

BERICHT ZUM PILOTPROJEKT KOMBIENERGIEZENTRALE: SIMULATIONSERGEBNISSE

Andreas Rösch

Diese Studie wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) von 2014 bis 2019 geförderten Projekts INOLA (Innovationen für nachhaltiges Land- und Energiemanagement auf regionaler Ebene) erstellt. Für den Inhalt und die Ergebnisse der Studie sind die Autoren verantwortlich.

Autor: Andreas Rösch
© Dezember 2015

Kontakt: Dipl. Ing. (FH) Andreas Rösch
Stadtwerke Bad Tölz GmbH
An der Osterleite 2
83646 Bad Tölz
E-Mail: roesch@stw-toelz.de

Alle **INOLA-Arbeitsberichte** sind auf der Projektseite www.inola-region.de verfügbar.

Bereits veröffentlichte INOLA-Arbeitsberichte:

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 1: Naturräumliche Gegebenheiten und räumliche Analyse der Energieanlagen in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 2: Regionale Analyse des Energiesystems in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3: Das naturräumliche und technische Potential für Erneuerbare Energien in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 4: Maßnahmenanalyse der Bürgerstiftung Energiewende Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 5: Akteure regionaler Energiewendeprozesse in der Modellregion Oberland. Rollen, Netzwerke, Potenziale

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 6: Akzeptanz der Energiewende im Oberland. Ergebnisse einer Passantenbefragung in ausgewählten Gemeinden der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 7: Szenarien, Zukunftswünsche, Vision. Ergebnisse der partizipativen Szenarienkonstruktion in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 8: Bewertung der Energiewende im Oberland aus ökonomischer Sicht

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 9: Sanierungsverhalten von Hauseigentümern in Bayern. Vom ersten Gedanken zur tatsächlichen Umsetzung: Ergebnisse einer Haushaltsbefragung.

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 10: Simulation regionaler Energiepfade im Oberland bis 2035/2045. Akteursentscheidungen, Energie- und Stoffströme sowie ökonomische Effekte.

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 11: Energiekompass für die Modellregion Oberland. Partizipativer multikriterieller Nachhaltigkeitsvergleich regionaler Energiepfade - Methodisches Vorgehen und Ergebnisse.

Inhaltsverzeichnis

1	Zielsetzung.....	3
2	Datengrundlage.....	4
2.1	Stromlastgangdaten.....	4
2.2	Wärmelastgangdaten.....	4
3	Annahmen für die Simulation.....	5
3.1	Regenerative Stromerzeuger.....	5
3.2	KWK-Anlagen.....	5
3.3	Hackschnitzel-Kessel.....	5
3.4	Stromspeicher.....	5
3.5	Power to heat (PTH)-Nutzung und Pufferspeicher.....	5
3.6	BHKW-Kombienergiezentrale.....	6
4	Ergebnisse.....	7
4.1	Ist Situation mit 29% Eigenstromerzeugung.....	7
4.2	Beispiel 1 – hoher PV-Anteil.....	7
4.3	Beispiel 2 – Wind- und PV-Anteil.....	11
4.4	Simulation Sektorenkopplung.....	12
5	Zusammenfassung.....	16

1 Zielsetzung

Die regenerativen Stromerzeuger Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik (PV) sind volatil. Zu bestimmten Zeiten wird deshalb mehr Strom produziert als verbraucht bzw. mehr Strom benötigt als regenerativ erzeugt werden kann. Die Sektorenkopplung (zwischen Strom und Wärme) und die Energiespeicherung sind aus Sicht der Stadtwerke Bad Tölz deshalb ein zentrales Element für eine erfolgreiche Energiewende. Mit Power-to-Heat (PTH) kann überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt werden, mit der Kraft-Wärmekopplung (KWK) kann Strom und Wärme produziert werden, wenn Strom benötigt wird. Dies soll bei der geplanten Kombienergiezentrale möglichst gut umgesetzt werden.

Dieser Bericht stellt die Ergebnisse einer Simulation der Effekte auf Basis der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten von Bad Tölz dar, die Rückschlüsse auf die Auslegung des Pufferspeichers und der Wärmeerzeuger der Kombienergiezentrale (KoEZ) zulassen. Ebenfalls sollen die Jahresenergiemengen der einzelnen Erzeuger abgeschätzt werden.

2 Datengrundlage

2.1 Stromlastgangdaten

Die Datengrundlage für das Simulationstool sind 15-Minuten-Zählerwerte (Durchschnittsleistung der jeweiligen Viertelstunde) der Stromzähler des Netzgebiets von Bad Tölz. Der jährliche Stromverbrauch von Bad Tölz lag 2017 bei ca. 68 GWh mit einem Eigenerzeugungsanteil von 29%.

Der Stromverbrauch von Bad Tölz setzt sich aus der Summe der in Bad Tölz erzeugten elektrischen Erzeugung und dem Netzbezug (NB) aus anderen Stromnetzen zusammen. Dies sind für Bad Tölz das vorgelagerte Mittelspannungsnetz (110KV) und benachbarte Niederspannungsnetze der Bayernwerke.

In Bad Tölz gibt es folgende Stromerzeugungsanlagen:

- Wasserkraft
- Kraft-Wärmekopplung (KWK) aus Biomasse
- Photovoltaik (PV)
- Kraft-Wärmekopplung (KWK) aus Erdgas
- Notstromdieselaggregate (werden nicht weiter betrachtet)

Es existieren keine Windkraftanlagen in Bad Tölz. Um die Effekte von Windkraftanlagen für die Stromspeicherung und Sektorenkopplung zu simulieren, werden die Daten aus den Windkraftbeteiligungen der Stadtwerke an den beiden Windparks Berg und Fuchstal (Landkreis Starnberg und Landkreis Landsberg) verwendet.

2.2 Wärmelastgangdaten

Gas wird in Bad Tölz nicht für Produktionszwecke verwendet. D.h. bei der Simulation wird davon ausgegangen, dass der Gasverbrauch nur für Wärme und KWK benötigt wird. Vom Gasverbrauch werden die KWK-Strommengen sowie 15% für die Umwandlungsverluste abgezogen. Damit kann der Wärmelastgang für Bad Tölz über alle Gaskunden ermittelt werden. Der Wärmelastgang für die KOeZ wird dann über das entsprechende Verhältnis der jährlich angenommenen Wärmeerzeugung von 20 GWh errechnet.

Für die Gasverbräuche werden nur Stundenwerte vom Zähler erfasst. Diese werden auf 15-Minutenwerte umgerechnet, damit die Strom- und Gaszählerdaten zusammen verwendet werden können.

3 Annahmen für die Simulation

Im Folgenden werden die für die Simulation getroffenen Annahmen dargestellt.

3.1 Regenerative Stromerzeuger

Die Erzeugungsleistung kann über einen Faktor „Zubau/Änderung in %“ linear skaliert werden, d.h. jeder 15-Minutenwert ändert sich entsprechend.

3.2 KWK-Anlagen

In Bad Tölz betreiben die Stadtwerke drei BHKWs mit einer Gesamtleistung von 633kW elektrisch, die zu 100% ins öffentliche Netz einspeisen. Wegen technischer Umbaumaßnahmen hatten diese BHKWs 2017 nur 2489 Volllaststunden. Dies entspricht weniger als 50% ihrer möglichen Erzeugungsleistung. Zusätzlich existieren BHKWS von Dritten mit einer gesamten elektrischen Erzeugungsleistung von 724kW, die überwiegend für die Strom-Eigenversorgung genutzt werden und nur den Überschussstrom (ca. 17%) ins öffentliche Netz abgeben. Diese BHKWs haben im Schnitt 5600Vh.

Die Erzeugungsleistung kann über einen Faktor „Zubau/Änderung in %“ linear skaliert werden, d.h. jeder 15-Minutenwert ändert sich entsprechend.

Zusätzlich ist die Möglichkeit vorgesehen, KWK-Anlagen abzuregeln, wenn in Bad Tölz mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, also Strom von Bad Tölz ins vorgelagerte Netz fließt. Über den Faktor „KWK Abregelung bis max. x% der Leistung“ kann die KWK-Leistung aller KWK-Anlagen entsprechend abgeregelt werden.

3.3 Hackschnitzel-Kessel

Für die Wärmeerzeugung der KoEZ aus Hackschnitzeln wird eine Nennwärmeleistung von ca. 5,4 MW benötigt. Diese soll durch zwei Kessel erzeugt werden, einen kleineren mit ca. 33% der Nennleistung und einem größeren mit ca. 66% der Nennleistung.

3.4 Stromspeicher

Es wird angenommen, dass der gesamte in Bad Tölz produzierte und nicht verbrauchte Strom (bei null Netzbezug) in einem Pumpspeicher gespeichert wird. Um diesen Speicherbedarf zu veranschaulichen, wird die Speichergröße mit einem virtuellen Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von 4,2 GWh verglichen. Umwandlungsverluste werden nicht berücksichtigt. Dieses virtuelle Pumpspeicherkraftwerk würde bei einer Fallhöhe von 577 Metern und einer Staufläche von 22ha 3 Millionen m³ Wasser speichern. Zur Veranschaulichung dient ein Vergleich mit dem Walchenseekraftwerk: Für die Speichergröße von 4,2 GWh müsste bei Nutzung des Walchenseekraftwerkes die gesamte Fläche des Walchensees um ca. 50 cm zusätzlich zum derzeitigen Pegel aufgestaut werden. Der Vergleich mit dem virtuellen Kraftwerk oder dem Walchensee soll lediglich zeigen, wie groß die Stromspeicher alleine für die Überschussstrommengen von Bad Tölz sein müssten. Damit wird natürlich keinesfalls die Aufstauung des Walchensees tatsächlich in Erwägung gezogen.

Wird in Bad Tölz Strom benötigt (Erzeugungsleistung reicht in Bad Tölz nicht aus), wird dies dem virtuellen Speicher entnommen. Umwandlungsverluste werden nicht berücksichtigt.

3.5 Power to heat (PTH)-Nutzung und Pufferspeicher

Ist der Netzbezug von Bad Tölz negativ (Rückspeisung aus Bad Tölz ins vorgelagerte Netz) wird der Strom für die Wärmeerzeugung (PTH) genutzt. Die Logik ist dabei folgende:

- zuerst wird PTH genutzt, um die benötigte Wärmelast abzudecken;
- ist die PTH-Leistung größer als die benötigte Wärmelast, wird mit dem nicht für das Wärmenetz benötigte Anteil der Pufferspeicher geladen;

Für die Wärmeerzeugung aus PTH wird ein Wirkungsgrad von 100% angenommen.

3.6 BHKW-Kombienergiezentrale

Für den Betrieb von Blockheizkraftwerke (BHKWs) sind lange Laufzeiten notwendig. Häufiges Ein- und Ausschalten führt zu hohen Instandhaltungskosten. Mit der BHKW-Regelung für die Kombienergiezentrale soll versucht werden, möglichst lange Laufzeiten sicher zu stellen. Die Regelung ist wie folgt:

Es gibt zwei BHKWs mit gleicher Leistung. Das erste BHKW wird nur eingeschaltet, wenn der Wärmespeicher nicht mehr als zu 50% geladen ist und der Stromnetzbezug von Bad Tölz einen frei wählbaren ersten Grenzwert (z.B. 2 MW) überschreitet.

Das zweite BHKW wird nur eingeschaltet, wenn der Wärmespeicher leer ist und der Stromnetzbezug von Bad Tölz einen frei wählbaren zweiten Grenzwert (z.B. 3 MW) überschreitet.

Ausgeschaltet wird das zweite BHKW wenn der zugehörige Grenzwert des Netzbezuges unterschritten wird oder der Pufferspeicher zu 90% gefüllt ist. Das erste BHKW wird ausgeschaltet, wenn der zugehörige Grenzwert des Netzbezuges unterschritten wird oder der Pufferspeicher vollständig durchgeladen ist.

Eine Leistungsregelung ist zur Vereinfachung bei der Simulation nicht vorgesehen.

4 Ergebnisse der Simulation

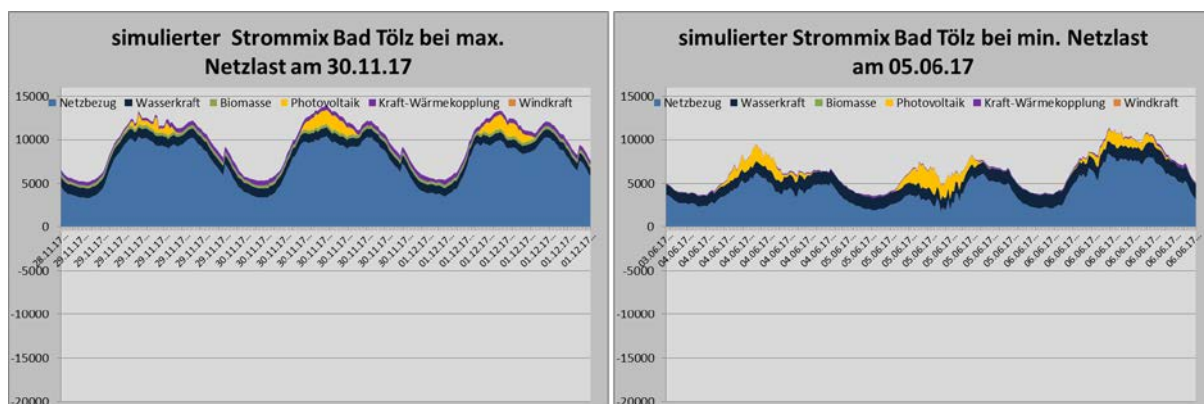
Mit dem Simulationstool können mögliche zukünftige Stromnetzlastgänge sehr gut visualisiert werden. Basis hierfür sind unterschiedliche Ausbauszenarien der jeweiligen regenerativen Stromerzeuger.

Ziel der Simulationen ist nicht, Autarkie oder die bilanziell vollständige regenerative Stromerzeugung von Bad Tölz zu erreichen, sondern auf Basis der Daten aus Bad Tölz soll der Lastfluss im Stromnetz simuliert werden. Auf Grund der Erzeugungsstruktur von Bad Tölz mit Wasserkraft, Biomasse (aus Hackschnitzeln), Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerken liegen hier vollständige und gute Daten für das Jahr 2017 vor.

4.1 Ist-Situation mit 29% Eigenstromerzeugung

Das folgende Beispiel zeigt für Bad Tölz den tatsächlichen Lastgang und Strom-Mix für den Tag mit der maximalen Netzlast (24.01.2017) und der minimalen Netzlast (05.06.17) sowie den jeweiligen Tag davor und danach. Auf den folgenden Abbildungen ist in Hellblau der Bezug aus dem vorgelagertem Netz, in Dunkelblau ist die Leistung der Wasserkraft, in Grün die der Biomasse, in Gelb die der Photovoltaik, in Lila die der Kraft-Wärmekopplung und in Braun die der Windkraft dargestellt. Gut zu erkennen ist der schon hohe PV-Anteil an vielen Tagen und zwar nicht nur im Sommer, sondern auch im Winter.

Aus Netzsicht sind die Tage mit der maximalen und minimalen Netzlast interessant. Eine Rückspeisung ins vorgelagerte Netz ist noch nicht erfolgt.



4.2 Beispiel 1 – hoher PV-Anteil

Gemäß einem INOLA-Expertenworkshop bei dem verschiedene Ausbauszenarien erneuerbarer Energien diskutiert wurden, wird von den regionalen ExpertInnen als „Wunschscenario“ ein Ausbau der PV-Anlagen mit dem vorrangigen Ausbau von PV-Dachanlagen favorisiert.

Annahmen Beispiel 1a – hoher PV-Anteil:

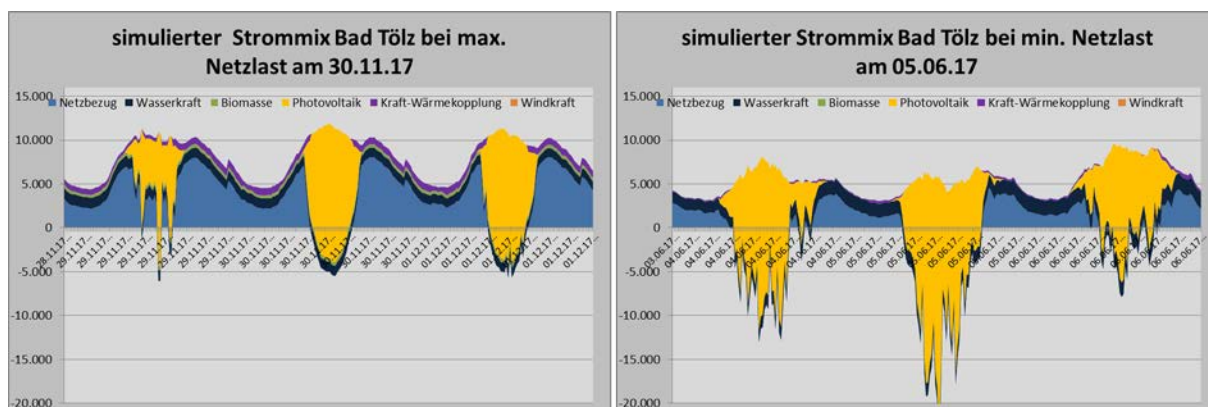
- 15% Stromeinsparung.
- Die Erzeugungsleistung der in Bad Tölz vorhandenen regenerativen Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse könnten um 10% gesteigert werden.

- Der Anteil der Kraft-Wärmekopplung bleibt unverändert. Alle Anlagen können bei Stromüberschuss ab geregelt werden. Die Gesamtleistung aller KWK-Anlagen wird für diesen Fall mit 100% simuliert.
- Es gibt keinen Anteil aus Windkrafterzeugung.
- Der PV-Anteil wird soweit erhöht, dass die in Bad Tölz erzeugte Strommenge bilanziell dem Jahresstromverbrauch entspricht. Dafür müsste die bestehende PV-Leistung um 814% auf eine Gesamtleistung von 46MW erhöht werden (allein für Bad Tölz)!

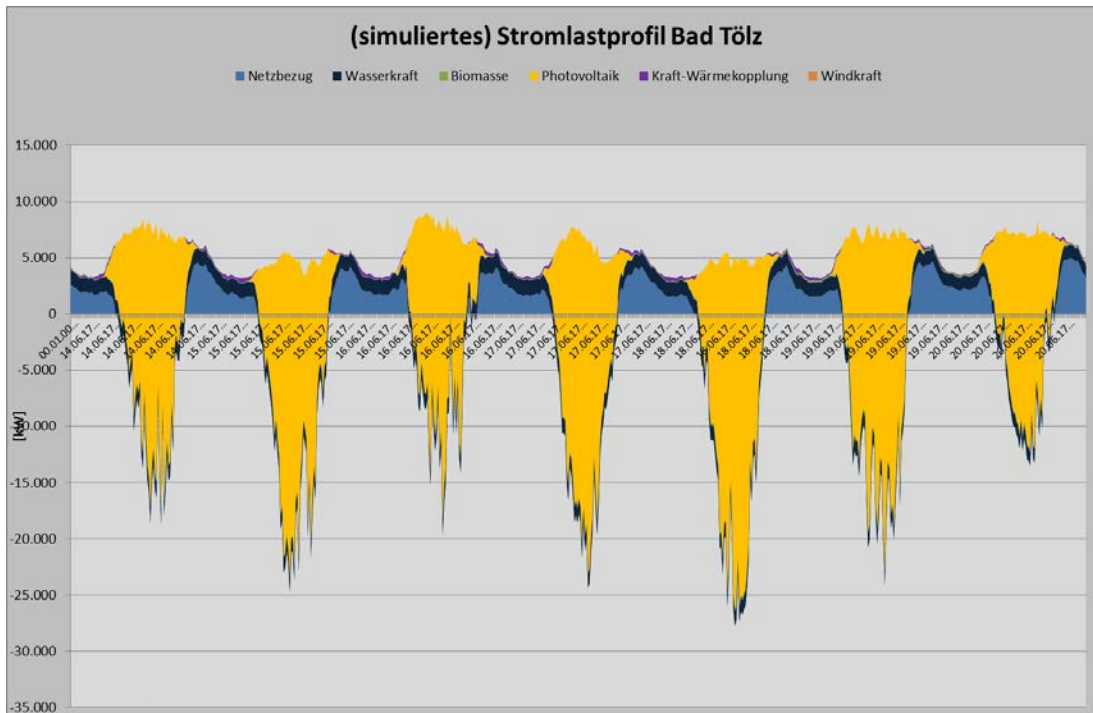
Bei dieser Konfiguration werden 21% des Stroms aus Wasserkraft, 3% aus Biomasse, 72% aus PV, 4% aus KWK und 0% aus Wind erzeugt.

Anmerkung zu den Annahmen Beispiel 1:

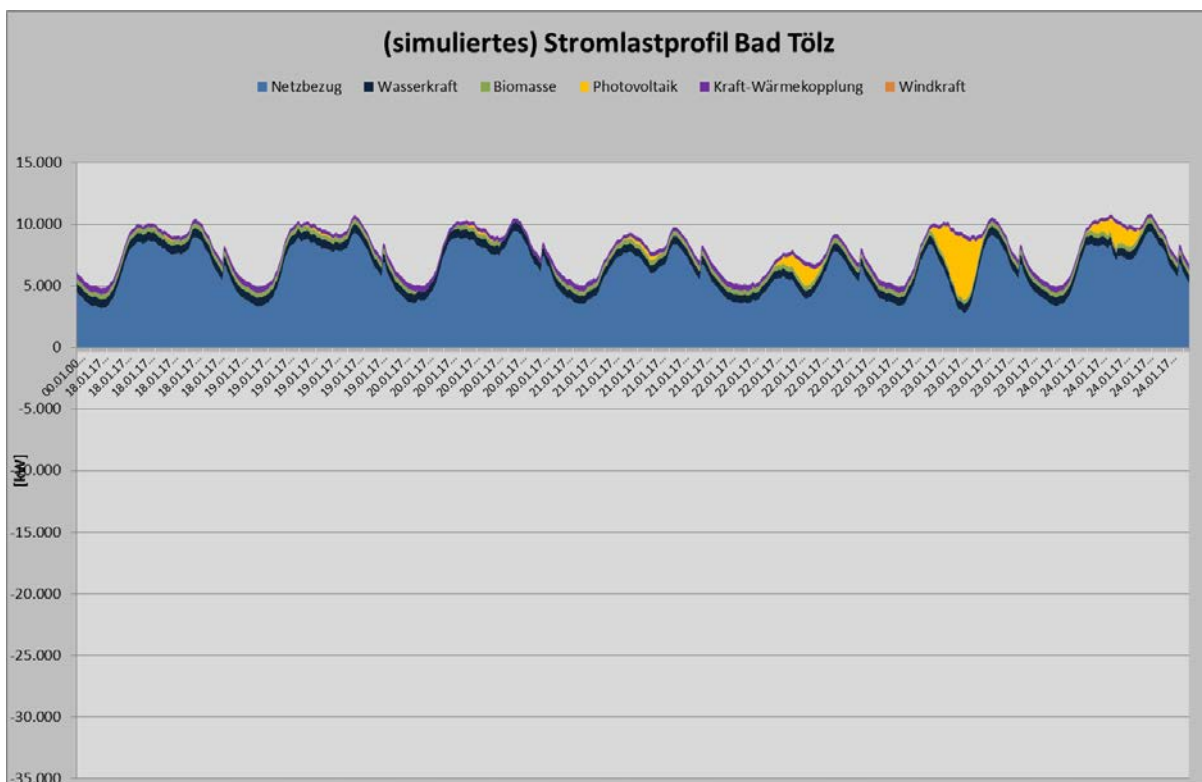
46 MW PV-Leistung ist für Bad Tölz sicherlich nicht realistisch. Dafür fehlen schlichtweg die Flächen. Die folgende Abbildung zeigt die Tage mit der minimalen und maximalen Netzlast für dieses Szenario. Deutlich zu erkennen ist, dass sehr große elektrische Leistungen nicht mehr in Bad Tölz aufgenommen werden können und an das vorgelagerte Übertragungsnetz abgegeben werden müssen.



Die folgende Abbildung zeigt die Netzlast in der Woche mit der größten Rückspeisung. Selbst wenn das Stromnetz in Bad Tölz so ausgebaut werden könnte, um diese PV-Leistung aufzunehmen, müsste diese Energiemenge vom vorgelagerten Netz aufgenommen und verbraucht bzw. gespeichert werden. Dies ist nicht realistisch, da zeitgleich aus anderen Regionen ebenfalls sehr viel PV-Strom vom Übertragungsnetz aufgenommen werden muss.



Im Winter in der Woche mit dem maximalen Strombezug aus dem Übertragungsnetz würde die Erzeugungsleistung wie folgt aussehen:

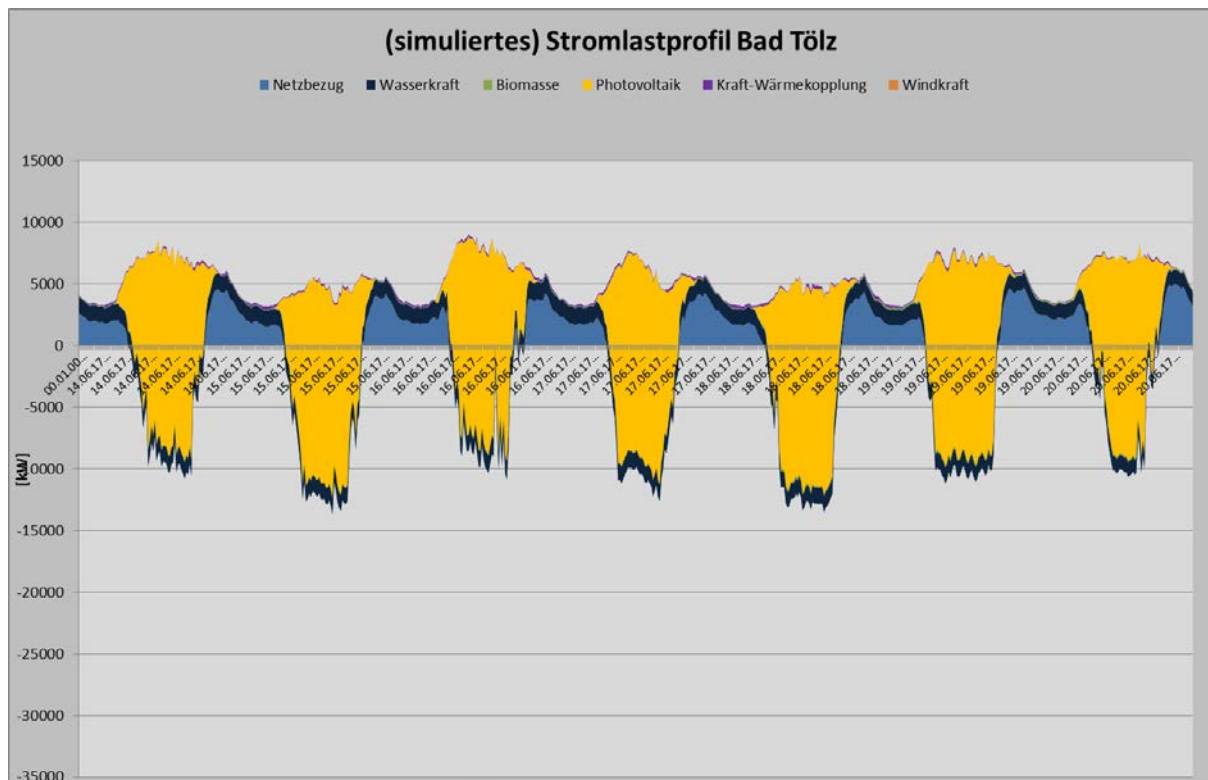


Wollte man den zu viel erzeugten Strom (überwiegend im Sommer) speichern, um ihn für Zeiten mit wenig Erzeugung zu nutzen, wäre ein Stromspeicher von 11 GWh notwendig. Dies entspricht ca. 2,5 virtuellen Pumpspeicherkraftwerken wie unter Punkt 3.4 beschrieben oder eines Aufstauen des Walchensees um ca. 1,25 Meter allein für die Strommenge von Bad Tölz.

Deutlich zu erkennen ist, dass an bestimmten Tagen sehr große Energiemengen ins vorgelagerte Netz zurückgespeist würden. Teilweise würden über 28 MW ins Netz zurückgespeist werden. Dies ist fast die 3-fache maximale Bezugsleistung. Ein Netzausbau für diese Leistung ist weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll.

Selbst wenn das Verteilnetz in Bad Tölz für die notwendige PV-Leistung von 46 MW ausgelegt wäre, würden aus den benachbarten Regionen ebenfalls hohe PV-Leistungen an das Übertragungsnetz abgegeben und könnten nicht von entsprechenden Verbrauchern aufgenommen werden. Zum Vergleich: die thermische Grenzleistung einer 110KV Leitung mit Zweierbündel mit AL/St 2*264-AL I/34-ST1A Seiltyp beträgt ca. 260 MVA. Die natürliche Leistung beträgt ca. 34 MVA. Längere Freileitungen werden meist nicht mit ihrer thermischen Grenzleistung betrieben, sondern näher bei ihrer natürlichen Leistung, da mit steigender Leistung die Spannungsdifferenz zwischen Leitungsanfang- und Ende ansteigt. Diese ist üblicherweise wegen der Spannungsregelmöglichkeiten der Transformatoren auf 10% begrenzt (Quelle: ets.uni-duisburg-essen.de „Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitungen oder Kabel“).

Die Erzeugungsanlagen müssen deshalb abgeregelt bzw. ausgeschaltet werden. Als sinnvolle maximale Rückspeisung ins vorgelagerte Netz haben wir uns beim Simulationstool an der vorhandenen Netzinfrastruktur für die bisherigen Bezugsleistungen orientiert und einen Zuschlag von einem Drittel gewährt. Damit wird eine maximal zulässige Erzeugungsleistung von 16 MW für Bad Tölz erreicht. Der Lastgang in der Woche der höchsten Erzeugung würde dann für Bad Tölz wie folgt aussehen:



In dem oben aufgeführten Beispiel müssten dann über 6 GWh (fast 10% des Tölzer Jahresstrombedarfs) abgeregelt, also „weggeworfen“ werden und stehen nicht mehr zur Verfügung. Diese 6 GWh müssten aber durch zusätzliche regenerative Anlagen erzeugt werden, wenn bilanziell der Strombedarf von Bad Tölz durch regenerative Erzeuger abgedeckt werden soll (siehe Bsp. 1b).

Annahmen Beispiel 1b – hoher PV-Anteil und Abregelung aus netztechnischen Gründen:

Bei den Annahmen von Bsp. 1a müsste die PV-Leistung auf insgesamt 68MW ausgebaut und ca. 19 GWh müssten abgeregelt werden. Ein Ersatz mit PV macht hier keinen Sinn, da damit das Problem nur noch vergrößert wird. Durch das häufige Abregeln bzw. Abschalten der PV-Anlagen ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen sicherlich nicht möglich.

Deutlich zu erkennen ist, dass eine Betrachtungsweise nach einer rein bilanziellen 100% regenerativen Stromerzeugung nicht korrekt und zielführend ist, da die abgeregelt und damit nicht erzeugten Strommengen nicht genutzt und mit zusätzlichen Anlagen erzeugt werden müssten. Um eine sinnvolle Aussage treffen zu können, muss die zeitliche Abhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch unbedingt berücksichtigt werden.

4.3 Beispiel 2 – Wind- und PV-Anteil

Mit dem Simulations-Tool kann ebenfalls sehr schön dargestellt werden, dass ein Energiemix von PV und Windkraft die Erzeugungsspitzen deutlich reduziert und der notwendige Stromspeicher ebenfalls deutlich kleiner ausfällt. Das folgende Beispiel zeigt einen möglichen zukünftigen Energiemix für Bad Tölz:

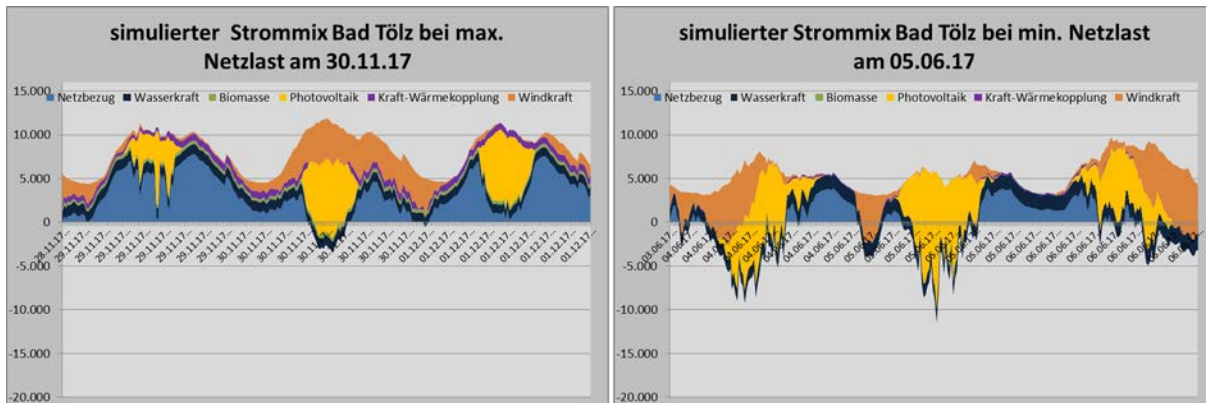
Annahmen Beispiel 2 – hoher Wind- und PV-Anteil:

- 15% Stromeinsparung.
- Die Erzeugungsleistung der in Bad Tölz vorhandenen regenerativen Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse könnten um 10% gesteigert werden.
- Verfünfachen der PV-Leistung auf 25MW.
- Erhöhung der KWK-Erzeugung um 1,8MW auf 3,1MW mit direkter Netzeinspeisung, 100% der Anlagen werden bei Stromüberschuss ausgeschaltet.
- Windleistung von 7,5 MW.

Anmerkung zu den Annahmen Beispiel 2:

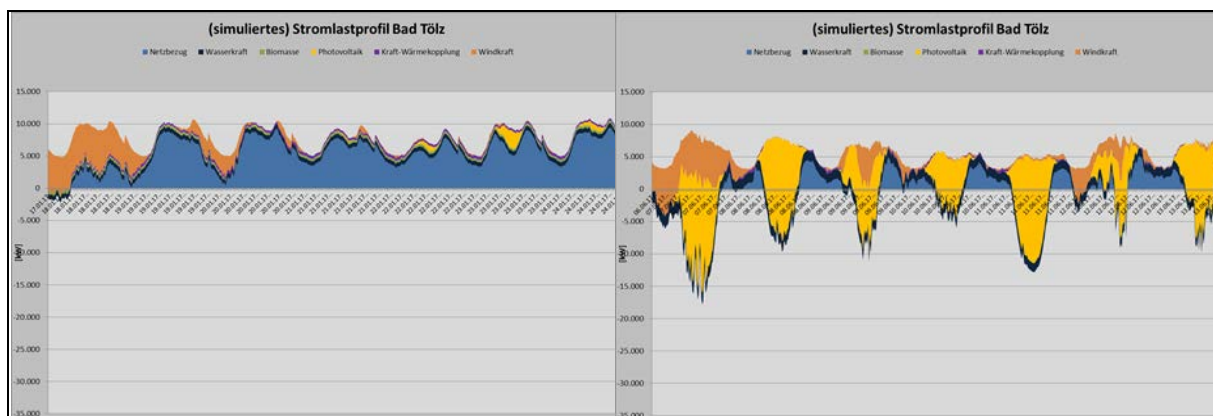
- 15% Stromeinsparung über das gesamte Netzgebiet ist ein sehr optimistischer Ansatz und aus der bisherigen Erfahrung eher schwer zu erreichen.
- Eine Windleistung von 7,5 MW entspricht zweieinhalb Windrädern.

Bei dieser Konfiguration werden 21% des Stroms aus Wasserkraft, 3% aus Biomasse, 39% aus PV, 9% aus KWK und 28% aus Wind erzeugt. Es wird genauso viel Strom in Bad Tölz erzeugt wie verbraucht wird. Die 16MW maximale NetZRückspeisung werden nur ganz selten erreicht und es müssen damit kaum Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden. Die Netzlast und Rückspeisung ins vorgelagerte Netz sind auf den folgenden zwei Abbildungen für die Extremtage dargestellt.



Deutlich zu erkennen ist, dass es immer noch Tage mit sehr hoher Bezugsleistung ins Netz von Bad Tölz sowie Tage mit hohen Rückspeisungen gibt.

Die Extremtage mit minimalem Bezug und maximalen Bezug sind in folgender Abbildung dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass es Zeiten mit sehr wenig regenerativer Erzeugung gibt und hier das vorgelagerte Netz fast 100% der benötigten Leistung bereitstellen muss. Ebenfalls ist die Rückspeisung ins vorgelagerte Netz bei hoher Erzeugung immer noch sehr hoch.



Diese elektrische Leistung muss vom vorgelagerten Netz aufgenommen bzw. bereitgestellt werden können. Müsste diese Energiemenge in einem Pumpspeicherkraftwerk gespeichert werden, würde dafür die Kapazität des unter 3.4 beschriebenen Pumpspeicherkraftwerks benötigt werden bzw. der Walchensee um 0,50 Meter aufgestaut werden.

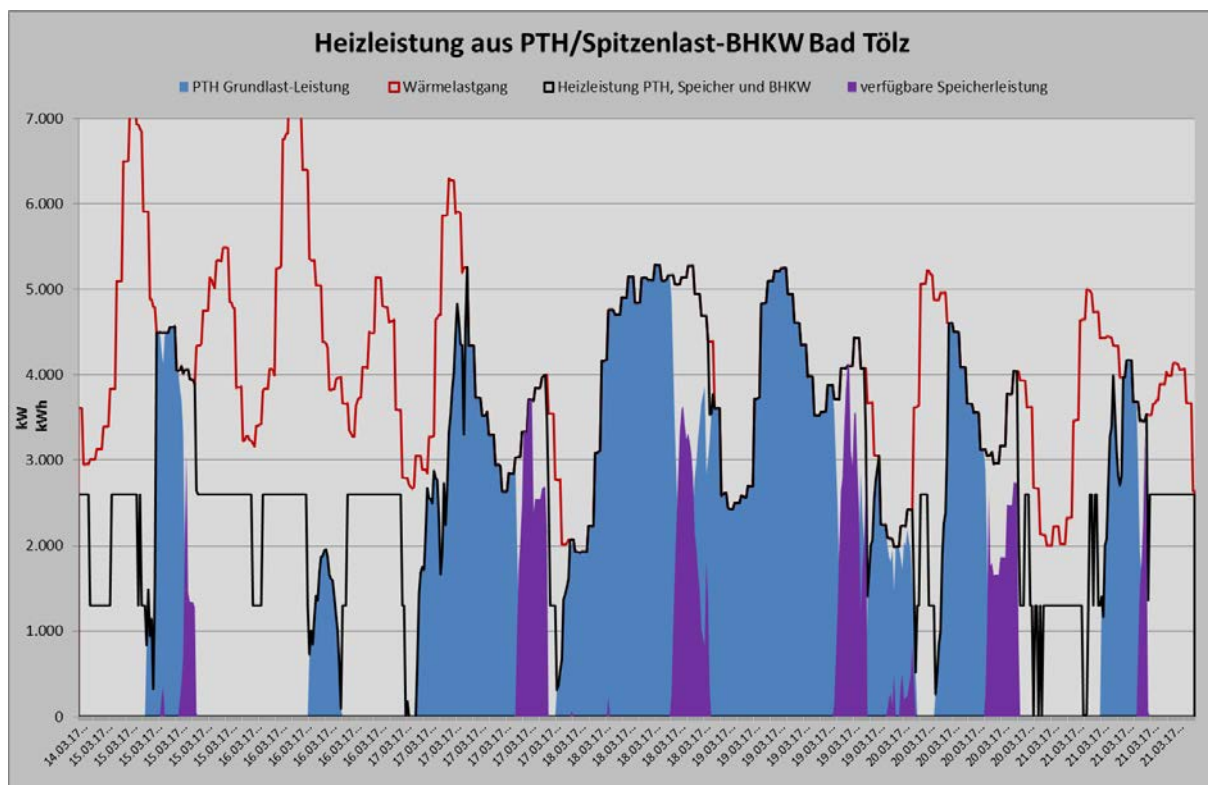
4.4 Simulation Sektorenkopplung

Wenn die Strom-Energiewende gelingen soll, muss bereits auf Verteilnetzebene (also innerhalb von Bad Tölz) versucht werden, die Lastschwankungen zwischen Bezug und Rückspeisung möglichst gut auszugleichen.

Bei dem angenommenen Lastgängen für Verbrauch und Erzeugung des Beispiel 2 sollen die Effekte der Sektorenkopplung durch PTH und KWK simuliert werden. Bei der Berechnung wird dabei auch immer der jeweilige Wärmespeicherfüllstand betrachtet. Die Erzeugungsleistung ist so gewählt, dass der in Bad Tölz benötigte Strom für das Stromnetz und der Bedarf für PTH bilanziell in Bad Tölz erzeugt werden.

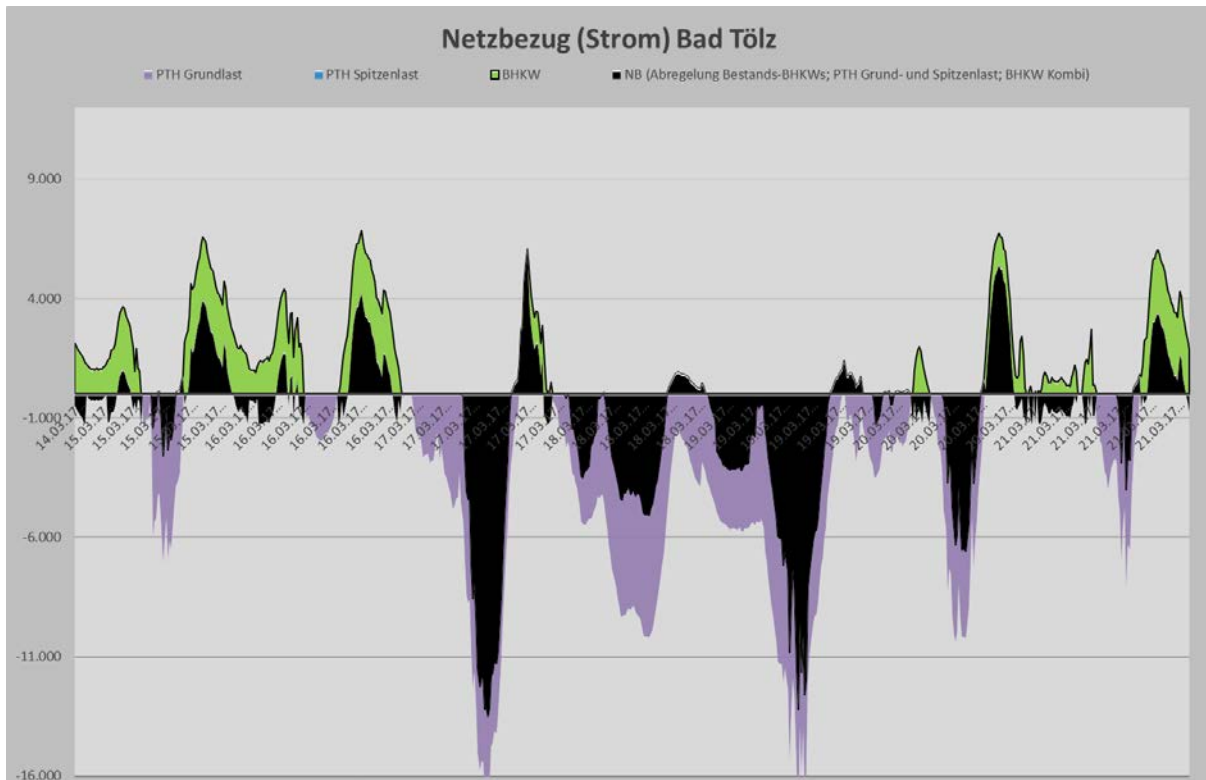
Sehr schön kann dabei die nutzbare Wärmemenge für die Wärmeerzeugung aus PTH und KWK in Abhängigkeit von der jeweiligen Auslegung der thermischen Leistung der PTH- und KWK-Anlage sowie der Wärmespeichergöße berechnet werden. Für das folgende Szenario wurde angenommen, dass in Bad Tölz die bestehenden Wärmeinseln sowie das aus derzeitiger Sicht vernünftig mit Nahwärme zu erschließende Gebiet einschließlich KoEZ mit einer gesamten PTH-Leistung von 6 MW sowie zweier BHKWs (zusätzlich zur KWK-Leistung des Bsp. 2) mit einer thermischen Leistung von je 1,3 MW und einem Wärmespeicher von 12,8 MWh ergänzt werden.

Die Abbildung unten zeigt exemplarisch für den Zeitraum vom 15. bis 21. März 2017 den simulierten Wärmelastgang, also den Wärmeverbrauch aller angeschlossenen Kunden. Die blauen Flächen zeigen die möglichen PTH-Wärmeleistungen. Steht mehr Wärmeleistung aus PTH zur Verfügung als vom Wärmenetz benötigt wird, wird der Speicher befüllt. Ist die Wärmeabgabe an das Netz größer als die PTH-Leistung, wird der Speicher entladen (lila Flächen). Ist das BHKW in Betrieb, wird die Wärme an das Wärmenetz abgegeben. Der Wärmeanteil der BHKWs, den das Netz nicht aufnehmen kann, wird im Wärmespeicher gespeichert und bei Anforderung wieder aus dem Speicher entnommen (lila Flächen).



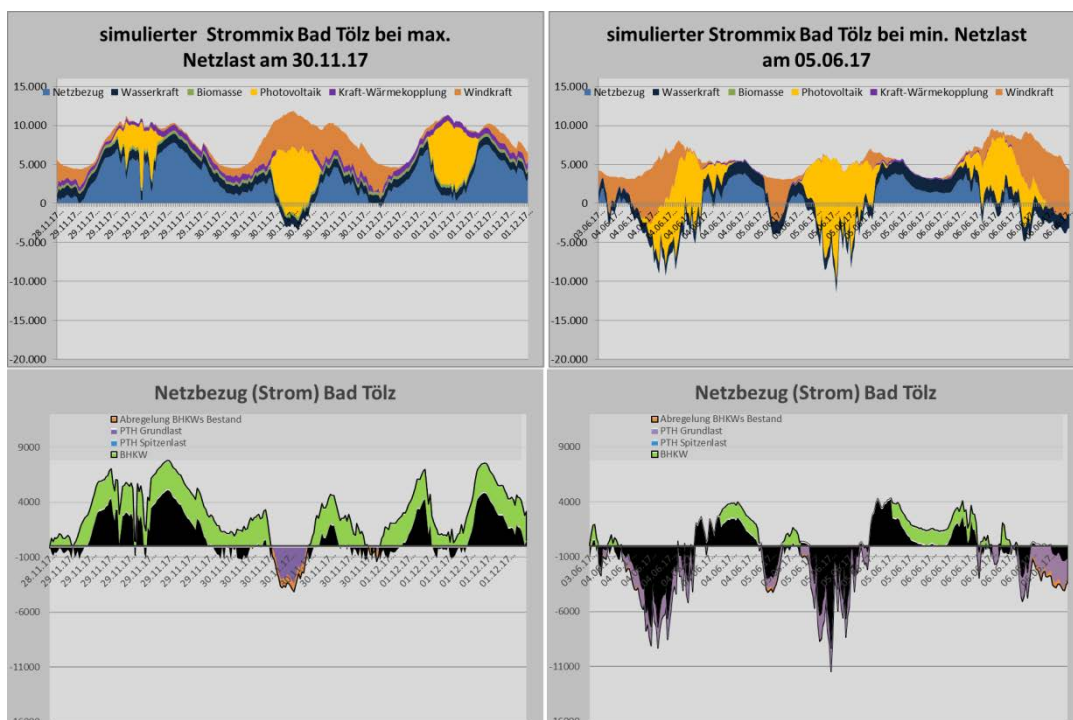
Die Summe der thermischen Leistung aus PTH, BHKW und Speicher entspricht der schwarzen Linie. Die Differenz zwischen roter und schwarzer Linie entspricht der notwendigen Wärmeleistung, die noch mit dem Hackschnitzelkessel und dem Gasspitzenlastkessel erbracht werden muss. Bei dem Beispiel würden im gesamten Jahr 20% Wärme (6,9 GWh) aus PTH abgedeckt werden können.

Unter der zuvor beschriebenen Annahme von einer PTH-Leistung von 6 MW würden der Netzbezug und die Rückspeisung ins vorgelagerte Netz wie folgt aussehen.

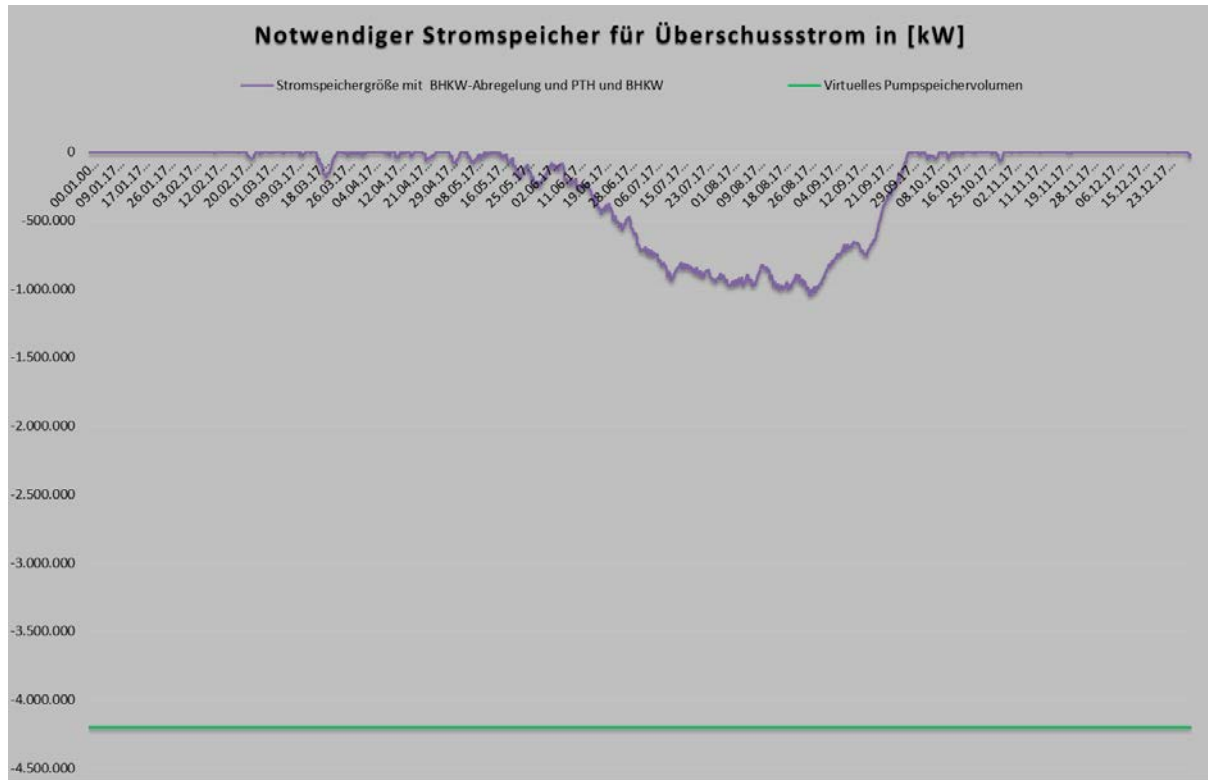


Die schwarz dargestellte Fläche entspricht dem Netzbezug bzw. der Rückspeisung bei Betrieb der PTH- und KWK-Anlagen. Grün dargestellt ist die BHKW-Stromerzeugung, lila die PTH-Nutzung. Blau ist noch der Teil der Leistung, der bei den Bestands-BHKWs abgeregelt wird. Ohne Sektorenkopplung wäre die Netzlast die Hüllkurve (lila und grüne Flächen zusätzlich zur schwarzen Fläche). Deutlich zu erkennen ist, dass alleine durch die KoEZ mit Ausnutzung der Sektorenkopplung durch PTH und KWK die Netzlastschwankungen deutlich geringer sind.

Für das oben genannte Beispiel sind nachfolgend nochmals die Extremtage dargestellt.



Um den bei diesem Beispiel ins Netz zurückgespeisten Strom zu speichern würden 20% des unter 3.4 beschriebenen Pumpspeicherkraftwerkes ausreichen, der Walchensee müsste in der Simulation nur um ca. 10cm aufgestaut werden. Die nachfolgende Graphik veranschaulicht, wie groß der Pumpspeicher unter den vorher beschriebenen Annahmen sein muss und wann er gefüllt und entleert würde.



Deutlich zu erkennen ist, dass der Stromspeicher trotz des großen Windanteils bei der Erzeugung in erster Linie für die Speicherung des PV-Stroms in den Sommermonaten benötigt wird. Zusätzlich hat er die Funktion, die Tagesschwankungen auszugleichen.

5 Zusammenfassung

Mit dem Simulationstool kann auf Basis von Echtdateen sehr gut belegt werden, dass eine rein bilanzielle Betrachtungsweise für die Stromerzeugung nicht sinnvoll ist und das das Wunschscenario mit überwiegend PV nicht realistisch ist, da der notwendige Speicherbedarf nicht abgedeckt werden kann.

Die nachfolgende Tabelle sind mögliche Szenarien der Stromerzeugung für Bad Tölz unter den Annahmen einer Stromeinsparung von 15% zusammengefasst. Sehr gut zu erkennen ist, dass bei einem Energiemix mit Windstrom und der Nutzung von PTH der Speicherbedarf um ca. das 10-fache verringert wird im Vergleich zur einem hohen PV-Anteil ohne Abregelung.

Szenario	Anteil an Stromverbrauch aus					Virtuelle Speicher	Aufstauhöhe Walchensee [cm]
	Wasserkraft	Biomasse	Photovoltaik	KWK	Windkraft		
Ist-Situation (29% Eigenerzeugung)	16%	3%	7% (5 MW)	3% (1,4MW)	0%		
Hoher PV-Anteil ohne Abregelung (Bsp. 1a)	21%	3%	72% (46MW)	4% (1,4MW)	0%	2,5	125
Hoher PV-Anteil mit Abregelung (Bsp. 1b)	21%	3%	72% (68MW)	4% (1,4MW)	0%	2,1	105
PV, Wind und KWK-Ausbau (Bsp. 2)	21%	3%	39% (25MW)	9% (3,1MW)	28% (7,5MW)	1	50
PV, Wind und KWK-Ausbau + PTH-Nutzung (Sektorenkopplung)	21%	3%	39% (25MW)	9% (5,7MW)	28% (7,5MW)	0,2	10