



MACHBARKEITSSTUDIE ENERGIE-SPEICHER ZUR OPTIMIERUNG DES VERBRAUCHS EIGENERZEUGTER ENERGIE UND ZUR INSELFÄHIGKEIT

Grundlagen für Investitionsentscheidungen

Kunde

Rath GmbH

Hr. Josef Rath, MBA

Dokument

Machbarkeitsstudie Energiespeicher zur Optimierung des Verbrauchs an Eigenerzeugung sowie zur Erlangung von Notstromfähigkeit im Inselbetrieb

Dokumentationskontrolle

Projektnummer Rath GmbH

Projektnummer Bridge Executive

20190214-1

ERSTELLT VON	Bridge Executive Consulting eU Bergstraße 57 5300 Hallwang Österreich
Ansprechpartner	DI Stefan Perlot Tel. +43 676 615 7151 e-mail: stefan.perlot@bridge-executive.com
Vertetung	
ERSTELLT MIT DATEN VON	Energieregion Oststeiermark GmbH Haus 163 8321 St. Margarethen an der Raab Österreich
Ansprechpartner	Ing. Robert Glettler Tel. +43 664 1259185 e-mail: robert.glettler@erom.at
Vertretung	
ERSTELLT FÜR	Rath GmbH Haus Nr. 41 8211 Großpesendorf Österreich
Ansprechpartner	MBA Josef Rath Tel. +43 664 4106352 e-mail: rath@seppi.at
Vertretung	
Datum	14. Feber 2019
Ersteller	DI Stefan Perlot

Datum	Version	Bearbeiter	Geprüft von	Genehmigt von
12.02.2019	1	Stefan Perlot		
15.02.2019	2	Robert Glettler		

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung.....	5
1.1	Variante 1 - Optimierung von Eigenerzeugung und Verbrauch	6
1.2	Variante 2 - Erlangung von Notstrom-Netzersatzfähigkeit im Inselbetrieb.....	6
1.3	Bedingungen am Aufstellungsort	8
2	Installierte Anlagen	8
2.1	Thermische Energieerzeugung - Biomasse Heizwerk.....	8
2.2	Thermische Energieverbraucher	8
2.3	Thermische Energiespeicherung	9
2.4	Elektrische Energieerzeugung	9
2.5	Elektrische Verbraucher	9
3	Ermittlung der Energieflüsse	9
4	Ermittlung der Wirtschaftlichkeit	16
4.1	Allgemeine Gegenüberstellung	16
4.1.1	<i>verbrauchsabhängig</i>	16
4.1.2	<i>leistungsabhängig</i>	16
4.2	Rentabilitätsberechnung.....	17
4.2.1	<i>Investition Kleinwasserkraftwerk</i>	17
4.2.2	<i>Basisausführung Stromspeicher (eigenverbrauchsoptimiert)</i>	17
4.2.3	<i>Erweiterte Ausführung Stromspeicher (insel- und notstromfähig)</i>	17
4.2.4	<i>Zusammenfassung Investitionen</i>	18
4.2.5	<i>Finanzierungskonzept</i>	18
4.3	Resümée Wirtschaftlichkeitsberechnung	19
5	Ermittlung der rechtlichen Rahmenbedingungen	19
5.1	Gewerberecht / Betriebsanlagenrecht.....	20
5.2	Verordnung explosionsfähige Atmosphären.....	20
5.3	Baurecht	21
5.4	Verfahrensübersicht für gewerbliche Antragsteller.....	22
6	Nächste Schritte	23
7	Hinweise.....	23

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 Vorgesehener Betriebsraum	8
Abbildung 2 Aktuelle Energieflüsse vor Projektrealisierung.....	10
Abbildung 3 Aktueller Lastgang.....	11
Abbildung 4 Lastgang nach Projektrealisierung	11
Abbildung 5 Erzeugungsleistung der Wasserkraftanlage	12
Abbildung 6 Nutzung des Energiespeichers	12
Abbildung 7 Berechnete Energieflüsse nach Projektrealisierung	13
Abbildung 8 Energiefluss in Viertelstundenwerten	15

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 Vorläufige Berechnung der Energieflüsse mit 30kW/60kWh Netzparallel	14
Tabelle 2 Mögliche Einsparungen am verbrauchsabhängigen Strompreis.....	16
Tabelle 3 Stromkostenänderung im Leistungspreis mit PV, KWK und Speicher.....	16
Tabelle 4 Investition Kleinwasserkraftwerk	17
Tabelle 5 Investition Stromspeicher (eigenverbrauchtsoptimiert).....	17
Tabelle 6 Investition Stromspeicher (insel-und notstromfähig)	17
Tabelle 7 Zusammenfassung Investitionen.....	18
Tabelle 8 Finanzierungskonzept.....	18

1 Zusammenfassung

Die Fa. Rath GmbH betreibt am Standort Großpesendorf im Ilztal eine Tankstelle mit Autowaschanlage, ein Einzelhandelsgeschäft, ein Café, eine Trafik, einen Bewirtungs- und Beherbergungsbetrieb und beschäftigt aktuell 36 Mitarbeiter. Ergänzend vermietet die Rath GmbH Büros.

Es wurde eine Biomasse-Anlage mit 150 kW Wärmeleistung errichtet, um die Heizlast im Winter zu versorgen und den Bedarf an Warmwasser zu bereiten.

Weiters wurden 3 Photovoltaik-Anlagen errichtet mit einer Gesamtleistung von 30 kWp, deren geförderte Einspeisevergütung Ende 2019 ausläuft.

Die Errichtung einer Wasserkraft-Stromerzeugungsanlage mit 12,5 kW Engpassleistung ist geplant und bereits behördlich genehmigt.

Bisherige Studien und Analysen zeigen, dass die kombinierte Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaikanlagen und der projektierten Wasserkraftanlage zeitweilig den lokalen Verbrauch übersteigen wird. Dieser Überschuss soll ins Ortsnetz der der Feistritzwerke-STEWEAG-GmbH eingespeist werden, allerdings mit geringer Einspeisevergütung.

Zur Erweiterung des Betriebs ist die Errichtung von Schnellladestationen für Elektromobile vorgesehen. Diese erfordern während der Ladevorgänge kurzzeitige Spitzenlasten, insbesondere wenn mehrere Schnellladestationen gleichzeitig betrieben werden, welche überlagert mit den bestehenden Verbrauchern einen Ausbau des Netzanschlusses erfordern würden.

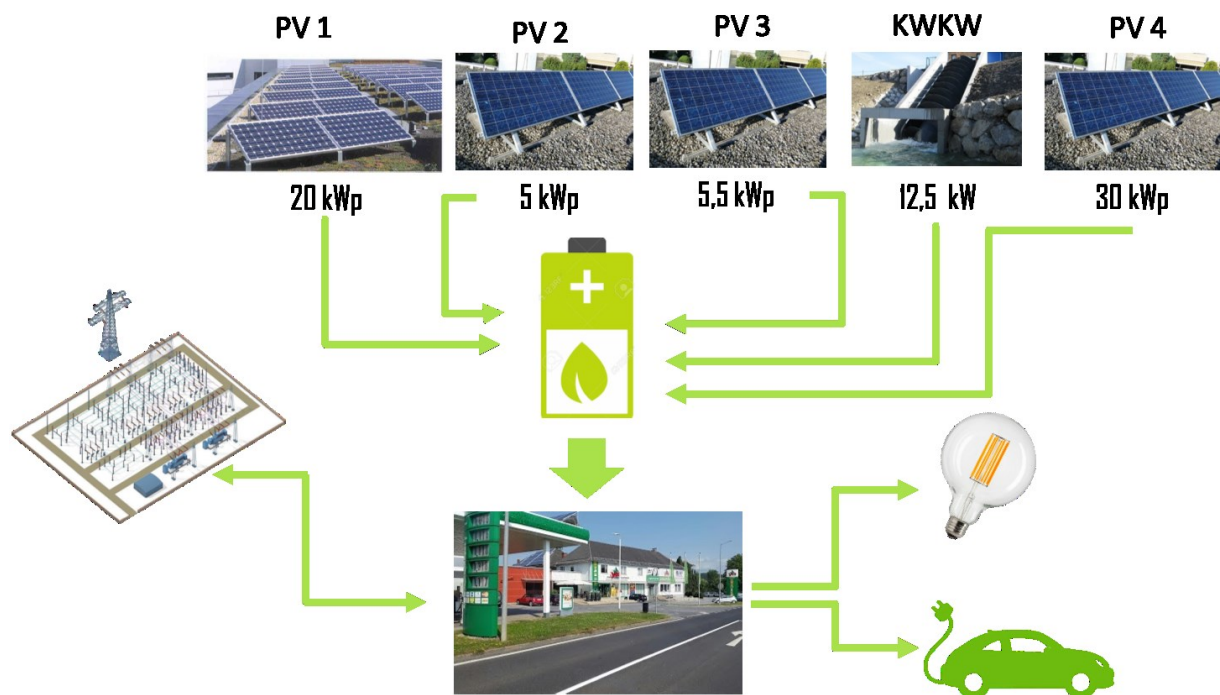
Obige Vorhaben legen die Errichtung eines elektrischen Energiespeichers nahe, um mit diesem sowohl die Maximierung des Eigenverbrauchs an eigenerzeugter Energie und Minimierung an Netzeinspeisung zu erreichen, als die zusätzlichen Spitzenlasten der geplanten Ladestationen aus dem Energiespeicher zu versorgen.

Zusammen bieten die Erzeugungsanlagen und der Energiespeicher ideale Voraussetzungen, um den Betrieb inselständig zu machen, damit im Falle einer längeren elektrischen Versorgungsunterbrechung der Betrieb für mehrere Tage aufrechterhalten werden kann. Damit wäre es möglich, den Zivilschutz und die Katastrophenvorsorge in der Gemeinde Ilztal wesentlich zu erweitern:

- Ökologische Inselstromversorgung der Tankstelle durch den Batteriespeicher, die Photovoltaikanlagen und das Kleinwasserkraftwerk
- Treibstoffversorgung für Blaulichtorganisationen und Krisenreaktionskräfte
- Eingeschränkte Aufrechterhaltung des Nahversorgers:
 - Kühl- und Tiefkühlanlagen
 - Lebensmittelversorgung
 - Beherbergung
 - Verpflegungszubereitung
- Bei nicht ausreichender Stromerzeugung besteht die Möglichkeit der Zuschaltung von Feuerwehraggregaten

1.1 Variante 1 - Optimierung von Eigenerzeugung und Verbrauch

Damit lokale Erzeugung und lokaler Verbrauch maximiert werden können, ist die Überwachung des Netzanschlusses durch das Energiemanagement erforderlich und dieses lädt bei Erzeugungsüberschüssen den Batteriespeicher voll. Bei Lastspitzen - zB Elektro-Auto Schnellladen in der Mittagszeit - gibt der Energiespeicher elektrische Leistung ab und versorgt diese Lastspitzen, damit der kurzzeitige Netzbezug innerhalb der Grenzen der aktuellen Anschlussleistung bleibt.



Sowohl die Erzeugungseinrichtungen als auch der Energiespeicher werden Netzparallel betrieben. Im Fall einer Versorgungsunterbrechung ist die Versorgung der Verbraucher unterbrochen und es schalten die Erzeugungsanlagen sowie der Energiespeicher selbständig ab. Bei Netzwiederkehr werden die Verbraucher wieder aus dem Netz versorgt. Die Erzeugungsanlagen und der Batteriespeicher erkennen die anliegende Netzspannung und schalten selbständig zu.

1.2 Variante 2 - Erlangung von Notstrom-Netzersatzfähigkeit im Inselbetrieb

Als zweite Variante ist vorgesehen, die Energiespeicher-Anlage inselfähig auszuführen. Damit soll bei Versorgungsunterbrechungen Netzersatzfähigkeit erreicht werden. Bei entsprechender Ausführung kann der Netzersatz unterbrechungsfrei erfolgen. Dabei wird der Netzausfall vom Netz-Anlagen Schutzmodul erkannt, die Netztrennung automatisch ausgelöst und an das nun netzbildende Energiespeichersystem kommuniziert. Das Energiespeichersystem muss nun in der Lage sein, Frequenz und Spannung stabil zu halten, die Verbraucher zu versorgen, die Erzeugungsanlagen verbunden zu halten bzw. deren Zu- und Abschalten zu ermöglichen und im Fall von Kurzschlüssen die erforderlichen Kurzschlussströme bereitzustellen.

Damit ist die Fortführung eines eingeschränkten Betriebes auch über mehrere Tage möglich und es können insbesondere die Tankanlagen, die Kühl- und Tiefkühlleinrichtungen, die

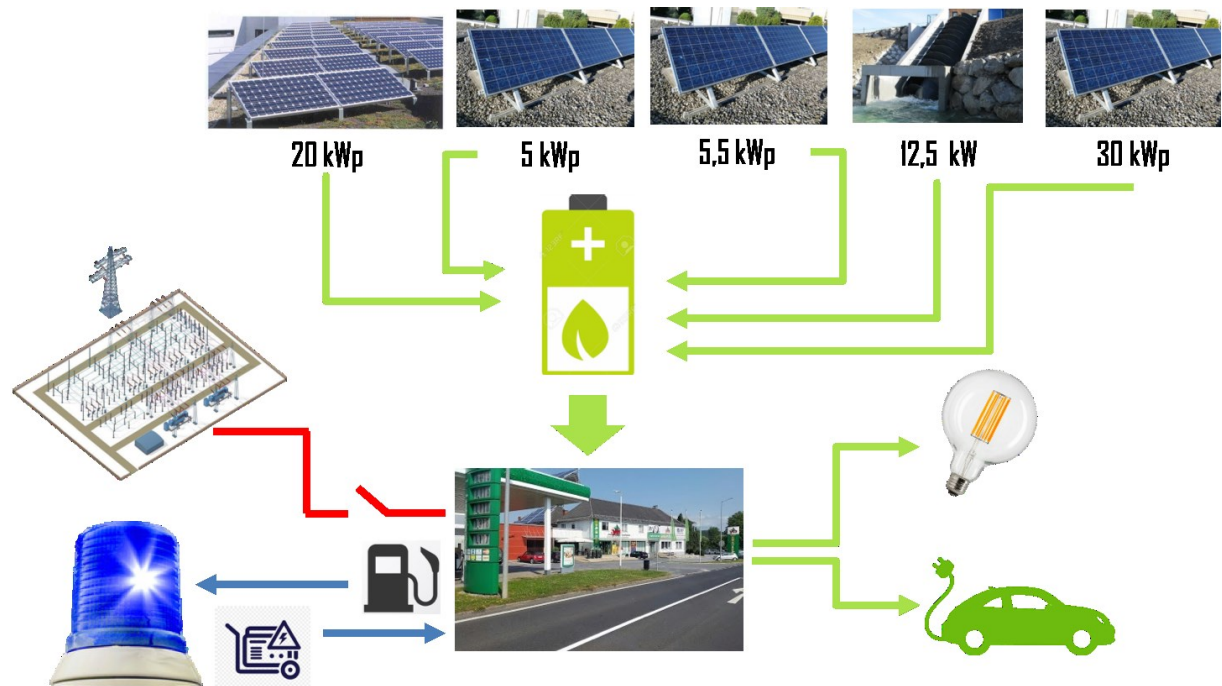
Lebensmittelversorgung, die Biomasse-Heizanlage sowie die Beherbergung und Bewirtung aufrechterhalten werden, auch im Winter. Auf den Betrieb der Autowaschanlage, der Elektro-Ladestation und anderer, nicht Zivilschutz-relevanter Verbraucher soll vorübergehend verzichtet werden.

Mit dieser, Netzersatz bzw. Notstromfähigen Insel kann in der Gemeinde Ilztal kritische Infrastruktur einschließlich Heiz- und Kühlanlagen sowie Lebensmittelversorgung, Verpflegungszubereitung, Beherbergung und insbesondere die Betankung von Einsatzfahrzeugen aufrecht erhalten werden.

Sollte während dem Zeitraum der Netzersatzversorgung die lokal erzeugte Energie aus PV und Wasserkraft nicht ausreichen und der Energiespeicher leer werden, kann auf Abruf bei der Feuerwehr ein Aggregat angefordert werden. Nach Anschluss und Start dieses Aggregates wird dieses auf die Energiespeicheranlage zugeschaltet und kann den Energiespeicher laden, bis PV- und Wasserkraft wieder ausreichen, um die Energieversorgung selbständig fortführen zu können.



Bei Netzwiederkehr erkennt das Netz-Anlagen Schutzmodul, dass netzseitig Frequenz und Spannung anliegen und löst nach einer einstellbaren Wartezeit von zB 15 Minuten die Rücksynchronisation des Energiespeichers auf das Netz aus.



Ergänzend zu dem gegenüber der Optimierung des Eigenverbrauchs höheren Leistungsbedarf sind für Insel- und Netzersatzfähigkeit wesentlich umfangreichere Steuerungs- und Regelungseinrichtungen vorzusehen, damit die Regelung der Insel in den umfangreichen Betriebszuständen möglich ist.

1.3 Bedingungen am Aufstellungsort

Die Aufstellung des Energiespeichers ist vorgesehen in einem bestehenden Raum, welcher seit einiger Zeit ungenutzt ist, siehe Abbildung 1. Dieser soll ausgeräumt werden und bietet damit Platz für den Energiespeicher.

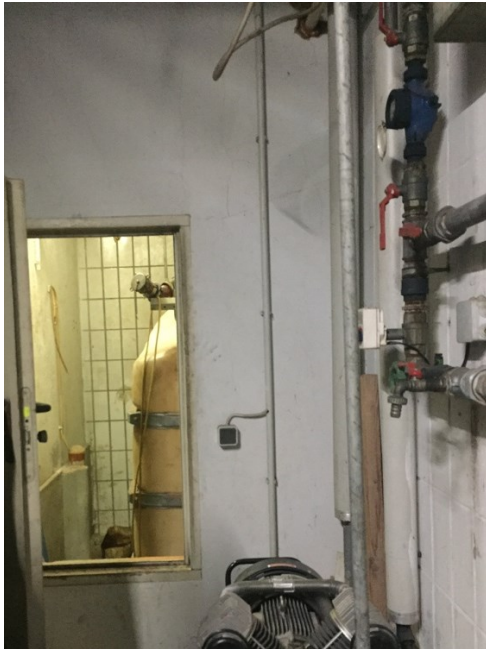


Abbildung 1 Vorgesehener Betriebsraum

Da oberhalb des vorgesehenen Installationsstandortes wasserführende Leitungen installiert sind, ist vorgesehen zum Schutz vor Spritzwasser im Fall von Leckagen bzw. eines Leitungsbruches eine Abdeckung zu installieren, die elektrische Anlage auf Füße zu stellen damit darunter ein Abfließen von Wasser möglich ist und die elektrischen Komponenten in spritzwassergeschützten Schaltschränke zu installieren.

2 Installierte Anlagen

2.1 Thermische Energieerzeugung - Biomasse Heizwerk

KWB powerfire Biomassekessel	150 kW Anschlusswert
Vorlauftemperatur	80° C
Rücklauftemperatur	65°C (im Winter 50°C)
Erzeugung	400.000 kWh jährlich

In diesem Winter 2016/2017 ist die Anlage teilweise über die Kapazitätsgrenzen mit bis zu 200kW Wärmeleistung betrieben worden.

2.2 Thermische Energieverbraucher

Heizung
Warmwasser

2.3 Thermische Energiespeicherung

Warmwasserspeicher 3m³

2.4 Elektrische Energieerzeugung

PV Anlagen:

Tankstellendach	20kWp
Privathaus	2x5kWp
PV-Produktion zusammen	30.000 kWh jährlich
Standortspezifischer Ertrag	1.000kWh/kWp installiert

Geplantes Kleinwasserkraftwerk

Turbine	Trog-schnecke
Fallhöhe	2,5m
Ausbauwassermenge	0,7m ³ /s
Engpassleistung	12,5kW
geplante Erzeugung	50.000 kWh jährlicher Durchschnitt

2.5 Elektrische Verbraucher

Gundlast	20kW
Lastspitzen	55kW im Sommer 2016
	70kW im Sommer 2018

Wesentliche Verbraucher sind die Kühlungen während der Sommermonate:

Kühlraum:	
Verdampfungstemp. (Gas)	-10°C
Kondensationstemp.	30°-35°C
Tiefkühlraum:	
Verdampfungstemp. (Gas)	-20°C
Kondensationstemp.	2°C
Raumkühlung im Café mit Wassersatz:	
Leistung	28 kW
Vorlauftemperatur	12°C
Rücklauftemperatur	16°C

3 Ermittlung der Energieflüsse

Die aktuellen Energieflüsse vor Projektrealisierung sind in Abbildung 2 gezeigt. Die erzeugte Energie der PV-Anlage auf der Tankstelle wird vollständig ins Ortsnetz eingespeist. Sämtliche Verbraucher des Nahversorgers, der Tankstelle und des Cafés werden aus dem Ortsnetz versorgt. Nur bei den Wohnungen und sonstigen Verbrauchern erfolgt eine teilweise Eigenversorgung.

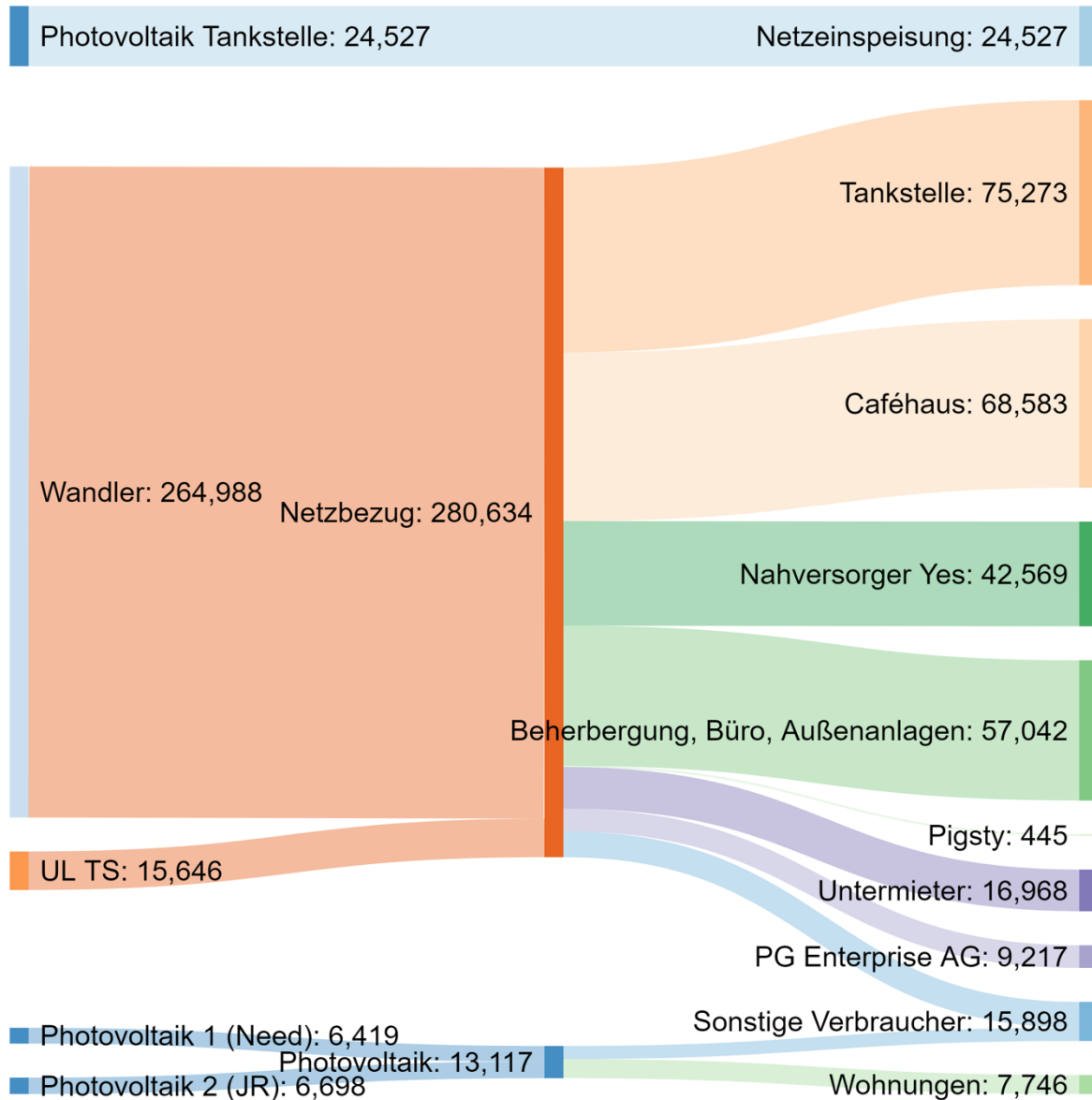


Abbildung 2 Aktuelle Energieflüsse vor Projektrealisierung

Den aktuellen Lastgang über die 365 Tage des Jahres zeigt Abbildung 3. Aus der Grafik wird ersichtlich, dass Lastspitzen im Bereich von 50-60kW Netzbezug häufig, ganzjährig und überwiegend in den Mittags- bzw. Nachmittagsstunden auftreten. Einzelne Lastspitzen von 60-70kW Netzbezug treten in den Nachmittagsstunden der Sommermonate auf und sind auf den gleichzeitigen Bedarf der Klimaanlage, Kühl- und Tiefkühleinrichtungen sowie der Autowaschanlage zurückzuführen.

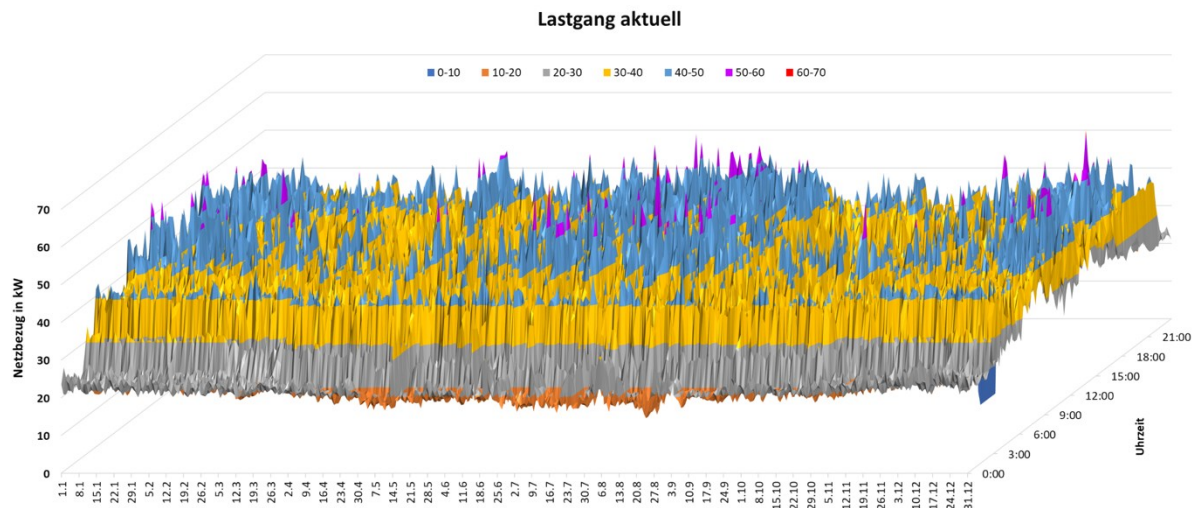


Abbildung 3 Aktueller Lastgang

Nach Projektrealisierung mit Erzeugungsanlagen von insgesamt 72,5 kW Erzeugungsleistung und einem elektrischen Energiespeicher von 60 kWh Speicherkapazität ist voraussichtlich ein Lastgang, wie die Berechnung in Abbildung 4 zeigt zu erwarten. Die zukünftigen Ladevorgänge von e-Mobilen sind dabei noch nicht berücksichtigt. Bezogen auf die aktuellen Verbraucher werden die Bezugsspitzen von über 50 kW voraussichtlich weitestgehend aus Eigenerzeugung und dem Energiespeicher versorgt.

Im Fall von „Schattendürren“ – geringes Wasseraufkommen der Ilz bei gleichzeitiger Bewölkung – sowie im Fall von Störungen an Erzeugungsanlagen bzw. am Energiespeicher können die Spitzen des Netzbezuges höher ausfallen.

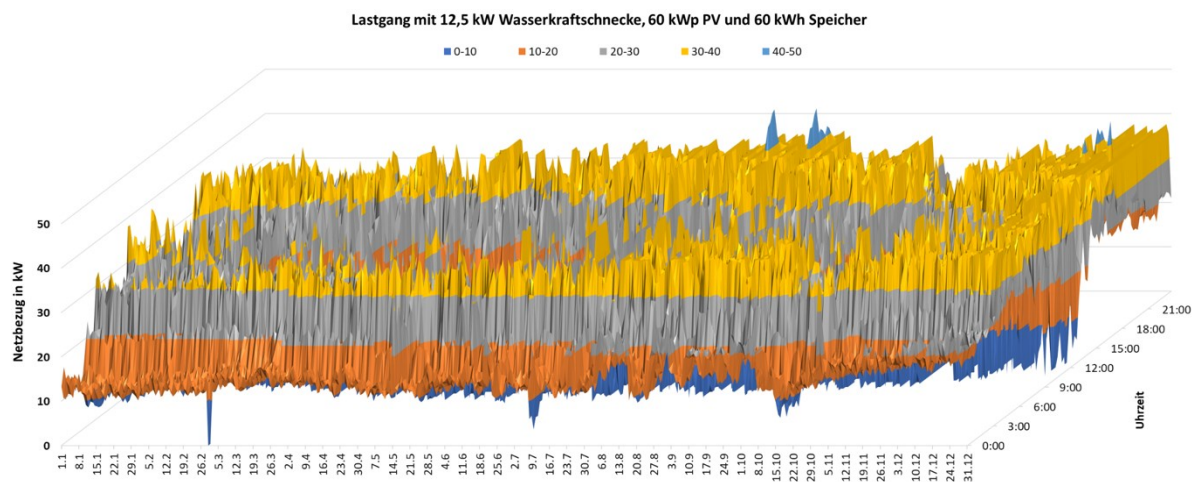


Abbildung 4 Lastgang nach Projektrealisierung

Mit geringem Wasseraufkommen der Ilz ist vor allem im August und im September zu rechnen, wie in Abbildung 5 gezeigt, wobei gerade in diesen Monaten auch Nachmittagsgewitter auftreten können, welche zu Bewölkung und damit Verschattung der PV-Anlagen und kurzzeitigen Versorgungsunterbrechungen seitens des lokalen Verteilernetzes führen können.

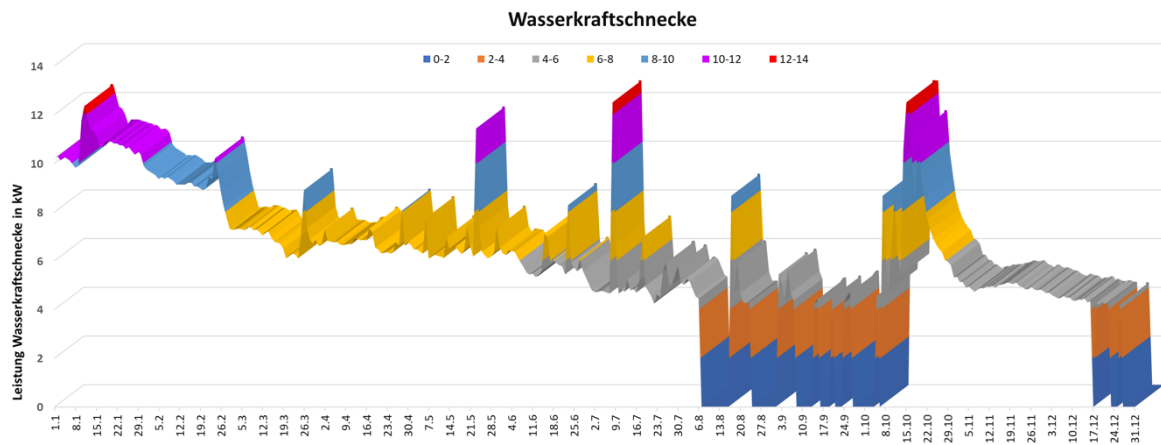


Abbildung 5 Erzeugungsleistung der Wasserkraftanlage

Die berechnete, voraussichtliche Nutzung des Energiespeichers zeigt Abbildung 6 und macht ersichtlich, dass die berechneten 30 kW Anschlussleistung mit 60 kWh Speicherkapazität ganzjährig genutzt werden, um Erzeugungsüberschuss aufzunehmen und Bezugsspitzen zu versorgen.

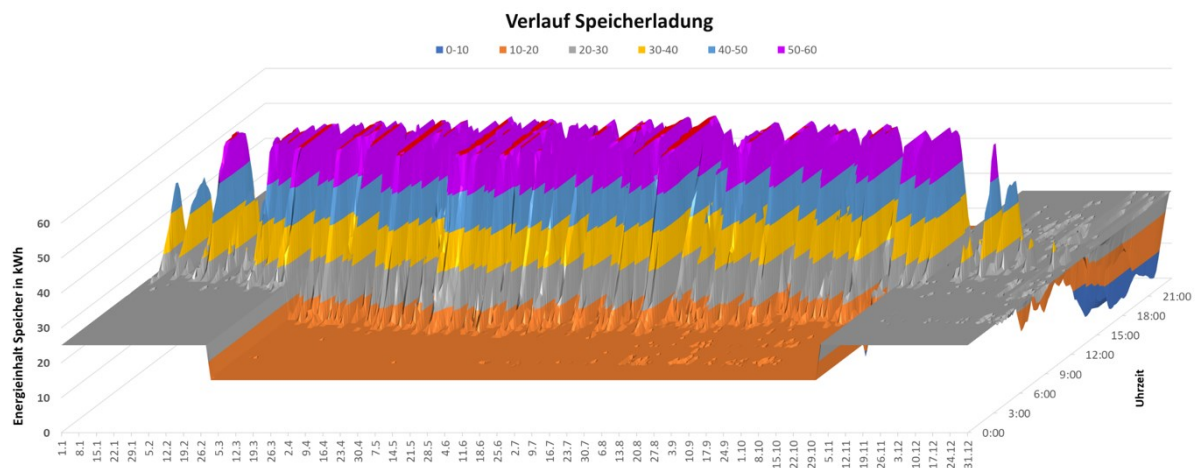


Abbildung 6 Nutzung des Energiespeichers

Nach der Realisierung des Erweiterungsprojektes versorgen die Photovoltaik-Anlagen und die Wasserkraftanlage im Jahresdurchschnitt einen wesentlichen Teil der Verbraucher, wie in Abbildung 7 gezeigt.

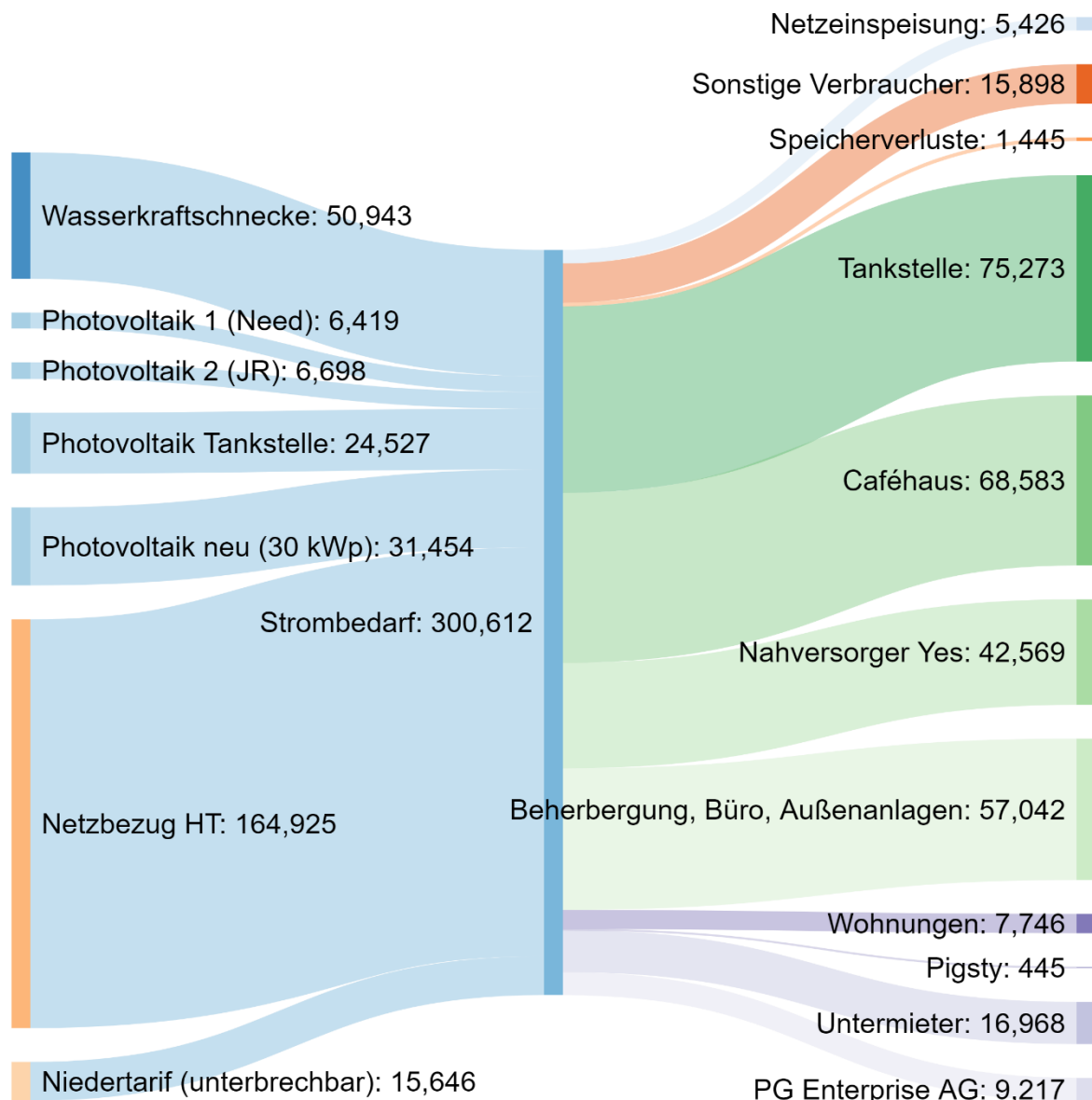


Abbildung 7 Berechnete Energieflüsse nach Projektrealisierung

Für die Berechnung in Tabelle 1 wurde das aktuelle Lastprofil verwendet, diese hat einen geringeren Jahresenergiebedarf, da nicht alle Bereiche über diesen Anschluss versorgt werden. Der aktuelle Lastgang legt eine Dimensionierung des elektrischen Energiespeichers von 30 kW Anschlussleistung mit 60 kWh Speicherkapazität nahe, um den von der erweiterten PV-Anlage mit insgesamt 60 kWp Erzeugungsleistung zusammen mit der Wasserkraftanlage von 12,5 kW Engpassleistung erzeugten Überschuss aufnehmen zu können. Damit ist es auch möglich, Ladestationen für e-mobile mit 2x11 kW Anschlussleistung bzw. eine Schnellladestation mit 1x22 kW überwiegend mit lokal erzeugter und gespeicherter, elektrischer Energie zu versorgen ohne die vorhandene Anschlussleistung zu erhöhen. Die Eigenversorgung mit erneuerbarer Energie liegt nach Umsetzung aller Maßnahmen bei einem Drittel des Gesamtbedarfes.

Summe PV Erzeugung	69.098,21	kWh
aktueller Verbrauch	272.224,08	kWh
PV Größe	60,00	kW
Speichergröße	60,00	kWh
davon peak shaving Nov. Dez. Jan. und Feb.	25,00	kWh
davon peak shaving Mrz. Apr. Sep. und Okt	15,00	kWh
davon peak shaving Mai bis Aug.	15,00	kWh
max. Viertelstundenbezug Emax	9,50	kWh
max. Bezugsleistung Pmax	38,00	kW
Nutzungsgrad Speicherzyklus	85%	
Max. Leistungsbedarf (Mittelwert 1/4 Stunde)	63,72	kW
Max. Leistungsbedarf (1/4 Stunde) nach PV+WKS	57,35	kW
Max. PV+WKS Überschussleistung	-44,73	kW
jährliche Einspeisung von PV+WKS	-5.161,75	kWh
PV->SP	8.677,62	kWh
Netz->SP	887,98	kWh
SP->peak shaving	-904,04	kWh
Speicherladung	9.565,61	kWh
Speicherentladung	-8.130,77	kWh
Speicherverluste	-1.434,84	kWh
Speicherzyklen/a bezogen auf Entladung	136	
Wasserkraftschnecke	50.953,27	kWh
Bedarf nach PV+WKS	166.011,98	kWh
Netzbezug mit SSP	158.769,20	kWh

Tabelle 1 Vorläufige Berechnung der Energieflüsse mit 30kW/60kWh Netzparallel

Für die Umsetzungsvariante 2 mit Inselfähigkeit ist eine höhere Anschlussleitung des Energiespeichers von voraussichtlich 60 kW erforderlich, um Anfahrströme und Lastspitzen versorgen zu können. Mit der Batteriewechselrichterleistung von 60 kW ist es auch möglich, Ladestationen für e-mobile mit 4x11 kW Anschlussleistung bzw. Schnelladestationen 2x22 kW und sogar eine CCS Ladestation mit 50 kW überwiegend mit lokal erzeugter und gespeicherter, elektrischer Energie zu versorgen.

Zur Überprüfung der Berechnungen wurden diese auf die Energieflüsse in Viertelstundenwerten angewandt, wie für 3 Tage in Abbildung 8 gezeigt. Dabei wird deutlich, dass der Energiespeicher die Lastspitzen am Vormittag bei Betriebsbeginn und am späteren Nachmittag bei Betriebsende abdecken kann und der Netzbezug nicht über den wirtschaftlich optimalen Spitzenwert steigt.

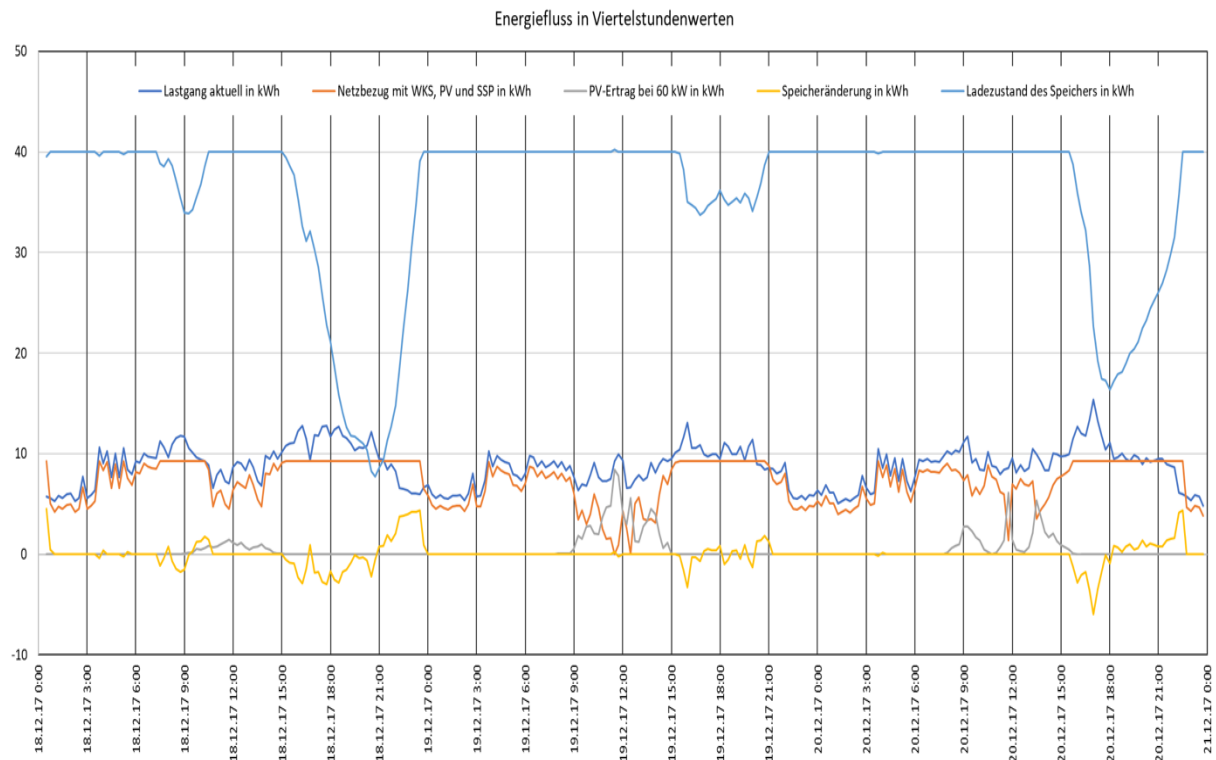


Abbildung 8 Energiefluss in Viertelstundenwerten

4 Ermittlung der Wirtschaftlichkeit

4.1 Allgemeine Gegenüberstellung

Im folgenden Teil der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird der verbrauchs- und leistungsabhängige Stromtarif mit Zuzählung der neu zu errichtenden Anlagen (Photovoltaik und Kleinwasserkraft) dem Status quo gegenübergestellt und eine entsprechende Strompreiseinsparung dokumentiert.

4.1.1 verbrauchsabhängig

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde ein Arbeitspreis von 5,6 ct/kWh verwendet, wie in Tabelle 2 dargestellt. Durch die Wasserkraftschnecke und die neue PV-Anlage ergibt sich eine Stromeinsparung von € 10.339,96 pro Jahr im Bereich des verbrauchsabhängigen Stromtarifanteiles, diese Einsparung wird durch den Speicher um € 454,82 erhöht.

Verbrauchsabhängiger Strompreis											
				aktuell	PV ohne SSP	mit SSP		aktuell	PV+WKS ohne SSP	mit SSP	
Netznutzung SHT			2,340 ct/kWh	98428,64	47267,15	42178,00	kWh	2.303,23 €	1.106,05 €	986,97 €	
Netznutzung SNT			1,500 ct/kWh	35910,84	28923,08	29166,97	kWh	538,66 €	433,85 €	437,50 €	
Netznutzung WHT			2,340 ct/kWh	100418,81	62337,19	60017,04	kWh	2.349,80 €	1.458,69 €	1.404,40 €	
Netznutzung WNT			1,500 ct/kWh	37465,80	27481,23	27682,20	kWh	561,99 €	412,22 €	415,23 €	
Zwischensumme:				272224,08	166008,66	159044,22	kWh	5.753,68 €	3.410,81 €	3.244,10 €	
Netzverlustentgelt NE 7			0,176 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	479,11 €	292,18 €	279,92 €	
Ökostromförderbeitrag Netznutzung NE 6			0,398 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	1.083,45 €	660,71 €	633,00 €	
Ökostromförderbeitrag Netzverlust NE 7			0,043 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	117,06 €	71,38 €	68,39 €	
Elektrizitätsabgabe Bezug			1,500 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	4.083,36 €	2.490,13 €	2.385,66 €	
Energiepreis			5,600 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	15.244,55 €	9.296,49 €	8.906,48 €	
Solidarbeitrag Regelernergie, Herkunftsnachweis, EEFFG			0,044 ct/kWh	272224,08	166008,66	159044,22	kWh	119,78 €	73,04 €	69,98 €	
Elektrizitätsabgabe erneuerb. Erzeugung			1,500 ct/kWh		44098,21	44098,21	kWh		661,47 €	661,47 €	
Einspeisevergütung			3,000 ct/kWh		-13839,38	-5426,20	kWh		- 415,18 €	- 162,79 €	
								Gesamt	26.880,99 €	16.541,03 €	16.086,21 €
								Einsparung	10.339,96 €	10.794,78 €	
								Einsparung SSP		454,82 €	

Tabelle 2 Mögliche Einsparungen am verbrauchsabhängigen Strompreis

4.1.2 leistungsabhängig

Die größere Einsparung ist durch den Speicher beim leistungsabhängigen Tarifanteil zu erzielen und diese beträgt jährlich ohne die Berücksichtigung der E-Ladestationen € 508,72.

				Ökostromförderbeitrag NE 6			Netzleistung NE 6 2018		
				10,299	€/kW		42,480	€/kW	
Monatsspitze	ohne	PV	mit	aktuell	PV+WKS	mit SSP	aktuell	PV+WKS	mit SSP
Jänner	54,78	43,83	37,00	47,92 €	38,34 €	32,36 €	197,64 €	158,14 €	133,49 €
Februar	59,22	39,49	37,00	46,79 €	31,20 €	29,23 €	192,98 €	128,68 €	120,57 €
März	53,40	41,22	37,00	46,71 €	36,05 €	32,36 €	192,66 €	148,71 €	133,49 €
April	56,16	45,18	38,93	47,54 €	38,24 €	32,95 €	196,08 €	157,74 €	135,91 €
Mai	52,14	45,36	37,00	45,61 €	39,68 €	32,36 €	188,12 €	163,65 €	133,49 €
Juni	61,44	48,38	37,00	52,01 €	40,95 €	31,32 €	214,52 €	168,91 €	129,19 €
Juli	63,72	49,72	37,00	55,74 €	43,49 €	32,36 €	229,89 €	179,40 €	133,49 €
August	57,90	51,25	47,91	50,65 €	44,83 €	41,91 €	208,90 €	184,91 €	172,85 €
September	49,38	49,39	37,00	41,80 €	41,81 €	31,32 €	172,41 €	172,46 €	129,19 €
Oktober	59,52	49,87	37,00	52,06 €	43,63 €	32,36 €	214,74 €	179,94 €	133,49 €
November	55,98	50,93	37,00	47,39 €	43,11 €	31,32 €	195,45 €	177,83 €	129,19 €
Dezember	61,62	57,35	37,00	53,90 €	50,16 €	32,36 €	222,32 €	206,91 €	133,49 €
				588,10 €	491,50 €	392,23 €	2.425,72 €	2.027,29 €	1.617,84 €
						Gesamt	3.013,82 €	2.518,79 €	2.010,07 €
						Einsparung		495,03 €	1.003,75 €
						Einsparung SSP			508,72 €

Tabelle 3 Stromkostenänderung im Leistungspreis mit PV, KWK und Speicher

Durch den Stromspeicher entfällt die Erhöhung der Anschlussleistung, die vom Netzbetreiber aufgrund der E-Ladestationen zugekauft werden müsste.

4.2 Rentabilitätsberechnung

In diesem Teil der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird auf die Investitionskosten unter Zugrundelegung der gesetzlichen Abschreibedauer auf Anlagengüter eingegangen und der Versuch unternommen, eine wirtschaftliche Darstellbarkeit zu dokumentieren. Die Berechnung wird jeweils in zwei Varianten dargestellt (eigenverbrauchs-optimiert, bzw. insel- und notstromfähig); sowohl bei den Investitionen, als auch bei den laufenden Betriebskosten wird eine best- und alternativ eine worst-case-Variante berechnet. Bei den Erlösrechnungen werden auch die bestehenden PV-Kapazitäten hinzugerechnet, deren Einspeistarife per Ende 2021 auslaufen und somit der Eigennutzung zur Verfügung stehen werden.

4.2.1 Investition Kleinwasserkraftwerk

				best-case	worst-case
Bauliche Maßnahmen				41.000,00	63.000,00
Maschinen, Anlagen, Stahlwasserbau				110.000,00	135.000,00
Leitungsbau				14.000,00	22.000,00
Planung, Verfahrenskosten				20.000,00	25.000,00
Budgetgrößenordnung in EUR				185.000,00	245.000,00

Tabelle 4 Investition Kleinwasserkraftwerk

4.2.2 Basisausführung Stromspeicher (eigenverbrauchsoptimiert)

. Ausführung Eigenverbrauchsoptimierung	Leistung	energie		best-case	worst-case
Energiespeicher	30kVA	60kWh		50.000,00	65.000,00
Hauptverteilerschrank				2.000,00	5.000,00
E-Ladestation	22kW 11kW			15.000,00	20.000,00
Erweiterung PV-Anlage	30kWp			35.000,00	45.000,00
Planung und Dokumentation				3.000,00	5.000,00
Budgetgrößenordnung in EUR				105.000,00	140.000,00

Tabelle 5 Investition Stromspeicher (eigenverbrauchsoptimiert)

4.2.3 Erweiterte Ausführung Stromspeicher (insel- und notstromfähig)

. Ausführung insel- und notstromfähig	Leistung	energie		best-case	worst-case
Energiespeicher	60kVA	60kWh		60.000,00	80.000,00
PV-Wechselrichter regelbar	20kW & 10kW			3.000,00	4.000,00
KWK Anbindung regelbar Erweiterung	12,5kW			2.000,00	3.000,00
Einspeisepunkt Feuerwehrraggregat	10-20kVA			5.000,00	10.000,00
Hauptverteilerschrank				15.000,00	20.000,00
NA (Netz- und Anlagenschutz)				3.000,00	5.000,00
Aufteilung Verbraucherkrise kritisch/unkritisch				5.000,00	10.000,00
E-Ladestation	50kW 22kW 11kW			30.000,00	35.000,00
Erweiterung PV-Anlage	30kWp			35.000,00	45.000,00
Optional FireCAN Anbindung				2.000,00	3.000,00
Planung und Dokumentation				5.000,00	10.000,00
Budgetgrößenordnung in EUR				165.000,00	225.000,00

Tabelle 6 Investition Stromspeicher (insel- und notstromfähig)

4.2.4 Zusammenfassung Investitionen

Zusammenfassung Investitionen				best-case	worst-case
1.3.1. Basisausbau (Eigenverbrauchsoptimierung)				290.000,00	385.000,00
1.3.2. Vollausbau (insel- und stromfähig)				350.000,00	470.000,00

Tabelle 7 Zusammenfassung Investitionen

4.2.5 Finanzierungskonzept

Basisausbau					
Öffentliche Mittel	Fördersatz	Leistung kW		best-case	worst-case
Kleinwasserkraftwerk	1.500	12,5		18.750,00	18.750,00
(zusätzliche) PV-Anlage	250	30		7.500,00	7.500,00
Speicher-Infrastruktur	500	30		15.000,00	15.000,00
Finanzierungsbedarf				248.750,00	343.750,00
Förderquote				14,2%	10,7%
zu erwartende Erlöse p.a.	Kapazität kWp	istung KW/a	Referenz Bezugswert €/kWh		
Erlöse aus PV Bestand (Äquivalent Fremdbezug)	30	35.162,7	0,160	5.626,03	5.626,03
Erlöse aus PV Erweiterung (Äquivalent Fremdbezug)	30	35.162,7	0,160	5.626,03	5.626,03
Erlöse aus KWKW (Äquivalent Fremdbezug)	12,5	50.000,0	0,160	8.000,00	8.000,00
Erlöse Beladungen e-Ladestation		14.000,0	0,200	2.800,00	2.800,00
				22.052,06	22.052,06
zu erwartende Aufwendungen p.a.					
AfA				-14.500,00	-19.250,00
Zinsaufwand				-6.095,21	-8.423,03
Instandhaltung				-400,00	-750,00
				-20.995,21	-28.423,03
zu erwartendes Ergebnis				1.056,85	-6.370,97
Vollausbau					
Öffentliche Mittel	Fördersatz	Leistung kW		best-case	worst-case
Kleinwasserkraftwerk	1.500	12,5		18.750,00	18.750,00
(zusätzliche) PV-Anlage	250	30		7.500,00	7.500,00
Speicher-Infrastruktur	500	60		30.000,00	30.000,00
Finanzierungsbedarf				293.750,00	413.750,00
Förderquote				16,1%	12,0%
zu erwartende Erlöse p.a.	Kapazität kWp	istung KW/a	Referenz Bezugswert €/kWh		
Erlöse aus PV Bestand (Äquivalent Fremdbezug)	30	35.162,7	0,160	5.626,03	5.626,03
Erlöse aus PV Erweiterung (Äquivalent Fremdbezug)	30	35.162,7	0,160	5.626,03	5.626,03
Erlöse aus KWKW (Äquivalent Fremdbezug)	12,5	50.000,0	0,160	8.000,00	8.000,00
Erlöse Beladungen e-Ladestation		21.000,0	0,200	4.200,00	4.200,00
				23.452,06	23.452,06
zu erwartende Aufwendungen p.a.					
AfA				-17.500,00	-23.500,00
Zinsaufwand				-7.197,87	-10.138,26
Instandhaltung				-400,00	-750,00
				-25.097,87	-34.388,26
zu erwartendes Ergebnis				-1.645,81	-10.936,20

Tabelle 8 Finanzierungskonzept

Beim vorliegenden Finanzierungskonzept werden die geplanten Investitionskosten mit den derzeit üblichen öffentlichen Fördermitteln in Abzug gebracht und der somit ermittelte Finanzierungsbedarf ausgewiesen.

Als Erlöse werden sämtliche aus den erneuerbaren Energiequellen substituierten Leistungen mit einem Wert von € 0,016 pro kW/h multipliziert, die sich aus der Reduktion des Fremdbezuges und einem adäquaten Einkaufspreis darstellt.

Weiters werden Erlöse aus der Betankung an e-Kraftfahrzeugen mit 14.000 kW/h, respektive 21.000 kW/h per anno mit einem Abgabepreis von € 0,020 pro kW/h angenommen.

Als Aufwendungen wurde eine kalkulatorische AfA von 20 Jahren angenommen (obwohl die gesetzliche AfA längere Fristen vorsieht), dies jedoch deshalb, da daraus die laufende Bedienbarkeit der Annuitäten dargestellt werden soll. Die Zinsen wurden mit 2% p.a. für die notwendigen Finanzierungsmittel berechnet. Zusätzlich wurden jährliche Instandhaltungskosten von € 400,00, respektive € 700,00 angenommen.

4.3 Resümee Wirtschaftlichkeitsberechnung

Eine wirtschaftlich positive Darstellung der geplanten Investitionen ist unter Zugrundelegung der aktuellen öffentlichen Fördermittel lediglich bei einer best-case-Variante im Teilausbau, also der Ausführung zur Eigenverbrauchsoptimierung, gegeben:

best-case: + € 1.056,85 p.a.

worst-case: - € 6.370,97 p.a.

In der Ausführung des Speichers mit einer anzustrebenden Insel- und Notstromfähigkeit (blackout) ist eine wirtschaftliche Darstellung unter Zugrundelegung der aktuellen öffentlichen Fördermittel weder in einer worst-case, noch in einer best-case-Variante gegeben:

best-case: € - 1.645,81

worst-case: € - 10.936,20

5 Ermittlung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Die vorliegende Machbarkeitsstudie befasst sich mit einer- als Schwerpunkt definierten - Etablierung eines betriebsinternen Batteriespeichers, im Hinblick auf eine optimale Balance zwischen selbst erzeugter elektrischer Energie (PV, Wasserkraft) und den im Unternehmen eingesetzten Stromverbrauchern, sodass von einem Eigenverbrauch mit einer Quote von annähernd 100% der selbst erzeugten elektrischen Energie ausgegangen wird. Dieser Batteriespeicher soll einer e-Ladestation vorgeschaltet werden und als Variante auch einen Notbetrieb im Falle eines überregionalen Stromausfalls (blackout) abbilden. Somit soll eine Grundversorgung des bestehenden Tankstellen- und Lebensmitteleinzelhandels-Betriebes dargestellt werden mit besonderer Berücksichtigung der Versorgung von Blaulichtorganisationen mit Treibstoffen während eines blackouts.

Im Rahmen der Tankstelle für Diesel- und Vergasertreibstoffe sollte eine e-Ladestation zur (Schnell-)Beladung für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge realisiert werden. In Abhängigkeit allenfalls verfügbarer überschüssiger elektrischer Energie im Falle eines blackouts wird ein Betrieb durch Anspeisung des Batteriespeichers im Konzept berücksichtigt.

Die Produktwahl wird in Abstimmung mit dem Batteriespeicher in Bezug auf Ladegeschwindigkeit, Anzahl der Anschlüsse und das Lastmanagement getroffen.

5.1 Gewerberecht / Betriebsanlagenrecht

Die Errichtung eines Batteriespeichers in einem Unternehmen unterliegt der Genehmigungspflicht durch das zuständige Gewerbeamt.

Ob für die Ladestation e-Mobile ein Betriebsanlagengenehmigungsverfahren durchzuführen ist, hängt grundsätzlich davon ab, inwieweit beim beabsichtigten Vorhaben spezifische ungewöhnliche oder gefährliche örtliche Umstände oder spezifische ungewöhnliche Ausführungsweisen auftreten. Wenn dies nicht der Fall ist, dann ist das Vorhaben grundsätzlich gewerberechtlich als genehmigungsfrei zu betrachten.

Jedenfalls wird empfohlen, Kontakt mit der zuständigen Behörde aufzunehmen um abzuklären, ob für das gegenständliche Vorhaben eine Genehmigungspflicht besteht und ob Unterlagen beizubringen sind.

5.2 Verordnung explosionsfähige Atmosphären

Abhängig von der Situierung eines Batteriespeichers dürfen keine Zonen im Sinne des VEXAT (explosionsfähige Atmosphären an einer Tankstelle) negativ beeinflusst werden und daher ist diesem Aspekt entsprechende Berücksichtigung gemäß der Verordnung über explosionsfähige Atmosphären (VEXAT) BGBl II Nr. 309/2004 zuzuordnen.

Dies gilt sinngemäß für den stationär zu installierenden Batteriespeicher, wie für die mobilen Batteriespeicher der e-Mobile und ist demgemäß in der Auswahl des Installationsortes zu berücksichtigen.

5.3 Baurecht

Abhängig von der Situierung eines Batteriespeichers (indoor oder extern in Form eines Containers) ist allemal der Konsens mit der Baubehörde herzustellen. Im Falle einer indoor-Situierung, ohne wesentlicher Veränderung der Bausubstanz handelt es sich um eine Änderung der Nutzung ist somit baurechtlich anzeigepflichtig.

Bei einer Situierung eines freistehenden Containers im Freibereich sind Mindestabstände zu Anrainern, bzw. bestehenden Bausubstanzen einzuhalten, bzw. Anbauten an bestehende Gebäudeteile allemal baurechtlich genehmigungspflichtig und bedürfen einer vorherigen Einholung einer Baubewilligung durch die Behörde.

Gemäß §3 Z. 7 Stmk. BauG sind E-Ladestationen soweit es sich nicht um betretbare Gebäude handelt vom Anwendungsbereich des Stmk. BauG ausgenommen. Es ist also keine gesonderte Baubewilligung notwendig.

Ladestationen, auch ohne baurechtliche Relevanz, insbesondere öffentlich zugängliche und/oder gewerblich genutzte Ladestationen, können durch andere Gesetzesmaterien eine Anzeige- oder Bewilligungspflicht auslösen (Verkehrsrecht, etc.). Im Falle von mehreren Anzeige- und/oder Bewilligungspflichten werden alle Verfahren durch die Bezirksverwaltungsbehörde miteinander verbunden bzw. koordiniert (siehe Verfahrensübersicht für gewerbliche Antragstellerinnen und Antragsteller).

5.4 Verfahrensübersicht für gewerbliche Antragsteller

Ablauf

Das nachfolgende Prozessdiagramm stellt den Ablauf des baurechtlichen Genehmigungsverfahrens im Überblick dar. Es ist zu empfehlen, mit der zuständigen Behörde vor der Realisierung des Vorhabens Kontakt aufzunehmen, um den Umfang der Genehmigungspflicht abzuklären.

Gewerblich:

Stromabgabe / Mobilitätsservices an unterschiedlichen Standorten (mit Gewinnerzielungsabsicht bzw. Absicht zur Erzielung eines anderen mittelbaren Vorteils (z.B. Kundenbindung))



Koordiniertes Verfahren

Baurecht des jeweiligen Bundeslandes, Gewerberecht des Bundes (GewO), ggf. weitere Rechtsmaterien
Behörde: Bezirksverwaltung (Bezirkshauptmannschaft, Magistrat, magistratisches Bezirksamt)

Je nach Bundesland bestehen in baurechtlicher Hinsicht unterschiedliche Vorgaben.
Gewerberechtlich gesehen, sollte seit der Bundesgewerbereferententagung 2016 Ladeinfrastruktur zumeist gewerberechtlich genehmigungsfrei sein.

Schritt 1:

Vor dem Verfahren ist eine Kontaktaufnahme mit der Behörde zweckmäßig, um eine vorläufige Einschätzung des Vorhabens zu erreichen.

Schritt 2:

Die zuständige Behörde stellt fest, ob das Vorhaben bewilligungsfrei, anzeigepflichtig oder genehmigungspflichtig ist.

Schritt 3:

Der Antrag ist gemeinsam mit den dafür erforderlichen Unterlagen bei der zuständigen Behörde einzubringen.



Bescheid(e) bzw. genehmigungsfrei



Installation & Netzanschluss

6 Nächste Schritte

Nach Einreichung der Unterlagen mit Fristende 15.02.2019 sind die folgenden, weiteren Schritte geplant:

- Februar Rückmeldung zu den eingereichten Unterlagen, evtl. Ergänzungen
- März Anschreiben der identifizierten, möglichen Anbieter,
Erstellung und Einlangen von Budgetofferten
Vorgespräche mit Fördermittelgebern
- April Vorauswahl der möglichen Lieferanten in engerer Auswahl
Detailgespräche mit der engeren Auswahl der Lieferanten
Fördereinreichung
- Mai Beginn der Detailplanung
Finale Angebote der möglichen Lieferanten in enger Auswahl
Lieferantenentscheidung
- Juni-Aug Förderzusage
Abschluss der Detailplanung
Vergabegespräche und Vergaben
- Sept-Dez Vorbereitung der Räumlichkeiten
- Jan-März Installation

7 Hinweise

Jede Haftung, insbesondere für Verluste, Schäden oder Folgen, die durch die Nutzung der in diesem Dokument enthaltenen Informationen entstehen, ist ausgeschlossen.