



Was ist mein Strom wert?

Verwertung von Strom aus Tiroler Kleinwasserkraft



Impressum:



Amt der Tiroler Landesregierung
Abteilung Wasser,- Forst- und Energierecht
Heiliggeiststraße 7-9
A-6020 Innsbruck



Wasser Tirol -
Wasserdienstleistungs-GmbH
Leopoldstraße 3
A-6020 Innsbruck
www.wassertirol.at

Bearbeitet durch: DI Juri Vonmetz
Geprüft durch: DI (FH) Andreas Waldner
Freigegeben durch: DI Rupert Ebenbichler

INHALT

| | Seite |
|---|-------|
| 1 Veranlassung | 5 |
| 2 Einleitung..... | 6 |
| 3 Eigenverwertung elektrischer Energie | 7 |
| 3.1 Stromeigenverwertung | 8 |
| 3.2 Einbindung in die Wärmeversorgung..... | 11 |
| 3.3 Optimierung durch Lastmanagement | 14 |
| 3.4 Optimierung durch Wasserspeicherung | 16 |
| 3.5 Optimierung durch Batteriespeicherung | 19 |
| 3.6 Optimierung durch sonstige Speicherlösungen..... | 21 |
| 4 Einspeisung ins öffentliche Stromnetz..... | 23 |
| 4.1 Einspeisung zum Markttarif..... | 24 |
| 4.2 Einspeisung zu Ökostromtarifen | 26 |
| 4.3 Rechtliche Aspekte | 27 |
| 4.4 Regionale Strommarke | 28 |
| 5 Direktvermarktung | 29 |
| 5.1 Versorgung Dritter über eine Direktleitung | 29 |
| 5.2 Nutzung für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle) | 35 |
| 5.3 Verkauf von Wärme an Dritte..... | 39 |
| 6 Virtuelles Kraftwerk | 41 |
| 7 Zukunftsszenario Vermarktung über Blockchain | 43 |
| 8 Abbildungsverzeichnis..... | 45 |

1 VERANLASSUNG

Im Bundesland Tirol werden derzeit gemäß Datenstand rund 890 Kleinwasserkraftwerksanlagen – das sind rund 97 % aller Tiroler Wasserkraftwerke – mit einer Leistung von bis zu 10 MW betrieben. Das Regelarbeitsvermögen der Kleinwasserkraftwerke wird auf insgesamt rund 1.600 GWh geschätzt, das sind rund 22,2 % der Gesamtstromerzeugung aus Wasserkraft.

Die Kleinwasserkraft mit ihrer mittlerweile über 100-jährigen Tradition ist noch heute wirtschaftliche Basis für zahlreiche Familien und Betriebe.

Einst Pioniere in der Energieversorgung stehen Kleinwasserkraftwerksbetreiber heute zum einen angesichts niedriger Strompreiserlöse, zum anderen aufgrund der sich verschärfenden Richtlinien mit den daraus resultierenden behördlichen Auflagen (bspw. Herstellung der Fischpassierbarkeit) und den damit verbundenen Kosten sowie der langen Verfahrenswege bei Neubewilligungen oder Wiederverleihungen immer öfter vor der Frage, ob der Betrieb einer Wasserkraftanlage wirtschaftlich rentabel oder aber nur ein teures Hobby ist.

Im Zusammenhang mit diesen Herausforderungen und der Frage der Wirtschaftlichkeit rücken die Anlagenoptimierung und die Optimierung der Energieverwertung bzw. Energievermarktung zusehends in den Fokus.

Wird die Optimierung eines Kraftwerks erwogen, stellt sich zunächst auf baulich-technischer Ebene die Frage, ob das Leistungs- und Erzeugungspotenzial der Anlage bereits optimal ausgeschöpft ist oder durch bau- und anlagentechnische Maßnahmen noch erhöhen werden könnte. Des Weiteren muss die Optimierung des Kraftwerks auch mit Blick auf die Energieverwertung betrachtet werden. Zwar können auch hier wiederum gewisse baulich-technische Fragen eine Rolle spielen wie z.B. jene, ob mit einer Anlage mit Volleinspeisung künftig auch der eigene Betrieb versorgt werden könnte, oder aber die bisher nur für den Eigenbedarf genutzte Energie etwa auch ins öffentliche Netz eingespeist werden könnte, jedoch erschöpfen sich die Überlegungen nicht alleine darin.

Vor dem Hintergrund der aktuellen – für manches Kraftwerk durchaus existenzbedrohenden – Herausforderungen wurde die Wasser Tirol seitens des Landes mit der Erstellung eines Überblickes über die Verwertungs- und Vermarktungsstrategien der Tiroler Kleinwasserkraft beauftragt, welcher mögliche Wege bei der Verwertung sowie der Vermarktung von erneuerbarem Strom aus Kleinwasserkraftanlagen beleuchtet und in einer Zusammenschau die Möglichkeiten und Grenzen, die Potenziale sowie die aktuellen Rahmenbedingungen von verschiedenen Verwertungskonzepten für Strom aus Tiroler Kleinwasserkraftwerken aufzeigen soll und welcher nun in gegenständlichem Bericht vorliegt.

2 EINLEITUNG

Mit dem vorliegenden Leitfaden wird ein Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten und Perspektiven geboten, wie der Strom der Kleinwasserkraft besser verwertet bzw. sich Kleinwasserkraft besser am Markt positionieren kann. Der Bezug zur Praxis wird mittels praktischer Beispiele hergestellt. Die im Leitfaden angeführten Grobkosten verstehen sich netto.

Die Möglichkeiten der Stromverwertung lassen sich aus vermarktungsstrategischer Sicht grob in drei Kategorien unterteilen:

- Eigenverwertung elektrischer Energie,
- Einspeisung in das öffentliche Netz,
- Direktversorgung von Dritten.

Diese drei Verwertungsmöglichkeiten werden in den Kapiteln 3 bis 5 beleuchtet.

Zunächst wird auf die unmittelbare Verwertungsmöglichkeit – nämlich der Deckung des Eigenbedarfes am Beispiel eines privaten Haushaltes – eingegangen. Dabei steht einerseits die Verdrängung des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms durch Strom eigener Erzeugung (Kap. 3.1), andererseits die Möglichkeiten einer Einbindung in die Wärmeversorgungsanlage im Mittelpunkt (Kap. 3.2).

Eng mit dem Thema der Eigenverwertung verknüpft ist die Sicherstellung eines Lastausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch. Einsparungen und Lastverschiebungen auf der Bedarfsseite gehören hier ebenso dazu wie die Speicherung erzeugter Energie (Kap. 3.3 bis 3.6).

Die Netzeinspeisung stellt bei vielen Kleinwasserkraftwerken den ‚Normalfall‘ der Stromverwertung dar. Vereinfacht betrachtet kann der Strom grundsätzlich entweder zum Markttarif oder zu geförderten Tarifen ins Netz eingespeist werden (Kap. 4). In Anlehnung an die Vermarktung anderer regionaler Erzeugnisse lassen sich durch innovative Vermarktungskonzepte – etwa durch die Schaffung einer regionalen Strommarke (Kap. 4.4) – Mehrerlöse erzielen.

Gemäß derzeitiger Rechtslage können mit dem von der Kraftwerksanlage erzeugten Strom Dritte direkt – d.h. ohne Beanspruchung des öffentlichen Netzes – mit elektrischer Energie versorgt werden. Details dazu werden in Kap. 5 aufgezeigt.

In den Kapiteln 6 bis 7 werden schließlich beispielhaft für die neuen, noch weniger geläufigen Verwertungs- und Vermarktungsmöglichkeiten das virtuelle Kraftwerk (Kap. 6) bzw. die Vermarktung über Blockchain (Kap. 7) vorgestellt.

Über diesen Leitfaden hinaus gibt es für Kleinwasserkraftwerksbetreiber die Möglichkeit, sich im Rahmen des vom Land Tirol ins Leben gerufenen Förderprogramms ‚Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken‘ über eine optimierte Stromverwertung zu informieren.

3 EIGENVERWERTUNG ELEKTRISCHER ENERGIE

In Österreich beanspruchen die privaten Haushalte rund 22 % oder knapp ein Viertel des Endenergieeinsatzes für Wärme und Strom. Dabei beläuft sich gemäß Statistik Austria¹ der jährliche Endenergieeinsatz eines durchschnittlichen privaten Haushalts im Jahre 2018 auf knapp 20.000 kWh. Davon werden rund 72 % der Energie für das Heizen, 12 % für die Warmwasserbereitung, 3 % fürs Kochen und rund 13 % für elektronische Applikationen wie Haushaltsgeräte und Licht aufgewendet.

Aus rechtlicher Sicht spricht grundsätzlich nichts dagegen, die benötigte Haushaltsenergie selbst zu decken und den Fremdbezug von Strom und Wärme zu reduzieren.

Der unmittelbarste Ort für eine optimierte Verwertung der eigenerzeugten Energie ist damit der eigene Haushalt bzw. der eigene Betrieb.

Im Folgenden sollen Möglichkeiten der Eigenverwertung und der Steigerung des Eigenanteils bei gleichzeitiger Reduktion der fremdbezogenen Energie aufgezeigt werden. Im Konkreten sind dies:

- die Substitution von Fremdstrom (Kap. 3.1),
- die Substitution von Energieträgern der thermischen Versorgung (Kap. 3.2),
- die Steigerung des Eigenversorgungsgrades durch bedarfsseitige Anpassungen (Lastmanagement, Kap. 3.3) und
- die Implementierung von Speicherlösungen – entweder des Wasserkraftpotenzials selbst (Kap. 3.4) oder der erzeugten elektrischen Energie (Kap. 3.5 bis 3.6)

1 Statistik Austria (2019a)

3.1 Stromeigenverwertung

Bei privaten Haushalten (durchschnittliche Größe rund 2,2 Personen) liegt der jährliche Bedarf an elektrischer Energie bei rund 4.000 kWh. Unmittelbar am einfachsten und – sofern er vom öffentlichen Netz bezogen wird – aus wirtschaftlicher Sicht auch am sinnvollsten ist die Substitution dieses Stroms durch eigenerzeugten Strom (Abb 1).

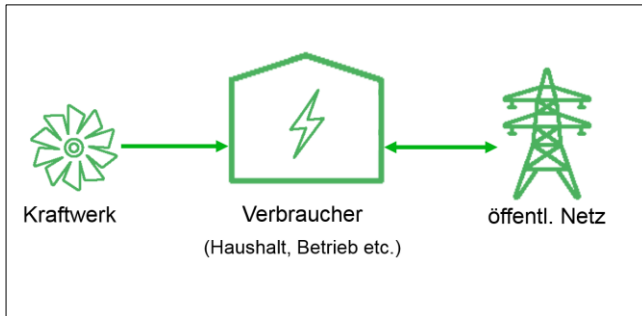
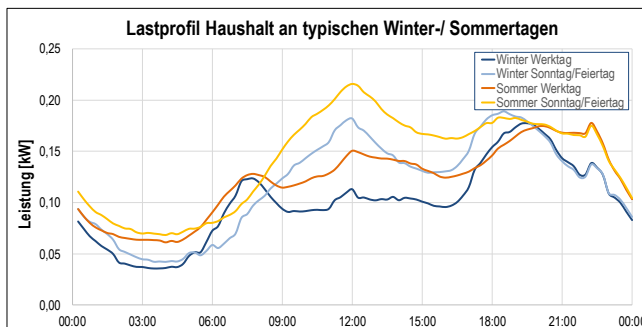


Abb. 1: Kraftwerk mit ausschließlicher Substitution von Strombezug (ohne Überschusseinspeisung)



Quelle / Datengrundlage: ED Netze (2019) – Lastprofil Haushaltskunden
Abb. 2: Beispielhaftes Lastprofil (Haushalt) an typischen Tagen

Inwieweit der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom ersetzt werden kann, hängt vom zeitlichen Verlauf des Leistungsbedarfs (Lastprofil) und der gleichzeitigen Leistung des Kraftwerkes ab (Überlagerung bzw. Deckungsgrad der Leistungskurven).

Abb. 2 zeigt das Lastprofil eines beispielhaften Haushaltes an einem typischen Sommer- und Wintertag (Werktag/Feiertag). Wenn gleich jeder Haushalt ein individuelles Lastprofil aufweist, liegen das Minimum im Regelfall in der Nacht und die Spitzen am Mittag sowie am Abend.

Der Erzeugungsgang des Ausleitungskraftwerks hat eine vom Wasserdargebot des genutzten Gewässers, der behördlichen Pflichtwasservorschrift sowie den baulichen Gegebenheiten geprägte Dynamik.

Die Verwendung der erzeugten Energie für den Eigenbedarf ist nur im Deckungsbereich von Last- und Erzeugungsprofil möglich. Außerhalb davon kann entweder die erzeugte Energie nicht genutzt (bei Lastminima) oder diese nicht mehr ausreichend zur Verfügung gestellt werden (Lastmaxima – Lastspitzen). Damit ist eine vollständige Eigenbedarfsdeckung – selbst bei einem die Erzeugung in Summe übersteigenden Strombedarf – ohne adäquate Speichermöglichkeiten nur ausnahmsweise möglich.

Der grundsätzliche wirtschaftliche Vorteil der Verwendung eigenen Stroms liegt auf der Hand: Während eine Kilowattstunde derzeit rund 16 Cent im Einkauf kostet, liegt der Marktpreis für eingespeiste Energie durchschnittlich bei nur rund 5 Cent. Selbst bei gefördertem Ökostrom (Tarifförderung gem. ÖSG 2012) liegen die spezifischen Erlöse derzeit bei max. 10,2 Cent/kWh. Die für Herstellung von Eigenverwertung erforderlichen technischen Investitionen (Energieleitung, Steuerverteiler etc.) sind meist überschaubar und amortisieren sich bei entsprechendem Bedarf rasch.

Rechtliches

Grundsätzlich ist es einem Kraftwerksbetreiber ohne Einschränkungen erlaubt, sich selbst (seinen Haushalt, Betrieb etc.) mit elektrischer Energie zu versorgen. Allerdings ist auch die steuerliche Seite zu beachten, denn als Kraftwerksbetreiber ist man Elektrizitätserzeuger und als solcher auch steuerpflichtig. Gemäß **Elektrizitätsabgabegesetz²** beträgt die **Abgabe für Elektrizitätserzeuger 1,5 Cent je kWh**. Eine **Befreiung von der Abgabe** erhält man als Kleinwasserkraftwerksbetreiber „für die jährlich nachweisbar selbst verbrauchte elektrische Energie **bis zu einer Menge von 25 000 kWh pro Jahr**“ (§ 2 Abs. 1 b). Für die aus nichterneuerbaren Primärenergieträgern selbst erzeugte elektrische Energie gilt die Abgabenbefreiung nur bis zu einer Menge von 5 000 kWh pro Jahr (§ 2 Abs. 1 a).

Technisches

Private Haushalte wie Betriebe sind im Regelfall am öffentlichen Stromnetz angeschlossen und werden über dieses mit elektrischer Energie versorgt. Wird ein Kraftwerk zur Deckung des Strombedarfes eines Haushaltes bzw. Betriebes verwendet, so gibt es grundsätzlich die Möglichkeit zur Versorgung im **Inselbetrieb oder Netzparallelbetrieb**.



Quelle: TB Lorenz

Abb. 3: Wasserkraftwerk Alpe Verwall (Inselanlage)

„Echte“ Inselssysteme, bei welchen die Bedarfsträger (Verbraucher) ausschließlich durch nahegelegene Stromerzeugungsaggregate, Photovoltaikanlagen und Wasserkraftwerke versorgt werden (können) und keinen Zugang zum öffentlichen Netz haben, sind heutzutage fast nur noch in entlegenen Zonen (z.B. Almen, Gebirge) zu finden. Bei Systemen der zweiten Gruppe, den – wenn man so will – „unechten“ Inselsystemen, verfügt das Objekt zwar über einen Netzanschluss, wird aber während der Dauer der Versorgung durch das Kraftwerk vom Netz getrennt.

Nachteilig bei Inselanlagen sind die im Vergleich zu Anlagen im Netzparallelbetrieb meist schlechtere Stromqualität, das höhere Ausfallsrisiko und die nicht optimale Nutzung des verfügbaren Wasserkraftpotenzials. Übersteigt die Erzeugung den Bedarf, muss der Turbinendurchfluss gedrosselt bzw. die überschüssige Energie im Kraftwerk verheizt werden. Übersteigt umgekehrt der Bedarf die Erzeugung, kommt es zu instabilen Versorgungsverhältnissen und es müssen entweder Geräte abgeschaltet oder – bei vorhandenem Netzanschluss – auf Netzbetrieb umgeschaltet werden.

Während der Inselbetrieb in der äußeren Peripherie zur Energieversorgung alternativlos ist, liegt der Vorteil eines Inselbetriebes bei einem Versorgungsobjekt mit Netzzugang einzig in der Autarkie des zu versorgenden Objekts. Im letzteren Fall ist die Insellösung nur im Ausnahmefall sinnvoll.

2 Rechtsinformationssystem des Bundes (2019a).

Im Netzparallelbetrieb (d.h. bei Eigenbedarfsdeckung mit Überschusseinspeisung) werden die Nachteile des Inselbetriebs vermieden. So sind Spannung und Frequenz durch das Netz vorgegeben und das Wasserkraftpotenzial kann konsensmäßig genutzt werden: Übersteigt die Energieerzeugung den Bedarf, wird überschüssiger Strom ins Netz eingespeist, ist hingegen der Bedarf höher, wird Energie aus dem Netz bezogen.

Für die Eigenversorgung ist eine entsprechende (elektro-)technische Ausstattung der Anlage erforderlich. Insbesondere sind hierbei folgende Anlagenteile vorzusehen, zu überprüfen bzw. zu adaptieren:

Versorgung im Inselbetrieb

- Drehstromsynchrongenerator (auch für Netzparallelbetrieb geeignet)
- Wasserstandsüberwachung und Düsenregelung
- Überschussverheizung
- Steuerverteiler für Inselbetrieb
- Umschalter Insel/Netz (bei Objekten, welche alternativ auch über das Netz versorgt werden).

Versorgung im Netzparallelbetrieb

- Wasserstandsüberwachung
- Steuerverteiler für vollautomatischen Netzparallelbetrieb (inkl. Netzüberwachungsrelais, Rückleistungsüberwachung, Blindleistungsregelung etc.)

Wird die Umstellung von Insel- auf Netzparallelbetrieb geplant, ist für die elektrotechnische Ausstattung bei kleineren Anlagen (bis ca. 15 – 20 kW) exklusive eventueller Umbauarbeiten an der Turbine mit Kosten von rund 1.000 EUR/kW zu rechnen. Die Umstellung größerer Anlagen ist im Verhältnis dazu günstiger.

Da sich die technischen Maßnahmen und damit der Kostenrahmen für Umsetzung einer Eigenversorgung sowie für Umsetzung einer Versorgung Dritter über eine Direktleitung im Wesentlichen miteinander vergleichen lassen, sei an dieser Stelle auch auf die Fallbeispiele in Kap. 5.1 hingewiesen.

Eckpunkte und weiterführende Links:

(eigene Nutzung elektrischer Energie durch Verdrängung von zugekauftem Strom)

- Eigenverwertung im Insel- oder Netzparallelbetrieb möglich
- Eigenverwertung mit Überschusseinspeisung ist normalerweise wirtschaftlich vorteilhafter als ausschließliche Einspeisung bei gleichzeitigem externen Strombezug (nur bei verfügbarem Netzanschluss möglich)
- Keine rechtlichen Einschränkungen, jedoch sind die Elektrizitätsabgabe sowie die damit verbundenen Erzeugungsgrenzen zu beachten
- Technische Ausstattung der Anlage ist zu beachten
- Informationen zur Elektrizitätsabgabe des Bundesministeriums für Finanzen:

<https://www.bmf.gv.at/steuern/Elektrizitaetsabgabe.html>

3.2 Einbindung in die Wärmeversorgung

Durchschnittlich werden über 80 % des Energiebedarfes eines österreichischen Haushalts – das entspricht rund 14.000 bis 15.000 kWh – für Warmwasser und Heizung aufgebracht. Auch hier bietet sich der Einsatz der vom eigenen Kraftwerk produzierten Energie an.

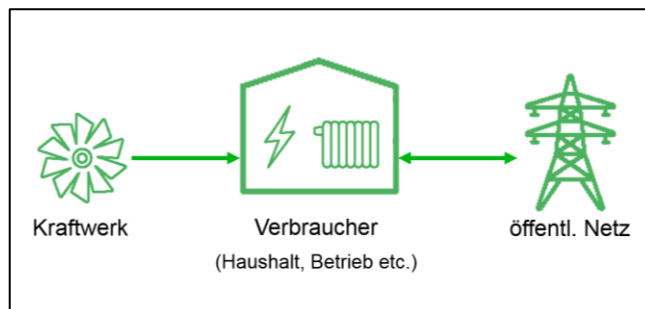


Abb. 4: Kraftwerk mit Substitution von Strombezug und Einbindung in die Wärmeversorgung

Wärmeerzeugung für Warmwasser oder zu Heizzwecken aus elektrischer Energie ist z.B. mit **Elektro-Direktheizungen** oder indirekt über den **Betrieb von Wärmepumpen** möglich.

Mit überschaubarem Aufwand können Elektro-Direktheizungen (z.B. Elektroöfen, Infrarotheizungen, Heizstäbe,...) angeschafft bzw. nachgerüstet und so der Einsatz nicht-erneuerbarer Energieträger (Brennstoffe) verringert werden.

Im Vergleich zu Elektro-Direktheizungen effizienter ist der Einsatz von Wärmepumpen. Mit einer Wärmepumpe kann Energie der Außenluft oder dem Wasser (Grundwasser) entzogen, können Erdwärmesonden betrieben bzw. die Abwärme insbesondere von Industrie- oder Gewerbebetrieben (Prozesswärme) genutzt werden. Zu den effizientesten Wärmepumpen gehören die Erd- und Wasser-Wasser-Wärmepumpen, diese allerdings sind gegenüber den weniger effizienten Luft-Wasser und Luft-Luft-Wärmepumpen teurer und erfordern eine behördliche Bewilligung.

Grundsätzlich zu beachten ist, dass nicht alle Technologien für jeden Standort geeignet und/oder erlaubt sind (z. B. Ausschlussgebiete für Erdwärmebohrungen). Liegen aber entsprechende Standortbedingungen vor und ist ein ausreichend hoher Wärmebedarf vorhanden, ist die Wärmepumpe gegenüber Elektro-Direktheizungen meist im Vorteil.

Wie der Kostenvergleichstabelle (Tab. 1) zu entnehmen ist, könnten Erdgas, Pellets, Stückholz oder Hackschnitzel (Brennstoffpreis von derzeit rund 5 Ct/kWh) bei einem Einspeiseentgelt von derzeit 5 Cent/kWh (durchschnittlicher Marktpreis) ohne wirtschaftliche Nachteile durch den selbst produzierten Strom substituiert werden. Die an sich schon geringen Betriebskosten einer effizienten Wärmepumpenanlage (rd. 2,9 Cent/kWh_{therm} bei einem angenommenen Strombezugspreis von 11,7 EUR/kWh) ließen sich bei der Verwendung von selbst produziertem Strom auf etwa 1,2 Cent/kWh_{therm} reduzieren (Marktpreisbedingungen angenommen). Der Betrieb einer Wärmepumpe (JAZ 4) mit selbst produziertem Strom würde sich auch bei laufendem Ökostromförderregime noch leicht rechnen.

Vom Land Tirol werden Wärmepumpenheizungen in neu errichteten Eigenheimen einkommensunabhängig gefördert.

Tab. 1: Energiepreise im Vergleich

| Energieträger im Vergleich | Brennstoffpreis EUR/Eh | Energiegehalt kWh/Eh | Energiepreis Ct/kWh _{th.} | CO ₂ -Faktor g/kWh |
|---|------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
| Heizöl | 0,822 EUR/l | 10,0 kWh/l | 8,2 | 311 |
| Erdgas | 0,54 EUR/m ³ | 10,2 kWh/m ³ | 5,3 | 236 |
| Pellets | 250 EUR/t | 4.900 kWh/t | 5,1 | 4 |
| Stückholz | 100 EUR/rm | 2.100 kWh/rm | 4,8 | 4 |
| Hackschnitzel | 34 EUR/srm | 650 kWh/rsm | 5,2 | 4 |
| Umweltwärme (Wärmepumpe JAZ 4) | 0,117 EUR/kWh _{el.} | 1,0 kWh/4 Eh | 2,9 | 0* |
| * CO ₂ -Faktor ohne Berücksichtigung der CO ₂ -Emission durch Errichtung, Wartung und Betriebsführung | | | | |

Quelle / Datengrundlage: Energieinstitut Vorarlberg (2019) Energiepreise im Vergleich, Tabelle Brennstoffe im Vergleich, adaptiert.

Rechtliches

Die Nutzung der elektrischen Energie für den Betrieb von Elektroheizstäben zur Warmwasseraufbereitung bzw. zu Heizzwecken ist behördlicherseits ohne Einschränkungen erlaubt.

Der Betrieb von Wärmepumpen ist in Abhängigkeit der damit zum Einsatz kommenden Technologie entweder nicht-bewilligungs- oder bewilligungs- bzw. (nur) anzeigepflichtig. Während die Errichtung einer Grundwasserwärmepumpenanlage eine behördliche Bewilligung erfordert, ist die Errichtung von Erdwärmekollektoren mittlerweile grundsätzlich nur noch anzeigepflichtig. Bewilligungen sind für letztere nur mehr im Ausnahmefall und nach Maßgabe der Behörde erforderlich.

Technisches

Für die Einbindung der eigenerzeugten elektrischen Energie in die Wärmeversorgungsanlage sind folgende technische Voraussetzungen erforderlich:

Überschusseinspeisung in Warmwasserboiler

- Überschussmanager und Schaltschütz
- Umschalter für Heizstab
- Allfällige elektrotechnischen Sicherheitsmaßnahmen

Die Kosten sind grundsätzlich von der Anlagengröße abhängig. Grober Richtwert für einen 10-kW-Warmwasserboiler bei obiger Ausstattung rund 4.000 EUR.

Überschusseinspeisung in Warmwasserboiler und Heizung (Pufferspeicher)

- Überschussmanager und Schaltschütz
- Umschalter für Heizstab
- Steuerung und Zusatzheizstab im Pufferspeicher
- Allfällige elektrotechnische Sicherheitsmaßnahmen

Die Kosten hängen grundsätzlich von der Anlagengröße ab – grober Richtwert für eine 10kW-Anlage mit obiger Ausstattung: rund 5.000 EUR.

Wärmepumpentechnologie

- Wärmepumpe
- erforderliche Installation ggf. Bohrung

Die Investitions- und Betriebskosten sind abhängig von der verwendeten Technologie, der Anlagengröße und den verwendeten Produkten.

Bei einem Einfamilienhaus ist für Luft/Luft bzw. Luft/Wasserwärmepumpen mit Investitionskosten ab ca. 10.000 EUR zu rechnen, für Grundwasser- und Erdwärmepumpen (entsprechende Bohrung zusätzlich notwendig) ab ca. 20.000 EUR (exklusiv Behördenverfahren).

Eckpunkte und weiterführende Links:

- Einbindung in die Wärmeversorgung direkt (Elektroheizstäbe) oder indirekt (Wärmepumpen) möglich
- Elektroheizstäbe: Kosten überschaubar, wirtschaftlicher Betrieb je nach Investitionskosten möglich.
- Wärmepumpe: Je nach eingesetzter Technologie entweder geringe Anschaffungskosten und geringere Effizienz oder höhere Anschaffungskosten und höhere Effizienz. Bei Grundwasserwärmepumpen behördliche Genehmigung notwendig, Vorteil: hohe Ausbeute (aus Jahresarbeitszahl 4: 4kWh Wärme aus 1 kWh Strom).
- Netzwerk Wärmepumpe Tirol: Ansprechpartner für sämtliche Fragen zum Thema Wärmepumpe inkl. aller Förderungen <https://www.nwwwp.tirol/>
- Tiroler Energiemonitoring 2016 – Statusbericht zur Umsetzung der Tiroler Energiestrategie (Kap. 8.3.2)
https://www.tirol.gv.at/fileadmin/themen/umwelt/wasser_wasserrecht/Tiroler_Energiemonitoring_2016_Statusbericht.pdf
- Land Tirol: Bedingungen und Formulare für Förderanträge für Wärmepumpen
<https://www.tirol.gv.at/umwelt/energie/aktuelles/>
- Land Tirol: Leitfaden zum Bau und Betrieb von Erdwärmesonden in Tirol
https://www.tirol.gv.at/fileadmin/themen/umwelt/wasser_wasserrecht/Leitfaden_EWS_Tirol_2_.pdf

3.3 Optimierung durch Lastmanagement

Eine Optimierung der Eigenversorgung lässt sich durch Lastmanagement erzielen.

Insbesondere dort, wo das Dargebot an elektrischer Energie begrenzt und die Energieerzeugung mit hohem Aufwand verbunden ist, wie dies etwa bei isolierten Inselanlagen (z.B. Schutzhütten) der Fall ist, gilt es nicht nur den Energieverbrauch so niedrig als möglich zu halten, sondern auch das Energiepotenzial der Erzeugeranlage größtmöglich zu nutzen.

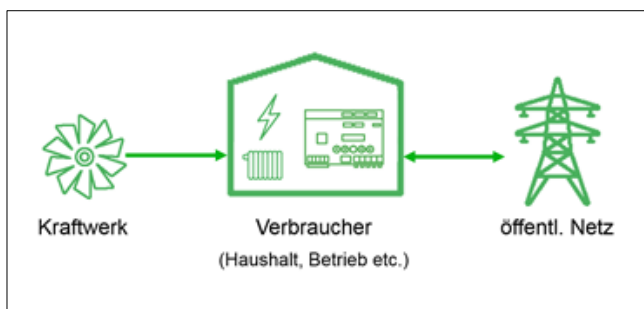


Abb. 5: Optimierte Eigenverwertung durch Lastmanagement (insb. im Inselbetrieb sinnvoll)

Während die Erzeugungseingpässe bei Inselanlagen insbesondere in Phasen hohen Verbrauchs auftreten, ist abseits dieser Zeiten meist noch viel ungenutztes Energiepotenzial vorhanden.

Oftmals besteht das Problem nicht darin, dass im Tagesverlauf im Saldo zu wenig Energie erzeugt wird, sondern darin, dass die Energie nicht zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung steht.

Mittels Einsatz eines intelligenten Lastmanagements ist es bis zu einem gewissen Grad möglich, das Bedarfsprofil durch Glättung der Lastspitzen und dadurch Harmonisierung des Lastprofils dem Erzeugungsprofil anzupassen. Damit wird der **Nutzungsgrad der vom Kraftwerk erzeugten Energie erhöht**.

Dies geschieht konkret:

- einerseits durch die **Verschiebung des Energieeinsatzes** in (Tages-)Zeiten mit bisher niedrigerem Bedarf – was vor allem dort möglich ist, wo Energie zwischengespeichert werden kann (z. B. Warmwasser, Heizung) oder Tätigkeiten ohne Beeinträchtigung des Tagesablaufs in andere Tageszeiten verlegt werden können (evtl. Geschirrspülen, Waschen etc.),
- andererseits durch eine **voreingestellte Abschaltung von Elektrogeräten** in einer festgelegten Reihenfolge.



Datengrundlage: TB Lorenz

Abb. 6: Auslastung einer Inselanlage ohne (oben) und mit Lastmanagement (unten).

Aus Gründen der Kostenersparnis sind die Vermeidung von Energieeinsatz und der Einsatz von Lastmanagementsystemen natürlich nicht nur im Inselbetrieb, sondern auch im Netzparallelbetrieb von Bedeutung, insbesondere dann, wenn es dadurch zu keinem Komfortverlust für den Endverbraucher kommt.

Rechtliches

Gemäß Elektrizitätsgesetz 2012 – TEG 2012 § 79³ hat die Landesregierung bereits heute Überwachungsfunktionen hinsichtlich der Versorgungssicherheit wahrzunehmen. Mit Blick auf das Lastmanagement sind die laufende Beobachtung

- der Versorgungssicherheit in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes sowie die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistungen (§ 79 Abs. 1 lit. a) sowie
- der Investitionen in die Erzeugungskapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit (§ 79 Abs. 1 lit. f)

zu nennen.

Obwohl Kleinverbraucher von diesem ‚Rechtsaspekt‘ unberührt bleiben, leisten ans Netz angeschlossene Verbraucher mit ausgeglichenem Strombezug einen positiven Beitrag in diesem Sinne und Verbraucher in Inselanlagen tragen mit Lastmanagement zur Vermeidung des Einsatzes konventioneller, nicht-erneuerbarer Energieträger bei.

Technisches

Für die Umsetzung des Lastmanagements ist eine entsprechende Laststeuerung vorzusehen. Je nach Ausführung ist hierbei von Kosten – bei Netzparallelbetrieb gleichermaßen wie bei Inselbetrieb – zwischen 2.000 und 6.000 EUR auszugehen.

Eckpunkte:

- Höherer Grad eigener Nutzung der erzeugten Energie durch Lastmanagement möglich
- Technische Voraussetzung: Einbau einer Laststeuerung
- Insbesondere für Inselanlagen vorteilhaft

³ Rechtsinformationssystem des Bundes (2019b).

3.4 Optimierung durch Wasserspeicherung

Mittels eines verfügbaren Speichervolumens an der Wasserfassung kann ein Kraftwerk mit entsprechender Anlagentechnik (Wasserstandssteuerung) bis zu einem gewissen, von der Speichergöße abhängigen Grad last- bzw. bedarfsabhängig betrieben, also die **Energieerzeugung auf den aktuellen Bedarf abgestimmt** werden. Steigt der Eigenbedarf, werden der Turbinendurchfluss und damit die Generatorleistung erhöht. Sinkt der Bedarf, regelt die Steuerung die Anlage zurück. In sehr beschränktem Umfang und abhängig von der Konstruktionsweise der Anlage kann es bereits ohne Speicherteich, alleine mit dem beschränkten Volumen im Entsanderbauwerk und entsprechender Wasserstandssteuerung möglich sein, kurzzeitige Lastspitzen abzudecken.



Abb. 7: Beruhigungsteich vor der Wasserfassung eines Hüttenkraftwerks (Inselanlage)

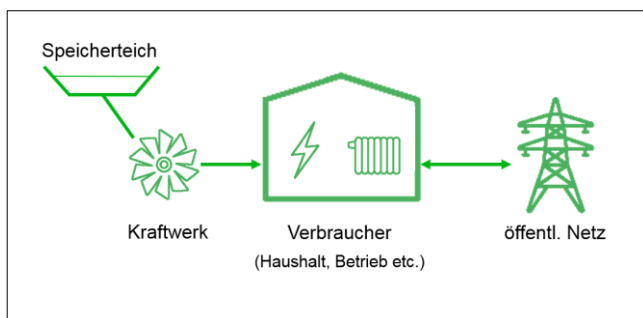


Abb. 8: Optimierung der Eigenverwertung durch Speicherung des zulaufenden Wassers

Die Kleinwasserkraftwerke in Tirol sind in den überwiegenden Fällen als reine Ausleitungskraftwerke konzipiert, d.h. der aktuelle Abfluss wird vorbehaltlich von Pflicht- und Überwasser von der Turbine abgearbeitet und in elektrische Energie umgewandelt. Nur wenige Anlagen sind mit einem – üblicherweise der Wasserfassung vorgeschalteten – Speicher ausgestattet und selbst bei solchen Kraftwerken werden diese Speicherteiche in vielen Fällen nicht bewirtschaftet, sondern dienen lediglich dem Geschieberückhalt und werden als Beruhigungsbecken genutzt.

Grundsätzlich ist der Einsatz eines Speichers zur bedarfs- bzw. lastabhängigen Bewirtschaftung insbesondere bei Eigenversorgung von Inselanlagen (Schutzhütten, Almen) ohne alternative Erzeugungsmöglichkeiten auch aus wirtschaftlichen Überlegungen sinnvoll. Im Netzparallelbetrieb ist die Speicherlösung nur im Ausnahmefall wirtschaftlich (z. B. wenn ein solcher bereits vorhanden ist).

Jedenfalls kann durch einen lastgeführten Anlagenbetrieb der Eigenversorgungsgrad erhöht und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage – insbesondere im Inselbetrieb – verbessert werden.

Sowohl bei Errichtung eines Speichers als auch bei künftiger Nutzung eines bestehenden Speichers wird empfohlen, vor konkreten Planungsschritten fachliche Beratung in Anspruch zu nehmen, um die Realisierbarkeit und den Aufwand des Unterfangens bzw. die Kosten-Erlös-Situation abzuklären.

Rechtliches

Ein Ausleitungskraftwerk ohne Speicher mit einem solchen auszustatten, ist in Anbetracht der heutigen Rechtslage in den einzelnen Fachbereichen und unter Berücksichtigung der Interessen aller Beteiligten ein oft **schwieriges Unterfangen** (hohes Genehmigungsrisiko).

Wird ein Speicher geplant, ist unter Vorlage der relevanten Unterlagen bei der Behörde um eine Änderung des Wasserbenutzungsrechtes anzusuchen. Für die Bewilligung des Speichers sind Abklärungen mit bzw. die Zustimmung von mehreren Fachbereichen (Gewässerökologie, Naturkunde, (Hydro-) Geologie, (Schutz-) Wasserbau, Geotechnik etc.) und Interessensvertretern (insbesondere der Fischer) erforderlich.

Aus rechtlicher Sicht relevant ist insbesondere das Verbot der Verschlechterung von Qualitätskomponenten des ökologischen Zustandes (im Sinne der Erkenntnis des EuGH vom 01.07.2015, Zl. C-461/13⁴) und die damit zusammenhängende Problematik der Durchgängigkeit sowie die Schwall-/ Sunk-/ Spülthematik – kurzum die Speicherbewirtschaftung.

Mit Speicher ausgestattete Kraftwerke sind gemäß Wasserrechtsgesetz verpflichtet, diesen auch bescheidgemäß zu bewirtschaften. Wird ein Speicher über längere Zeit nicht (mehr) bewirtschaftet, so kann das Wasserbenutzungsrecht für diesen Anlagenteil – wie dies auch für eine gesamte nicht mehr betriebene Anlage möglich ist – unter Umständen auch erlöschen.

Hierzu äußert sich das Wasserrechtsgesetz 1959 (WRG 1959), §27 (3)⁵ wie folgt:

„War [...] der ordnungsgemäße Betrieb während dreier aufeinanderfolgender Jahre eingestellt [...] so kann dem Berechtigten [...] von Amts wegen oder auf Antrag anderer Interessenten von der zur Genehmigung der Anlage berufenen Behörde eine angemessene, mindestens mit einem Jahre zu bemessende Frist zur Wiederaufnahme des ordnungsmäßigen Betriebes mit der Ankündigung bestimmt werden, daß nach fruchtlosem Ablaufe der Frist das Wasserbenutzungsrecht als erloschen erklärt würde.“

Geplante Anlagenoptimierungen mit künftiger (Neu-)Nutzung bereits bestehender Teiche, Aufstauungen als Speicherbecken oder Änderungen von Ausbauwassermengen laufen üblicherweise auf eine Änderung des Wasserbenutzungsrechtes hinaus und sollten im Vorfeld mit der zuständigen Behörde sowie



Abb. 9: Gefüllter Speicherteich eines Tiroler Kleinwasserkraftwerks

4 InfoCuria – Rechtsprechung des Gerichtshofs (2019)

5 Rechtsinformationssystem des Bundes (2019).

den Amtssachverständigen abgeklärt werden – insbesondere hinsichtlich des gewässerökologischen und naturkundefachlichen Sachverhalts kann die Situation bei bestehenden Teichen individuell sehr verschieden sein.

Technisches

Die Sinnhaftigkeit der Erweiterung einer Bestandsanlage bzw. Revitalisierung oder Nutzung eines bestehenden Speichers hängt aus technischer Sicht von topographischen, (hydro-)geologischen und geotechnischen Gesichtspunkten ab, welche sich wiederum auf die Investitionskosten und damit auf die Kosten-Erlös-Situation auswirken. Bei Bestandsanlagen ist auch die (regelmäßige) Geschieberäumung ein Thema.

Als Anlagenteil im engeren Sinne ist das Sperrenbauwerk – üblicherweise in Form einer Staumauer – (ab einer bestimmten Dimension) nach Errichtung einer regelmäßigen technischen Überprüfung zu unterziehen.

Eckpunkte und weiterführende Links:

- Durch Speicherteich höherer Grad eigener Nutzung der erzeugten Energie möglich (lastabhängige Bewirtschaftung)
- Planung und Errichtung einer neuen Sperre kann mit großem behördlichem Aufwand verbunden sein (hohes Genehmigungsrisiko!)
- Hauptsächlich für Eigenbedarfsanlagen vorteilhaft
- Sperren ab bestimmten Dimensionen sind einer regelmäßigen Überprüfung zu unterziehen
- Richtlinien und Leitfäden der Staubeckenkommission
<https://www.bmnt.gv.at/wasser/nutzung-wasser/stauanlagen.html>

3.5 Optimierung durch Batteriespeicherung

Der **Einsatz von Akkus** als Stromspeicher⁶ ist in erster Linie bei Inselanlagen sinnvoll, bei welchen aufgrund geringer Wasserverhältnisse in der Niederwasserzeit oder in Trockenperioden der Maximalbedarf nicht durch die Kraftwerksanlage gedeckt werden kann. Damit kann die zu Zeiten geringen Bedarfs (bspw. Nachtzeiten) vom Kleinkraftwerk produzierte Energie gespeichert und zu verbrauchsstarken Zeiten gemeinsam mit der aktuell vom Kraftwerk erzeugten Energie der nötige Bedarf sichergestellt werden. Die Stromspeicherung ist damit nach dem Lastmanagement ein weiterer Schritt zur **Anpassung von Bedarfs- und Erzeugungsprofil**.

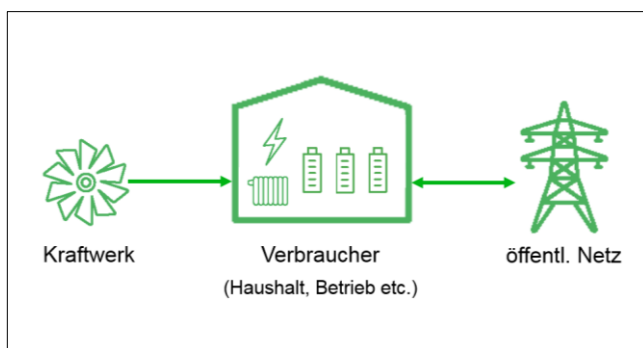


Abb. 10: Optimierung der Eigenverwertung durch Batteriespeicherung

Die Verbesserung der Batteriespeichersysteme macht deren Einsatz – wiederum zur Erhöhung des Eigenverwertungsgrades - auch für den Netzparallelbetrieb zunehmend interessanter.

Die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Akkusystemen hängt von den konkreten Umständen vor Ort ab. Bei Inselanlagen tritt zum Aspekt der Wirtschaftlichkeit auch die Frage der Versorgungssicherheit im Falle eines (kurzzeitigen) Kraftwerksausfalls hinzu.

Rechtliches

Abgesehen von den auch sonst bei Errichtung / Änderung von elektrotechnischen Anlage erforderlichen Überprüfungen durch zertifizierte Elektriker haben Einbau bzw. Betrieb eines Akkusystems keine rechtliche Relevanz.

Technisches

Für die Speicherung elektrischer Energie sind heute eine Reihe elektrochemischer Speichersysteme auf dem Markt. Als die beiden wichtigsten sind die Blei-Säure-Batterie sowie die Lithium-Ionen-Batterie zu nennen.

Die **Blei-Säure-Batterie** ist sowohl die älteste als auch die am weitesten verbreitetste Batterietechnologie. Vorteilhaft sind die relativ geringen Materialkosten und die langjährige Betriebserfahrung, nachteilig jedoch die schlechte zyklische Lebensdauer und die regelmäßigen notwendigen Auffrischladungen, die erforderlich sind, um Leistungsfähigkeit und Kapazität möglichst lange zu erhalten. Ihr Einsatzort ist insbesondere dort, wo eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gefragt ist. Die Preise

6 Oeko (2019)

bezogen auf die Gesamtkapazität liegen je nach Qualität zwischen rund 250 und 400 EUR/kWh. Die Lebensdauer liegt bei ca. 1.500 bis 4.000 Vollzyklen.

Die **Lithium-Ionen-Akkus** in ihren unterschiedlichen Kombinationen sind nicht nur für mobile Anwendungen zur bedeutendsten Speichertechnologie geworden, sondern bieten auch für stationäre Systeme eine interessante Alternative. Vorteilhaft sind ihre lange Lebensdauer, die überlegene Energiedichte und ihr hoher Wirkungsgrad (> 95%). Nachteilig ist der höhere Kapazitätspreis, der je nach Qualität zwischen 250 und 1.000 EUR/kWh beträgt. Die Lebensdauer liegt bei 5.000 bis 7.000 Vollzyklen.

Grundsätzlich kann eine Batterie nur Gleichstrom speichern. Der vom Kraftwerk produzierte Wechselstrom muss vor der Speicherung in einer Batterie durch einen Wechselrichter in Gleichstrom umgewandelt werden. Die Batterie wird zwischen Wechselrichter und dem Hausnetz montiert.

Die Anschaffungskosten hängen stark vom verwendeten Speichermedium (Technologie, Größe) ab. Für ein Einfamilienhaus ist bei Anschaffung eines Speichersystems je nach Qualität mit Kosten zwischen 5.000 und 15.000 EUR zu rechnen. Bei Inselanlagen, die im Winter abgeschaltet werden, ist eventuell eine entsprechende Winter-Erhaltungsladung notwendig.

Eckpunkte und weiterführende Links:

- Höherer Grad eigener Nutzung der erzeugten Energie durch Akkueinsatz möglich (lastabhängige Bewirtschaftung)
- Insbesondere für Eigenbedarfsanlagen vorteilhaft

3.6 Optimierung durch sonstige Speicherlösungen

Wasserstoffspeicherung

Ähnlich wie bei Akkus kann die erzeugte elektrische Energie durch Umwandlungsprozesse (bspw. Elektrolyseure bei Herstellung von Wasserstoff) in gasförmige Medien wie z.B. Wasserstoff gespeichert werden. Diese können dann über Brennstoffzellen wieder in elektrische bzw. thermische Energie umgewandelt werden.

Obwohl sich die Wasserstoffspeicherung⁷ derzeit noch im Versuchsstadium befindet und der Wasserstoffspeicher noch entsprechend selten zum Einsatz kommt, hat sie beträchtliches Potenzial, sich als Möglichkeit für die langfristige Speicherung zu etablieren.

Wichtige Vor- und Nachteile der Wasserstoffspeicherung sind:

Vorteile:

- Keine Emission von Treibhausgasen bei der Elektrolyse und Verbrennung von Wasserstoff
- Flüssige oder gasförmige Lagerung und dadurch beliebig transportierbar
- hohe Speicherzeit (rd. 500 Stunden)
- sehr billige Energiespeicher (Investitionskosten von rund 20 bis 30 EUR/kWh, Speicherkosten von rd. 0,2 Cent/kWh).

Nachteile:

- niedrige Energiedichte (180 kWh/m³, im Vergleich dazu liegen moderne Lithium-Akkus bei 300 kWh/m³)
- relativ schlechter Wirkungsgrad aufgrund hoher Umwandlungsverluste
- Anzahl der zu erwartenden Zyklen rd. 1.200 (Mittelfeld)

Derzeit sind noch keine für den Kleinverbraucher wirtschaftlichen Lösungen erhältlich.

Druckluftspeicher⁸

Mit elektrischer Energie wird Luft unter Druck in einem Speicher zwischengelagert. Bei Bedarf wird mit dieser eine Gasturbine betrieben und Strom produziert.

Diese Form der Energiespeicherung und –rückgewinnung findet derzeit in größeren Dimensionen in Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelenergie Verwendung.

Eine kleindimensionale Verwendung ist derzeit aus Kostengründen nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Schwungradspeicher⁹

Elektrische Energie wird mittels Schwungrad in Form von Rotationsenergie gespeichert. Die Umwandlung der Rotationsenergie erfolgt über einen elektrischen Generator.

⁷ Stromtankstellen (2019)

⁸ Druckluftspeicher (2019)

⁹ BINE Informationsdienst (2019)

Sie dienen als Kurzzeitspeicher und besitzen einen hohen Wirkungsgrad (rd. 90%). Die Kapazität der Speicher ist abhängig der Schwungradmasse. Durch die Selbstentladung und der kurzen Zeit der zur Verfügung stehenden Energie <1 min eignen sich diese für die konventionelle Eigenversorgung von Kleinverbrauchern nicht.

Bei Großverbrauchern, welche kurzzeitig hohe Leistungen benötigen wäre diese Speicherform jedoch überlegenswert.

Weiterführender Link:

- Informationen über Stromtankstellen inkl. Vorstellung verschiedener Speichersysteme
<http://www.stromtankstellen.eu>

4 EINSPEISUNG INS ÖFFENTLICHE STROMNETZ

Die Einspeisung ins Verteilernetz und die Vergütung durch einen Stromhändler oder Stromlieferanten stellt für die meisten Kleinwasserkraftwerksbetreiber die „Normalform“ der Stromverwertung dar.

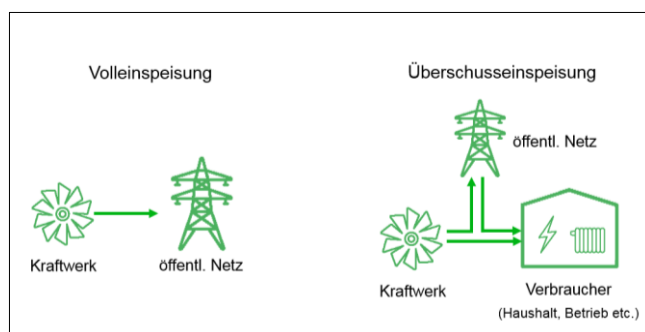


Abb. 11: Einspeisung ins öffentliche Netz

Der Kraftwerksbetreiber kann entweder die gesamte erzeugte Energie ins Verteilernetz speisen (**Volleinspeisung**) oder – bei Eigenbedarfsdeckung (siehe Kap. 3) – nur den überschüssigen Strom liefern und bei Bedarf Strom aus dem Netz beziehen (**Überschusseinspeisung**).

Hinsichtlich der Einspeisetarife wird im herkömmlichen Sinne unterschieden zwischen einer **Einspeisung zu Marktpreisen** (bzw. eine – je nach Vertrag – daran orientierte Vergütung) und einer **Einspeisung zu geförderten Tarifen** (Ökostromtarifen gem. Ökostromgesetz).

Einen Sonderfall stellt die Einspeisung bzw. Vermarktung unter einer bestimmten Marke (einem Label) da. Hierauf wird in Kap. 4.4 näher eingegangen werden.

Herstellung Netzanschluss

Zur Herstellung des Netzanschlusses ist eine **Anfrage an den Netzbetreiber** zu stellen. Gemäß Leitfaden Netzanschluss der Energie-Control Austria¹⁰ hat der Netzbetreiber – ähnlich wie beim Anschluss eines Entnehmers – auch bei Einspeiseanlagen den technisch geeigneten Anschlusspunkt zu ermitteln, d.h. jenen Punkt im bestehenden Verteilernetz, an dem der Netzbetreiber die eingespeiste Energie ohne Netzverstärkungen aufnehmen kann.

Der Kunde muss für die Anschlussanlage vom technisch geeigneten Anschlusspunkt bis zu seiner Eigentumsgrenze ein einmaliges **Netzzutrittsentgelt** entrichten, dessen Höhe sich nach dem hierfür erforderlichen technischen Aufwand (Leistungsverbindung, Transformator, Netzverstärkungsmaßnahme) richtet und insbesondere von Standort und Einspeiseleistung abhängt. Die Kosten hierfür können je nach Situation bis zu mehreren zehntausenden Euro betragen.

Für den Strombezug aus dem Netz – beispielsweise für das Krafthaus – fällt ein einmaliges, von der Netzebene abhängiges **Netzbereitstellungsentgelt** an.

10 Energie-Control GmbH (2016)

Daneben gibt es **laufende Entgelte**¹¹ wie Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt und Entgelt für Messleistungen für Strombezieher sowie Systemdienstleistungsentgelt für Betreiber von Erzeugeranlagen und Entgelte für sonstige Leistungen.

An der Zählstelle ist für kleine Anlagen ein Zweirichtungszähler vorgesehen, der sowohl die Wirkenergie erfasst, die vom öffentlichen Stromnetz in die Anlage fließt, als auch die von der Anlage ins Netz fließende erzeugte Energie. Alternativ können diese Funktionen von zwei getrennten Zählern übernommen werden. Zusätzliche Blindstromzähler kommen nur bei größeren Anlagen zum Einsatz.

Wird eine bestehende, im Inselbetrieb laufende Wasserkraftanlage ans Netz angeschlossen, fallen also einerseits einmalige sowie laufende **Kosten seitens des Netzbetreibers** an, andererseits auch **Kosten für technische Adaptierungen** an der Anlage selbst.

Wesentliche technische Voraussetzungen für einen Netzanschluss (Betreiberseite):

- eine Schaltanlage zur Gewährleistung eines vollautomatischen Netzparallelbetriebs der Anlage (wie Netzsynchrosation, Wasserstandsregelung) sowie für dessen Überwachung,
- ein netzbetriebstauglicher Generator,
- Gewährleistung einer Drehzahlregelung bei der Netzsynchrosation, einer Regelung durch Wasserspiegelschwankungen und eines Notverschlusses im Falle einer Störung der Anlage (z.B. mittels eines Stellantriebs mit Notschlussfunktion zu bewerkstelligen)

Ob bzw. nach welcher Zeit sich die Adaptierung eines zuvor als Inselanlage betriebenes Kraftwerk zu einer Anlage im Netzparallelbetrieb rechnet, hängt einerseits von den genannten Kosten auf Netzbetreiber- und Anlagenbetreiberseite ab, andererseits auch von den lukrierten Erlösen.

Eckpunkte:

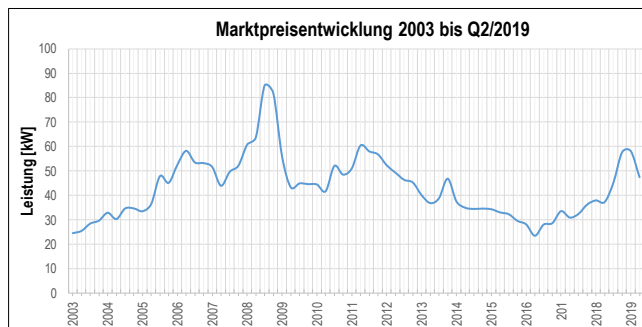
- Für einen Netzanschluss müssen die anlagentechnischen Voraussetzungen gegeben sein. Eventuell fallen Adaptierungskosten an
- Einspeisung als Volleinspeisung / Überschusseinspeisung
- Zunächst Anfrage beim Netzbetreiber
- Kosten für Netzanschluss
- Einspeisetarif / Verdrängung des zugekauften Stroms

4.1 Einspeisung zum Markttarif

Der Verkauf von elektrischer Energie findet seit der Liberalisierung des Strommarktes in der EU auf einem freien Markt statt, der **von Angebot und Nachfrage** bestimmt ist. Auf diesem Markt wird Strom ebenso wie andere klassische Waren gehandelt. Die Vergütung von Strom orientiert sich daher üblicherweise an

¹¹ Energie-Control GmbH (2019)

den Großhandelspreisen, die anhand der Notierungen der Strombörsen verfolgt werden können.



Quelle/Datengrundlage: <https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/aktueller-marktpreis-gem-par-20-oekostromgesetz>, 06/2019., bearbeitet

Abb. 12: Marktpreisentwicklung 2003 bis Q1/2019 gem. §41 Ökostromgesetz 2012.

Die E-Control Austria hat gemäß Ökostromgesetz 2012 vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie festzustellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Der **Marktpreis** der letzten 15 Jahre war **von starken Schwankungen** geprägt. So lag der Strompreis pro MWh im 1. Quartal 2003 bei 24,50 EUR, kletterte bis zum 3. Quartal 2008 auf 84,95 EUR und fiel mit einer kurzen Unterbrechung bis auf 23,43 EUR im 2. Quartal 2016, um dann wieder bis auf 58,08 EUR im 1. Quartal 2019 anzusteigen. (Abb. 12)

Im Intraday-Handel an der Strombörse (im Tagesverlauf ändert sich der Strompreis sechsendneunzig Mal) sind zwei bis dreistellige Preisdifferenzen – sogenannte *Spreads* – pro Megawattstunde normal. Die schwer prognostizierbare Entwicklung macht die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken zur großen Herausforderung. Diese Unsicherheit der Preisentwicklung lässt nicht nur Projektträger bei der Errichtung neuer Kraftwerke, sondern oft auch Kleinwasserkraftwerksbetreiber bei der Umsetzung von notwendigen Revitalisierungsmaßnahmen zögern.

Bessere Preise können durch die Vorhaltung von Regelenergiekapazitäten erzielt werden. Mit der Regelenergie bzw. Regelleistung werden Schwankungen im Stromnetz ausgeglichen. Bei einem Regelenergieeinsatz kann dem Netz sowohl Strom entnommen, als auch zusätzlich eingespeist werden. Als bedeutende Lieferanten von Regelenergie im Wasserkraftsektor sind Speicherkraftwerke zu nennen.

Eine gewisse Planungssicherheit bieten sowohl die (teilweise) Nutzung der Energie zur Eigenbedarfsdeckung als auch die Einspeisung zum Ökostrom-Einspeisetarif.

Eckpunkte:

- Marktтарif von Angebot und Nachfrage des Europäischen Strommarktes bestimmt und von starken Schwankungen geprägt, dadurch:
 - hohes Erlösrisiko
 - hohes Planungsrisiko bei Investitionen (Revitalisierung, Kraftwerksneubau)

4.2 Einspeisung zu Ökostromtarifen

Die Rechtsgrundlage für die Einspeisung zu Ökostrom-Einspeisetarifen, ist das Ökostromgesetz 2012 zur Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (ÖSG 2012) sowie die jeweiligen Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen¹². In Österreich obliegt es der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG), die von anerkannten Ökostromanlagen in das öffentliche Netz eingespeiste Energie gem. der §§ 12ff ÖSG 2012 zu den geltenden Marktregeln abzunehmen und zu vergüten.



Die aus erneuerbaren Energieträgern gewonnene elektrische Energie, wozu auch die aus Wasserkraft erzeugte Energie gehört, wird als Ökostrom bezeichnet – daher ist ein Wasserkraftwerk eine Ökostromanlage.

Für den von Ökostromanlagen erzeugten Strom kann bei der OeMAG ein Antrag auf Förderung der Abgabe der elektrischen Energie zum geförderten Ökostrom-Einspeisetarif gestellt werden.

Die Förderwürdigkeit ist sowohl bei neuen als auch bei revitalisierten Kleinwasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW gegeben, sofern bei Revitalisierung eine Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15 % erreicht wird.

Tab. 2: Einspeisetarife gemäß Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 bei Antragstellung im Jahr 2019:

| | |
|--|----------------|
| Für Neuanlagen bzw. revitalisierte Anlagen mit einer Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 50 %. | |
| für die ersten 500.000 kWh | 10,20 Cent/kWh |
| für die nächsten 500.000 kWh | 8,36 Cent/kWh |
| für die nächsten 1.500.000 kWh | 7,25 Cent/kWh |
| für die nächsten 2.500.000 kWh | 4,42 Cent/kWh |
| für die nächsten 2.500.000 kWh | 4,05 Cent/kWh |
| über 7.500.000 kWh hinaus | 3,23 Cent/kWh |
| Für revitalisierte Anlagen mit einer Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15 %. | |
| für die ersten 500.000 kWh | 8,51 Cent/kWh |
| für die nächsten 500.000 kWh | 6,76 Cent/kWh |
| für die nächsten 1.500.000 kWh | 5,77 Cent/kWh |
| für die nächsten 2.500.000 kWh | 3,55 Cent/kWh |
| für die nächsten 2.500.000 kWh | 3,28 Cent/kWh |
| über 7.500.000 kWh hinaus | 2,51 Cent/kWh |

Die bei der OeMAG eingehenden Förderanträge werden nach Einreichzeitpunkt gereiht (Ticket), wobei die Kontrahierungspflicht gem. § 12 ÖSG 2012 jedoch nur nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel (Jahreskontingent) besteht. Ist dieses erschöpft, verlängert sich die Wartedauer entsprechend der Anzahl der Anträge.

Der Ökostrom-Einspeisetarif wird für 13 Jahre in Höhe des Ökostrom-Einspeisetarifes bei Antragstellung gewährt, wobei der Einspeisetarif in dieser Zeit nicht indexiert wird. Betreiber, denen der Ökostromfördertarif gewährt wird, können – beispielsweise aufgrund der Strompreisentwicklung – innerhalb der 13 Jahre aus dem Vertrag sowohl aus-, als auch wieder einsteigen.

¹² Rechtsinformationssystem des Bundes (2019d, 2019e).

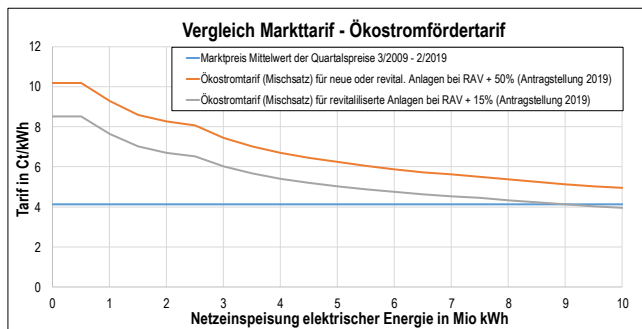


Abb. 13: Vergleich Marktтарif (Mittelwert: 3/2009 – 2/2019, nicht indiziert) – Ökostromtarif 2019 bei Einspeisemengen zwischen 0 und 10 Mio. kWh.

Der große Vorteil des Ökostrom-Einspeisetarifes ist die **Preissicherheit über 13 Jahre**. Nachteilig ist die Tatsache, dass mit Steigerung des Marktтарifes auch die Mehrerlöse aufgrund des geförderten Tarifes gegenüber der Einspeisung zu Marktтарifen schwinden (vgl. Abb. 13). Bei größeren Einspeisemengen kann dies wegen des gestaffelten Tarifes sogar dazu führen, dass Betreiber mit einem geförderten Einspeisetarif schlechter aussteigen, als jene, die zu Marktтарifen einspeisen.

Eckpunkte und Links:

- Lange Wartezeiten bis zur Gewährung einer Ökostromtarifförderung
- Förderungen abhängig vom Fördertopf
- Prüfung durch OeMAG
- Kein „Recht“ auf Förderung – Abhängig von den verfügbaren Fördergeldern
- Vorteil: Preissicherheit über 13 Jahre.
- Nachteil: gesicherter Mehrerlös gegenüber Markt.
- Stromanschluss für Kunden und Erzeuger:
<https://www.tinetz.at/kundenservice/online-dienste/stromanschluss/>
- OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (u.a. Förderabwicklung von Klein- und mittleren Wasserkraftanlagen): <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/>
- Innovative Dienstleistungen im Bereich erneuerbare Energien und Smart Grid:
<https://www.next-kraftwerke.at/produkte/stromhandel>
- Produktion, Vertrieb und Handel von Ökostrom und Energiedienstleistungen:
<https://oekostrom.at/>
- Regulierungsbehörde für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Anstalt öffentlichen Rechts): <https://www.e-control.at/>

4.3 Rechtliche Aspekte

Im Zusammenhang mit rechtlichen Fragen zum Netzanschluss (Netzzugang, Abnahme elektrischer Energie etc.) sei insbesondere auf das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)¹³, das Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 (TEG 2012) und das Ökostromgesetz 2012 mit der aktuellen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung verwiesen.

¹³ Rechtsinformationssystem des Bundes (2019f).

4.4 Regionale Strommarke

Im Jahre 2001 wurde der Strommarkt in Österreich auf Grundlage des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz EIWOG 1998 vollständig liberalisiert. Damit folgte Österreich der von der Europäischen Union angestoßenen **Liberalisierung des Strommarktes** mit dem Grundgedanken des Wettbewerbs als bestes Regulativ.

Durch diese Entwicklung rückt auch die strategische Vermarktung von Strom in den Fokus. Das Konzept einer regionalen und ökologisch verträglichen Strommarke lehnt sich an Vermarktungsstrategien in anderen Branchen an – nämlich das **Erzeugnis ökologisch verträglich und möglichst nahe am Erzeugungsort zu vermarkten** und damit eine **Beziehung zwischen Stromerzeuger und Stromabnehmer** herzustellen. Mit Hilfe des „Regional- und Ökogedankens“ kommt der Strom damit nicht mehr nur „aus der Steckdose“, sondern rückt aus der Anonymität heraus und bekommt einen „Namen“. Wird der Mehrwert kommuniziert, ist es denkbar, dass Endkunden auch bereit sind, für regionalen Strom einen höheren Preis zu zahlen.

Eckpunkte und Links:

- Konzept der regionalen Strommarke als Folge der Liberalisierung des Strommarktes
- umweltfreundliches Erzeugnis
- Vermarktung möglichst nahe am Erzeugungsort (in der Region)
- Herstellung einer Beziehung zwischen Stromproduzent und Stromabnehmer
- Problematisch ist der notwendige Vermarktungsaufwand
- Nach bisherigen Erfahrungen (noch) keine relevanten Mehrerlöse möglich
- Grüner Strom der Murauer Stadtwerke
<https://www.stadtwerke-murau.at/murauer-naturstrom/>
- Ökostrom von Alpenenergie – Gesellschaft für Energievermarktung mbH
<http://www.alpenenergie.at/>
- Ökoenergie Tirol GmbH (100% Tochter der TIWAG)
<https://www.oekoenergie.tirol/>

5 DIREKTVERMARKTUNG

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit besteht im Direktverkauf von elektrischer Energie. Die Weitergabe elektrischer Energie an Dritte kann über eine Direktleitung erfolgen oder durch den Verkauf von Strom über die „Steckdose“ (z.B. bei Betrieb einer E-Tankstelle). Ebenso können aus elektrischer Energie erzeugte Produkte wie beispielsweise Wärme – etwa über den Betrieb einer Wärmepumpe – vermarktet werden.

5.1 Versorgung Dritter über eine Direktleitung

Allgemeines und Rechtliches

Derzeit darf elektrische Energie an Dritte nur über eine **Direktleitung** weitergegeben werden.

Gemäß §7 (8) Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) ist eine ‚Direktleitung‘ entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet“. „Nicht als Direktleitungen“ gelten jedoch Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen.

Gemäß Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht des Amtes der Tiroler Landesregierung haben Direktleitungen grundsätzlich folgendem **Anforderungsprofil** zu entsprechen:¹⁴

- Bei Stillstand der Kraftwerksanlage ist ein Stromaustausch vom öffentlichen Netz über das Kraftwerk hin zum Stromabnehmer zu unterbinden (dies gilt auch vice versa). Wenn der **Erzeuger Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht** (z.B. bei Revision), ist die **Direktleitung zum Kunden schalttechnisch zu trennen**. (Eine eventuelle Sonderstellung ist darzustellen und zu begründen!)
- Um dies sicherzustellen, ist vom Erzeuger der Einbau einer **intelligenten elektrischen Steuerung** mit Rückleitungsschutz vorzusehen.
- Die Direktleitung hat ihren **Ausgang direkt von der Wasserkraftanlage**. Nicht zulässig ist eine Versorgung aus der Ableitung der Wasserkraftanlage zum öffentlichen Netz, da ansonsten auch andere „**Kunden**“ versorgt werden könnten und damit der Charakter einer Direktleitung nicht gegeben wäre. Zudem hätte diese Leitung dann eine Doppelnutzung.

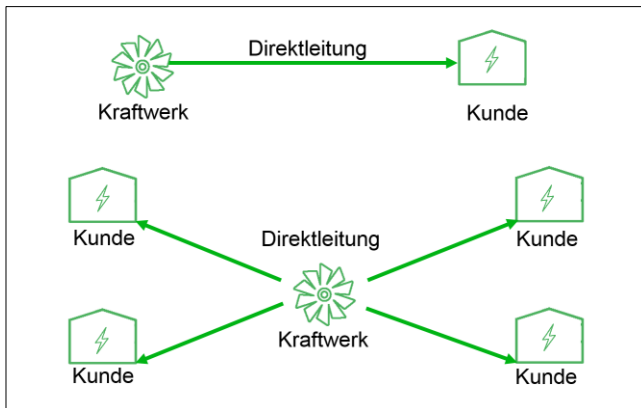
(Derzeit) hingegen nicht zulässig ist

- eine Stromverteilung von Endkunden an Endkunden. Versorgungsleitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen von Erzeugern. Die Endkunden haben getrennt voneinander an das Verteilernetz im jeweiligen Konzessionsgebiet anzuschließen,
- die Stromversorgung an Mietverträge zu binden, da dies den freien Wechsel des Stromkunden unterbindet,
- einen Dritten, ohne direkte Versorgungsleitung von der Erzeugungsanlage aus, nur mittels einer Einbindung des Dritten in die „hausinterne Strominstallation“ zu versorgen.

¹⁴ Amt der Tiroler Landesregierung (2016)

In technischer-rechtlicher Hinsicht gilt weiters, dass die Vorschriften des Elektrotechnikgesetzes sowie der hiezu ergangene Verordnung (Elektrotechnikverordnung) und die einschlägigen Regelwerke einzuhalten sind.

Nachfolgend sollen einige Anwendungsfälle laut Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes (VwGH) vom 04.03.2008¹⁵ vorgestellt und erläutert werden:

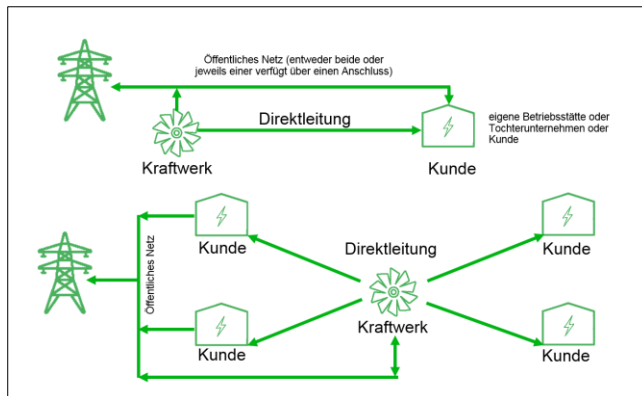


Quelle / Datengrundlage: OR Mag. Moser, Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht - Moser (2017), angepasst.

Abb. 14: Erster ursprünglicher (oben) und erweiterter (unten) Anwendungsfall lt. Erkenntnis des VwGH.

Erster ursprünglicher Anwendungsfall für eine Direktleitung (lt. VwGH-Erkenntnis) ist die Belieferung eines einzigen Kunden mit elektrischer Energie (Abb. 14 oben). Der Kraftwerksbetreiber ist gleichzeitig Betreiber der Direktleitung und verkauft dem Kunden die elektrische Energie. Weder vom Kraftwerk noch vom Kunden besteht eine Verbindung zum öffentlichen Netz (Inselbetrieb).

Werden vom Kraftwerk mehrere Kunden in Form im Inselbetrieb versorgt, so muss dies mit sternförmig vom Kraftwerk ausgehenden Direktleitungen erfolgen. In diesem Falle wird davon ausgegangen, dass jeweils eine Direktleitung vom jeweiligen Kunden betrieben wird. Netznähnliche Konfigurationen (Hauptstrang mit Abzweigungen ähnlich einem Netzbetrieb) sind unzulässig. (Abb. 14 unten)



Quelle / Datengrundlage: OR Mag. Moser, Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht - Moser (2017), angepasst.

Abb. 15: Zweiter ursprünglicher (oben) und erweiterter (unten) Anwendungsfall lt. Erkenntnis des VwGH.

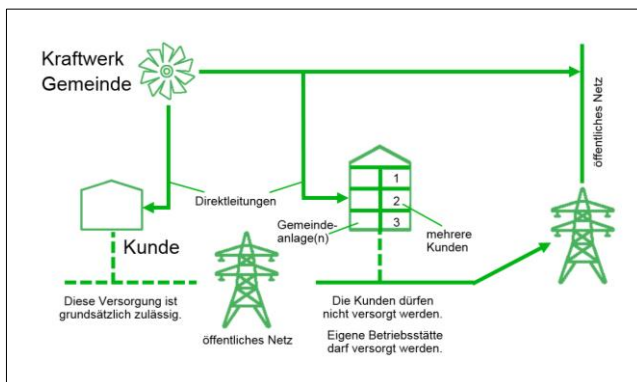
Eine Direktleitung liegt aber nur dann vor, wenn zwischen der Verbindungsleitung vom Kraftwerk zum Netzanschlusspunkt einerseits und der Direktleitung vom Kraftwerk zum Kunden andererseits keine direkte Verbindung besteht, es also zu keinem unmittelbaren Stromaustausch zwischen der Direktleitung und dem öffentlichen Netz kommt. Kraftwerk und/oder Kunde (bzw. eigene Betriebsstätte oder Tochterunternehmen) dürfen über einen Netzanschluss verfügen, sofern gewährleistet wird, dass die Direktleitung ausschließlich der elektrischen Versorgung des Kunden mit der vom Kraftwerk erzeugten Energie dient.

¹⁵ Rechtsinformationssystem des Bundes (2008)

Zu keiner Zeit darf der Kunde über das Kraftwerk und die Direktleitung oder das Kraftwerk (etwa bei Stillstand) über die Direktleitung mit elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz versorgt werden. Ähnlich verhält es sich im erweiterten Fall, falls mehrere Kunden Strom vom Kraftwerk beziehen (Abb. 15).

Eine Verbindungsleitung zwischen Kraftwerk und Netzanschlusspunkt darf sowohl zur Energieableitung als auch, wie auch zur Stromversorgung verwendet werden, falls damit Objekte des Kraftwerksbetreibers versorgt werden. Diese Objekte dürfen ihrerseits wiederum über einen Netzanschluss verfügen, sofern kein Strom aus dem öffentlichen Netz bzw. vom Kraftwerk erzeugter Strom über die Verbindungsleitung und die zu versorgenden Objekte über deren Netzanschluss ins Netz fließt.

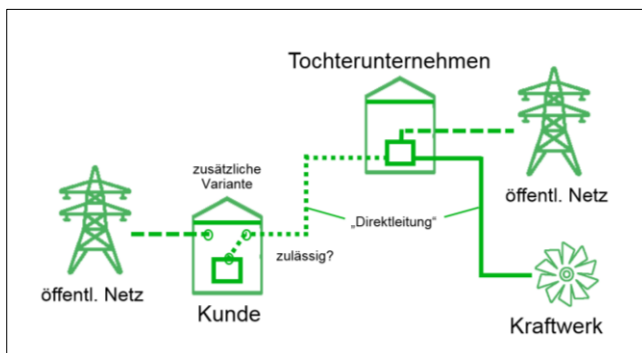
Nicht über die Ableitung vom Kraftwerk zum öffentlichen Netz versorgt werden dürfen jedoch Kunden, denn dann wäre einerseits der Charakter einer Direktleitung nicht gegeben, andererseits hätte diese Leitung dann eine Doppelnutzung.



Quelle / Datengrundlage: OR Mag. Moser, Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht - Moser (2017), angepasst.

Abb. 16: Dritter Anwendungsfall (und/oder) Erkenntnis laut VwGH-Erkenntnis.

Im nachstehenden Fallbeispiel wird mit einem gemeindeeigenen Kraftwerk über eine Direktleitung zunächst ein Kunde versorgt, der seinerseits über einen Netzanschluss verfügt. An der 30-kV-Kabelverbindung zwischen Kraftwerk und Netzanschlusspunkt verteilt sich der Strom über einen Transformator zu gemeindeeigenen und privaten Objekten, welche mit elektrischer Energie versorgt werden sollen und ihrerseits über einen Netzanschluss verfügen. Da die Gemeinde Kraftwerksbetreiberin ist, ist über diese Verbindungsleitung die Versorgung der Gemeindeobjekte zulässig. (Abb. 16)



Quelle / Datengrundlage: OR Mag. Moser, Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht - Moser (2017), angepasst.

Abb. 17: Variante zum Dritten Anwendungsfall laut VwGH-Erkenntnis.

Nicht zulässig ist hingegen die Versorgung weiterer Kunden, auch nicht von Untermietern in gemeindeeigenen Gebäuden – allenfalls ist eine Versorgung von „Allgemeinflächen und Anlagenteilen“ dieser im Eigentum des Erzeugers stehenden Gebäude (Flur, Heizung etc.) denkbar. (Abb. 17).

Kunde direkt mit elektrischer Energie aus dem Kraftwerk versorgt werden könnte, das Tochterunternehmen also als Teil der Kraftwerksanlage betrachtet wird, von welchem wiederum die Direktleitung zum Kunden ihren Ausgang hat.

Noch zu klären wäre, ob von einem über Direktleitung vom Kraftwerk sowie über das öffentliche Netz versorgten Tochterunternehmen (bzw. einer Betriebsstätte) aus, ein

Beabsichtigt ein Kraftwerksbetreiber die Herstellung einer Direktleitung zur Versorgung eines Dritten bzw. mehrerer Dritte, so ist hierfür ein entsprechendes technisches Projekt auszuarbeiten und bei der Behörde anzuzeigen. Besonderes Augenmerk ist auf die Einholung der Zustimmung der von der Kabeltrasse berührten Grundeigentümer zu legen.

Die Errichtung von elektrischen Leitungsanlagen mit einer Spannung von mehr als 1 kV bedarf gem. Tiroler Elektrizitätsgesetz (TEG) 2012 einer starkstromwegerechtlchen Bewilligung der Behörde (Amt der Tiroler Landesregierung Abt. für Wasser-, Forst und Energierecht).

Schließlich sei gesagt, dass der Verkauf elektrischer Energie mit Gewinnerzielungsabsicht oder mit der Absicht der Erzielung eines Vorteils unter die Gewerbeordnung fällt. Entsprechende Informationen können beim Sachgebiet Gewerbeamt des Landes Tirol eingeholt werden. Zu beachten ist darüber hinaus der steuerrechtliche Aspekt des Stromverkaufs.

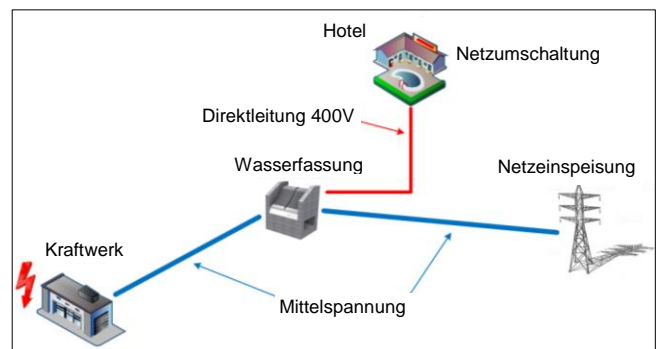
Technisches

Technische Mindestvoraussetzung für die Errichtung einer Direktleitung sind das Stromkabel zum zu versorgenden Dritten, die entsprechende Kabelanbindung und die Schutzeinrichtungen inkl. Erdung. Die Kosten exklusive Planung setzen sich zusammen aus den Laufmeterkosten für die Kabelverlegung – je nach Trasse und Kabel zwischen 25 und 200 EUR/m, den Kosten für Kabelanbindung, Überspannungsschutz und Erdung (ab ca. 2.000 EUR), für Anschluss, Inbetriebnahme und Messung (ebenso ab ca. 2.000 EUR).

Nachfolgend **drei Fallbeispiele**¹⁶, bei denen Dritte über eine Direktleitung mit elektrischer Energie versorgt wurden (vgl. auch Stromeigenverwertung Kap. 3.1):

Beispiel 1: Versorgung eines Hotelbetriebes über eine Direktleitung (Länge rd. 250 m) mit elektrischer Energie (Anschlussleistung 200 kW): Der Netzübergabepunkt des Kraftwerks mit einer Engpassleistung (EPL) von 1.100 kW befindet sich an der Wasserfassung. Zwischen Krafthaus und Wasserfassung besteht eine Mittelspannungsverbindung. Für die Umstellung von Volleinspeisung auf Direktversorgung mit Überschusseinspeisung wurde die Anlage um folgende Teile erweitert:

- Netztrafo (12.000 EUR)
- Mittelspannungsschaltanlage (30.000 EUR)
- Niederspannungsverkabelung (6.500 EUR)



Quelle / Datengrundlage: Bischofer (2019), adaptiert.

Abb. 18: Übersichtsbild Beispiel 1: Versorgung eines Hotelbetriebes

¹⁶ Bischofer (2019)

- Netzumschaltung Niederspannung (2.500 EUR)

Die Gesamtkosten für die Maßnahme beliefen sich damit auf rund 50.000 EUR.

Beispiel 2: Beheizung eines Nachbargebäudes eines landwirtschaftlichen Betriebes: Versorgung über ein Wasserkraftwerk (EPL 11 kW) und bereits vorhandener Eigenversorgung (Überschusseinspeisung). Erforderliche Bauteile zur Versorgung des Kunden über eine Direktleitung ab dem Kraftwerk (Länge rd. 30 m):

- Heizstab (300 EUR)
- Zähler (200 EUR)
- Regler und Leistungssteller (1.200 EUR)
- Niederspannungsverkabelung (800 EUR)

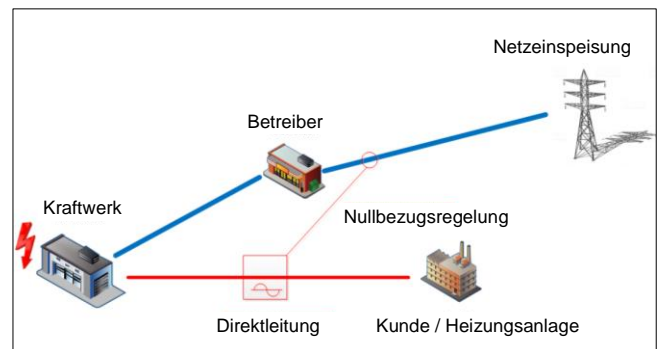
Gesamtkosten: 2.500 EUR.

Beispiel 3: Geregelte Versorgung eines Dritten: Über ein Wasserkraftwerk (EPL 25 kW) mit vorhandener Eigenversorgung des Betreibers (Überschusseinspeisung) wurde ein Dritter mit geregelter elektrischer Energie (Maximalleistung 12 kW) versorgt. Die Länge der Direktleitung beträgt rund 200 m. Hierzu war der Einbau einer Einheit für die geregelte Energieübertragung zum Kunden erforderlich. Damit wird dem Kunden einerseits nur die Energie geliefert, die er braucht, mit der Beschränkung, dass maximal so viel Energie zur Verfügung gestellt wird, wie der Betreiber momentan als Überschuss zur Verfügung hat.

Über den ebenfalls vorhandenen Netzanschluss des Kunden ist eine unterbrechungsfreie Versorgung des Kunden garantiert. Die Kosten ergaben sich wie folgt:

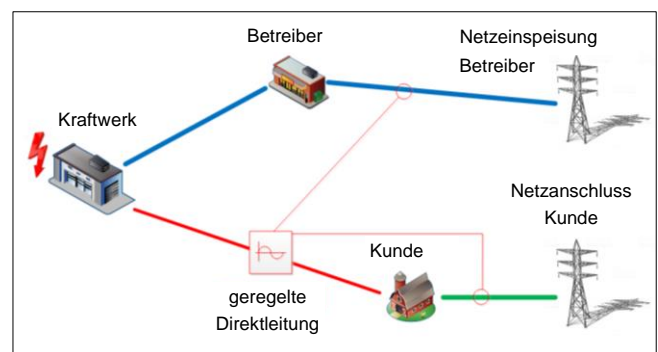
- Geregelter Direktleitung 12 kW (7.200 EUR)
- Niederspannungsverkabelung 1.300 EUR

Gesamtkosten für Umsetzung der Maßnahmen: 8.500 EUR.



Quelle / Datengrundlage: Bischofer (2019), adaptiert.

Abb. 19: Übersichtsbild Beispiel 2: Beheizung eines Nachbargebäudes



Quelle / Datengrundlage: Bischofer (2019), adaptiert.

Abb. 20: Übersichtsbild Beispiel 3: Geregelter Versorgung eines Dritten

Eckpunkte und Links:

- Versorgung Dritter (derzeit) nur über Direktleitung möglich, Aufbau eines Stromnetzes ist nicht zulässig
- Anforderungsprofil für Direktleitung ist zu beachten
 - die Direktleitung hat ihren Ausgang bei der Kraftanlage und endet beim Versorgungsobjekt
 - bei Stromausfall ist ein Stromaustausch vom öffentl. Netz über das Kraftwerk zum Kunden zu unterbinden (und umgekehrt).
 - bezieht das Kraftwerk Strom vom öffentlichen Netz (z.B. bei Revision), ist die Direktleitung zum Kunden schalttechnisch abzutrennen.
 - Einbau intelligenter elektrischer Steuerungen, zur Erfüllung des Anforderungsprofils.
- Eine Lockerung der rechtlichen Situation zur Versorgung Dritter steht zur Diskussion.
- Definition einer Direktleitung
[Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010](#)
- Sachgebiet Gewerberecht (AdTLR) – Gewerbe ONLINE:
<https://www.tirol.gv.at/arbeit-wirtschaft/gewerberecht/gewerbeonline/>

5.2 Nutzung für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle)

Eine **innovative Möglichkeit des Direktverkaufs** von elektrischer Energie ist der **Betrieb von E-Tankstellen** oder des **Verkaufs von Strom an E-Tankstellenbetreiber**. Gemäß Statistik Austria gab es Ende 2018 von den knapp 5 Mio. in Österreich zugelassenen PKW's knapp 20.800 Elektroautos (rd. 0,4%), wobei auf das Bundesland Tirol rund 2.000 fielen. Diese Zahl ist österreichweit bis zum 31.05.2019 bereits auf rund 24.600 Stück gestiegen.¹⁷

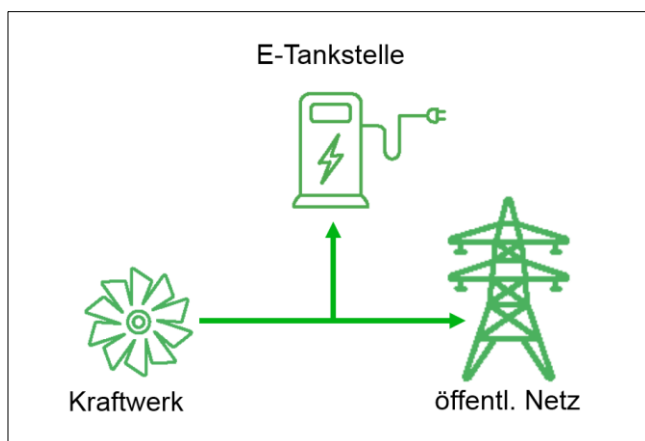


Abb. 21: Verkauf für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle)

Parallel zum steigenden Bestand an Elektroautos – ist der Ausbau einer entsprechenden Infrastruktur an Ladestellen notwendig, an welcher auch die Betreiber von Kleinwasserkraftwerken partizipieren können. Im Juli 2019 verfügte das Bundesland Tirol lt. e-tankstellen-finder über rund 260 öffentliche E-Tankstellen¹⁸.

Nebenbei sei an dieser Stelle auf den Vorteil der Elektroautos als Stromspeicher hingewiesen, der in bedarfsschwachen Zeiten geladen werden kann (vgl. Kap. 3.5). Dies ist in Verbindung mit einer Laststeuerung hauptsächlich für private E-Fahrzeuge von Relevanz.

Rechtliches

In Tirol besteht für E-Ladestationen, welche im Freien errichtet werden, Anzeigepflicht (gem. §28 Abs. 2 lit. g TBO 2018), wobei als Baubehörde 1. Instanz der Bürgermeister zuständig ist. Die rechtliche Einstufung einer E-Tankstelle ist jedoch im Einzelfall zu prüfen (ist die Nutzung privat / gewerblich, ist die Station allgemein zugänglich ja / nein?)

Wird die Ladestation mit Gewinnerzielungsabsicht oder der Absicht zur Erzielung eines Vorteils errichtet, so handelt es sich grundsätzlich um eine gewerbliche Betriebsanlage und fällt unter die Gewerbeordnung. Ebenso ist bei kommerziellem Betrieb der Ladestation auch der steuerrechtliche Aspekt zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der rechtlichen Situation lassen sich bei den E-Tankstellen **vier unterschiedlich gelagerte Fälle**¹⁹ unterscheiden, wobei der vierte Fall auch als Sonderfall von Fall 3 betrachtet werden kann:

¹⁷ Statistik Austria (2019b)

¹⁸ e-tankstellen-finder (2019)

¹⁹ Moser (2019)

- **Private Anlagen für die Aufladung privater Pkw's (nicht allgemein zugänglich):**

Diese bedürfen keiner elektrizitätsrechtlichen Bewilligung nach den einschlägigen Vorschriften, ebenso dürften lt. Amt der Tiroler Landesregierung keine anderen Bewilligungs- oder Genehmigungspflichten bestehen. Von technischer Seite ist eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber in der Regel erforderlich, da bei einem einphasigen Netzanschluss eine Netzabsicherung von 32 Ampere bei einer Netzleistung von 7,4 kW erforderlich ist und beispielsweise die TIWAG einen dreiphasigen Netzanschluss (400 Volt) empfiehlt (Schnellladevorgang (16 Ampere 11 kW Netzleistung, 32 Ampere 22 kW Netzleistung, 63 Ampere 43,5 kW Netzleistung)).
- **Gewerbliche Betriebsanlagen mit Ladestrukturen für die Mitarbeiter (nicht allgemein zugänglich)**

Bei diesen Anlagen ist davon auszugehen, dass die Abgabe der Energie an die Arbeitnehmer im Betrieb ohne Gewinnabsicht erfolgt, sodass der Betreiber der Betriebsanlage auch nicht als Stromhändler zu qualifizieren ist (natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht weiterverkauft). Infrastrukturell könnte allenfalls eine Änderung der Betriebsanlagen anzunehmen sein (Anwendung GewO). Ein Kontakt mit dem Verteilnetzbetreiber ist erforderlich.
- **Stromtankstellen im eigentlichen Sinn (öffentlich zugänglich)**

In diesem Falle ist davon auszugehen, dass sämtliche Voraussetzungen für das freie Gewerbe des Stromhändlers vorliegen. Insoweit es wesentlicher Infrastrukturen bedarf, könnte lt. Amt der Tiroler Landesregierung eine Betriebsanlagengenehmigung (ist vom Sachgebiet Gewerberecht endgültig zu beurteilen) sowie eine Sonderflächenwidmung erforderlich sein, welche von der Abteilung Bau- und Raumordnungsrecht endgültig zu beurteilen ist. Darüber hinaus bedarf es einer baurechtlichen Bewilligung.

Liegen die Leitungswerte bei der Anspeisung der Anlage über 1kV, ist zudem eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung nach § 6 TEG 2012 einzuholen.

Bei Stromtankstellen im eigentlichen Sinn findet § 65 EIWOG Anwendung (Meldepflicht bei Bilanzgruppe).
- **Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum bzw. auf öffentlichen Stellflächen (öffentlich zugänglich)**

Bei derartigen Anlagen ist in Anlehnung an das über Stromtankstellen im eigentlichen Sinne Gesagte zu ergänzen, dass diese Infrastrukturen keinen Bestandteil der Straße bilden und beim Straßenverwalter um einen Sondergebrauch bzw. um Gestattung für diese Anlagen anzusuchen ist, sofern Anlagenteile im Straßenraum bzw. Nahbereich errichtet werden sollen.

Technisches

In technischer Hinsicht gilt allgemein, dass die Vorschriften des Elektrotechnikgesetzes sowie der hierzu ergangenen Verordnung (Elektrotechnikverordnung) und der einschlägigen Regelwerke einzuhalten sind.

In jedem Fall ist die Kontaktaufnahme mit der Behörde unter Beschreibung des Vorhabens inkl. Übermittlung der technischen Beschreibung der Ladestation (evtl. bereitgestellt von einem konzessionierten Elektrofachbetrieb) zweckmäßig.

Generell können Elektroautos an gewöhnlichen Steckdosen bzw. Starkstromanschlüssen geladen werden, wobei aufgrund der dauerhaft hohen Strombelastung die Überprüfung durch Elektriker ratsam ist.

Aus verschiedenen Gründen ist das Laden von Elektroautos über eine Wandladestation der Steckdose vorzuziehen. Als Vorteile der Wandladestation (Wallbox) werden genannt:²⁰

- Die höhere Ladeleistung (und in Folge kürzere Ladezeit)
- Schutz des Stromnetzes vor Überlastung durch intelligente An- und Ausschalter
- Flexibles Timen der Ladevorgänge in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren (z.B. Nutzung von Überschussstrom)
- Der integrierte Zählerstand (Ständige Kontrolle des Bedarfs)

Wandladestationen sind im Handel bereits für deutlich unter 1000 EUR erhältlich.

Wird die Errichtung einer professionellen (gewerblich genutzten) Ladestation angestrebt, so ist mit deutlich höheren Kosten zu rechnen. Professionelle Schnellladestation kosten rund 30.000 EUR²¹. Neben den Errichtungskosten fallen laufende Kosten für:

- die wiederkehrende Überprüfung gemäß Herstellerangaben sowie
- diverse Reparaturen

von jährlich rund 1.500 EUR an.

Demgegenüber stehen – je nach Preis pro kWh – Einnahmen von rund 5 bis 15 EUR pro Ladung.

Summa summarum stellt die Investition in eine gewerbsmäßige E-Ladesäule ein gewisses Risiko dar. Denn ob bzw. wann sich eine E-Ladestation tatsächlich rechnet, hängt sowohl vom Standort der Anlage selbst als auch der weiteren Entwicklung des Segments E-Fahrzeuge in Tirol ab. Weniger risikoreich ist die Errichtung einer E-Tankstelle jedenfalls, wenn nicht der Verkauf, sondern die Eigenbedarfsdeckung von Fahrzeugen des eigenen Betriebs angestrebt wird.

Die Anschaffung von E-Ladestationen für den betrieblichen Einsatz wird vom Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) mit einer Förderaktion unterstützt. Die Anträge können in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Budgetmittel bis längstens 31.12.2020 eingebracht werden.

²⁰ Mein Auto (2019)

²¹ Zeit Online (2019)

Eckpunkte und Links:

- Betrieb von E-Tankstellen oder des Verkaufs von Strom an E-Tankstellenbetreiber als innovative Möglichkeit des Direktverkaufs von elektrischer
- Hinsichtlich der rechtlichen Situation vier unterschiedlich gelagerte Fälle:
 - Private Anlagen für die Aufladung privater Pkw's
 - Gewerbliche Betriebsanlagen mit Ladestrukturen für die Mitarbeiter
 - Stromtankstellen im eigentlichen Sinn
 - Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum bzw. auf öffentlichen Stellflächen
- Genehmigungsverfahren Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge – Leitfaden für Private:
https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/eTankstelle_leitfaden_priv_ate.pdf
- Broschüre Small Hydro Mobility (Verein Kleinwasserkraft Österreich):
https://www.kleinwasserkraft.at/fileadmin/bilder/SHM/KWK_SHM_Broschuere.pdf
- Tiroler Bauordnung TBO 2018:
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrT&Gesetzesnummer=20000711>
- Sachgebiet Gewerberecht (AdTLR) – Gewerbe ONLINE:
<https://www.tirol.gv.at/arbeit-wirtschaft/gewerberecht/gewerbeonline/>
- Abteilung Wasser-, Forst-, und Energierecht des AdTLR – OR Mag. Gerhard Moser

5.3 Verkauf von Wärme an Dritte

Neben dem Verkauf der Energie in seiner ursprünglich produzierten Form (Elektrizität) ist auch eine vorherige Umwandlung in eine andere Energieform denkbar. Im Konkreten ist hier die **Produktion und Bereitstellung von Wärme** gemeint. In Kombination mit einer Wärmepumpenanlage, mit welcher in der Regel kostenlose Umweltwärme (z.B. Geothermie) oder industrielle Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau gehoben wird, lassen sich auf effektive Weise hohe Heizleistungen erzielen und damit auch wirtschaftlich nachhaltige Vermarktungslösungen entwickeln. Die Qualitätsanforderungen an Wärme sind üblicherweise weniger hoch als jene für Elektrizität, womit man beim Verkauf von Wärme mit geringeren regulatorischen Vorgaben konfrontiert ist.

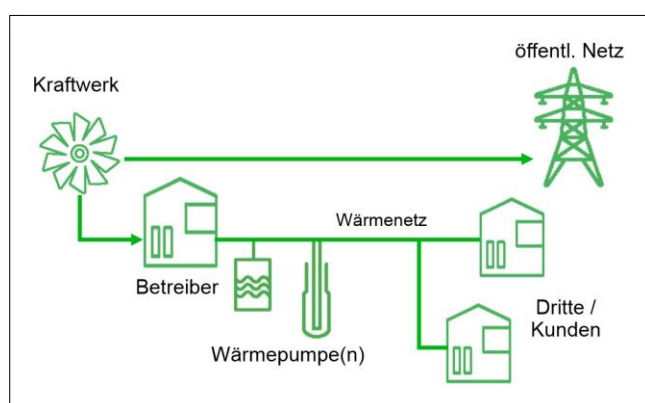


Abb. 22: Verkauf für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle)

Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit eines solchen „energetischen Veredelungsprozesses“ sind ein angemessenes Verhältnis von Höhe und Zeitpunkt des Wärmebedarfs zum Arbeitsvermögen der Kraftwerksanlage, sowie geringe Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch. Nur so sind erforderliche Investitionen in Wärmeproduktions- und Verteilsysteme zu rechtfertigen. Sinnvolle Projekte lassen sich vor allem bei bereits vorhandenen Wärmenetzen realisieren.

Rechtliches

Das gewählte Wärmeerzeugungssystem muss zunächst den für Errichtung und Betrieb geltenden rechtlichen Bestimmungen genügen. Hier wird grundsätzlich auf das in den vorangegangenen Kapiteln Gesagte verwiesen. Berührt das Wärmeverteilungssystem auch fremde Grundstücke – wenn die Wärme beispielsweise nicht nur an Mieter oder Untermieter, sondern auch an benachbarte Liegenschaften weitergegeben wird – so ist hierfür die entsprechende Zustimmung der Grundeigentümer erforderlich.

Schließlich ist der Verkauf von Wärme ebenso wie der Verkauf elektrischer Energie mit Gewinnerzielungsabsicht oder mit der Absicht der Erzielung eines Vorteils eine Frage des **Gewerberechtes** sowie des **Steuerrechts**. Entsprechende Informationen können wiederum beim Sachgebiet Gewerbeamt des Landes Tirol sowie beim Finanzamt oder anderen Beratungsstellen einholt werden.

Technisches

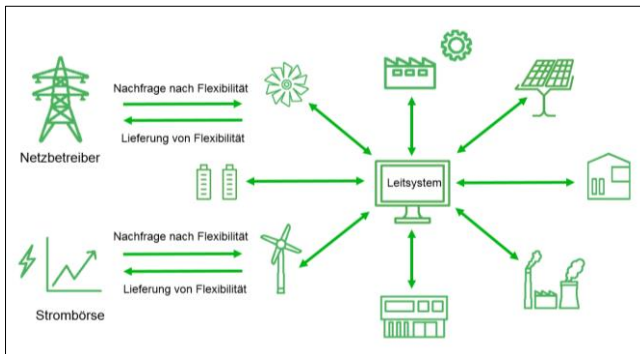
Die technische Umsetzung und die Kosten eines Wärmeerzeugungssystems mit gewerblicher Nutzung hängen von der Art des Systems und dessen konkreter Ausgestaltung ab. Je nach Fall gilt wiederum das in Kapitel 3.2 Gesagte.

Eckpunkte und weiterführende Links:

- Produktion von Wärme ist technisch einfach und in Kopplung mit Umweltwärme/ Abwärme (Wärmepumpenanlage) effizient (aus 1 kWh_{elektr.} im optimalen Fall bis zu 4 kWh_{therm.})
- Keine rechtlichen Hürden bei der Direkt-Versorgung Dritter
- Gewerbe- und steuerrechtliche Frage
- Sachgebiet Gewerberecht (AdTLR) – Gewerbe ONLINE:
<https://www.tirol.gv.at/arbeit-wirtschaft/gewerberecht/gewerbeonline/>
- Abteilung Wasser-, Forst-, und Energierecht des AdTLR

6 VIRTUELLES KRAFTWERK

Eine weitere Möglichkeit einer optimierten Vermarktung besteht in der digitalen Vernetzung mit weiteren Stromproduzenten zur koordinierten Einspeisung elektrischer Energie in das Stromnetz. Im **Virtuellen Kraftwerk** findet dieses Konzept seine konkrete Umsetzung.



Quelle / Datengrundlage: <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/virtuelles-kraftwerk>, abgerufen am 21.02.2019.

Abb. 23: Wechselwirkung zwischen Virtuellem Kraftwerk, Strombörse und Netzbetreiber (schematisch)

Die Idee des virtuellen Kraftwerks²² entstand im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes Ende der 1990er Jahre. Die seither stattgefundenen politischen, marktwirtschaftlichen und rechtlichen Entwicklungen sowie die deutlich leistungsfähigere Computertechnik begünstigten die Entwicklung von virtuellen Kraftwerken nachhaltig. In Österreich und insbesondere im Land Tirol ist mit der Tradition der dezentralen Energieerzeugung ein weiterer für die Entwicklung virtueller Kraftwerke förderlicher Faktor gegeben.

Das virtuelle Kraftwerk ist ein über ein Leitsystem koordinierter **Zusammenschluss dezentraler**, durch das Stromnetz miteinander verbundener **Einheiten** zwecks gemeinsamer Vermarktung von elektrischer Energie (bzw. deren Folgeprodukte), das sich auf der Nachfrageseite wie ein einzelnes Kraftwerk verhält. Zum virtuellen Kraftwerk zählen im engeren Sinne die beteiligten Erzeugereinheiten – insbesondere Ökostromanlagen (z.B. Windkraft-, Photovoltaik-, oder Kleinwasserkraftanlagen) – sowie Speichereinheiten (Pumpspeicherkraftwerke, Akkus etc.) und Power-to-X-Anlagen (Power-to-Heat, Power-to-Gas), aber auch eventuell beteiligte Stromabnehmer.²³

Ein **zentrales Leitsystem** kommuniziert mit den Einheiten über **Datenverbindungen**, über welche einerseits Steuerbefehle an die Einheiten übermittelt, andererseits auch kontinuierlich valide Daten zum Auslastungszustand der einzelnen Anlagen und somit der vernetzten Leistung des Kraftwerks geliefert werden. Hierfür wird üblicherweise die öffentliche Kommunikationsstruktur – Festnetz- und Mobilfunkdatenverbindungen – genutzt. Damit kann die von den meist nicht regelbaren Ökostromanlagen erhaltene Leistung in jedem Moment entweder durch gezielt abrufbare Leistungen ergänzt (Biogaskraftwerk, Blockheizkraftwerk) oder durch Speicherung für spätere Zeiten nutzbar gemacht werden bzw. ein Kraftwerk auch zentral abgeregelt werden, wenn sonst zu viel Leistung erzeugt werden würde.

Seitens der am Kraftwerk beteiligten Stromabnehmer kann durch gezieltes Lastmanagement der zeitliche Verlauf des Leistungsbedarfs günstig beeinflusst und damit das Gesamtsystem optimiert werden.

²² Next Kraftwerke (2019a) sowie RP-Energie-Lexikon (2019)

²³ für Privathaushalte derzeit aufgrund der vorhandenen Drehstromzähler noch nicht möglich

Vorteile virtueller Kraftwerke:

- Die Erhöhung der **Durchsetzungskraft** von (kleineren) Energieerzeugern **am gemeinsamen Strommarkt** durch den Zusammenschluss zu einer größeren Funktionseinheit, die in Bezug auf ihre installierte Leistung die Größe von einem oder mehreren Atomkraftwerken erreichen kann und damit eine bedeutsamere Rolle einnehmen kann.
- Die **Flexibilität** ist das deutlichste Unterscheidungsmerkmal und die spezifische Stärke virtueller Kraftwerke gegenüber konventionellen Großkraftwerken. Durch diese Flexibilität eröffnet sich bei einem sich an der Börse bis zu 96 mal am Tag ändernden Strompreis die Möglichkeit, die Zeitfenster zu nutzen, in denen Strom auf dem Markt deutlich höhere Preise erzielt bzw. zu günstigeren Preisen bezogen werden kann.
- Die Fähigkeit, die durch die wechselhafte Einspeisung insbesondere von Wind und Sonne entstehenden **Schwankungen im Stromnetz abzufedern** und damit **netzstabilisierend** zu wirken.
- Die Vernetzung von mehreren kleinen Regelenergielieferanten durch gezieltes Pooling, um Markteintrittsschwellen zu überschreiten. Die **Regelenergie** (Regelleistung) gleicht als Reserve Schwankungen der Stromnetzfrequenz aus, weshalb alleine bereits die Bereitschaft zu dessen Bereitstellung vergütet wird. Im Verbund kann ein solcher Kraftwerksschwarm so auch größere Regelenergieabrufe der Übertragungsnetzbetreiber bedienen. Ebenso ist es auch für Verbraucher innerhalb des virtuellen Kraftwerks möglich, mit negativer Regelenergie (d.h. mit Erhöhung des Bedarfs auf Knopfdruck) am Markt teilzunehmen.
- Durch den Datenaustausch mit dem virtuellen Kraftwerk können (insb. industrielle und gewerbliche) Strombedarfsträger von den Preissignalen des Strommarktes direkt profitieren.

Herausforderung beim Betrieb eines virtuellen Kraftwerks, das einen bedeutenden Teil seiner Energie aus regenerativen Energiequellen bezieht und dessen **aktuelle Stromproduktion** damit starken Schwankungen unterworfen ist, ist die Sicherstellung der Flexibilität, d.h. die Deckung des Bedarfs zu jedem Zeitpunkt. Dies ist durch die gezielte Auswahl an angeschlossenen Einheiten zu kompensieren.

Eckpunkte und weiterführende Links:

- Zusammenschluss dezentraler Einheiten zwecks gemeinsamem Auftritt am Markt
- Koordination und Steuerung über zentrales Leitsystem
- Vorteilhaft wegen Durchsetzungskraft, Flexibilität, Abfederung von Schwankungen im Stromnetz, Bereitstellung von Regelenergie
- Definition und Erläuterung der Funktionsweise des virtuellen Kraftwerks
<https://www.next-kraftwerke.at/wissen/virtuelles-kraftwerk>
https://www.energie-lexikon.info/virtuelles_kraftwerk.html
<https://www.getec-energyservices.com/Start/Technologien/Virtuelles-Kraftwerk>
- Betreiber virtueller Kraftwerke in Österreich bzw. Tirol (Auswahl):
<https://www.next-kraftwerke.at/unternehmen>
<https://www.tiwag.at/ueber-die-tiwag/kraftwerke/bestehende-kraftwerke/virtuelles-pv-kraftwerk-der-tiwag/>

7 ZUKUNFTSSZENARIO VERMARKTUNG ÜBER BLOCKCHAIN

Mit der rasant steigenden Komplexität des Energiemarkts ergeben sich für Regulierungsbehörden, Netzbetreiber und große Energieproduzenten zwar immense Herausforderungen, jedoch bergen neue Möglichkeiten für den Kleinwasserkraftwerksbetreiber auch die Chance, alternative Wege in der Vermarktung ihrer Energie zu beschreiten.

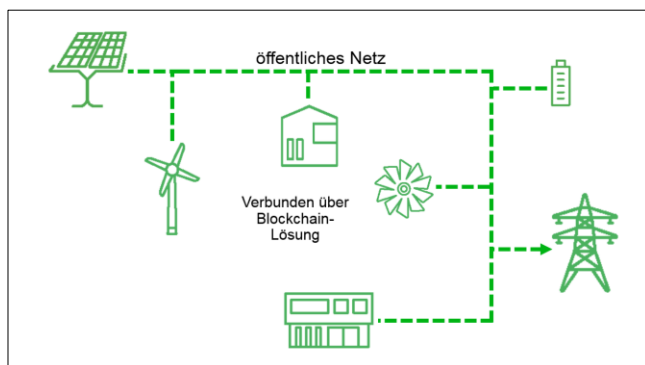


Abb. 24: Blockchain Technologie im Energiemarkt (schematisch)

Ein Konzept, welchem künftig große Potenziale eingeräumt werden²⁴ und mit welchem Chancen und Möglichkeiten für den dezentralen Stromhandel konkretisiert werden, ist die **Blockchain-Technologie**²⁵.

Eine Blockchain (engl. für Blockkette) ist eine jederzeit erweiterbare Liste an Datensätzen und vergleichbar mit einem **dezentralen „Kassenbuch“**, in welches durch Transaktionen automatisierte Einträge entstehen. Im Zusammenhang mit der Energievermarktung erfolgen **Transaktionen** durch Energiebezug aus dem Netz oder durch Einspeisung ins Netz..

Ähnlich einem virtuellen Kraftwerk ist eine Blockchain **zentralisiert aufgebaut**, funktioniert aber **physikalisch dezentral**. Da das Kassenbuch parallel auf allen Rechnern des Netzwerks gespeichert wird, ist die Blockchain in der Lage, die durch Transaktionen **entstehenden Einträge automatisiert selbst zu verifizieren**: Manipulationen wären erst dann möglich, wenn mehr als 50% der Knoten der Blockchain fehlerhafte oder manipulierte Werte liefern würden. Mit dieser Eigenschaft der Blockchain-Technologie lassen sich menschliche Fehler bei der Buchführung reduzieren. Die **Datensicherheit wird erhöht**. Überdies müssen **Transaktionen nicht mehr von einer zentralen Instanz bestätigt** werden, womit eine **kostenarme Bewirtschaftung** ermöglicht wird.

Getestet wird die Blockchain-Technologie im Energiesektor bereits seit mehreren Jahren von verschiedenen internationalen Unternehmen.

In Österreich sammelt die Wien Energie seit mehreren Jahren zusammen mit anderen internationalen Unternehmen Erfahrungen im Blockchain-Sektor.

Obwohl es im Bereich der in der Energiewirtschaft noch jungen Blockchain-Technologie bereits mehrere Projekte gibt, in denen verschiedene Einsatzzwecke erprobt werden, sind **bis zum endgültigen Durchbruch** noch **Fragen offen**, wie beispielsweise die Lösung der Frage des hohen Stromverbrauchs der Blockchain-Technologien.

²⁴ Wien Energie (2017)

²⁵ Next Kraftwerke (2019b)

Eckdaten und weiterführende Links:

- Blockchain-Technologie ist zentralisiert aufgebaut, aber physisch dezentral mit dezentrale Erzeugereinheiten und dezentralem Kassenbuch mit automatischer Selbstverifizierung
- Vorteilhaft sind die erhöhte Datensicherheit und der sich dadurch ergebende Kostenvorteil
- Nachteilig: Sicherstellung der technischen Zuverlässigkeit und hoher Stromverbrauch
- Blockchain-Technologie bei Kraftwerken noch weitgehend im Versuchs stadium
- Erläuterung der Blockchain – Technologie:
<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/blockchain>
- Blockchain-Technologie bei Wien Energie:
<https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/contentView.do/pageTypeld/67831/programId/74495/contentTypeld/1001/channelId/-53365/contentId/1801137>
<https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/contentView.do/pageTypeld/67831/programId/74495/contentTypeld/1001/channelId/-53365/contentId/4201626>
<https://futurezone.at/b2b/wien-energie-feuerwehr-fuers-stromnetz-ist-kein-geschaeftsmodell/400440361>
- Perspektiven der Blockchain-Technologie (handelsblatt.com)
<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/strommarkt-blockchain-technologie-koennte-die-naechste-energiewende-einleiten/22837862.html?ticket=ST-2180669-7sgDRrRlkdNBn29xUV5-ap4>

8 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Abb. 1: Kraftwerk mit ausschließlicher Substitution von Strombezug (ohne Überschusseinspeisung) | 8 |
| Abb. 2: Beispielhaftes Lastprofil (Haushalt) an typischen Tagen | 8 |
| Abb. 3: Wasserkraftwerk Alpe Verwall (Inselanlage) | 9 |
| Abb. 4: Kraftwerk mit Substitution von Strombezug und Einbindung in die Wärmeversorgung..... | 11 |
| Abb. 5: Optimierte Eigenverwertung durch Lastmanagement (insb. im Inselbetrieb sinnvoll) | 14 |
| Abb. 6: Auslastung einer Inselanlage ohne (oben) und mit Lastmanagement (unten). | 14 |
| Abb. 7: Beruhigungsteich vor der Wasserfassung eines Hüttenkraftwerks (Inselanlage) | 16 |
| Abb. 8: Optimierung der Eigenverwertung durch Speicherung des zulaufenden Wassers | 16 |
| Abb. 9: Gefüllter Speicherteich eines Tiroler Kleinwasserkraftwerks | 17 |
| Abb. 10: Optimierung der Eigenverwertung durch Batteriespeicherung | 19 |
| Abb. 11: Einspeisung ins öffentliche Netz..... | 23 |
| Abb. 12: Marktpreisentwicklung 2003 bis Q1/2019 gem. §41 Ökostromgesetz 2012..... | 25 |
| Abb. 13: Vergleich Marktтарif (1. Q. 2019) – Ökostromтарif 2019 bei Einspeisemengen..... | 27 |
| Abb. 14: Erster ursprünglicher und erweiterter Anwendungsfall lt. Erkenntnis des VwGH..... | 30 |
| Abb. 15: Zweiter ursprünglicher und erweiterter Anwendungsfall lt. Erkenntnis des VwGH..... | 30 |
| Abb. 16: Dritter Anwendungsfall Erkenntnis laut VwGH-Erkenntnis. | 31 |
| Abb. 17: Variante zum Dritten Anwendungsfall laut VwGH-Erkenntnis. | 31 |
| Abb. 18: Übersichtsbild Beispiel 1: Versorgung eines Hotelbetriebes | 32 |
| Abb. 19: Übersichtsbild Beispiel 2: Beheizung eines Nachbargebäudes | 33 |
| Abb. 20: Übersichtsbild Beispiel 3: Geregelter Versorgung eines Dritten | 33 |
| Abb. 21: Verkauf für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle) | 35 |
| Abb. 22: Verkauf für Mobilitätszwecke (E-Tankstelle) | 39 |
| Abb. 23: Wechselwirkung zwischen Virtuellem Kraftwerk, Strombörse und Netzbetreiber | 41 |
| Abb. 24: Blockchain Technologie im Energiemarkt | 43 |

9 LITERATURVERZEICHNIS

- Amt der Tiroler Landesregierung (2016): Abteilung Wasser-, Forst- und Energierecht, Schreiben Zl. IIIa1-E-20.339/21-2016 vom 12.05.2016.
- BINE Informationsdienst (2019): Kinetische Speicherung von Elektrizität in: <http://www.bine.info/publikationen/projektinfos/publikation/kinetische-speicherung-von-elektrizitaet/>, abgerufen am 11.02.2019
- Bischofer (2019): Andreas Bischofer, Elektro Bischofer GmbH. Technische Voraussetzung zur Versorgung Dritter Präsentation des Vortrags vom 11.06.2019.
- Energie-Control GmbH (2016): Stromanschluss leicht gemacht. Alles Wissenswerte zu Netzanschluss & Netzzugang (Mai 2016)
- Energie-Control GmbH (2019): Systemnutzungsentgelte in: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte>, abgerufen am 02.05.2019
- ED Netze (2019): Lastprofil Haushaltskunden in: <https://www.ednetze.de/kunde/lieferanten/lastprofile-temperaturtabellen/>, abgerufen: am 17.04.2019.
- Energieinstitut Vorarlberg (2019): Energiepreise im Vergleich, Tabelle: Brennstoffe im Vergleich 2019, abgerufen am 17.04.2019, adaptiert. <https://www.energieinstitut.at/buerger/haustechnik-energieversorgung/energiepreise-im-vergleich/>, abgerufen am 18.04.2019, Tabelle adaptiert.
- e-tankstellen-finder (2019): <https://e-tankstellen-finder.com/at/de/catalog/index/at/Tirol> abgerufen am 03.07.2019.
- Druckluftspeicher (2019): Druckluft als Energiespeicher, in: <https://www.druckluftspeicher.org/>, abgerufen am 11.02.2019.
- InfoCuria – Rechtsprechung des Gerichtshofs (2019): Der Gerichtshof der Europäischen Union: Urteil des Gerichtshofs (Große Kammer) vom 1. Juli 2015, Rechtssache C-461/13
- Mein Auto.de: Wallbox – Wissenswertes rund um die Aufladegeräte für Elektroautos in: <https://www.meinauto.de/ratgeber/wallbox-wissenswertes-rund-um-die-aufladegeraete-fuer-elektroautos> abgerufen am 07.05.2019.
- Moser (2017): OR Mag. Gerhard Moser, Amt der Tiroler Landesregierung, Abteilung Wasser-, Forst- und Energie-recht. Direktleitungen von Stromerzeugern zu Kunden zum Zwecke deren direkten, exklusiven und unmittelbaren Stromversorgung.
- Moser (2019): OR Mag. Gerhard Moser, Amt der Tiroler Landesregierung, Abteilung Wasser-, Forst- und Energie-recht. E-Tankstellen – Rechtliches, Email an Juri Vonmetz vom 21.03. 2019.
- Next Kraftwerke GmbH (2019a): Virtuelles Kraftwerk in: <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/virtuelles-kraftwerk>, abgerufen am 21.02.2019
- Next Kraftwerke GmbH (2019b): Blockchain in: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/blockchain>, abgerufen am 05.05.2019
- Oeko (2019): Institut für angewandte Ökologie – Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen, in: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PV-Batteriespeicher-Endbericht.pdf>, abgerufen am 20.05.2015.

- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019a), Bundesrecht konsolidiert - Elektrizitätsabgabegesetz, § 2 Abs. 1 b in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019b), Landesrecht konsolidiert Tirol – Elektrizitätsgesetz 2012 – TEG 2012, Tiroler, § 79 in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019c), Bundesrecht konsolidiert – Wasserrechtsgesetz 1959, § 27 in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019d), Bundesrecht konsolidiert – Ökostromgesetz 2012 in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019e), Bundesrecht konsolidiert – Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019f), Bundesrecht konsolidiert – Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010, in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2019), Bundesrecht konsolidiert – Wasserrechtsgesetz 1959, § 27 in der Fassung vom 04.07.2019
- Rechtsinformationssystem des Bundes (2008), Judikatur – Verwaltungsgerichtshof (VwGH) GZ 2007/05/0243 vom 04.03.2008
- RP-Energie-Lexikon (2019): https://www.energie-lexikon.info/virtuelles_kraftwerk.html, abgerufen am 08.05.2019
- Statistik Austria (2019a): Privathaushalte 1985 – 2018 und Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2017 (Überblick)
- Statistik Austria (2019b): Fahrzeuge-Bestand am 31. Mai 2019, S. 2.
- Statistik Austria (2019): Kfz-Bestand 2018, Tab. 3
- Stromtankstellen (2019): Wasserstoffspeicher als Stromspeicher in: <http://www.stromtankstellen.eu/kosten-wasserstoffspeicher.html>, abgerufen am 11.02.2019.
- Wien Energie (2017): Wien Energie testet Blockchain-Technologie – Presseaussendung vom 14.02.2017, in: <https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/contentView.do/pageTypeld/67831/programId/74495/contentTypeld/1001/channelId/-53365/contentId/1801137> abgerufen am 16.04.2019
- Zeit Online (2019): Zapfsäulen zu Steckdosen vom 05.01.2017, in: <https://www.zeit.de/2017/02/ladestationen-elektroautos-ladenetz-dauer-fragen> abgerufen am 07.05.2019.

