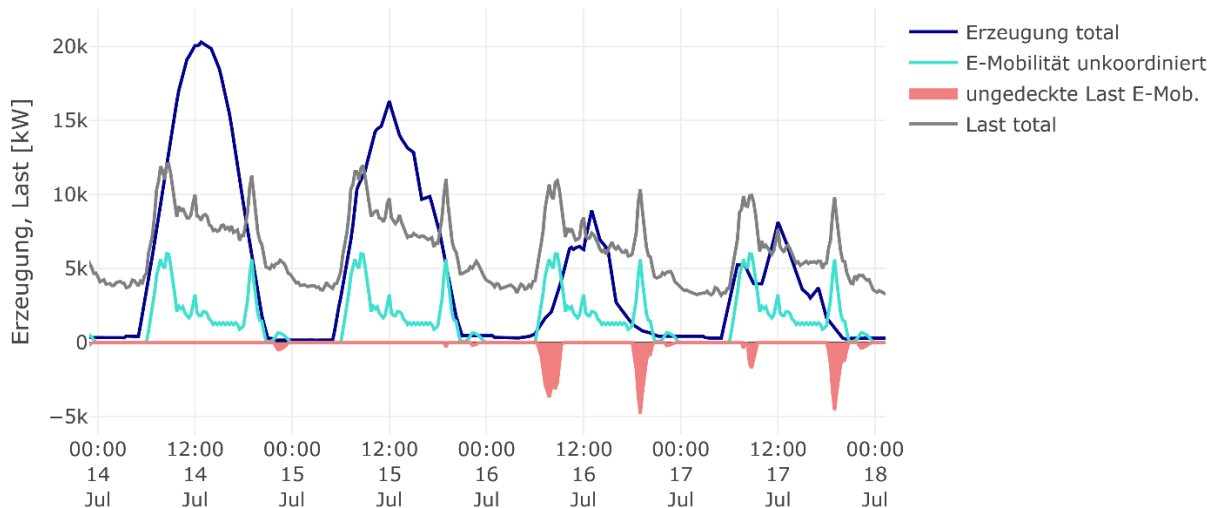


Abbildung 27: Gegenüberstellung der E-Mobilität und der totalen Erzeugung sowie Last für vier Tage im Juli

Elektromobilität «V1G»

Im Position Paper «Electric Vehicle Integration into Power Grids» der Entso-e (2021) werden die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz untersucht. Die Grafik in Abbildung 28 zeigt verschiedene Tages-Lastkurven. In grün ist der «Average load uncoordinated» abgebildet, mit einer morgendlichen und abendlichen Lastspitze. In orange und schwarze sind die «Average load smart V1G» und «smart V2G» dargestellt, bei denen die Lastspitzen in die Nacht und auf die Mittags- beziehungsweise PV-Produktionszeit verschoben werden.

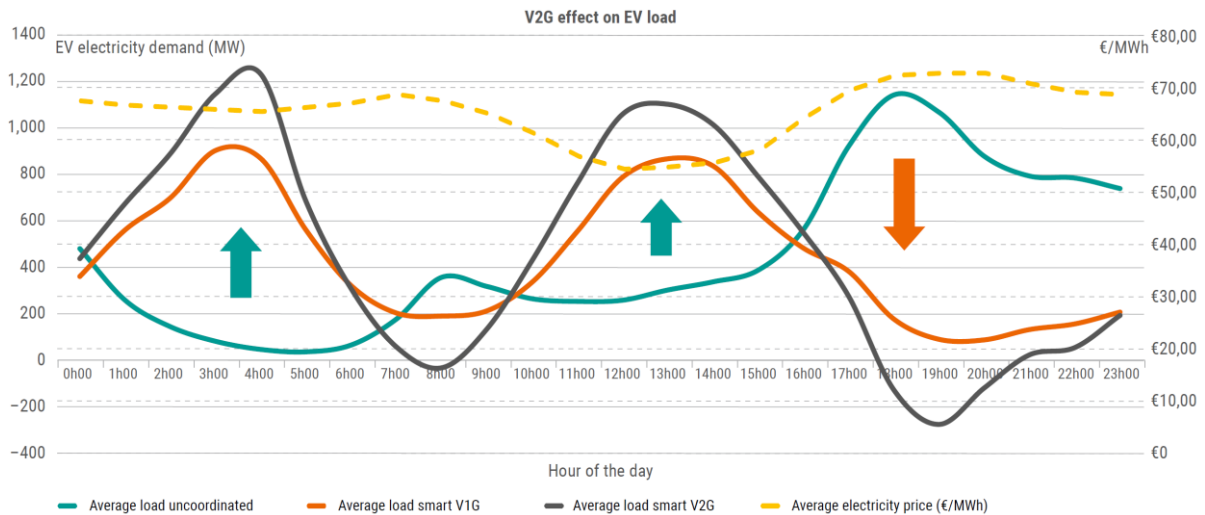


Abbildung 28: Grafik mit den Tages-Lastkurven «Average load uncoordinated / smart V1G / smart V2G» aus dem Position Paper der Entso-E (2021) «Electric Vehicle Integration into Power Grids».

Für die Modellierung der flexiblen Elektromobilität wurde das Lastprofil «Average load smart V1G» nachgebildet. Da in Wittenbach jedoch nur eine sehr geringe Stromproduktion in der Nacht vorherrscht, ist das Profil nicht geeignet. In Abbildung 29 wird in einer Juliwoche die «Elektromobilität V1G» der Erzeugung gegenübergestellt. Dabei ist sichtbar, dass die erste Lastspitze um circa 03:00 – 04:00 Uhr morgens jeweils ungedeckt ist.

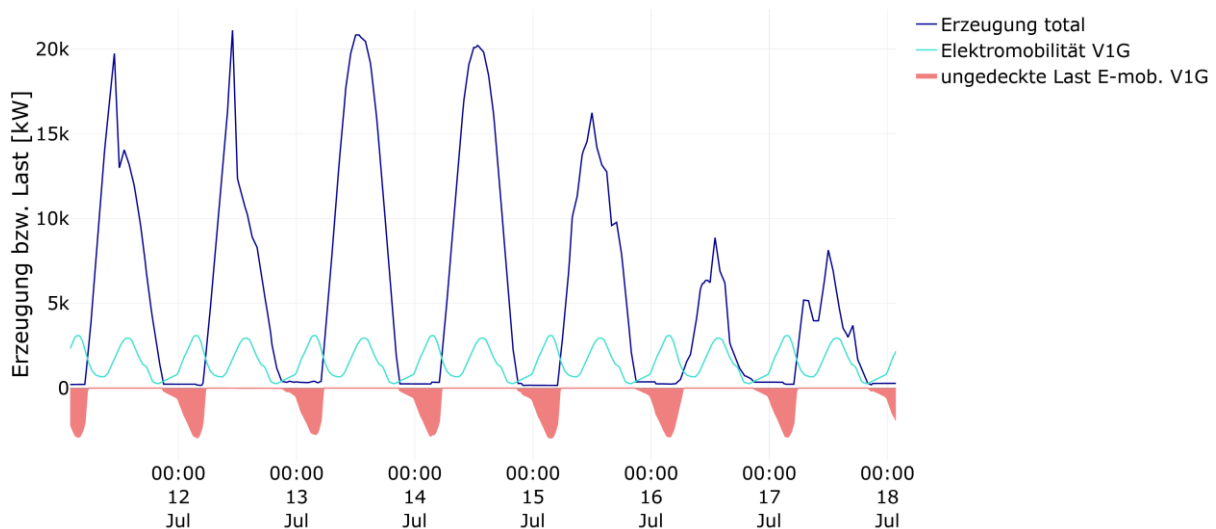


Abbildung 29: Gegenüberstellung der E-Mobilität V1G und der totalen Erzeugung für die Juliwoche.

Elektromobilität «smart»

Um eine Lastkurve für die Elektromobilität zu erzeugen, die sich möglichst an den Erzeugungswerten von Wittenbach orientiert, wurden die mittleren Überschüsse pro Tagesstunde und Monat bei einer Last ohne Elektromobilität ermittelt. Es entstehen ähnliche Kurven wie in Abbildung 26. Um ein smartes E-Mobilitätsprofil zu erhalten, wurde das Profil aus der Grundversion kombiniert mit dem Tages-

Überschuss-Profil des Monats Juli. Dieses wurde für das ganze Jahr verwendet, da im Winterhalbjahr die Gesamtlast meistens weit über der Erzeugung liegt.

Um die beiden Profile zu kombinieren, musste eine Annahme getroffen werden dazu, wie viele der Ladevorgänge in Zukunft flexibel gesteuert werden, und wie viele unkoordiniert bleiben. Diese wurde gestützt auf eine Untersuchung von Oliver Wyman und der Technischen Universität München (2018), in der es um die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Versorgungssicherheit in Deutschland geht, getroffen. Die Ergebnisse zeigen, dass es ab einer E-Auto Quote von 30 % und unkoordinierten Ladevorgängen zu Stromausfällen kommen kann. Bei einer Elektrifizierung von 50 % aller Fahrzeuge werden Kosten für den Netzausbau von bis zu 11 Milliarden Euro erwartet. Durch eine Flexibilisierung der Ladevorgänge kann diese Problematik entschärft werden. Bereits wenn 50 % der Elektroautos flexibel geladen werden, ist bei einer 50-prozentigen Elektrifizierung der Mobilität kein Netzausbau notwendig. Bei einer 100-prozentigen Elektrifizierung müssten 92.5 % der Ladevorgänge smart geregelt werden, um einen Netzausbau vollständig zu verhindern.

Diese Ergebnisse liefern zwar keine konkreten Werte zu einem möglichen Anteil der flexiblen Ladevorgänge, sie veranschaulichen jedoch den Nutzen und die Kosteneinsparungen, die durch die Teilnahme am smarten Laden für die Gesellschaft entsteht. Dies wird vermutlich dazu führen, dass durch die Behörden entsprechende Vorschriften und Anreize geschaffen werden, um den Markt zu lenken und das Sparpotential zu verwirklichen. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass bis 2050 mindestens 70 % der Ladevorgänge flexibel geregelt sein werden.

Um das smarte E-Mobilitätsprofil zu erstellen, wurden die beiden Profile auf 30 % bzw. 70 % des Verbrauches skaliert und addiert. In Abbildung 30 ist das neue Profil der Gesamterzeugung gegenübergestellt, die nicht abdeckbare Last des neuen Profils ist rot eingefärbt. Das smarte Profil bewegt sich zu einem grossen Teil innerhalb der Erzeugungszeit und es treten kaum ungedeckte Lasten auf (bei Vernachlässigung anderer Verbraucher). Das Profil der totalen Last erhält zudem eine neue Prägung. Die starken morgendlichen und abendlichen Lastspitzen fallen weg und der Verbrauch ist zur Mittagsstunde hin zentriert.

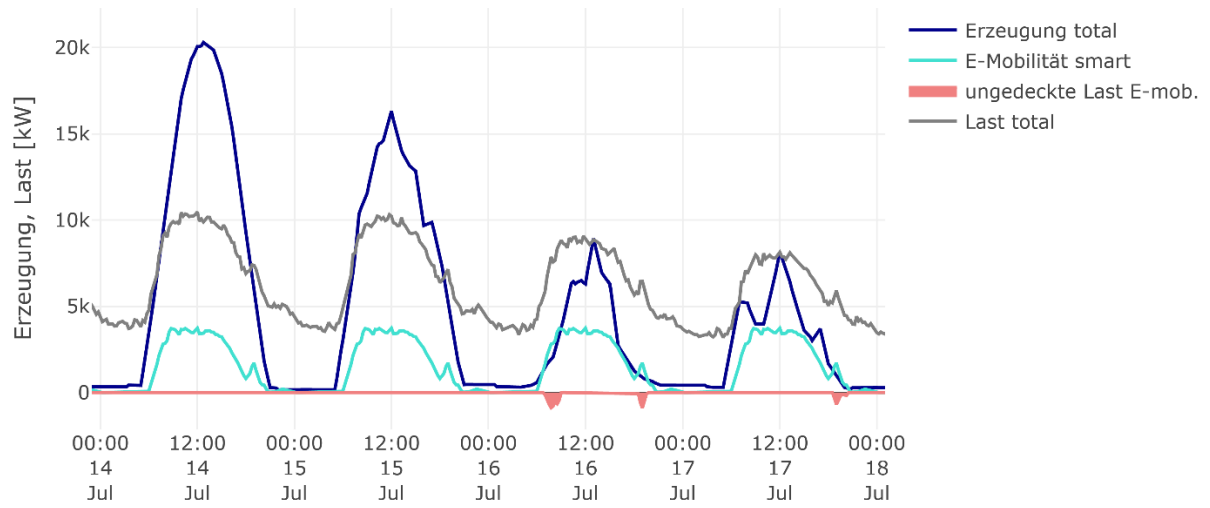


Abbildung 30: Gegenüberstellung der E-Mobilität smart und der totalen Erzeugung sowie Last für vier Tage im Juli.

3.7.3 Wittenbach 2050 V3: smarte Wärmepumpen

Im Hinblick auf die zukünftige Bedeutung des Lastmanagements von Wärmepumpen untersuchten Hong et al. (2013) mittels Simulationen, wie weit die Lasten von Luft-Wasser-Wärmepumpen vorverschoben werden können, ohne dass sich Einschränkungen für die Bewohner ergeben. Dazu wurden einerseits Gebäude mit herkömmlicher Dämmung und andererseits Gebäude mit englischem Passivhaus Standard modelliert. Die englischen Passivhaus Standards gleichen dabei den Standards des deutschen Passivhaus Institutes und sind stellenweise leicht strenger (0.14 anstatt 0.15 W/m²K bei Wänden, 0.7 anstatt 0.8 W/m²K bei Fenstern) (ZEN, 2002). Die herkömmliche Dämmung liegt bei 3.3 W/m²K für Fenster und 0.45 W/m²K für Wände. Die Heizungssysteme wurden ohne und mit 300 l & 500 l Pufferspeicher simuliert. Die Resultate ergaben, dass bei Passivhaus-Wohnungen mit Pufferspeicher ab 300 l im Sommer wie im Winter Lastverschiebungen in einem Zeitrahmen bis 6 Stunden erreicht werden können. Im Winter wird (beim System mit 300 l Pufferspeicher) ein Wärmepumpenverbrauch von 20 kWh angegeben, wobei angenommen werden muss, dass dies die in den 6 Stunden zu verschiebende Energiemenge darstellt. Bei Einfamilienhäusern mit Pufferspeicher ab 500 l sind im Winter 5 Stunden möglich (Wärmepumpenverbrauch 34.7 kWh/5h), in der Übergangs- und Sommerzeit 6 Stunden.

Ein gut gedämmter Gebäudepark ist essenziell, um den Energiebedarf zu reduzieren und die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen. In den energiepolitischen Zielen von Wittenbach ist festgehalten, dass der Gebäudepark «energetisch vorbildlich saniert» werden soll. Es wird eine Sanierungsrate von jährlich 2.0 % angestrebt, womit bis 2050 90 % aller vor 1991 erbauten Gebäude modernisiert wären (Energieagentur St. Gallen, 2020). Es wird deshalb davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 maximale Zeitverschiebungen der Wärmepumpenlasten von 6 Stunden möglich sind.

Für das smarte Wärmepumpenprofil wurden in einer Excel-Datei, in welche das Lastprofil und die Erzeugungsüberschüsse exportiert wurden, diese Verschiebungen vorgenommen. Die Lasten wurden dabei um 6 Stunden vorverschoben, wenn zum Zeitpunkt 6 Stunden früher eine Überproduktion stattfand und zum Zeitpunkt der Last keine Überproduktion vorhanden war. Dadurch wird einerseits gewährleistet, dass die Last nicht verschoben wird, wenn genug Energie vorhanden ist, und andererseits, dass das Zeitfenster der Verschiebungen 6 Stunden nicht überschreitet. Die Erzeugungsüberschüsse basieren auf den Resultaten aus der Version V2 mit smarterer Elektromobilität.

Das resultierende smarte Profil bewirkt vor allem in der Übergangszeit, wo sowohl hohe Heizlasten wie auch eine hohe PV-Erzeugung vorhanden sind, eine deutliche Verbesserung der Situation. Zum Vergleich ist in Abbildung 31 und 32 ein Ausschnitt im März für die Versionen V2 (smarte E-Mob.) und V3 dargestellt. Es ist sichtbar, dass sich das Verbrauchsprofil durch die Wärmepumpen-Lastverschiebungen erneut mehr zum Mittag hin zentriert und an die PV-Erzeugung anpasst.

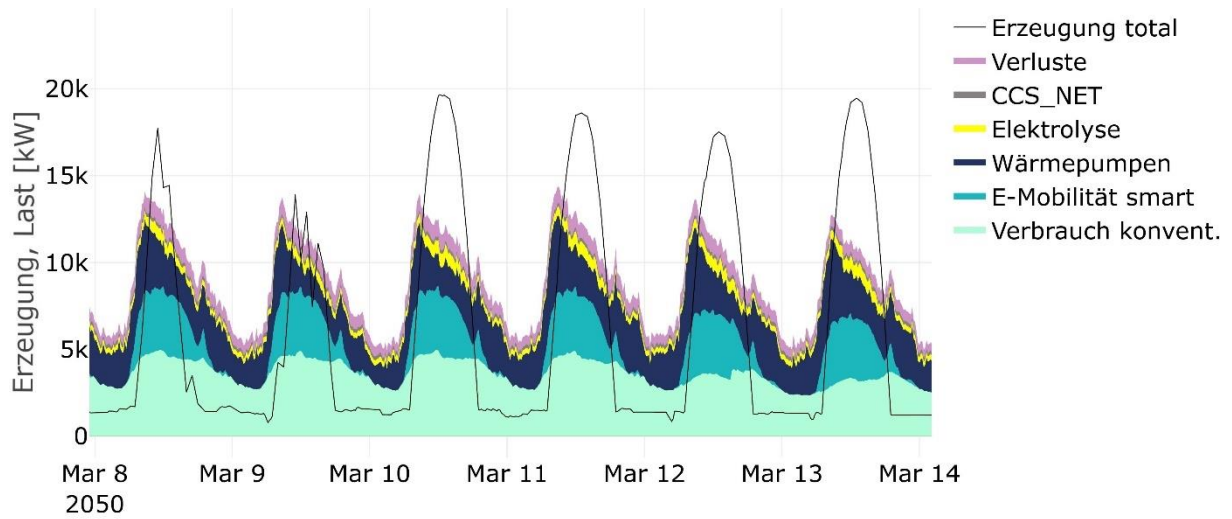


Abbildung 31: Differenzierte Last und Erzeugung total im März für die Version V2 (smarte E-Mobilität)

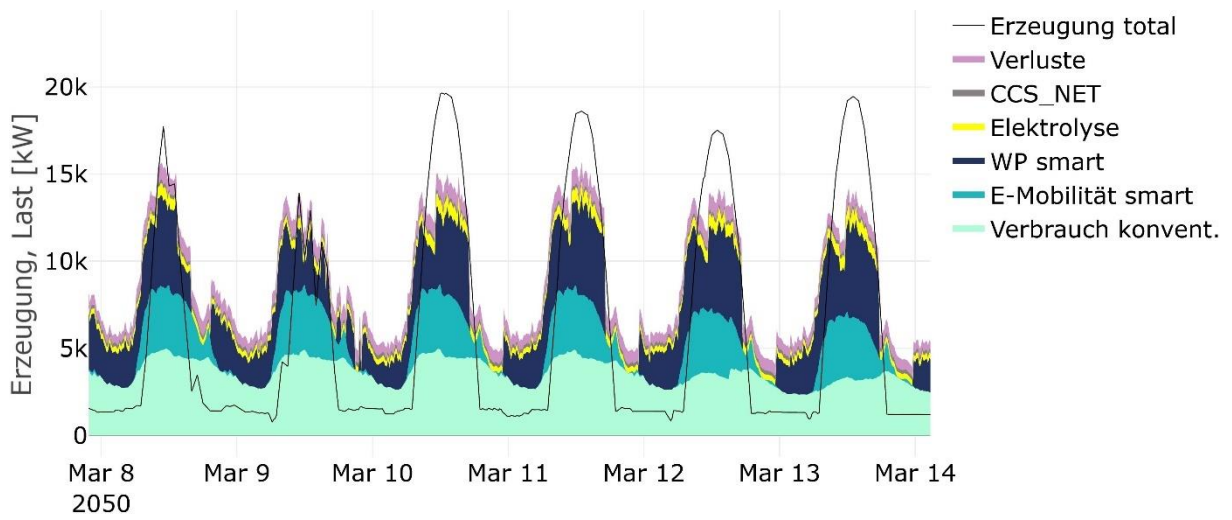


Abbildung 32: Differenzierte Last und Erzeugung total im März für die Version V3 mit dem smarten Wärmepumpenprofil

3.7.4 Wittenbach 2050 V4: flexible ARA

Wie unter 3.6.10 erläutert, werden die BHKWs der ARA Hofen bereits flexibel betrieben. Der Betrieb ist jedoch wärme- und gasgeführt und richtet sich einerseits nach dem eher unflexiblen Bedarf des Faulturmes, der aufgrund der mikrobiologischen Abbauprozesse auf eine konstante Wärmeversorgung angewiesen ist, und andererseits nach der Gasproduktion der ARA. Unter diesen Voraussetzungen werden je nachdem das zweite BHKW zugeschaltet, das erste BHKW im gedrosselten Betrieb bei 60 % gefahren oder beide BHKWs abgeschaltet. Eine stromgeführte Betriebsweise ist nach Auskunft der ARA Hofen mit der aktuellen Anlagentechnik nicht möglich (Markwalder, persönliche Kommunikation, Juni 2022). Die Voraussetzungen dazu könnten jedoch geschaffen werden, indem der Gas- sowie der Wärmespeicher für den Faulturm vergrössert werden. Dadurch könnten die BHKWs zu Spitzenlastzeiten mit höherer Leistung betrieben werden und der anfallende Wärmeüberschuss für jene Tagesstunden gespeichert werden, in denen sie aufgrund grosser PV-Überschüsse stillstehen oder gedrosselt fahren.

Die in Tabelle 11 aufgelisteten elektrischen Leistungen der BHKWs zeigen auf, dass bei einem unteren Grenzwert von 60 % verschiedene, stufenlose Kombinationen von minimal 115 kW bis maximal 470 kW möglich sind.

Tabelle 11: Elektrische Leistungen der BHKWs des ARA Hofen

BHKW	P el. 60 % [kW]	P el. 100 % [kW]
BHKW 1	170	280
BHKW 2	115	190
Summe	285	470

Um ein flexibles Erzeugungsprofil für die ARA zu erstellen, ist vom alten, unflexiblen Profil und den Erzeugungsüberschüssen sowie den Defiziten aus der Version 3 ausgegangen worden. Für die Zeitschritte mit Überschüssen wurde der Betrag des Überschusses von der Leistung der ARA abgezogen bis hin zum gänzlichen Abschalten der BHKWs auf 0 kW. Durch die Differenz zu den alten Werten ergab sich die freiwerdende Leistung pro Zeitschritt, die verschoben werden kann. Diese wurde summiert, und gleichmässig auf alle Zeitschritte mit einem überdurchschnittlichen Defizit verteilt (circa 66.4 kW auf 16'250 Zeitschritte). Durch die tiefen Energiemengen, die verschoben wurden, entstanden keine unrealistisch hohen Ausschläge nach oben (abgesehen von wenigen Stellen, an denen die BHKWs im alten Profil mit 470 kW fahren).

Im neu entstandenen Profil ergeben sich so zwar abrupte Erzeugungsstopps, allerdings ist anhand des alten Profils in Abbildung 33 ersichtlich, dass ein Hoch- und Runterfahren zwischen circa 200 kW und 480 kW innerhalb von etwa 30 Minuten möglich ist. Hier wurde zum BHKW 2 mit einer Leistung von 190 kW das BHKW 1 hinzugeschaltet. Auch das Drosseln und Hochfahren des BHKW 1 zwischen 280 kW und

170 kW ist innerhalb von 30 Minuten möglich (die höheren Werte ergeben sich dadurch, dass das Profil für die durchschnittliche Jahreserzeugung von 2.1 GWh noch leicht hochskaliert wurde).

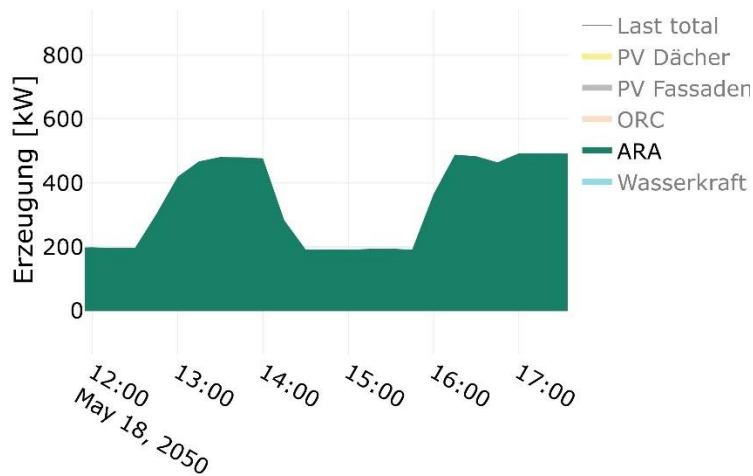


Abbildung 33: Nahaufnahme des (unflexiblen) Erzeugungsprofils der ARA für einen Tag im Mai 2050. Ein Hoch- und Runterfahren zwischen circa 200 kW und 480 kW ist innerhalb von zwei Zeitschritten / 30 min. möglich.

In Abbildung 34 ist für einen Julitag sichtbar, wie die Erzeugung der ARA im neuen Profil zur PV-Überproduktionszeit herunter- und bei ungedeckter Last wieder hochfährt. Die Grössenverhältnisse verdeutlichen jedoch auch den verhältnismässig kleinen Beitrag der ARA an die Gesamtproduktion. Für die langen Betriebspausen an sonnigen Tagen im Sommer, die bis zu 12 Stunden dauern können, müssen ausreichend grosse Gas- und Wärmespeicher zur Verfügung stehen. Der deutlich tiefere Wärmebedarf im Sommer wirkt diesem Umstand positiv entgegen.

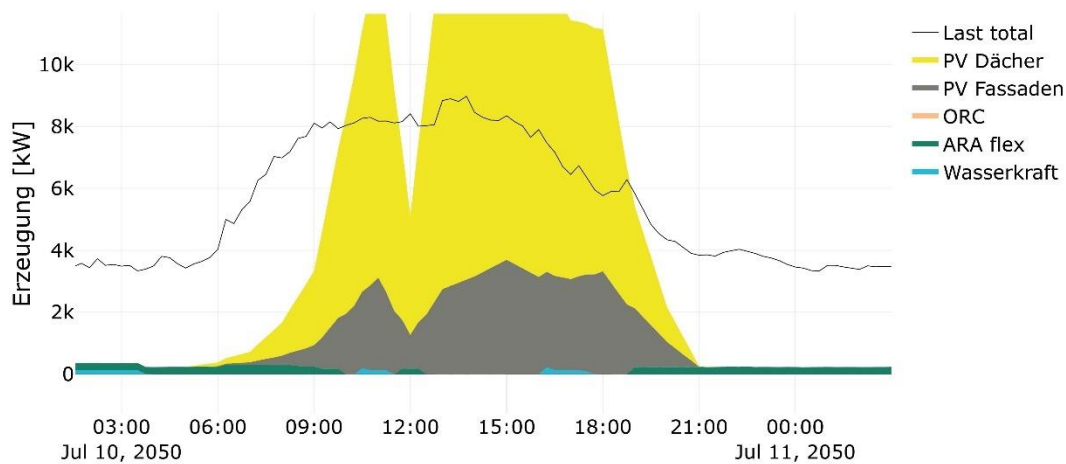


Abbildung 34: Differenzierte Erzeugung und Last total für einen Julitag für die V4 mit flexibler Erzeugung der ARA

3.7.5 Wittenbach 2050 V5: Fassaden-PV

Im Winter bricht die Solarstromproduktion ein und es entstehen grosse Defizite. Diese müssen mit elektrischer Energie aus anderen Regionen und dem Ausland gedeckt werden, was sich negativ auf Netzausbaukosten und Transmissionsverluste auswirkt. Dem Mangel im Winter kann begegnet werden, indem die Fassaden PV-Produktion erhöht oder das Verhältnis des ermittelten Zielwerts von 27.9 GWh/a zu Gunsten der Fassaden verschoben wird. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 35 die Solarstromerzeugung für Dächer mit 20.1 GWh/a und für Fassaden mit 7.8 beziehungsweise 12 GWh/a abgebildet. Es ist sichtbar, dass die PV-Erzeugung der Fassaden aufgrund des steilen Anstellungswinkels über das Jahr hinweg ausgeglichener ist und im Verhältnis höher in den Wintermonaten. Bei einer Erhöhung auf 12 GWh/a wird im Dezember und Januar auf den Fassaden beinahe gleich viel produziert wie auf den Dachanlagen. Eine Erhöhung der Fassaden-PV-Erzeugung könnte sich somit positiv auf den Autarkiegrad auswirken.

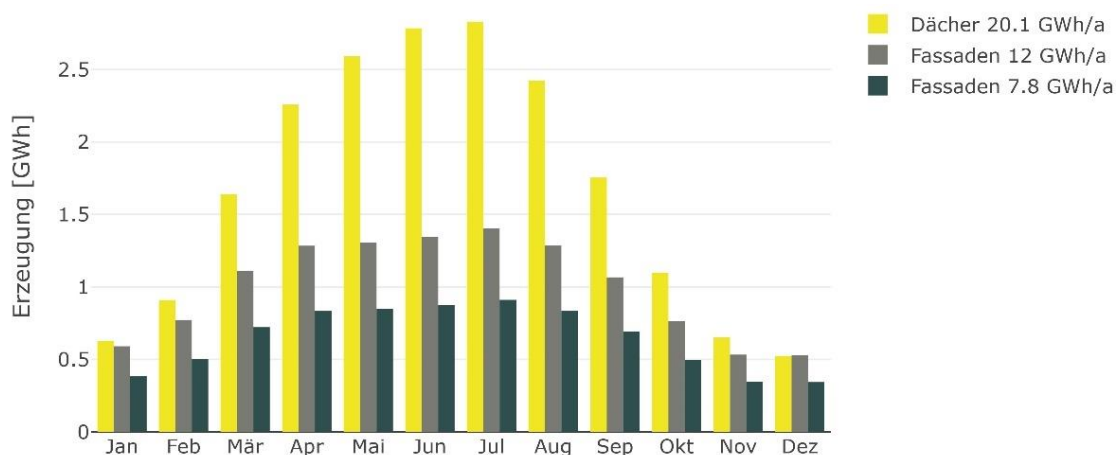


Abbildung 35: Vergleich der PV-Erzeugung von Dach- und Fassadenanlagen

Verschiedene Ausbauvarianten mit Last aus Version V1 / V4

Ausgehend von der Grundversion V1 wurde deshalb für verschiedene Ausbauvarianten mit höherer PV-Erzeugung berechnet, wie sich der Autarkiegrad entwickelt. In Tabelle 12 sind die Resultate dargestellt. Neben einem ersten Autarkiegrad, bei dem die Last aus der Version V1 simuliert wurde mit entsprechend höherem PV-Ausbau, wurde auch ein zweiter Autarkiegrad berechnet mit der Last aus der Version V4. Die flexiblen E-Mobilitäts-, Wärmepumpen-, und ARA-Profile wurden dabei nicht auf die neue Erzeugungssituation angepasst. Für den Ausbau der Fassaden-PV wurden die neuen Werte 10, 12 und 15.55 GWh/a (aktuelles maximales Potential) hinzugenommen (BFE, o. J.-b).

Es ist sichtbar, dass sich der Autarkiegrad bei einem Vollausbau von Dach und Fassaden PV-Anlagen auf eine Produktion von insgesamt 55.9 GWh/a von 42.0 % auf 50.3 % (V1, ohne Flexibilität) bzw. von 45.7 % auf 54.8 % (V4, mit Flexibilität vereinfacht) steigern lässt. In den nachfolgenden drei Zeilen wird zuerst untersucht, wie sich die Verschiebung des Verhältnisses von Fassaden zu Dächern bei gleichbleibender

totaler Produktion auswirkt. Die Steigerung bei einem Vollausbau der Fassaden auf 15.55 GWh/a beträgt bei der Grundvariante nur 0.4 %, bei der Variante V3 0.5 %. Wird die Fassaden-PV dagegen zusätzlich zur Dach-PV von 20.1 GWh/a ausgebaut, ist bei einem Vollausbau auf 15.55 GWh/a eine Steigerung von 3.5 % bzw. 4 % erreichbar.

Tabelle 12: Die verschiedenen Ausbauvarianten mit resultierendem Autarkiegrad für die Grundversion V1 und für eine vereinfachte Version V4 (ohne Anpassung der smarten WP- und ARA-Profile auf die höhere PV-Erzeugung). In grau ist die Ausbauvariante markiert, die in einem weiteren Schritt detaillierter ausgearbeitet wurde.

PV-Ausbauvariante	Fassaden [GWh/a]	Dächer [GWh/a]	PV beide [GWh/a]	Autarkiegrad Last V1	Autarkiegrad Last V4
Grundvariante	7.8	20.1	27.9	42.0 %	46.1 %
Vollausbau	15.55	40.35	55.9	50.3 %	55.2 %
Stärkerer Ausbau Fassaden, PV total gleich					
Fassade 10	10	17.9	27.9	42.1 %	46.3 %
Fassade 12	12	15.9	27.9	42.3 %	46.4 %
Fassade 15.55	15.55	12.35	27.9	42.4 %	46.5 %
Stärkerer Ausbau Fassaden, Dächer gleich					
Fassade 10	10	20.1	30.1	43.1 %	47.5 %
Fassade 12	12	20.1	32.1	44.1 %	48.6 %
Fassade 15.55	15.55	20.1	35.65	45.5 %	50.1 %

Auswahl und Ausarbeitung der Version V5

Wie erwähnt, wurden die flexiblen Profile nicht auf die neue Erzeugungssituationen angepasst. Dies dürfte bei der smarten E-Mobilität eher geringe Verfälschungen zur Folge haben, da es sich um ein Tageslastprofil handelt, dessen flexibler Anteil von 70 % auf den ohnehin hohen Überschüssen eines durchschnittlichen Julitages basiert. Eine erneute Anpassung des smarten Wärmepumpenprofils, dessen Lasten genau anhand der auftretenden Überschüsse verschoben werden, könnte bei der höheren Solarstromproduktion im Winter jedoch eine deutlichere Steigerung des Autarkiegrades zur Folge haben als in Tabelle 12 abgebildet. Auch das flexible Profil der ARA, deren Leistungsverschiebungen von der Anzahl der Zeitschritte mit Überschüssen abhängt, dürfte bei einer erneuten Anpassung den Autarkiegrad noch einmal erhöhen.

Von den vorgestellten Ausbauvarianten wurde deshalb eine Auswahl getroffen (grau markiert), die hinsichtlich der flexiblen Profile weiter ausgearbeitet werden sollte. Da bei Ausbau der Fassaden-PV und gleichzeitig weniger Dach-PV bei der Grundversion V1 nur ein Autarkiegradanstieg von circa 0.1 – 0.4 % auftritt und auch bei der flexiblen Last aus V4 nur eine Steigerung von circa 0.2 – 0.4 % möglich ist, fiel die Auswahl auf die mittlere der Varianten, bei der die Fassaden-PV zusätzlich ausgebaut wird. Bei dieser werden die Fassadenanlagen von 7.8 GWh/a auf 12 GWh/a ausgebaut, wodurch eine höhere Winterstromproduktion sichergestellt werden soll. Für diese neue Erzeugungssituation wurden die beiden flexiblen Profile von Wärmepumpen und ARA noch einmal neu erzeugt. Dabei wurde für die

Wärmepumpen wiederum ein Überschuss-Profil erstellt, dass auf der Verbraucherseite auf der Version V2 basiert, und auf der Erzeugungsseite auf den neuen PV-Produktionswerten der Version V5. Nach dem Einlesen des neuen smarten Wärmepumpenprofils dienen die neu entstehenden Überschüsse und Defizite wiederum als Ausgangslage zur Erstellung des flexiblen ARA Profils.

3.7.6 Variantenvergleich

In Tabelle 13 sind die Jahreskennwerte der Varianten V1 bis V5 zusammengestellt. Ausgehend von der Grundversion V1 ist sichtbar, wie sich der Autarkiewert mit den vorgestellten Flexibilisierungsmassnahmen erhöht. Die Variante V5 nimmt hierbei eine Spezialstellung ein. Sie stellt keine zusätzliche Flexibilisierung dar, sondern eine neue Variante mit erhöhter PV-Erzeugung, auf welche dieselben Flexibilisierungsmassnahmen von V2 – V4 angewandt wurden.

Als grösster Verbrauchsposten wurde die Flexibilisierung der Elektromobilität als erstes behandelt. Da für das flexibilisierte Profil die meisten Überschüsse zur Verfügung standen, weist die Version V2 mit 2.4 Prozentpunkten den grössten Anstieg des Autarkiegrades von 42.0 % auf 44.4 % auf. Die Defizite beziehungsweise die elektrische Energie, die von Erzeugern ausserhalb von Wittenbach kommen muss, verringert sich von 39.9 GWh auf 38.3 GWh.

Mit der Flexibilisierung der Wärmepumpen erhöht sich der Autarkiegrad um weitere 1.3 Prozentpunkte auf 45.7 % und das Defizit sinkt auf 37.4 GWh. Das neue Erzeugungsprofil für die ARA schliesslich steigert den Autarkiegrad noch einmal um 0.4 Prozentpunkte auf 46.1 %.

Werden die Stromerzeugung durch einen stärkeren Ausbau der Fassaden-PV um 4.2 GWh/a erhöht *und* die Flexibilisierungsmassnahmen angewendet, wird ein Autarkiegrad von 48.9 % erreicht mit einem Defizit von 35.1 GWh. Der Eigenverbrauchsanteil ist bei dieser Variante mit 84.0 % tiefer als bei der Variante V4 mit 88.3 %. Dies lässt darauf schliessen, dass die erhöhte Erzeugung auch zu Zeiten anfällt, in denen sie nicht genutzt werden kann, da bereits eine hohe Überproduktion vorhanden ist.

Tabelle 13: Jahreskennwerte der verschiedenen Varianten. V1: Grundvariante ohne Flexibilität. V2: smarte Elektromobilität (basierend auf V1). V3: smarte Wärmepumpen (basierend auf V2). V4: flexible ARA (basierend auf V3). V5: Neue Variante mit erhöhter Fassaden PV-Erzeugung und den neu angewandten Flexibilisierungsmassnahmen aus V2-V4.

Kennwert	V1	V2	V3	V4	V5
Gesamterzeugung [GWh]	35.9	35.9	35.9	35.9	40.1
Gesamtverbrauch [GWh]	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8
Überschüsse [GWh]	7.0	5.4	4.5	4.2	6.4
Defizite [GWh]	39.9	38.3	37.4	37.1	35.1
Eigenverbrauch [GWh]	28.9	30.5	31.4	31.7	33.7
Eigenverbrauchsgrad [%]	80.5	85.0	87.6	88.3	84.0
Autarkiegrad [%]	42.0	44.4	45.7	46.1	48.9
Zunahme Autarkie (Vx - V1)	0.0	2.4	3.7	4.1	6.9

In Abbildung 36 ist eine Visualisierung der Ergebnisse als Balkendiagramm abgebildet. Es sind Erzeugung, Verbrauch, Überschüsse und Defizite der Versionen V1 – V5 ersichtlich. Blau und grau schraffiert sind jeweils die Anteile bei Erzeugung oder Verbrauch, die in Wittenbach selbst produziert werden (also

der Eigenverbrauch). Die blau gestrichelte Linie und die blauen Ziffern darüber heben den Anstieg des Eigenverbrauchs (in GWh) von Version zu Version hervor.

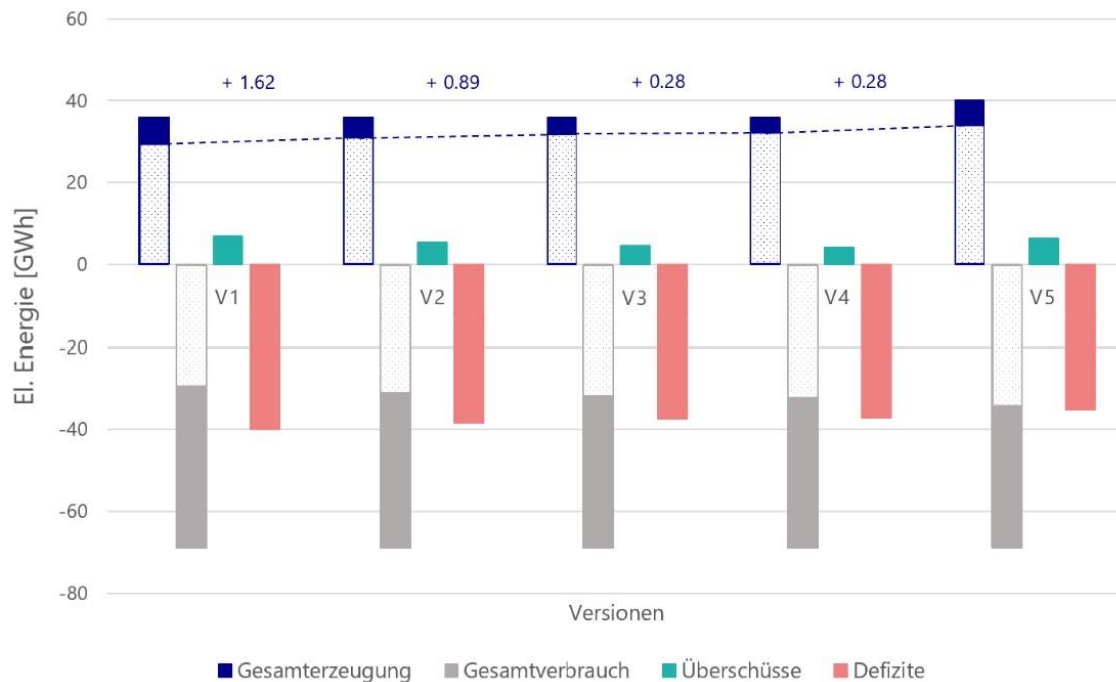


Abbildung 36: Erzeugung, Verbrauch, Überschüsse und Defizite der Versionen V1 – V5. Bei der Erzeugung und beim Verbrauch blau resp. grau schraffiert ist jeweils der Eigenverbrauch. Die blau gestrichelte Linie und die blauen Ziffern heben den Anstieg des Eigenverbrauchs (in GWh) von Version zu Version hervor.

Wie unter 0 bei den verschiedenen PV-Ausbauvarianten berechnet, wurde für den Ausbau der Fassaden auf 12 GWh/a und der Last aus V4 ein Autarkiegrad von 48.6 % erreicht. Es ist vermutet worden, dass bei einem erneuten Anpassen der flexiblen Wärmepumpen- und ARA-Profile noch einmal eine deutliche Steigerung erzielt werden kann. Die nur minimale Steigerung um 0.3 Prozentpunkte auf 48.9 % ist auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen.

Einerseits sind in den Wintermonaten nur wenige zusätzliche Überschüsse vorhanden. Trotz der ausgeglicheneren Produktion fallen auch bei den Fassaden-PV 65 % der Erzeugung in den 6 einstrahlungsreichsten Monaten März bis August an, und erhöhen damit die Produktion oft an Tagen mit einem ohnehin hohen Überschuss. In Abbildung 37 ist aufgezeigt, dass sich die Überschüsse im Januar zwar erhöhen beziehungsweise auch neue auftreten, die durch die smarten Profile genutzt werden könnten. Wird der Blick jedoch auf alle Wintermonate gerichtet, wird deutlich, dass an Tagen mit Nebel und geringer solarer Einstrahlung auch mit mehr Fassaden PV-Anlagen keine zusätzlichen Gewinne erzielt werden können.

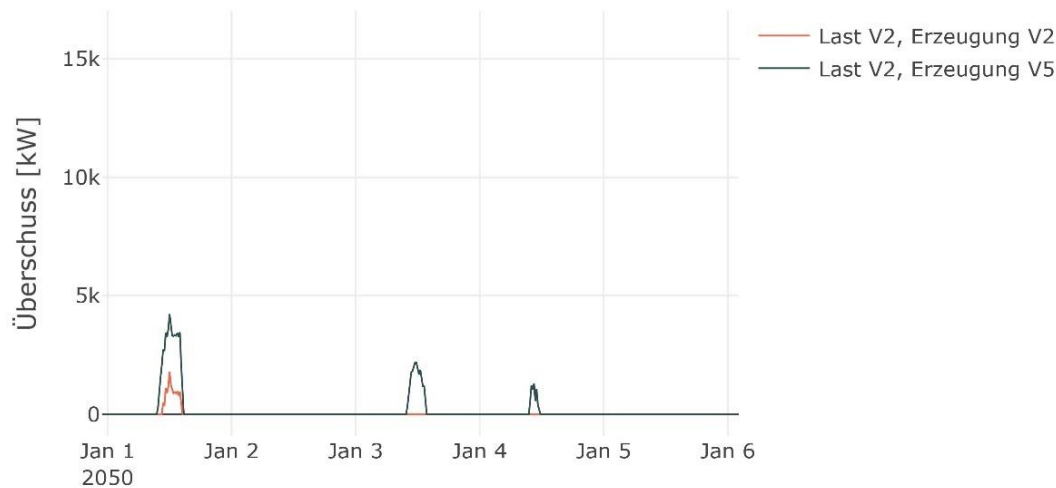


Abbildung 37: Vergleich der Erzeugungsüberschüsse im Januar vor und nach Hinzufügen der zusätzlichen Fassaden PV-Produktion. In orange für die Version V2. In Dunkelgrün für die Last aus V2 und die Erzeugung aus V5. Es wird mit der Last aus V2 gerechnet, da die Erzeugungs-Überschüsse aus V2 die Grundlage für das flexible Wärmepumpenprofil bilden.

Wie in Abbildung 38 sichtbar, treten in den Wintermonaten Januar und Februar nur wenige Überschüsse auf. In der Übergangszeit sind sie zahlreicher und höher, durch die «Regelung» des smarten Wärmepumpenprofils können sie jedoch nur ansatzweise genutzt werden.

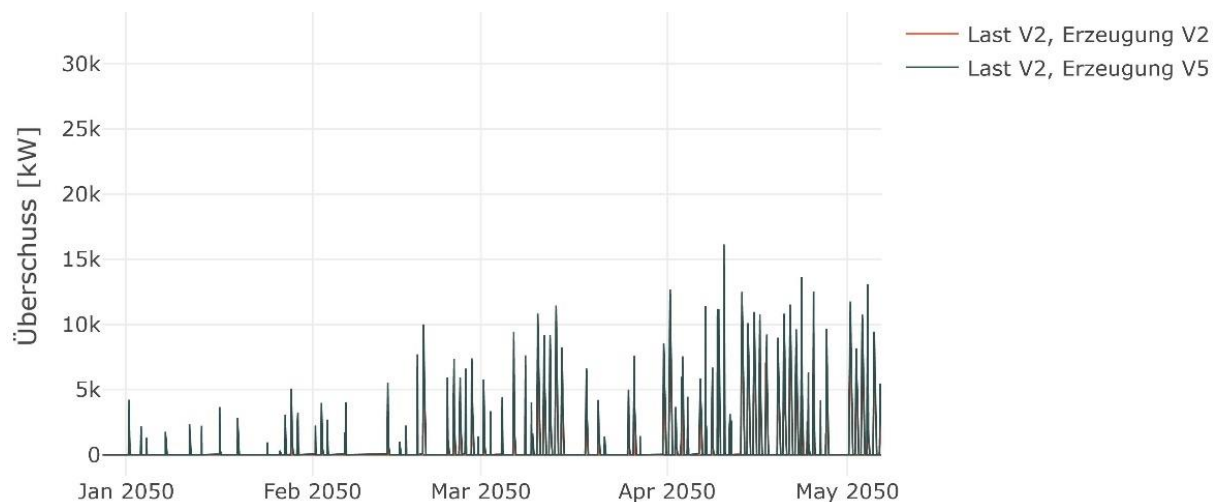


Abbildung 38: Vergleich der Erzeugungsüberschüsse von Januar bis Mai vor und nach Hinzufügen der zusätzlichen Fassaden PV-Produktion. In orange für die Version V2. In Dunkelgrün für die Last aus V2 und die Erzeugung aus V5.

Dies ist in Abbildung 39 veranschaulicht. Trotz erhöhter Produktion (Vergleich mit Abbildung 32) können nicht mehr Lasten vorverschoben werden, da die Zeitspanne von 6 Stunden bereits ausgereizt ist. Möglicherweise könnten auch Lasten zeitlich nach hinten verschoben werden, beispielsweise von den Morgenstunden in die PV-Erzeugungszeit. Inwiefern dies in Konflikt steht mit der Bereitstellung von Warmwasser, ist ohne eine detailliertere Modellierung der Nachfrage und des Heizungssystems schwierig zu beurteilen.

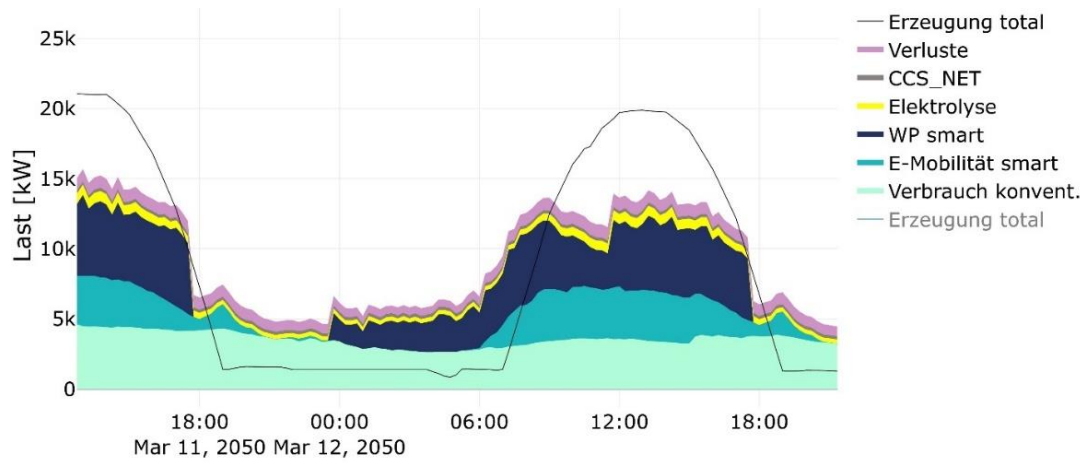


Abbildung 39: Differenzierte Last und Erzeugung total aus der Version V5 für einen Märztag im Jahr 2050. Es können auch in der Version V5 nicht (viel) mehr Lasten verschoben werden, da eine maximale Zeitverschiebung von 6 Stunden besteht.

4 Diskussion

Notwendige Entwicklung

Der Disaggregationsfaktor nach dem Stromverbrauch, der für den konventionellen Verbrauch verwendet wurde, liegt 34 % tiefer als der Faktor nach Bewohnern und ist damit eher niedrig ausgefallen. In Kombination mit den ebenfalls leicht tiefer (als der Disaggregationsfaktor nach Bewohnern) ausgefallenen Faktoren für die Elektromobilität und die Wärmepumpen liegt der summierte Endenergieverbrauch im Vergleich mit den Szenarien des Energiekonzepts der Gemeinde denn auch eher tief: Bei «Witt. r» resultiert ein Endenergieverbrauch von 54.3 GWh, im Energiekonzept sind es je nach Szenario 68.5 bis 76.9 GWh. Auch im Hinblick auf die geschilderten Unklarheiten bezüglich Strombezug am freien Markt ist es deshalb empfehlenswert, den Verbrauchsposten des konventionellen Verbrauchs noch einmal genauer zu analysieren und gegebenenfalls nach oben zu korrigieren. Bei der ARA, die circa 80 % des produzierten Stromes selbst verbraucht, konnte ausserdem nicht geklärt werden, ob der hohe Eigenverbrauch der Anlage in den 44.2 GWh Stromverbrauch der Gemeinde enthalten sind. Falls nicht, dürften nur 20 % der Erzeugung der ARA modelliert oder der Stromverbrauch der Anlage müsste mit-modelliert werden.

Die Werte für die notwendige Entwicklung in Wittenbach wurden nach dem Szenario ZERO Basis der EP2050+ abgeleitet, und dann aufgrund bekannter Gegebenheiten angepasst. Für dieses Vorgehen spricht, dass diese Werte ungefähr dem entsprechen, was von einer Gemeinde zur Erreichung der Klimaziele der Schweiz geleistet werden muss. Für «Witt. r» (Berücksichtigung realer Gegebenheiten) liegen die Erzeugungswerte dank einer höheren Stromproduktion der ORC Turbinen, der Heizzentrale und der ARA sogar leicht über «Witt. a» (differenzierte Disaggregation). Es ist aber auch denkbar, dass die Gemeinde bei Vorhandensein von Potential mehr leistet, als die disaggregierten Werte vorgeben. Im Falle der PV-Erzeugung wurde dies anhand verschiedener Ausbauvarianten untersucht. Bei einem Vollausbau des PV-Potentials liesse sich der Autarkiegrad zwar noch einmal steigern, ein Grossteil der Produktion fällt aber weiterhin auf die Tageszeit, zu der ohnehin eine Überproduktion besteht. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von lokal anwendbaren Power-to-X Speichertechnologien oder Batteriespeichern relevant.

Auf der Verbrauchsseite könnte für das Jahr 2050 aufgrund des Klimawandels zusätzlich ein Energieverbrauch für das Kühlen von Gebäuden relevant werden. Dies wurde in der vorliegenden Arbeit nicht abgebildet. Da diese Last eine hohe Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung aufweist, kann sie jedoch gut auf die PV-Erzeugung und deren Überschüsse abgestimmt werden.

Lastprofile

Für das Elektromobilitätsprofil wurde auf einen Datensatz mit 500 Ladevorgängen zurückgegriffen. Um ein Lastprofil zu erzeugen, das auf möglichst vielen Daten basiert, wurden alle Ladevorgänge verwendet und zu einem Profil aggregiert. Im Nachhinein betrachtet, wäre es jedoch sinnvoller gewesen, eine

Auswahl zu treffen und damit Einfluss zu nehmen auf die Zusammenstellung der Ladevorgangs-Typen «Company», «Private» und «Public». Wären anteilmässig mehr «Private» als «Company» Ladevorgänge vertreten, würde das resultierende Profil vermutlich eine höhere Lastspitze am Abend und eine weniger ausgeprägte Morgenspitze aufweisen. Dies wäre für die Agglomerationsgemeinde Wittenbach wahrscheinlich realistischer. Was jedoch weiterhin problematisch bleibt, sind die fehlenden Ladevorgänge in der Nacht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Modell aufgrund Vorgaben des Industriepartners der Arbeit so weit vereinfacht werden musste, dass die wenigen Ladevorgänge in der Nacht verschwanden. Es ist deshalb empfehlenswert, ein neues und auf aktuelleren Messwerten basierendes Lastprofil zu erstellen.

Das Lastprofil für die Wärmepumpen basiert auf Messwerten aus England und weist wie bereits besprochen aufgrund anderer klimatischer Bedingungen einen etwas anderen Charakter auf als Profile hiesiger Wärmepumpen. Es ist ausgeglichener über das Jahr hinweg und hat einen weniger steilen Anstieg der Last in den Wintermonaten. Das Profil sollte deshalb bei einer weiterführenden Verwendung so angepasst werden, dass die saisonalen Unterschiede weiter auseinandergehen.

Flexibilität

Bei der Flexibilität der Elektromobilität wurden nur Lastverschiebungen beziehungsweise ein «smartes» Laden berücksichtigt. Im Sinne von «V2G» würde ein nächster Schritt der Untersuchung von bidirektionalen Lade- beziehungsweise Entladevorgängen gelten. Dies könnte den Autarkiegrad noch einmal erhöhen, da Energie aus der PV-Überproduktion gespeichert und zu den erzeugungsarmen Abend- und Nachtstunden zur Verfügung gestellt werden könnte.

Für das smarte Wärmepumpenprofil wurde nur der Zeitrahmen von 6 Stunden, innerhalb dessen Lastverschiebungen laut Hong et al. (2013) möglich sind, berücksichtigt. Die Energiemengen, die verschoben werden können, wurden vernachlässigt. Diesbezüglich wäre es wichtig zu bedenken, dass die Lasten in der Schweiz im Winter höher liegen als in England, was die von Hong et al. untersuchte maximale Zeit für Lastverschiebungen einschränken könnte. Was die Flexibilität der Wärmepumpenlast wiederum verbessern könnte, wären wie erwähnt Lastverschiebungen am Morgen. Dabei würden Lasten zeitlich nicht vor-, sondern nach hinten in die PV-Produktionszeit verschoben werden. Wie sich dies allerdings mit dem Heizbedarf für Warmwasser vereinbaren lässt, ist ohne ein detaillierteres Modell schwierig abzuschätzen. Ebenfalls könnten neben den Zeitschritten mit Überschüssen auch jene mit Defiziten zur Manipulation des unflexiblen Profils verwendet werden. Während Zeitschritten mit Defiziten könnte die Wärmepumpenlast reduziert oder eine Sperrzeit definiert werden. Allerdings müsste dies in Abstimmung mit den bereits erfolgten Lastverschiebungen umgesetzt werden, um den maximalen Zeitrahmen von 6 Stunden einzuhalten.

Bei der Flexibilität der ARA wurde nicht berücksichtigt, dass ein BHKW bei einem schonenden Betrieb nicht zu lange stillstehen sollte. Solange der Motor warm ist, ist ein «stop-and-go» Betrieb unproblematisch, ab 5 bis 6 Stunden kühlen BHKWs jedoch aus. Im Sommer ergeben sich in der vorliegenden Modellierung teilweise Überschusszeiten von bis zu 12 Stunden, während denen das BHKW stillsteht. Die Flexibilität der BHKWs ist aus diesem Grund vermutlich zu optimistisch modelliert.

Mögliche Flexibilitäten im konventionellen Verbrauch wurden nicht berücksichtigt. Die Ursache dafür ist einerseits, dass das Potential schwierig abzuschätzen ist, da sich die Flexibilität aus vielen verschiedenen Anwendungen aus dem Privat-, Dienstleistungs- und Industriebereich zusammensetzt (BFE, 2019a). Andererseits war die Auseinandersetzung mit diesem Verbrauchsposten innerhalb des Zeitrahmens der Arbeit nicht mehr möglich. Könnten aber nur schon 10 % des konventionellen Verbrauchs von 31.3 GWh/a beispielsweise aus den Abend-, Nacht- oder frühen Morgenstunden in die PV-Überproduktionszeit verlegt werden, hätte dies bereits eine grössere Auswirkung als die hier modellierte Flexibilität von Elektromobilität, Wärmepumpen und ARA zusammen. Die Defizite liessen sich damit um weitere 3.1 GWh reduzieren (die drei anderen modellierten Flexibilitäten bewirkten eine Reduktion der Defizite um 2.8 GWh). Wird beides kombiniert, ergäbe sich eine Erhöhung des Autarkiegrades auf etwa 50.6 % (Version 4: 46.1 %). Eine weitere Auseinandersetzung mit der Flexibilität dieses Verbrauchspostens ist deshalb sinnvoll.

PV-Abregelung und Netzkapazität

Bei der Grundversion (und zunehmend bei höherem PV-Ausbau) ist eine grosse Überproduktion über den Mittag ersichtlich. Wie im Kapitel «Herausforderungen» erläutert, kann dies zur Überlastung der Verteilnetzinfrastuktur hinsichtlich Spannungsband und maximal zulässigem Strom führen. Eine gängige Praxis, die in Deutschland für jede installierte PV-Anlage berücksichtigt werden muss, ist die Abregelung der PV-Produktion bei 70 % der installierten Leistung (Fraunhofer ISE, 2022). Dies bedeutet, dass die PV-Anlage nur bis 70 % ihrer installierten Leistung einspeisen kann, die darüber liegenden 30 % werden abgeregelt. Da diese Leistungsspitzen verhältnismässig selten auftreten, gehen nur 2 – 5 % der Energieproduktion verloren (VSGS, 2013). Der Nutzen hinsichtlich Netzkapazität, die auf 30 % weniger hohe Spannungen ausgelegt werden muss, ist demgegenüber bedeutend grösser. Ausserdem ist eine Nutzung dieser Leistungsspitzen bei einer zukünftig dominierenden PV-Produktion ohnehin schwierig.

In der vorliegenden Arbeit wurden PV-Abregelung und das Thema Netzkapazität vernachlässigt. Bei zunehmend besserer Ausnutzung der PV-Überschüsse durch Flexibilisierungsmassnahmen drängt sich jedoch die Frage auf, ob solche Energiemengen in so kurzer Zeit überhaupt verteilt werden können. Diesem Umstand wirkt jedoch die Dezentralisierung entgegen. Die Energiemengen werden nicht zentral produziert und über weite Strecken transportiert, sondern fallen in vielen dezentralen PV-Anlagen an. Optimalerweise kann der Verbrauch vom Haushalt gleich selbst genutzt werden. So minimiert ein

«smart» gesteuerter Verbrauch in Privathaushalten die Anforderungen an das Verteilnetz der Gemeinde, und ein «smart» gesteuerter Ausgleich auf Gemeindeebene die Anforderungen an das übergelagerte Stromnetz.

Schlussfolgerung

Anhand der Disaggregation der Zielwerte aus dem Szenario ZERO Basis aus den EP2050+ konnte für Wittenbach eine Aufstellung verschiedener Verbrauchs- und Erzeugungsposten erstellt werden. Es ist absehbar, dass Wittenbach im Jahr 2050 deutlich mehr Strom verbrauchen wird, als es selbst erzeugen kann. Die fehlende elektrische Energie beläuft sich dabei auf circa 33 GWh. Rein bilanziell gesehen kann durch die Produktion in Wittenbach 52 % des Verbrauchs gedeckt werden. Wird anhand der vorgestellten Last- und Erzeugungsprofile berücksichtigt, wann Last und Erzeugung zeitlich anfallen, resultiert bei der Grundversion ohne Flexibilitäten ein Autarkiegrad von circa 42 %.

Durch die Flexibilisierung von Elektromobilitäts- und Wärmepumpenverbrauch sowie ARA-Erzeugung konnte eine Erhöhung des Wertes auf 46.1 % erreicht werden. Im Falle einer zusätzlichen, erhöhten Fassade PV-Produktion lässt sich der Wert auf 48.9 % steigern. Damit ist trotz PV-Ausbau gemäss EP2050+ nur knapp die Hälfte des Verbrauches kommunal abdeckbar. Verantwortlich dafür ist, dass in der Modellierung die Erzeugung von auswärtiger Wasserkraft, die aktuell 65 % des Stromverbrauches von Wittenbach ausmacht, nicht berücksichtigt wurde. Dadurch steht im Winter und während der Nacht zu wenig Leistung zur Verfügung, um die Grundlast abzudecken. Diese Situation wird sich auch für viele andere Mittellandgemeinden ergeben, die über kein grosses Laufwasserkraftwerk verfügen oder Windkraftanlagen umsetzen können. Die Stromversorgung von Wittenbach wird somit nicht als autarkes Microgrid betrieben werden können und die Einbindung und Koordination mit dem Stromnetz bleibt essenziell.

Um den disaggregierten Erzeugungswert für die PV-Produktion im Jahr 2050 von 27.9 GWh/a zu erreichen, ist eine Zubaurate von 866 MWh/a notwendig. Die aktuelle Rate von circa 100 MWh muss also um das 8.7-fache gesteigert werden. Das Potential nach Solarkataster des BFE beläuft sich auf 55.9 GWh und muss somit nur circa zur Hälfte realisiert werden. Bei einem Vollausbau des PV-Potentials liesse sich der Autarkiegrad zwar noch einmal steigern, der Nutzen ist jedoch begrenzt aufgrund hoher Überschüsse während der Mittagszeit.

Um das Problem des Strommangels im Winter zu entschärfen, ist ein möglichst hoher Ausbau der Fassaden-PV empfehlenswert. Andere kommunal realisierbare erneuerbare Energien, die Winterstrom und eine Bandenergie zur Verfügung stellen können, sind Windkraftanlagen und Geothermiekraftwerke. Windkraftwerke haben den Vorteil, dass sie zwei Drittel ihrer Produktion im windreichen Winterhalbjahr erzeugen, während es bei Fassaden PV-Anlagen nur etwa ein Drittel ist (EnergieSchweiz, 2019). Geothermie kann auf eine kontinuierlich vorhandene Primärenergie zurückgreifen. Allerdings sind die Investitionskosten hoch und ein Geothermie Projekt der Stadt St. Gallen ist 2014 aufgrund Erdbebenrisiko und

fehlender Wasserfündigkeit abgebrochen worden (Voneschen, 2018). Da im Gebiet um den Bruggwald nach Geoportal des Bundes auf 100 m Höhe eine durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 5 m/s vorhanden ist und dies knapp über gängigen Grenzwerten für den wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen liegt, könnte näher geprüft werden, ob der Bau einer Windkraftanlage nicht doch denkbar wäre. Auf der Ebene der Flexibilität könnte der Autarkiegrad noch weiter optimiert werden durch smart gesteuerte, bidirektionale Lade- und Entladevorgänge in der Elektromobilität (V2G). Auch sind weitere Beiträge zum Ausgleich zwischen Produktion und Erzeugung durch die Flexibilisierung des konventionellen Verbrauchs sowie des Verbrauchs von CCS & NET möglich.

Es soll jedoch erwähnt werden, dass ein Autarkiegrad von nahezu 50 % relativ hoch ist bei Weglassen der Grosswasserkraft. Wird die Modellgrenze auf Seite der Erzeugung um einen Wittenbach zukommenden Anteil an auswärtiger Wasserkraft erweitert, kann dies anhand der modellierten Defizite, der 2017 bezogenen Energie aus Wasserkraft und der in den EP2050+ für das Jahr 2050 vorgeschlagenen Landeswasserkrafterzeugung veranschaulicht werden. Mittels der Flexibilisierung von Elektromobilität, Wärmepumpen und ARA konnte das Defizit der Grundversion V1 von 39.9 GWh/a um fast 3 GWh auf 37.1 GWh/a in der Version V4 reduziert werden. Bei der Version V5 sinkt es um weitere 2 GWh auf 35.1 GWh/a. Im Jahr 2017 bezog Wittenbach 31.7 GWh Strom aus Wasserkraft, wovon ungefähr 28.7 GWh von Wasserkraft ausserhalb Wittenbach stammte (Energieagentur St. Gallen, 2020). Wird wie im Energiekonzept der Gemeinde diese Menge als auch in der Zukunft gegeben angesehen, kann die Annahme getroffen werden, dass sich die Defizite um diesen Betrag reduzieren lassen. Denn die Grosswasserkraft, bei der bis 2050 vor allem die Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut werden sollen, stellt neben Bandenergie auch Flexibilität und saisonale Umlagerung zur Verfügung. Mit dem Fassungsvermögen der Speicherkraftwerke der Schweiz von circa 8.85 TWh können etwa 30 % des Stromverbrauchs im Winterhalbjahr gedeckt werden (Axpö, o. J.; BFE, 2021a). Wird also der Betrag von 28.7 GWh von den Defiziten abgezogen, sinkt jenes der Version V4 auf 8.4 GWh, was einem Autarkiegrad von circa 88 % entspricht (bei der Version 5 wären es 6.4 GWh und 90 %). Wird dagegen der Zielwert des Szenario ZERO Basis der EP2050+ für Wasserkraft im Jahr 2050 berücksichtigt und dieser wie unter Abschnitt 3.4 vorgeschlagen nach Bewohnern disaggregiert, kommen Wittenbach 50.9 GWh/a Stromerzeugung aus Wasserkraft zu (siehe Tabelle 6 unter «Witt. b»). Die Defizite aller Varianten werden dabei bilanziell gesehen nicht nur gedeckt, sondern deutlich überkompensiert.

Diese Betrachtung entspricht zwar nicht mehr der «Autarkie» im engeren Sinne, lässt jedoch einen anderen Blick auf die Verbrauchs- und Erzeugungssituation für eine Mittellandgemeinde wie Wittenbach zu. Es veranschaulicht, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien, wenn nicht auf der Gemeindeebene, dann doch auf der Landesebene zu hoher Autarkie und Versorgung mit erneuerbarer elektrischer Energie führen kann.

5 Literaturverzeichnis

Altherr, M. (2017). *Windenergie Kanton Schaffhausen. Standortbeurteilung für die Richtplanung*. Kanton Schaffhausen, Baudepartement, Energiefachstelle.

ARE. (o. J.). *Swiss Geoportal*. geo.admin.ch. Abgerufen 28. April 2022, von <https://map.geo.admin.ch>

Axpo. (o. J.). *Mit allen Wassern gewaschen*. Abgerufen 28. Juni 2022, von <https://www.axpo.com/ch/de/magazin/erneuerbare-energien/mit-allen-wassern-gewaschen.html>

BFE. (o. J.-b.). *Wie viel Strom und Wärme kann mein Dach produzieren?* Sonnendach.ch. Abgerufen 6. März 2022, von <http://www.sonnendach.ch>

BFE. (2015). *Smart Grid Roadmap Schweiz. Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2018). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2017*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2019a). *Potential Demand Side Management in der Schweiz*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2021a). *Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht. Gesamtdokumentation der Arbeiten*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2021b). *Energiespeichertechnologien. Kurzübersicht 2021*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2021c). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020*. Bundesamt für Energie.

BFE. (2021d). *Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung*. Bundesamt für Energie.

BFS. (o. J.-b.). *Karte: Rindvieh 2020 [Kantone]*. Statistischer Atlas der Schweiz. Abgerufen 11. März 2022, von https://www.atlas.bfs.admin.ch/maps/13/de/16083_5890_5872_4801/25065.html

BFS. (o. J.). *STAT-TAB – interaktive Tabellen (BFS)*. Abgerufen 13. April 2022, von <https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/>

BFS. (2017). *Statistik der Energieträger von Wohngebäuden*. Bundesamt für Statistik.

BFS. (2021a). *City Statistics Porträts 2020: Agglomerationen*. Bundesamt für Statistik.

Buholzer, C. (2016). *Monitoring Bericht Version 8 30/05/2016. Wärmeproduktion mit Holz: Wärmeverbund Wittenbach*. Wärmeverbund Wittenbach.

Commune d'Hérémece. (o. J.). *Présentation et situation*. Commune d'Hérémece. Abgerufen 17. Juni 2022, von <https://www.heremence.ch/commune/presentation-situation-48.html>

Consentec. (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*.

EBP. (2021). *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021*.

Energieiplus. (2021). *EDGE fokussiert auf erneuerbare, dezentrale Energiequellen*. BFE-Magazin energieiplus. Energiemagazin des Bundesamtes für Energie. <https://energieiplus.com/2021/07/07/edge-fokussiert-auf-erneuerbare-dezentrale-energiequellen/>

- Energieagentur St. Gallen. (2020). *Energiekonzept Wittenbach*. Gemeinde Wittenbach.
- EnergieSchweiz. (2019). *Winterstrom für die Schweiz. Warum wir auch in der Schweiz Windenergie brauchen*.
- Entso-e. (2021). *ENTSO-E Position Paper. Electric Vehicle Integration into Power Grids*.
- EU. (2021). *Sonderbericht. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Mehr Ladestationen, aber deren ungleichmäßige Verteilung macht das Fahren innerhalb der EU schwierig*. Europäischer Rechnungshof.
- EVW. (2021). *Jahresbericht 2021 der Elektrizitätsversorgung (EVW)*. Elektrizitätsversorgung Wittenbach.
- Flury von Arx, R., & Roschewitz, A. (2018). *Energiekarten für die Schweiz. Gebäude- und Wohnungsstatistik im Hektarraster*. Bulletin. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/energiekarten-fuer-die-schweiz.html>
- Fraunhofer ISE. (2022). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.
- Giordi, L. (2020). *Investigation on a solution to mitigate the impact of EVs on the distribution grid*. In Bachelorarbeit ZHAW, IEFE, unveröffentlicht.
- Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., Jahn, M., Müller, N., Pfeifer, T., Plötz, P., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Sensfuß, F., Smolinka, T., & Wietschel, M. (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Fraunhofer-Institut.
- Heuck, K., Dettmann, K.-D., & Schulz, D. (2013). *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis* (9., aktualisierte u. korr. Aufl. 2013). Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-8348-2174-4>
- Hong, J., Kelly, N. J., Richardson, I., & Thomson, M. (2013). Assessing heat pumps as flexible load. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 227(1), 30–42. <https://doi.org/10.1177/0957650912454830>
- IEC. (2017). *International Electrotechnical Vocabulary*. <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-22>
- Kanton St.Gallen. (o. J.). *Statistikdatenbank STADA2*. Abgerufen 13. April 2022, von <http://stada2.sg.ch/?tab=indikatoren&jahr=0&bfs=3204>
- Kantonsrat St. Gallen. (2022). *Sicherung der Stromversorgung—Ausbau der Wasserkraft im Kanton St. Gallen. Schriftliche Antwort der Regierung vom 22. März 2022 auf Interpellation SVP-Fraktion vom 29. November 2021*.
- Länzlinger, Kevin. Leiter Bausekretariat, Bauverwaltung Wittenbach, Dottenwilerstrasse 2, 9301 Wittenbach.
- Laveba. (2022). *Machbarkeitsstudie Bioenergie Wittenbach* (S. 66). Laveba, Energiewenden.
- Lee, J. H., Morari, M., & Garcia, C. E. (1995). State-Space Interpretation of Model Predictive Control. In R. Berber (Hrsg.), *Methods of Model Based Process Control* (S. 299–330). Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/978-94-011-0135-6_12

- Lowe, R., Department of Energy and Climate Change. (2017). *Renewable Heat Premium Payment Scheme: Heat Pump Monitoring: Cleaned Data, 2013-2015*. [data collection]. UK Data Service. SN: 8151, DOI: 10.5255/UKDA-SN-8151-1
- Markwalder. ARA Hofen, Arbonerstrasse 42, 9300 Wittenbach.
- Meier, Leo. SN Energie, Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen.
- Oliver Wyman, & TUM. (2018). *Blackout. E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck*.
- opendata.swiss. (2022). *Viertelstundenwerte zum Bruttolastgang elektrische Energie der Stadt Zürich, seit 2019—Opendata.swiss*. opendata.swiss. <https://opendata.swiss/de/dataset/viertelstundenwerte-zum-bruttolastgang-elektrische-energie-der-stadt-zurich1>
- OPSD. (2020). *Open Power System Data – A platform for open data of the European power system*. Open Power System Data. <https://open-power-system-data.org/>
- Paschotta, R. (2022). *Frequenzregelung Im Stromnetz*. Energie-Lexikon. https://www.energie-lexikon.info/frequenzregelung_im_stromnetz.html
- Pflugradt, N. (2017). *Verbraucherverhalten durchschauen. Erstellung synthetischer Lastprofile durch Verhaltenssimulation*. Bulletin. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/verbraucherverhalten-durchschauen-404.html>
- Rüegg, L., & Hildebrand, R. (2021). *Energy and environmental Engineering Flexibility utilization of Municipalities to optimally use the Electricity Grid*. In Bachelorarbeit ZHAW, IEFÉ, unveröffentlicht.
- Schalling, A., Arnhold, O., Helfenbein, K., Röpcke, T., & Backhaus, A. (2022). *Netzdienliche Wasserstoffherzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure*. Reiner Lemoine Institut.
- Schützengarten. (o. J.). *Firmenportrait*. Abgerufen 17. Juni 2022, von <https://www.schuetzengarten.ch/de/ueber-uns/portrait>
- Stadt St. Gallen. (2021). *ARA St.Gallen-Hofen gewinnt InfraWatt-Innovationspreis 2021*. Stadt St.Gallen. https://www.stadt.sg.ch/news/stsg_medienmitteilungen/2021/06/ara-hofen-gewinnt-infrawatt-innovationspreis-2021.html
- SWEET. (2021). *SWEET Call 1-2020. EDGE activities overview*. Swiss energy research for the energy transition.
- Swiss eMobility. (2021). *Netzintegration von Ladestationen für Elektroautos. Positionspapier von Swiss eMobility*.
- Swissgrid. (o. J.-a). *Netzebenen*. Abgerufen 17. Juni 2022, von <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/grid-levels.html>
- Swissgrid. (o. J.-b). *Regelleistungsmärkte*. Abgerufen 17. Juni 2022, von <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/market/control-energy.html>
- TCS. (2020). *Ladeinfrastruktur: Anzahl Ladepunkte in der Schweiz*. <https://www.tcs.ch/de/testberichteratgeber/ratgeber/elektromobilitaet/ladeinfrastruktur-schweiz.php>

VGKA. (o. J.). *Basisdaten und Vorgehensstrategie zur Realisierung des ersten Geothermischen Kraftwerks im Kanton Aargau*. Verein Geothermische Kraftwerke Aargau.

Voneschen, R. (2018). *Der Tag, als es St.Gallen durchschüttelte: Vor fünf Jahren bebte wegen des Geothermie-Projekts die Erde*. St. Galler Tagblatt. <https://www.tagblatt.ch/ostschweiz/stgallen/der-tag-als-es-die-stadt-stgallen-durchschuettelte-vor-fuenf-jahren-bebte-wegen-des-geothermie-projekts-die-erde-ld.1039149>

VSE. (2021a). *Energiewelten 2021. Das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung der Zukunft. Trendupdate 2021*. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.

VSE. (2021b). *Hohe Stromproduktion aus Wasserkraft im Jahr 2020 für die Grande Dixence SA*. <https://www.strom.ch/de/pressemitteilung/hohe-stromproduktion-aus-wasserkraft-im-jahr-2020-fuer-die-grande-dixence-sa>

VSGS. (2013). *Weissbuch Smart Grid*. Verein Smart Grid Schweiz.

Widmer, L. (2019). *Wittenbach: Drei Viertel der Holzschnitzel kommen aus der Region. Im Holzkraftwerk in Wittenbach werden die Holzschnitzel aus höchstens 50 Kilometern Entfernung angeliefert*. St. Galler Tagblatt. <https://www.tagblatt.ch/ostschweiz/stgallen/wittenbach-drei-viertel-der-holzschnitzel-kommen-aus-der-region-ld.1161492>

WSL. (2017). *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft.

ZEN. (2002). *MINERGIE und Passivhaus: Zwei Gebäudestandards im Vergleich. Schlussbericht*. Zentrum für Energie und Nachhaltigkeit im Bauwesen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Unterschiedliche zeitliche Auflösungen der Last- und Erzeugungsprofile eines Haushaltes mit PV-Anlage und ihre Auswirkungen auf die Genauigkeit der Eigenverbrauchsrechnung. Das Lastprofil wurde mit dem Load Profile Generator der Technischen Universität Chemnitz erstellt, das PV-Erzeugungsprofil basiert auf Messungen (Pflugradt, 2017).....	13
Abbildung 2: Trend (Excel TREND) des konventionellen Stromverbrauchs in Wittenbach. Der Trend wurde anhand der «Totalverbräuche» der letzten 10 Jahre (2012 – 2021) aus den Jahresberichten des EV Wittenbachs berechnet.....	17
Abbildung 3: Linearer Trend der Solarstromproduktion in Wittenbach von 2022 – 2050 basierend auf 2017 - 2021. Berechnungsgrundlage sind die Zahlen der Jahresberichte des EV Wittenbach, die seit 2017 den PV-Zubau erfassen.	19
Abbildung 4: Die Netz- und Transformatorebenen der Schweiz: 1) Höchstspannungsebene (380/220 kV); 3) Hochspannungsebene (36-150 kV); 5) Mittelspannungsebene (1-36 kV); 7) Niederspannungsebene (<1kV); 2), 4) und 6) Transformatorebenen. Quelle: (Swissgrid, o. J.-a)	33
Abbildung 5: Lastverschiebung zum Mittag hin in die PV-Produktionszeit.....	35
Abbildung 6: Lastprofil für den konventionellen Verbrauch im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von einer Schweizer Stadt und basiert auf normalisierten Messdaten aus dem Jahr 2021. Es wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 31.3 GWh/a skaliert.	36
Abbildung 7: Monatliche durchschnittliche Last des konventionellen Verbrauchs für Wittenbach 2050. Die Monate sind als Nummern auf der x-Achse abgebildet (Januar = 1).....	37
Abbildung 8: Tageslastprofil für den Verbrauch der Elektromobilität im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil basiert auf aggregierten, simulierten Ladevorgängen für die Gemeinde Fehraltorf und wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 13.4 GWh/a in Wittenbach skaliert.....	39
Abbildung 9: Lastprofil für den Wärmepumpenverbrauch im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt aus einer Studie aus England und basiert auf normalisierten Messdaten aus dem Jahr 2014 (Lowe, 2017). Es wurde für den ermittelten Verbrauchswert von 12.7 GWh/a (inkl. Gross-WP) skaliert. Zudem wurden zwei Lücken (09.09.2050 - 13.09.2050 und 31.10.2050 - 04.11.2050), die vermutlich auf Messausfällen beruhen, mit vorangehenden Werten aufgefüllt.	39
Abbildung 10: Summiertes Jahres-Lastprofil von zwei Wohnhaus-Wärmepumpen aus Deutschland. Auf der x-Achse sind die Kalenderwochen abgebildet, auf der y-Achse die durchschnittlichen wöchentlichen Lasten.....	40
Abbildung 11: Lastprofil der Elektrolyse für eine Juliwoche im Jahr 2050 mit einer Grundlast von 300 kW und einem flexiblen Anteil, der von der Solarstromproduktion abhängig ist.	41

Abbildung 12: Erzeugungsprofil für Strom aus Wasserkraft im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt vom Wasserkraftwerk Grafenau und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2019. Für den ermittelten Erzeugungswert von 3.1 GWh/a wurde das Profil hochskaliert von original 1.5 GWh/a.	42
Abbildung 13: Erzeugungsprofil für Strom aus Photovoltaik im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt aus einer internen Arbeit der Forschungsgruppe Erneuerbare Energien der ZHAW und wurde für Wittenbach in Stundenaufösung modelliert. Das Profil wurde durch Interpolation in eine 15-Minuten Zeitreihe umgewandelt.....	43
Abbildung 14: Erzeugungsprofil für Strom aus Biomasse/Holz im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von der ORC-Turbine der Heizzentrale und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2020. Für den ermittelten Erzeugungswert von 2.8 GWh/a wurde das Profil hochskaliert von original 1.3 GWh/a.	44
Abbildung 15: Angepasstes ORC Lastprofil mit einer höheren durchgängigen Leistung und tieferen Erzeugungsspitzen. Durch die erneute Skalierung steigt die durchgehende Leistung von 250 kW auf circa 400 kW.	44
Abbildung 16: Profil für die Erzeugung aus der ARA im Jahr 2050 für Wittenbach. Das Profil stammt von der ARA Hofen und basiert auf Messdaten aus dem Jahr 2021. Für den ermittelten Erzeugungswert von 2.1 GWh/a im Jahr 2050 wurde das Profil von den original circa 2.0 GWh/a leicht hochskaliert.	45
Abbildung 17: Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Sommer veranschaulichen.	46
Abbildung 18: Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Sommer veranschaulichen.	47
Abbildung 19: Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Juliwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.....	47
Abbildung 20: Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Winter veranschaulichen.....	48
Abbildung 21: Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die typischen Profilverläufe im Winter veranschaulichen.....	48
Abbildung 22: Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Januarwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.....	49
Abbildung 23: Monatlicher Verlauf von Erzeugung, Last, Überschüssen und Defiziten in GWh.....	50
Abbildung 24: Monatlicher Verlauf des Autarkie- sowie Eigenverbrauchsgrades.....	50
Abbildung 25: Mittlere ungedeckte Last in MW nach Tagesstunde für die Monate Januar, April, Juli und Oktober. Der Mittelwert wurde über alle Tage des jeweiligen Monats hinweg berechnet.	52
Abbildung 26: Mittlerer Überschuss in MW nach Tagesstunde für die Monate Januar, April, Juli und Oktober. Der Mittelwert wurde über alle Tage des jeweiligen Monats hinweg berechnet.	53

Abbildung 27: Gegenüberstellung der E-Mobilität und der totalen Erzeugung sowie Last für vier Tage im Juli	54
Abbildung 28: Grafik mit den Tages-Lastkurven «Average load uncoordinated / smart V1G / smart V2G» aus dem Position Paper der Entso-E (2021) «Electric Vehicle Integration into Power Grids».....	55
Abbildung 29: Gegenüberstellung der E-Mobilität V1G und der totalen Erzeugung für die Juliwoche..	55
Abbildung 30: Gegenüberstellung der E-Mobilität smart und der totalen Erzeugung sowie Last für vier Tage im Juli.....	57
Abbildung 31: Differenzierte Last und Erzeugung total im März für die Version V2 (smarte E-Mobilität)	59
Abbildung 32: Differenzierte Last und Erzeugung total im März für die Version V3 mit dem smarten Wärmepumpenprofil	59
Abbildung 33: Nahaufnahme des (unflexiblen) Erzeugungsprofils der ARA für einen Tag im Mai 2050. Ein Hoch- und Runterfahren zwischen circa 200 kW und 480 kW ist innerhalb von zwei Zeitschritten / 30 min. möglich.	61
Abbildung 34: Differenzierte Erzeugung und Last total für einen Julitag für die V4 mit flexibler Erzeugung der ARA.....	61
Abbildung 35: Vergleich der PV-Erzeugung von Dach- und Fassadenanlagen.....	62
Abbildung 36: Erzeugung, Verbrauch, Überschüsse und Defizite als Balkendiagramm für die verschiedenen Versionen. Bei der Erzeugung und beim Verbrauch blau resp. grau punktiert ist jeweils der Eigenverbrauch. Die blau gestrichelte Linie und die blauen Ziffern heben den Anstieg des Eigenverbrauchs (in GWh) von Version zu Version hervor.....	66
Abbildung 37: Vergleich der Erzeugungsüberschüsse im Januar vor und nach Hinzufügen der zusätzlichen Fassaden PV-Produktion. In orange für die Version V2. In Dunkelgrün für die Last aus V2 und die Erzeugung aus V5. Es wird mit der Last aus V2 gerechnet, da die Erzeugungs-Überschüsse aus V2 die Grundlage für das flexible Wärmepumpenprofil bilden.	67
Abbildung 38: Vergleich der Erzeugungsüberschüsse von Januar bis Mai vor und nach Hinzufügen der zusätzlichen Fassaden PV-Produktion. In orange für die Version V2. In Dunkelgrün für die Last aus V2 und die Erzeugung aus V5.	67
Abbildung 39: Differenzierte Last und Erzeugung total aus der Version V5 für einen Märztag im Jahr 2050. Es können auch in der Version V5 nicht (viel) mehr Lasten verschoben werden, da eine maximale Zeitverschiebung von 6 Stunden besteht.	68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die verschiedenen Stromverbrauchs- sowie -erzeugungsposten nach EP 2050+ mit den entsprechenden Disaggregationsmethoden für Wittenbach. EEV = Endenergieverbrauch, CCS = Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung), NET = Negativemissionstechnologien, PtG = Power to Gas (BFE, 2021a). Im Abschnitt 2.3.4 werden Herleitung und Quellen der Disaggregationsfaktoren genauer erläutert.....	10
Tabelle 2: Disaggregation der Zielwerte in die drei unterschiedlichen Spalten Witt. a («Differenzierte Disaggregation», Witt. b («Disaggregation nach Bewohnern») und Witt. r («Reale Gegebenheiten»)....	11
Tabelle 3: Vorgehen bei der Erstellung und dem Vergleich der verschiedenen Varianten.....	15
Tabelle 4: Prognose zum Stromverbrauch in Wittenbach im Jahr 2050 mittels der zuvor ermittelten Werten.....	18
Tabelle 5: Stromverbrauch mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach dem Szenario ZERO Basis. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz abgebildet. In der Mitte sind die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a [GWh]» die jeweils resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b [GWh]» sind zum Vergleich alle Zielwerte nach der Einwohnerzahl disaggregiert (Faktor 0.114 %). In der Spalte «Witt. r [GWh]» sind die Werte aus «Witt. a» übernommen, nur die Speicherpumpen werden auf 0 gesetzt.....	22
Tabelle 6: Stromerzeugung mit den Zielwerten für das Jahr 2050 nach dem Szenario ZERO Basis. In der Spalte «CH [TWh]» sind die Werte für die Schweiz abgebildet. In der Mitte sind die Disaggregationsfaktoren und in der Spalte «Witt. a [GWh]» die jeweils resultierenden Zielwerte für Wittenbach abgebildet. In der Spalte «Witt. b [GWh]» sind zum Vergleich alle Zielwerte nach der Einwohnerzahl disaggregiert (Faktor 0.114 %). In der Spalte «Witt. r [GWh]» sind einzelne Werte aus «Witt. a» an bereits bekannte Verhältnisse in Wittenbach angepasst (wie fehlende Potentiale, oder Produktionen, die bereits jetzt höher sind).....	24
Tabelle 7: Bruttoverbrauch und -Erzeugung für Wittenbach im Jahr 2050 für «Witt. r».....	25
Tabelle 8: Prozentuale Anteile der verschiedenen Ladestationstypen im Datensatz von Rüegg und Hiltbrand (2021) mit 500 simulierten Ladevorgängen.....	38
Tabelle 9: Jahresauswertung für die Grundvariante V1	49
Tabelle 10: Monatsauswertung der Kennwerte für die Grundvariante V1	51
Tabelle 11: Elektrische Leistungen der BHKWs des ARA Hofen	60
Tabelle 12: Die verschiedenen Ausbauvarianten mit resultierendem Autarkiegrad für die Grundversion V1 und für eine vereinfachte Version V4 (ohne Anpassung der smarten WP- und ARA-Profile auf die höhere PV-Erzeugung). In grau ist die Ausbauvariante markiert, die ein einem weiteren Schritt detaillierter ausgearbeitet wurde.....	63

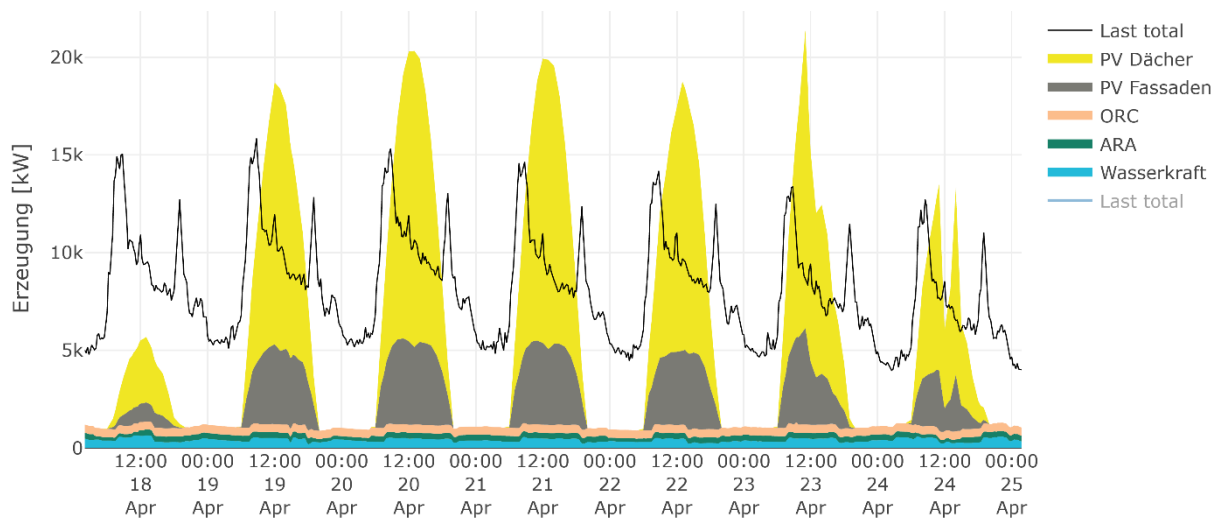
Tabelle 13: Jahreskennwerte der verschiedenen Varianten. V1: Grundvariante ohne Flexibilität. V2: smarte Elektromobilität (basierend auf V1). V3: smarte Wärmepumpen (basierend auf V2). V4: flexible ARA (basierend auf V3). V5: Neue Variante mit erhöhter Fassaden PV-Erzeugung und den neu angewandten Flexibilisierungsmassnahmen aus V2-V4..... 65

Digitales Anhangsverzeichnis

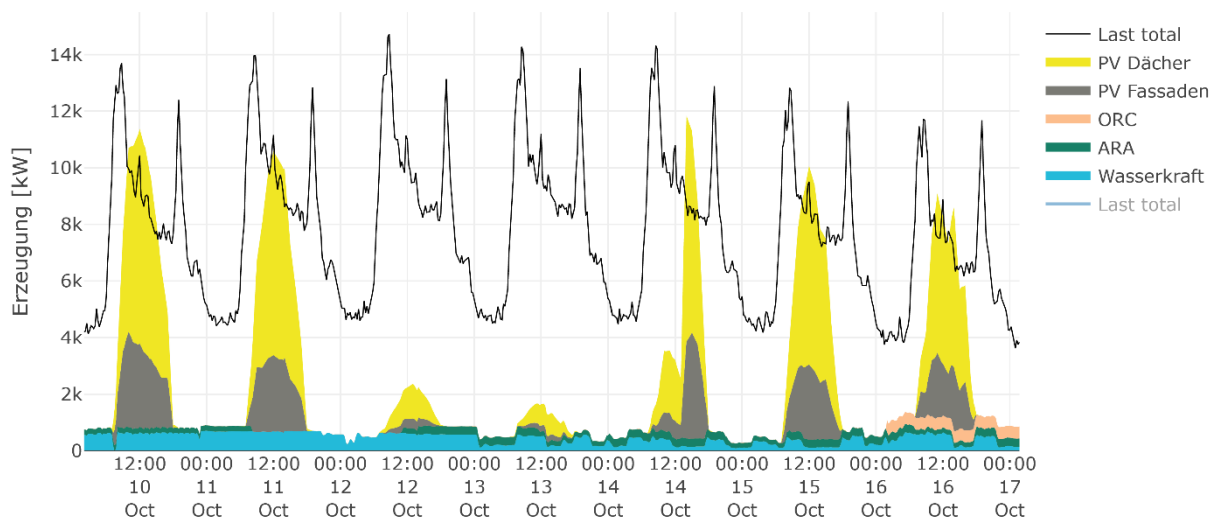
Dateiname	Dateiart	Inhalt
1) V1 Profile	R Datei	Einlesen, Datawrangling, Modellierung und Skalierung der einzelnen Last- und Erzeugungsprofile für die Grundversion
2) V1 DF & Berechnungen	R Datei	Erstellung der Dataframes in UTC und CET/CEST, Berechnung der Kennwerte (Autarkie etc.)
3) V1 Plots	R Datei	Plots für die Grundversion V1
4) V2 Emob, Profile	R Datei	Erstellung der flexiblen Elektromobilitätsprofile
5) V2 Emob, DF, Berechnungen, Plots	R Datei	Dataframes in UTC und CET/CEST, Berechnung der Kennwerte, Plots für die Version V2
6) V3 WP	R Datei	Erstellung des flexiblen Wärmepumpenprofils, Dataframes in UTC und CET/CEST, Berechnung der Kennwerte, Plots für die Version V3
7) V4 ARA	R Datei	Erstellung des flexiblen ARA-Profils, Dataframes in UTC und CET/CEST, Berechnung der Kennwerte, Plots für die Version V4
8) V5 Fassaden Ausbauvarianten	R Datei	Erhöhung der PV-Erzeugung und Berechnung der Autarkie für verschiedene Ausbauvarianten
9) V5 Fassaden detailliert	R Datei	Ausarbeitung einer Ausbauvariante, Dataframes in UTC und CET/CEST, Berechnung der Kennwerte, Plots für die Version V5
Erzeugungsprofile	zip Ordner	In R Skripte eingelesene csv Dateien für die Erz.profile
Lastprofile	zip Ordner	In R Skripte eingelesene csv Dateien für die Lastprofile
Erstellung smartes WP-Profil	Excel Datei	Excel Arbeitsblatt zur Erstellung des smarten Wärmepumpenprofils
Erstellung flexibles ARA-Profil	Excel Datei	Excel Arbeitsblatt zur Erstellung des flexiblen ARA-Profils

Anhang

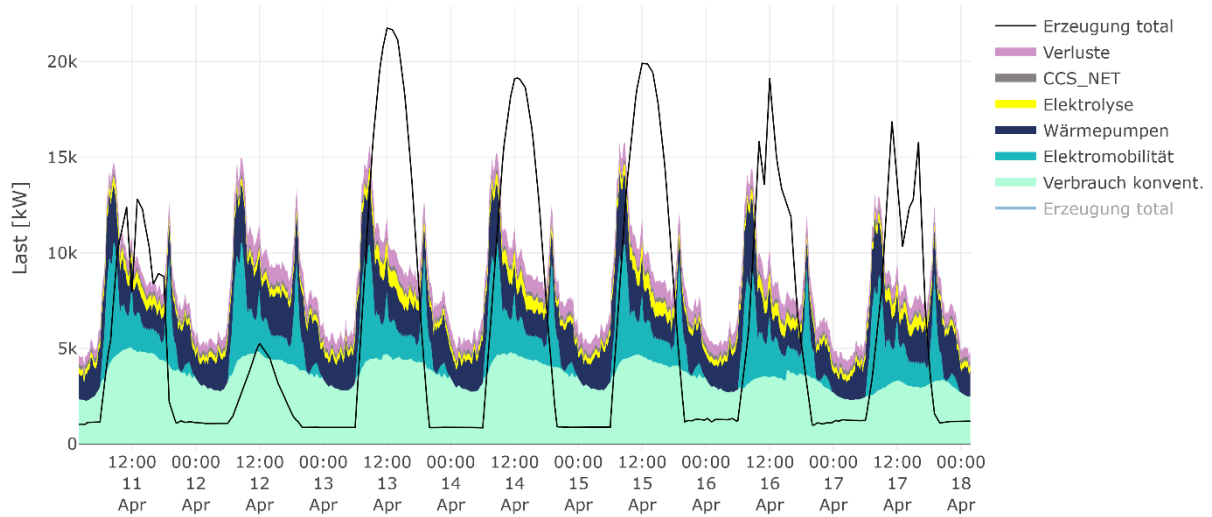
A – Veranschaulichung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation für Wittenbach im Jahr 2050 in der Übergangszeit im April und Oktober



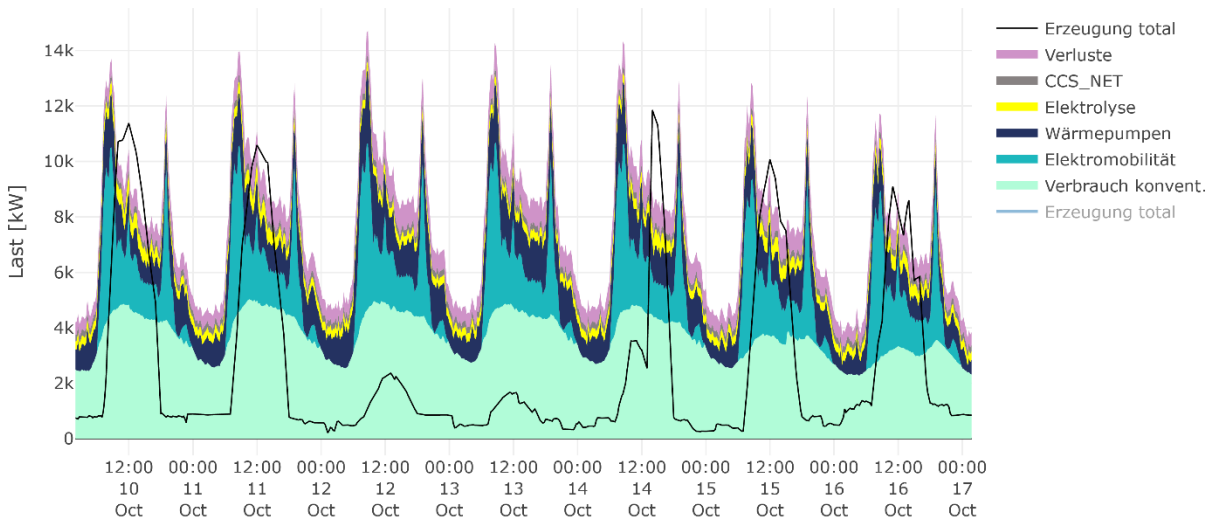
Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Aprilwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die saisonal typischen Verläufe der Profile im Frühling veranschaulichen.



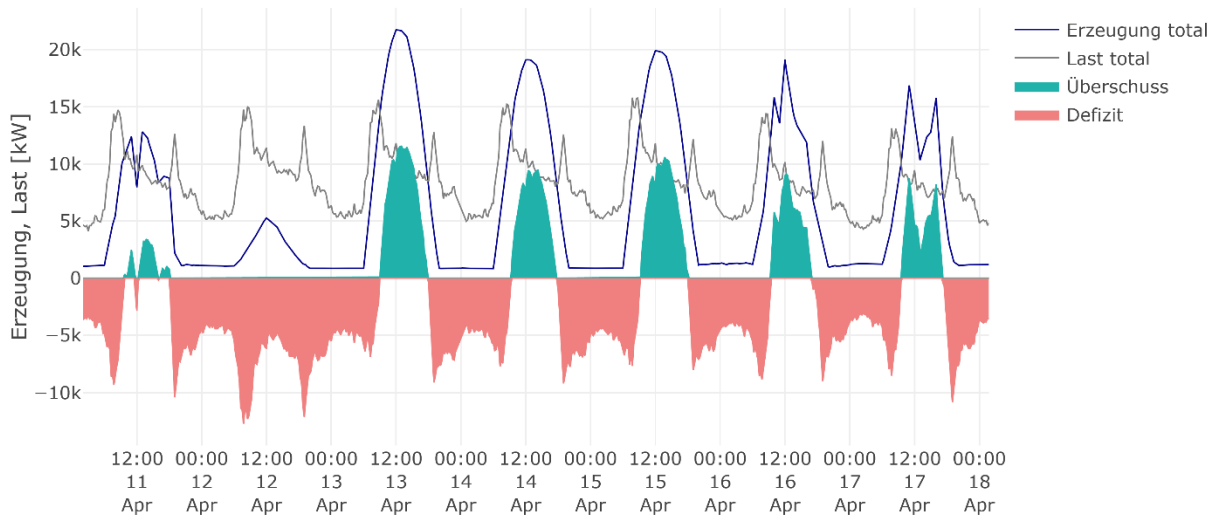
Differenzierte Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Oktoberwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die saisonal typischen Verläufe der Profile im Herbst veranschaulichen.



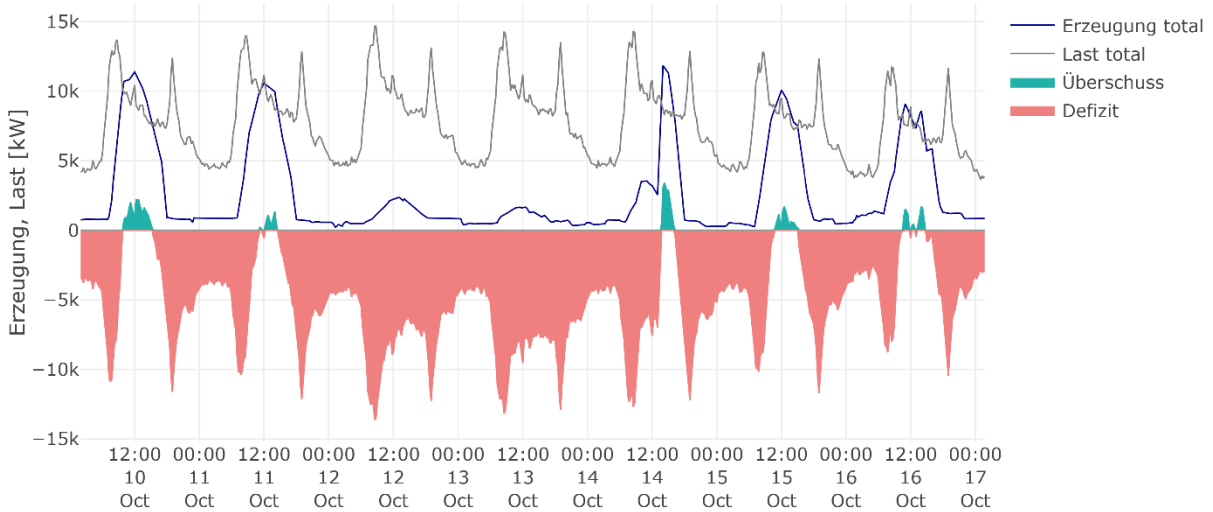
Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Aprilwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die saisonal typischen Verläufe der Profile im Frühling veranschaulichen.



Differenzierte Last und Erzeugung total in Wittenbach für eine Oktoberwoche im Jahr 2050. Die Grafik soll die saisonal typischen Verläufe der Profile im Herbst veranschaulichen.



Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Aprilwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.



Erzeugung und Last total in Wittenbach für eine Oktoberwoche im Jahr 2050. Einfärbung der Überschüsse in Grün und Defizite in Rot.

Erklärung betreffend das selbstständige Verfassen einer Masterarbeit im Departement Life Sciences und Facility Management

Mit der Abgabe dieser Masterarbeit versichert der/die Studierende, dass er/sie die Arbeit selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst hat.

Der/die unterzeichnende Studierende erklärt, dass alle verwendeten Quellen (auch Internetseiten) im Text oder Anhang korrekt ausgewiesen sind, d.h. dass die Masterarbeit keine Plagiate enthält, also keine Teile, die teilweise oder vollständig aus einem fremden Text oder einer fremden Arbeit unter Vorgabe der eigenen Urheberschaft bzw. ohne Quellenangabe übernommen worden sind.

Bei Verfehlungen aller Art kann ein Disziplinarverfahren gemäss §§ 39 und 40 der Rahmenprüfungsordnung für die Bachelor- und Masterstudiengänge an der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften vom 29. Januar 2008 i.V.m. der Verordnung zum Fachhochschulgesetz des Kantons Zürich eröffnet werden.

Rapperswil, 07.07.22