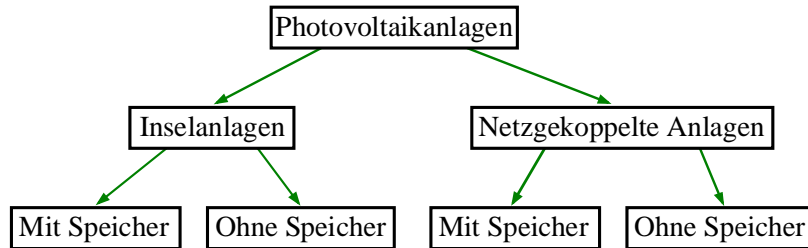


3. Photovoltaische Energiesysteme

Da die Sonneneinstrahlung zeitlich variiert, kann photovoltaisch erzeugter Strom meist nicht direkt einem Verbraucher (Last) zugeführt werden, sondern muss in geeigneter Form aufbereitet oder gespeichert werden. Photovoltaikanlagen können nach ihrem grundsätzlichen Aufbau eingeteilt werden.



**Einteilung von
Photovoltaikanlagen nach
ihrem Arbeitsprinzip**

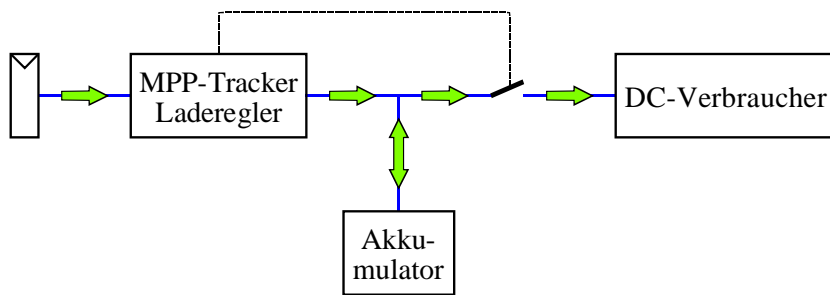
Inselanlagen sind Stromversorgungsanlagen, die einen oder mehrere Verbraucher unabhängig von einem Stromnetz mit Energie versorgen. Der mögliche Leistungsbereich erstreckt sich von etwa 1 mW bis 10 W bei der Stromversorgung von portablen Einzelgeräten (Uhren, Taschenrechner, Kleinfunkgeräte usw.), von etwa 10 W bis 10 kW bei der Stromversorgung von mobilen und stationären Anlagen (Verkehrs-Infrastrukturanlagen, Telekommunikationsanlagen, abgelegene Gebäude usw.) und bis etwa 100 kW bei Infrastrukturanlagen. Diese Verbraucher sind auf eine dauernde Stromversorgung angewiesen, so dass ein Energiespeicher – meist ein Akkumulator – erforderlich ist. Inselanlagen ohne Speicher werden im Leistungsbereich 3 W bis 30 kW für Bewässerungs- und Ventilationsanlagen eingesetzt.

Um die Speicherkosten zu vermeiden, werden größere Photovoltaikanlagen mit Leistungen ab etwa 1 kW zweckmäßigerweise mit dem Netz gekoppelt. Kleinanlagen können bis zu einer Leistung von etwa 5 kW einphasig ins 230-V-Wechselspannungsnetz und Großanlagen bis zu einer Leistung von 300 kW dreiphasig ins 400-V-Drehspannungsnetz einspeisen. Photovoltaik-Kraftwerke mit Leistungen bis 40 MW speisen direkt ins Mittel- oder Hochspannungsnetz ein. In Gebieten mit einer hohen Verfügbarkeit des Netzes – Mitteleuropa – kann auf den Einsatz eines zusätzlichen Speichers meist verzichtet werden. In Zeiten, in denen die netzgekoppelte Photovoltaikanlage mehr Energie produziert als verbraucht wird, wird der Überschuss ins Netz eingespeist. Umgekehrt wird Energie vom Netz bezogen, wenn die Photovoltaikanlage wenig (tagsüber bei schlechtem Wetter) oder keine (nachts) Energie produziert. Bei einer netzgekoppelten Anlage wirkt also das Stromnetz quasi als Speicher. Vereinzelt speisen Photovoltaikanlagen auch Gleichspannungsnetze mit einer Netzspannung bis 600 V.

Wegen ihrer besonderen Bedeutung werden in den folgenden Kapiteln Inselanlagen mit Speicher und netzgekoppelte Anlagen ohne Speicher näher untersucht.

3.1 Photovoltaische Inselanlagen

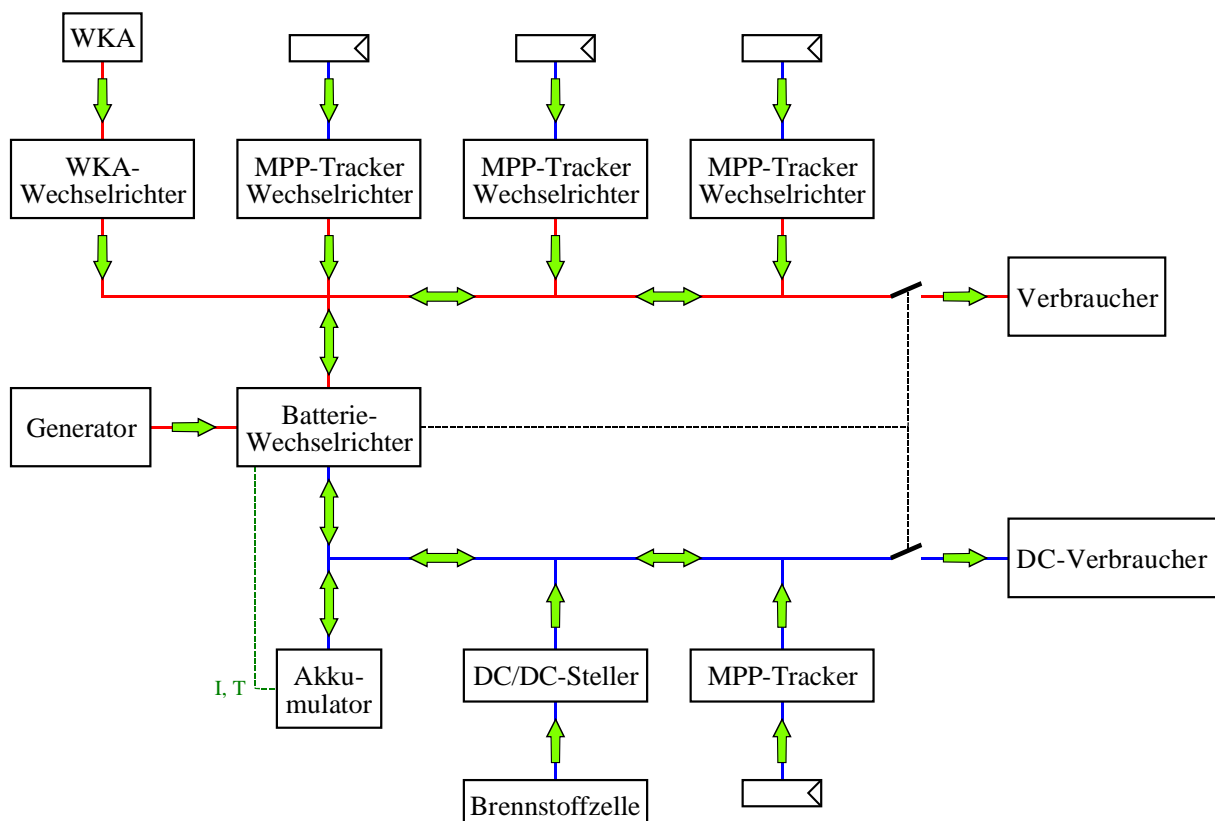
In den meisten Fällen ist eine kontinuierliche Möglichkeit des Strombezuges erforderlich. Der photovoltaisch erzeugte Strom muss deshalb für sonnenlose oder sonnenarme Zeiten (nachts, schlechtes Wetter) gespeichert werden. Dafür werden heute noch fast ausschließlich Akkumulatoren (meist Bleiakkus, seltener Nickel-Cadmium-Akkus, Lithium-Ionen-Akkumulatoren und Natrium-Schwefel-Akkus) eingesetzt. Für kurzzeitige Speicherung können auch Superkondensatoren mit großen Kapazitäten oder Schwungräder mit hohen Drehzahlen aus hochfesten Materialien eingesetzt werden. Für Langzeitspeicherung kann mit photovoltaisch erzeugtem Strom durch Elektrolyse von Wasser Wasserstoff erzeugt werden, der bei Bedarf mit Brennstoffzellen wieder in Strom umgewandelt werden kann.



Photovoltaische Inselanlage für DC-Verbraucher

Das Blockschema zeigt eine photovoltaische Inselanlage mit einem Akkumulator als Energiespeicher. Die Nennspannung des Akkumulators ist bei einer Inselanlage gleich der Systemspannung der Anlage. Übliche Systemspannungen sind bei kleinen Anlagen 12 V, bei mittleren Anlagen 24 V, 48 V oder noch mehr.

Die I-U-Kennlinie von Solargeneratoren eignet sich wegen ihrer Stromquellencharakteristik mit Spannungsbegrenzung sehr gut für die Aufladung von Akkumulatoren. Der Laderegler mit integriertem MPP-Tracker sorgt dafür, dass einerseits der Akkumulator nicht überladen werden kann und andererseits der Solargenerator immer im Punkt maximaler Leistung (MPP) betrieben wird. Der Laderegler schützt den Akkumulator vor Überladung, da sonst eine Zersetzung des im Elektrolyten (verdünnte Schwefelsäure) enthaltenen Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff erfolgt (Gasung des Akkumulators, Produktion von Knallgas). Dieser Vorgang stellt eine gewisse Gefahr dar, die mit guter Belüftung des Batterieraums jedoch unter Kontrolle gehalten werden kann. Der Wasserverlust verkürzt die Lebensdauer des Akkumulators und erfordert je nach Batterietyp manuelle Wartungsarbeiten (Nachfüllen von destilliertem Wasser). Vom Laderegler wird noch ein Gleichspannungsschutz angesteuert, das den Akkumulator vor Tiefentladung durch die angeschlossenen Verbraucher schützt. Bei Bedarf können auch einzelne Verbraucher nach gewissen Kriterien bei Teilladung des Akkumulators gezielt abgeschaltet werden.



Größere photovoltaische Inselanlage mit Wechselspannungs- bzw. Drehspannungsnetz

Bei größeren photovoltaischen Inselanlagen werden 230-V-Wechselspannungsnetze und bei sehr großen Leistungen auch 400-V-Drehspannungsnetze dezentral aufgebaut. Im Blockschema einer solchen Anlage ist das Wechsel- bzw. Drehspannungsnetz blau und das Gleichspannungsnetz (12 V, 24 V oder 48 V) rot dargestellt. Dieses Inselnetz ist beliebig erweiterbar. Es kann netzferne Verbraucher mit netzkonformen Wechselstrom versorgen.

Das dargestellte Inselnetz besteht aus drei Solargeneratoren denen jeweils ein Wechselrichter mit integriertem MPP-Tracker nachgeschaltet ist, eine Windkraftanlage mit nachgeschaltetem Windenergiewechselrichter für die Netzkopplung und die Verbraucher auf der Wechsel- bzw. Drehspannungsseite. Der Windenergiewechselrichter wandelt die drehzahlvariable Spannung von Windgeneratoren in netzkonforme Wechsel-/Drehspannung um.

Auf der Gleichspannungsseite sind neben dem Akkumulator noch eine Brennstoffzelle mit nachgeschaltetem DC-DC-Steller, ein weiterer Solargenerator mit nachgeschaltetem MPP-Tracker und die DC-Verbraucher dargestellt.

Der Batterie-Wechselrichter verbindet das Gleichspannungsnetz mit dem Wechsel-/Drehspannungsnetz und führt das gesamte Energiemanagement des Inselnetzes durch. Er überwacht die Temperatur und den Strom des Akkumulators und regelt den Lade- und Entladevorgang. Bei drohender Tiefentladung schaltet er die Verbraucher in beiden Netzteilen ab. An einem weiteren Wechsel-Drehspannungseingang des Batterie-Wechselrichters ist ein Generator angeschlossen, der bei Bedarf zugeschaltet werden kann. Durch diese Maßnahme kann der Akkumulator deutlich kleiner dimensioniert werden. Der Generator kann mit Diesel, Gas, Biogas oder Wasserkraft betrieben werden. Er kann auch Bestandteil eines Blockheizkraftwerks sein.

Der Batterie-Wechselrichter muss mit allen Stromrichtern des Inselnetzes vernetzt sein, um die erzeugte elektrische Energie und die verbrauchte Energie im Gleichgewicht zu halten. Der Akkumulator dient dabei als Speicher (Energiepuffer). Der Batterie-Wechselrichter sorgt für eine gute Spannungsstabilität und enge Toleranzen der 50-Hz-Netzfrequenz. Die Stromrichterkomponenten können von führenden Herstellern für Solar-Wechselrichter bedarfsgerecht zusammengestellt werden.

Akkumulatoren: Der Akkumulator ist nicht nur wegen seiner Speicherfunktion, sondern auch in Bezug auf die Kosten eine wichtige Komponente einer photovoltaischen Inselanlage. Die Kosten für den Akkumulator betragen etwa 10% bis 30% der Investitionskosten und wegen des periodisch notwendigen Ersatzes (begrenzte Zyklenlebensdauer) sogar etwa 30% bis 50% der Betriebskosten einer Inselanlage.

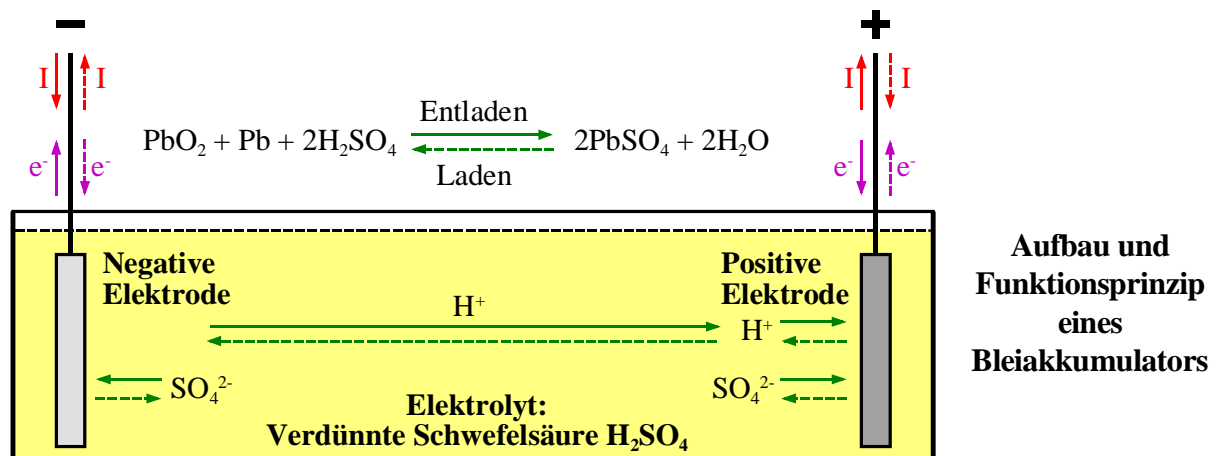
NiCd-Akkumulatoren werden in Photovoltaikanlagen meist nur in Sonderfällen bei kleineren Anlagen eingesetzt. Die Energiedichte einer NiCd-Zelle beträgt etwa 60 Wh/kg. Bei gleichem Energiespeichervermögen sind sie etwa 3 bis 5 mal teurer als Bleiakumulatoren. Wegen des giftigen Schwermetalls Cadmium sollen diese Akkulatoren nur noch eingeschränkt zur Anwendung kommen. Ein Ersatz kann bei kleinen Leistungen der Nickel-Metallhydrid-Akkumulator (NiMH) sein. Die Energiedichte einer NiMH-Zelle beträgt etwa 80 Wh/kg. NiMH-Akkumulatoren reagieren empfindlich auf Überladung, Tiefentladung und Überhitzung.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren werden ebenfalls in Photovoltaikanlagen meist nur in Sonderfällen bei kleineren Anlagen eingesetzt. Dieser Akkumulator zeichnet sich durch seine hohe Energiedichte von etwa 100 Wh/kg aus. Er ist thermisch stabil, liefert über den Entladezeitraum eine konstante Spannung und unterliegt keinem Memory-Effekt. Beim Ladevorgang wandern positiv geladene Lithium-Ionen durch einen Elektrolyt (z.B. Lithiumhexafluorophosphat) hindurch von der positiven Elektrode (Anode, LiCoO₂) zwischen die Graphitebenen der negativen Elektrode (Kathode, Li-Graphit), während der Ladestrom die Elektronen über den äußeren Stromkreis liefert. Beim Entladen wandern die Lithiumionen zurück

in das Metalloxid und die Elektronen können über den äußeren Stromkreis zur positiven Elektrode (nunmehr die Kathode) fließen. Ein konventioneller Lithium-Ionen-Akkumulator liefert eine Nennspannung von 3,6 V, die Ladeschlussspannung liegt bei 4,2 V, die Entladeschlussspannung beträgt 2,5 V, eine Tiefentladung auf unter 2,4 V führt zu irreversibler Schädigung und Kapazitätsverlust. Interne Schutzschaltungen wie Temperatursensoren oder eine Spannungsüberwachung sollen bei Überladung oder Überlastung eine Entzündung der brennbaren Elektrolytlösung verhindern. Falls allerdings keine Schutz-Elektronik vorhanden oder selbige defekt ist, kann der Akkumulator Feuer fangen.

Als neuer Energiespeicher für größere photovoltaische Inselanlagen kann der Natrium-Schwefel-Akkumulator eingesetzt werden. Gegenüber anderen Akkumulator-Typen wird hier ein fester Elektrolyt und flüssige Elektroden eingesetzt. Die Anode besteht aus geschmolzenem Natrium, die Kathode aus einem mit flüssigen Schwefel getränktem Graphitgewebe. Als Elektrolyt kommt ein natriumhaltiges Aluminiumoxid zum Einsatz. Da Natrium ein heftig mit Wasser reagierendes Alkalimetall ist, muss der Akku gut gegenüber Umwelteinflüssen geschützt werden. Die NaS-Zelle ist eine Hochtemperatur-Sekundärzelle. Im Gegensatz zu vielen anderen Akkumulatoren besitzt sie keinerlei elektrochemische Selbstentladung. Allerdings ist zum Aufrechterhalten der Funktionsfähigkeit ein Temperaturbereich von ca. 300 °C bis 350 °C erforderlich. Diese hohe Temperatur ist notwendig, da die reinen Stoffe Schwefel und Natrium aufgrund der verwendeten Bauform jeweils in flüssiger Form vorliegen müssen. Natrium-Schwefel-Akkumulatoren haben eine sehr hohe Speicherkapazität im Bereich um 200 Wh/kg. Sie werden in Demonstrationsanlagen zur Speicherung von Strom aus Windkraftanlagen bereits eingesetzt (Masse 80 t, Speicherkapazität 7,2 MWh und Energiedichte 90 Wh/kg).

In photovoltaischen Inselanlagen werden vorwiegend Bleiakkumulatoren eingesetzt, so dass nur diese hier detailliert behandelt werden.



Beim Entladen eines Bleiakkumulators wird an der positiven Elektrode Bleidioxid (PbO) unter Aufnahme von Elektronen aus dem Stromkreis in Bleisulfat (PbSO₄) umgewandelt, während an der negativen Elektrode metallisches Blei (Pb) unter Elektronenabgabe ebenfalls in Bleisulfat (PbSO₄) umgewandelt wird. Die für diese Umsetzung erforderlichen Sulfat-Ionen werden dabei dem Elektrolyten (verdünnte Schwefelsäure H₂SO₄) entnommen, wobei die Säurekonzentration sinkt und zusätzliches Wasser (H₂O) gebildet wird. Da die Schwefelsäure bei tiefen Temperaturen das Einfrieren des Elektrolyten verhindert, ist ein (teil-)entladener Akkumulator auf tiefe Temperaturen viel empfindlicher als ein vollgeladener Akkumulator. Der Akkumulator darf nicht zu tief entladen werden, da sonst eine Schädigung der Platten auftreten kann (Sulfatierung, Bildung grobkörniger PbSO₄-Kristalle, besonders im tiefentladenen Zustand), die beim Laden nicht mehr vollständig reversibel ist und die aktive Masse und damit die Kapazität des Akkumulators vermindert. Deshalb muss ein Tiefentlade-

schutz vorgesehen werden, der das Unterschreiten der zulässigen Entladeschlussspannung verhindert und notfalls die Last abschaltet.

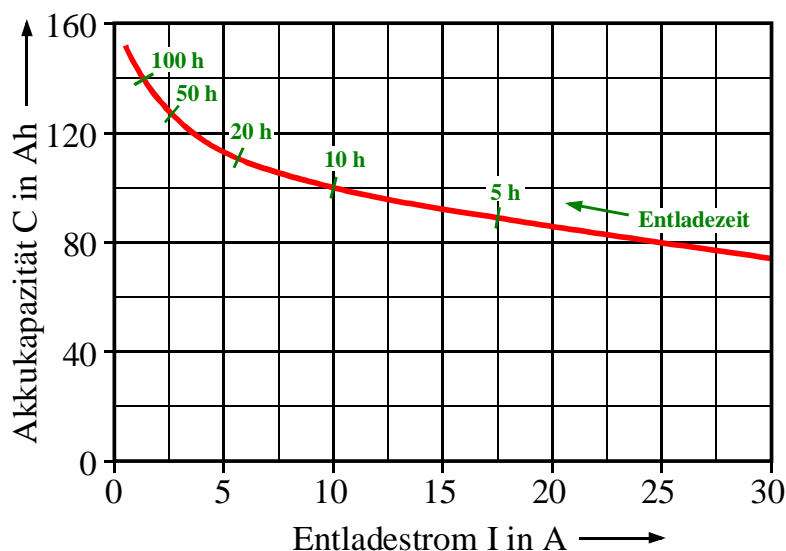
Beim Laden verlaufen diese chemischen Reaktionen umgekehrt, aus dem Bleisulfat entsteht an der positiven Elektrode wieder Bleidioxid und an der negativen Elektrode metallisches Blei, wobei die Säurekonzentration im Elektrolyten wieder ansteigt. Ist der Akkumulator vollgeladen, wird an der positiven Elektrode Sauerstoffgas (O_2) und an der negativen Elektrode Wasserstoffgas (H_2) gebildet. Dieses Gasmisch (Knallgas) ist im Bereich von etwa 4% bis 75% H_2 explosiv. Deshalb muss durch geeignete Maßnahmen (Begrenzung der Ladespannung, genügende Belüftung des Akkuraumes) dafür gesorgt werden, dass die H_2 -Konzentration genügend klein bleibt. Bei Akkumulatoren mit flüssigem Elektrolyten ist beim Betrieb in der Nähe der Ladeschlussspannung eine geringfügige Gasbildung unvermeidlich und es tritt allmählich ein gewisser Wasserverlust auf, der periodisch ersetzt werden muss (z.B. jedes Jahr sollte etwas destilliertes Wasser nachgefüllt werden). Dauerndes Überladen beschleunigt den Wasserverlust, fördert die Elektrodenkorrosion und senkt die Lebensdauer des Akkumulators.

Bei verschlossenen Akkumulatoren mit Gel-Elektrolyt, die in gewissen Grenzen lageunabhängig betrieben werden können und auslaufsicher sind, tritt beim Aufladen im Normalfall kein Gas aus und es entsteht damit kein Wasserverlust. Allerdings muss bei derartigen Akkumulatoren die maximale Ladeschlussspannung sehr genau eingehalten werden. Eine kleine Überschreitung dieser Spannung führt bereits zu einem internen Druckanstieg, einem Abblasen von überschüssigem Gas über das integrierte Sicherheitsventil und damit zu einem irreversiblen Wasserverlust, der die Lebensdauer beträchtlich verringern kann.

Kenngrößen und Eigenschaften von Akkumulatoren:

Die Nennspannung einer Einzelzelle beträgt beim Bleiakkumulator $U_{zelle} = 2 \text{ V}$. Die Nennspannung von üblichen Akkumulatoren für Photovoltaikanlagen beträgt durch Serienschaltung mehrerer Zellen 12 V oder 6 V. Große Akkumulatoren werden meist aus 2-V-Einzelnzellen aufgebaut. Bei der Serienschaltung von Zellen oder Akkumulatoren bleibt die Kapazität unverändert.

Unter der Kapazität C eines Akkumulators versteht man die Ladung Q , die von ihm in Amperestunden (Ah) speicherbar ist. Sie ist von der Entladedauer respektive dem Entladestrom und von der Betriebstemperatur abhängig. Deshalb wird bei der Angabe von Akkukapazität und Entladestrom oft mit einem Index die Entladedauer in Stunden angegeben.



C_{10} bedeutet also die Akkukapazität C bei einer Entladedauer von 10 h, I_{10} bedeutet den dabei fließenden Entladestrom. Bei höheren Entladeströmen sinkt die Kapazität eines Akkumulators. Für die Nennkapazität eines Akkumulators wird üblicherweise C_{10} verwendet.

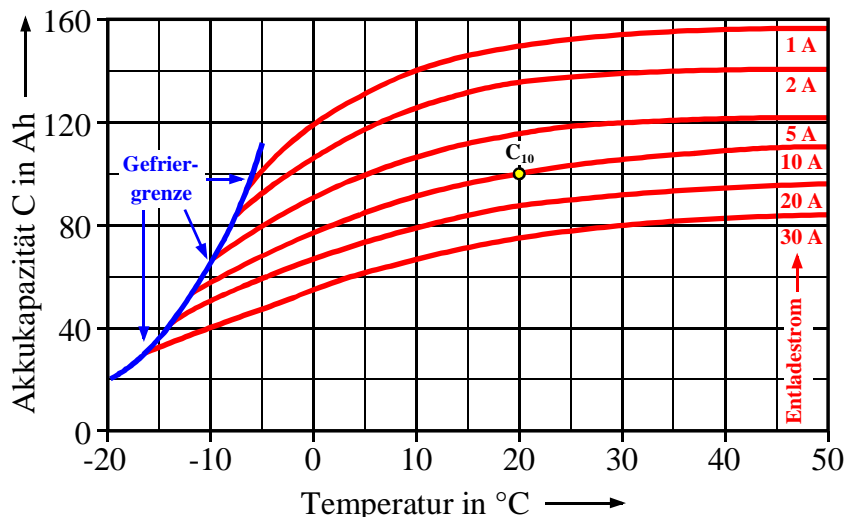
Nutzbare Kapazität C eines Bleiakkumulators mit einer Nennkapazität $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ bei $\vartheta = 20^\circ \text{C}$

In der Praxis werden auch Akkumulatoren mit weit größeren Kapazitäten eingesetzt. Das prinzipielle Verhalten entspricht dem Bleiakкумуляtor mit $C_{10} = 100 \text{ Ah}$. Ströme und Ladungen sind proportional, der Innenwiderstand umgekehrt proportional zur Kapazität des Bleiakкумуляtors.

Beim Vergleich von Kapazitätsangaben verschiedener Hersteller (EXIDE, BAE, Hoppecke) ist diese Tatsache sehr wichtig, es dürfen nur Kapazitätsangaben für die gleiche Entladedauer direkt miteinander verglichen werden. Hersteller von Akkumulatoren für photovoltaische Inselanlagen geben in Datenblättern deshalb gerne die Kapazitäten C_{20} oder C_{100} an. Für die Dimensionierung von Inselanlagen ist aber auch die erreichbare Zyklenzahl sehr wichtig. Die entsprechenden Tests der Hersteller beziehen sich in der Regel auf die Nennkapazität C_{10} oder gar nur auf 60% dieser Nennkapazität (nach IEC 896-1 bzw. IEC 896-2). Tiefentladungen auf C_{100} sollten nur in Ausnahmefällen vorkommen, sie verkürzen die Lebensdauer und viele Hersteller raten ausdrücklich davon ab!

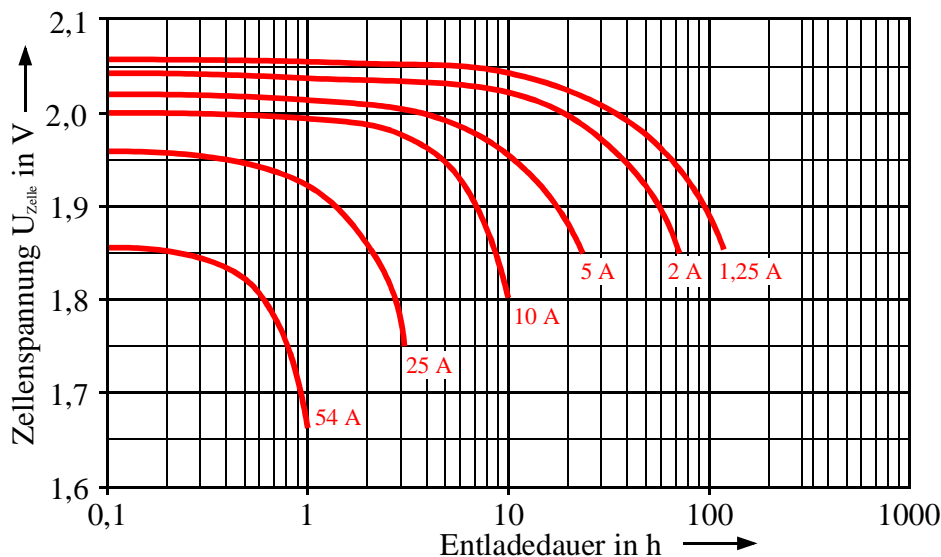
Sind nur die Werte von C_{20} und C_{100} bekannt, so erhält man die Nennkapazität des Akkumulators C_{10} näherungsweise wie folgt:

$$C_{10} \approx 0,85 \cdot C_{20} \approx 0,70 \cdot C_{100} \quad (3.1)$$



Nutzbare Kapazität eines Bleiakкумуляtors mit einer Nennkapazität $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ in Abhängigkeit der Zellentemperatur mit dem Entladestrom als Parameter

Bei Temperaturen unter etwa -5°C sinkt die nutzbare Kapazität stark ab, da der Akkumulator bei tiefem Ladezustand einfriert. Mit steigender Temperatur steigt die nutzbare Kapazität, aber auch die Selbstentladung. Bei hohen Temperaturen sinkt auch die Lebensdauer, da die internen Korrosionsvorgänge sehr viel rascher ablaufen. Akkumulatoren von Photovoltaikanlagen werden deshalb am besten bei Temperaturen von etwa 10°C bis 20°C (Keller eines Gebäudes) betrieben.



Bei Temperaturen von etwa 10°C bis 20°C (Keller eines Gebäudes) betrieben.

Zellenspannung in Abhängigkeit der Zeit für verschiedene Entladeströme bei einem Akkumulator mit $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ bei $\vartheta = 20^\circ\text{C}$

Die Entladeschlussspannung ist die Spannung, die beim Entladen nicht unterschritten werden darf, wenn die Lebensdauer des Akkumulators nicht beeinträchtigt werden soll. Sie ist vom Entladestrom abhängig und liegt bei Raumtemperatur zwischen 1,7 V und 1,85 V pro Zelle. Bei größeren Strömen sinkt die Entladeschlussspannung, denn am Innenwiderstand des Akkumulators tritt ein größerer Spannungsabfall auf. In photovoltaischen Inselanlagen müssen die Verbraucher rechtzeitig abgeschaltet werden, damit die Entladeschlussspannung nicht unterschritten wird.

Beim Laden des Akkumulators darf die Ladeschlussspannung nicht überschritten werden, wenn die Zersetzung des Elektrolyten unter Bildung von Wasserstoff- und Sauerstoffgas (Knallgas!) verhindert werden soll. Die sogenannte Gasungsspannung, bei der verstärkte Gasentwicklung einsetzt liegt bei Raumtemperatur etwa bei 2,4 V pro Zelle. Bei einer Photovoltaikanlage liegt die empfehlenswerte Ladegrenzspannung im Zyklenbetrieb bei Raumtemperatur meist im Bereich der Gasungsspannung. Die Ladeschlussspannung steigt mit sinkender Temperatur.

Bei Akkumulatoren mit flüssigem Elektrolyt ist es nach Tiefentladungen zur Verhinderung einer korrosionsfördernden Säureschichtung (höhere Säurekonzentration unteren Bereich des Akku) nützlich, beim Aufladen kurzzeitig eine etwas höhere Ladespannung zuzulassen, um mit einer kurzen Gasungsperiode den Elektrolyt besser zu durchmischen und damit diese Säureschichtung zu beseitigen. Bei Akkumulatoren mit Gel-Elektrolyten sind derartige Gasungsperioden jedoch schädlich, da der Wasserverlust nicht ausgeglichen werden kann.

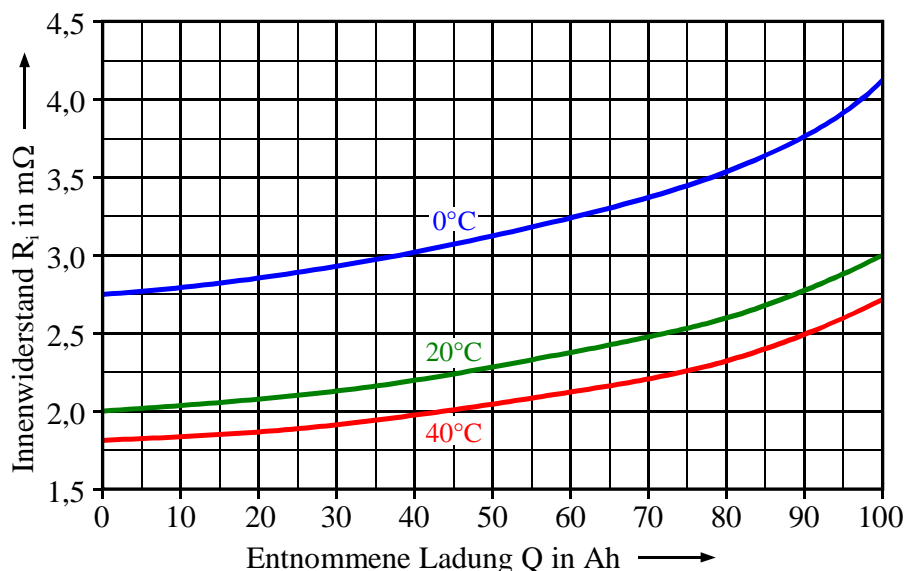
Ein Akkumulator speichert die ihm beim Ladevorgang zugeführte Ladung nicht vollständig, ein kleiner Teil davon wird für nicht der Speicherung dienende, aber immer in einem gewissen Umfang ablaufenden chemischen Nebenprozesse benötigt. Das Verhältnis zwischen der verfügbaren Ladung Q_E beim Entladen und der für die Aufladung benötigten Ladung Q_L wird Coulomb-Wirkungsgrad η_{Ah} genannt.

$$\eta_{Ah} = \frac{Q_E}{Q_L} = 0,80 \dots 0,98 \quad \text{Mittelwert für } \eta_{Ah} \approx 0,9 \quad (3.2)$$

Da die Spannung am Akkumulator beim Laden immer etwas höher ist als die mittlere Entladespannung, ist der Energiewirkungsgrad η_{Wh} immer kleiner als der Coulomb-Wirkungsgrad η_{Ah} .

$$\eta_{Wh} = 0,70 \dots 0,85 \quad \text{Mittelwert für } \eta_{Wh} \approx 0,8 \quad (3.3)$$

Zum Erreichen einer langen Lebensdauer sollten Solar-Akkumulatoren zyklisch nur etwa halb entladen. Mehr als 80% der Nennladung sollte in einem Zyklus nicht überschritten werden. Die Zyklenlebensdauer sinkt bei Blei-Akkumulatoren von etwa 5000 bei 25% auf etwa 2500 bei 50% und beträgt nur noch 1250 bei 75% Entladungstiefe.



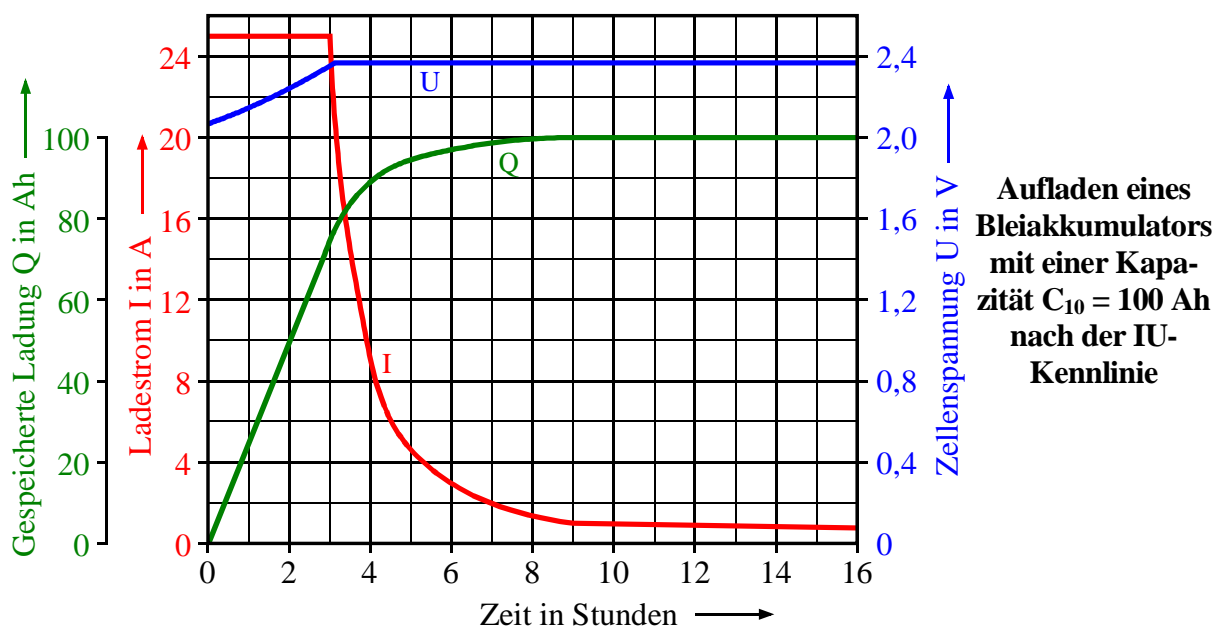
Typischer Innenwiderstand R_{i100Ah} eines 2-V-Bleiakkumulators für Photovoltaikanwendungen mit einer Kapazität $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ bei 0°C , 20°C und 40°C in Abhängigkeit der entnommenen Ladung

In manchen Anwendungen ist der Innenwiderstand R_i eines Akkumulators von Bedeutung. Er steigt im Verlauf der Entladung an und ist proportional zur Anzahl n_Z der in Reihe geschalteten Zellen und umgekehrt proportional zur Kapazität C des Akkumulators.

$$R_i = \frac{n_Z \cdot R_{i100Ah}}{Q/100 \text{ Ah}} \quad (3.3)$$

Ein Akkumulator entlädt sich auch ohne angeschlossene Verbraucher ganz langsam. Dies geschieht umso schneller, je höher die Temperatur ist. Bei Akkumulatoren für Photovoltaikanlagen sollte die Selbstentladung im Bereich 2% bis 5% der Nennkapazität pro Monat liegen. Bei einer Erhaltungsladung von ca. 2,25 V pro Zelle bei 20°C bleibt ein Akkumulator nach einer Vollladung dauernd voll geladen.

Aufladen von Bleiakкумуляtoren: Ein vollständig entladener Bleiakкумуляtor kann große Ladeströme aufnehmen. Häufig wird der Ladestrom nicht durch die Eigenschaften des Akkumulators sondern durch das Ladegerät den Photovoltaikgenerators begrenzt. Die Spannung steigt bei Laden langsam an, bis die Ladegrenzspannung erreicht wird.



Beim Erreichen der Ladegrenzspannung darf der Ladevorgang nicht beendet werden, da sonst der Akkumulator nicht auf seine volle Kapazität aufgeladen wird. Durch den Laderegler muss sichergestellt werden, dass diese Spannung nicht überschritten wird. Hierzu muss der Ladestrom entsprechend reduziert werden. Erst nach einigen weiteren Stunden Nachladen mit der Ladegrenzspannung erreicht der Akkumulator beim IU-Ladeverfahren seine volle Kapazität.

Zusammenschaltung von Akkumulatoren: Bei der Zusammenschaltung von Akkumulatoren sollen immer nur Akkumulatoren gleichen Typs, gleicher Kapazität, gleichen Alters und gleichen Ladezustandes verwendet werden.

Bei der Serienschaltung von gleichartigen Akkus addieren sich die Spannungen und die Innenwiderstände bei gleichbleibender Kapazität C .

Bei der Parallelschaltung von Akkumulatoren bleibt die Akkuspannung unverändert und es addieren sich die Kapazitäten und die Innenleitwerte. Bei der Parallelschaltung ist besonders bei kleinen Systemspannungen eine Sicherung pro Strang vorzusehen, damit bei einem Plattenkurzschluss keine Schäden durch die in einem solchen Fall fließenden sehr hohen Ausgleichsströme auftreten können. Die Leitungen von den Knotenpunkten zu den einzelnen Plus- und Minuspole müssen gleich lang sein, um bei der Parallelschaltung ungleichmäßige Belastungen der einzelnen Akkumulatoren zu vermeiden.

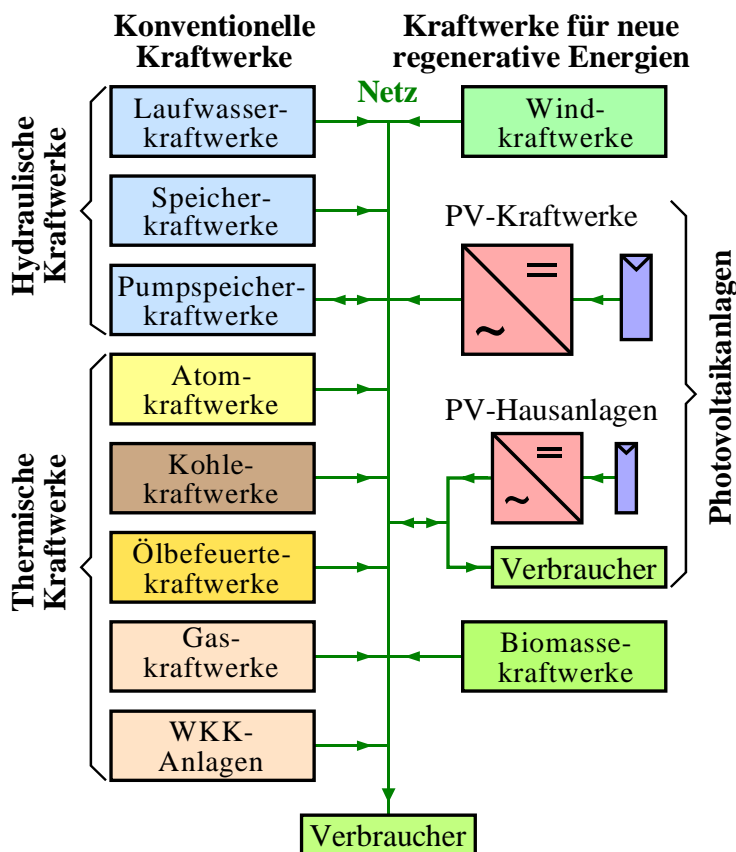
Anforderungen an Akkumulatoren für Photovoltaikanlagen:

- Grosse Kapazität (meist ein Mehrfaches eines Tagesverbrauches).
- Hohe Zyklenlebensdauer bei relativ kleiner Zyklientiefe (vorwiegend Teilentladung).
- Gelegentliche Tiefentladezyklen mit Zyklientiefen von 80% bis 100% ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer zulässig.
- Bereits sehr kleine Ladeströme (z.B. I_{1000}) sollen für die Energiespeicherung ausgenützt werden können.
- Geringe Selbstentladung (maximal 2% - 5% der Nennkapazität pro Monat).
- Guter Amperestundenwirkungsgrad η_{Ah} resp. kleiner Ladefaktor.
- Geringe oder gar keine Wartung erforderlich (Nachfüllen von destilliertem Wasser in Intervallen von einem Jahr oder mehr). Bei verschlossenen gasdichten Bleiakkumulatoren ist über die ganze Lebensdauer überhaupt keine Wartung nötig.

3.2 Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen

Bei mittleren und größeren Photovoltaikanlagen werden in Gebieten mit ausgebauter öffentlicher Stromversorgung die Speicherkosten einspart, indem man die Photovoltaikanlage über einen geeigneten Wechselrichter direkt mit dem Stromnetz koppelt. Mit den heute erhältlichen Komponenten sind netzgekoppelte Photovoltaikanlagen bereits ab einer Größe von etwa 500 Wp sinnvoll realisierbar.

Da in einem elektrischen Energienetz auf Grund der Gesetze der Elektrotechnik in jedem Zeitpunkt die Summe der erzeugten Leistung gleich der Summe der verbrauchten Leistung sein muss, wirkt das Netz dabei natürlich nicht als Speicher im eigentlichen Sinn. Die von einer Photovoltaikanlage oder auch einem Windkraftwerk ins Netz eingespeiste Leistung wird



Prinzip des Netzverbundbetriebs von PV-Anlagen

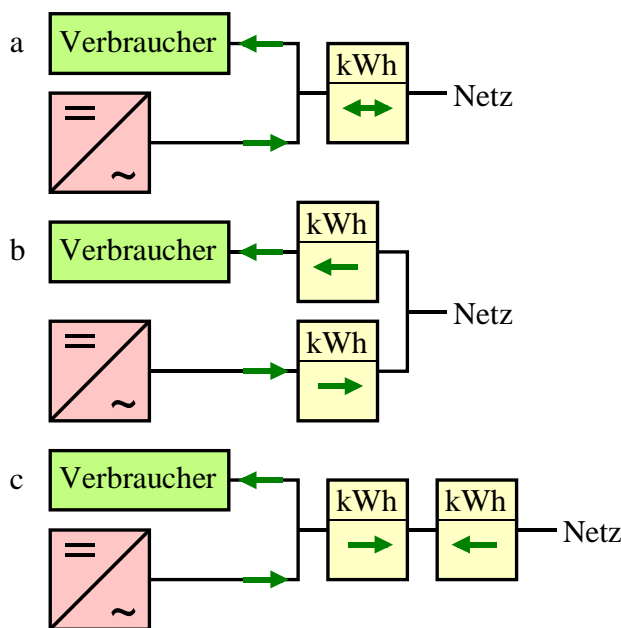
beim Netzverbundbetrieb von irgendeinem Verbraucher im Netz aufgenommen und muss nicht durch die anderen Kraftwerke produziert werden. Die so ins Netz eingespeiste Energie führt also zu einem Minderverbrauch an Primärenergie in einem Kraftwerk, das seine Produktion rasch dem wechselnden Verbrauch anpassen kann.

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen sind kleine Kraftwerke, die ihre Energie ins Netz eines Elektrizitätswerkes einspeisen. Sie dürfen den normalen Betrieb des Netzes nicht beeinträchtigen und benötigen deshalb immer eine Anschlussbewilligung des entsprechenden Elektrizitätswerkes.

Weitaus der meiste Strom wird in Gebäuden verbraucht. Es liegt deshalb nahe, Photovoltaikanlagen direkt auf Dächer und an Fassaden von Gebäuden zu montieren. Auf diese Weise kann mindestens ein Teil des Strombedarfs des Gebäudes direkt produziert werden, es entsteht kein zusätzlicher Landbedarf für die Montage des Solargenerators und es ist meist bereits ein Netzanschluss vorhanden, der kostenlos mit genutzt werden kann. Der Solargenerator wird üblich auf dem Dach angebracht. Er wandelt die eingestrahelte Sonnenenergie in Gleichstrom um. Im Generatoranschlusskasten sind die einzelnen Stränge des Solargenerators parallel geschaltet. Die erzeugte Gleichstromleistung wird über die Gleichstromhauptleitung dem Wechselrichter zugeführt, der diesen Gleichstrom in Wechselstrom mit einer Spannung von 230 V und einer Frequenz von 50 Hz umformt. Die Energieproduktion der PV-Anlage wird meistens mit einem separaten Energiezähler erfasst und ins öffentliche Energienetz eingespeist.

Je nach der Art der Verrechnung mit dem lokalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sind verschiedene Schaltungen der Energiezähler denkbar.

Die einfachste Verrechnungsart mit nur einem Zähler ist im Bild a dargestellt (Saldomesung). Er läuft vorwärts, wenn das Gebäude Energie vom Netz bezieht und rückwärts, wenn ein Energieüberschuss ins Netz eingespeist wird. Diese Möglichkeit ist sehr einfach, man braucht nur einen Zähler und es treten damit nur die Verluste eines Zähler auf. Langfristig ist dies sicher die sinnvollste Schaltungsart. Es erfolgt dabei automatisch eine Vergütung im Verhältnis 1: 1, d.h. für eine eingespeiste Kilowattstunde (kWh) wird genau der gleiche Preis vergütet wie für eine bezogene Kilowattstunde verrechnet wird.

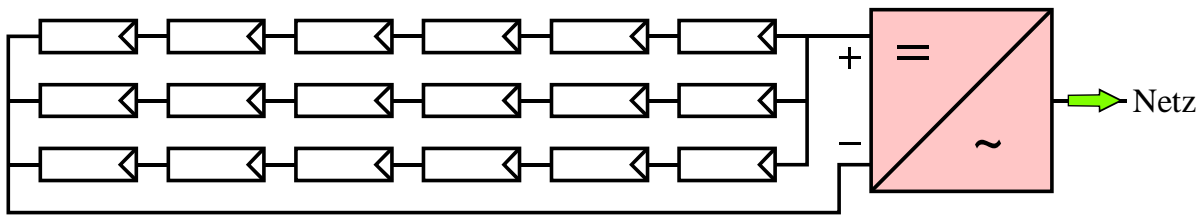


Zählerschaltungen für die Verrechnung mit dem EVU

Bild b zeigt die Schaltung, die bei der Förderung von Photovoltaikanlagen über den Strompreis angewendet wird. Das EVU übernimmt dabei die gesamte Energieproduktion zum höheren Förderpreis, während der gesamte Energiebezug zum (tieferen) normalen Bezugstarif verrechnet wird. Diese Schaltung wird seit April 2000 in der BRD (Einführung des EEG) landesweit angewandt.

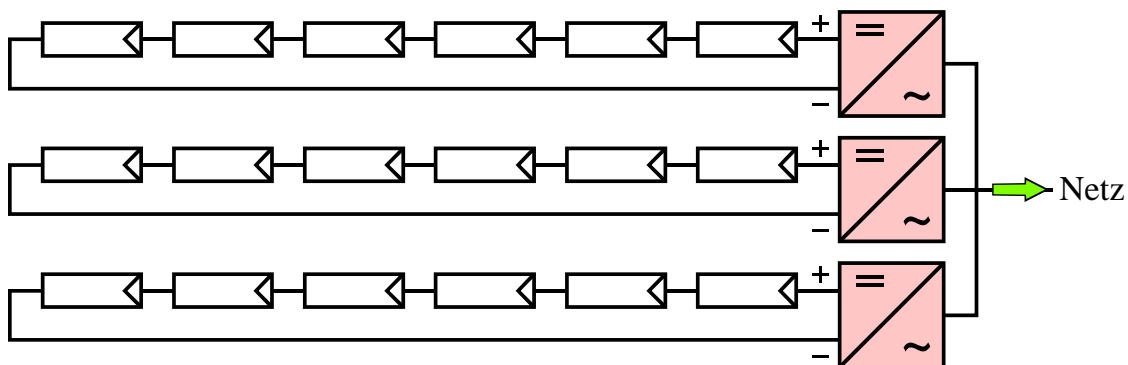
In Bild c ist die Standardschaltung mit zwei Zählern mit Rücklaufsperrung zur separaten Messung und Verrechnung der vom Netz bezogenen Energie und der ins Netz eingespeisten Energie. Sie wird vor allem von EVU's angewendet, die gegenüber der Photovoltaik eher skeptisch eingestellt sind und für eingespeiste Energie meist einen tieferen Tarif vergüten als sie für bezogene Energie verrechnen.

Für den Aufbau netzgekoppelter Photovoltaikanlagen sind verschiedene Varianten möglich. Bei der klassischen Variante mit einem zentralen Wechselrichter besteht der Solargenerator meist aus n_{SP} parallelen Strängen zu n_{MS} Modulen in Serienschaltung, es ist somit eine relativ aufwändige Gleichstromverkabelung und ein spezieller Generatoranschlusskasten erforderlich und die Anlage ist empfindlich auf Teilbeschattungen und Mismatch innerhalb des Solargenerators.



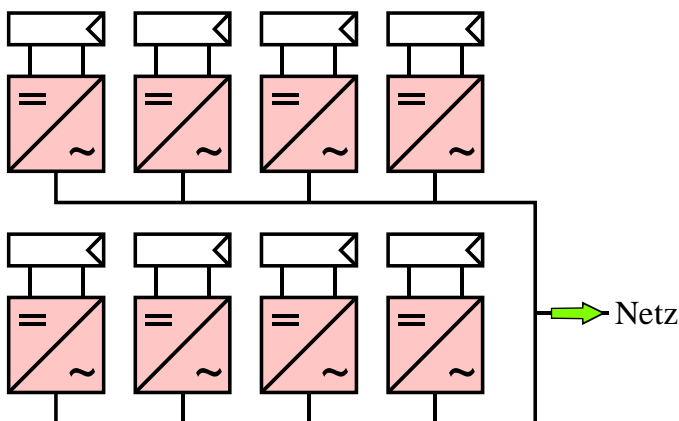
PV-Anlage mit mehreren parallelen Strängen und einem Zentral-Wechselrichter

Seit gut zehn Jahren sind auch kleinere String-Wechselrichter erhältlich, die nur noch für einen Strang ausgelegt sind, sodass sich die gleichstromseitige Verkabelung auf die Serienschaltung einiger Module beschränkt und kein Generator-Anschlusskasten mehr erforderlich ist. Bei größeren Anlagen werden einfach mehrere derartige Stringwechselrichter eingesetzt, die netzseitig parallel geschaltet werden. Da sich jeder Stringwechselrichter den speziellen Einstrahlungsverhältnissen der ihm zugeordneten Module anpassen kann, sind derartige Anlagen auf Teilbeschattungen weniger empfindlich. Wegen des Fehlens einer Gleichstrom-Hauptleitung und der meist kurzen Strangverkabelung sind auch die Verluste auf der Gleichstromseite meist geringer als bei Anlagen mit Zentralwechselrichter. Der Wirkungsgrad der Gesamtanlage kann durchaus vergleichbar oder sogar besser sein als der Wirkungsgrad einer Anlage mit Zentralwechselrichter, obwohl der reine DC-AC Umwandlungswirkungsgrad kleinerer Wechselrichter meist etwas kleiner ist als der von größeren Wechselrichtern.



PV-Anlage mit Serienschaltung der Module eines Strangs und String-Wechselrichtern

Eine konsequente Weiterentwicklung dieses Prinzips ist der Einsatz von Modulwechselrichtern, die heute für Leistungen von etwa 100 Wp bis 400 Wp angeboten werden. Bei Anlagen mit Modulwechselrichtern ist bei aufgeklebten Wechselrichtern gar keine oder nur eine ganz einfache Verdrahtung auf der Gleichstromseite erforderlich. Anlagen mit Modulwechselrichtern sind gegenüber Teilbeschattungen und Mismatch sehr unempfindlich und weisen auf der Gleichstromseite praktisch keine Verluste mehr auf. Da sich die Solarmodule im Betrieb jedoch stark erwärmen, ist es zweckmäßig, den Modulwechselrichter thermisch vom zugehörigen Modul etwas zu isolieren, um seine Betriebstemperatur abzusenken und damit seine Lebensdauer zu erhöhen. Da die Lebensdauer eines Modulwechselrichters, der viele elektronische Komponenten enthält, deutlich kleiner als die Lebensdauer eines Solarmoduls ist, sollte eine lösbare Verbindung



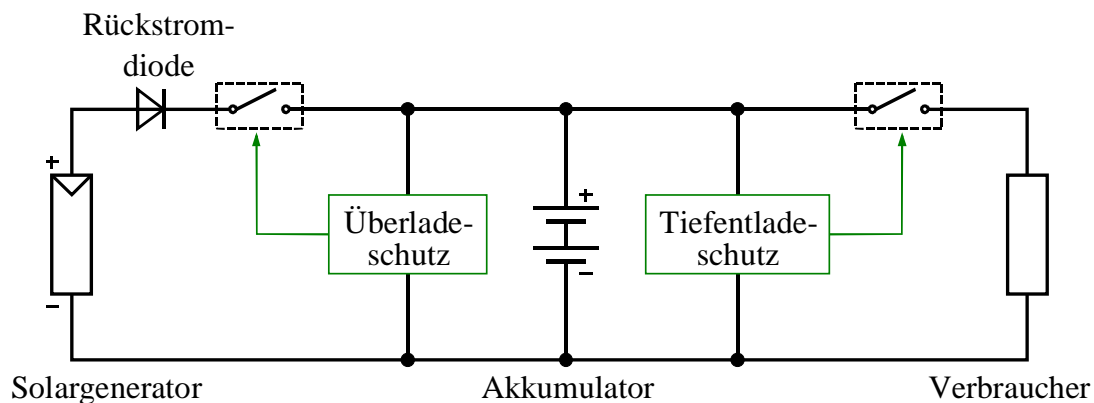
PV-Anlage mit Modul-Wechselrichter

zwischen Modul und Modulwechselrichter vorgesehen werden, damit dieser bei Bedarf ersetzt werden kann.

Modulwechselrichter und oft auch Stringwechselrichter müssen in der Nähe von oder unmittelbar bei den Solarmodulen angeordnet werden. Wie die Module sind sie deshalb unmittelbar dem Außenklima ausgesetzt und müssen so ausgelegt werden, dass sie diese Beanspruchung ohne Korrosionserscheinungen oder Betriebsstörungen dauernd aushalten. Zentralwechselrichter werden meist in Innenräumen oder zumindest in einem wetterfesten Container oder einem Schutzgehäuse untergebracht, so dass ihre klimatische Beanspruchung deutlich geringer ist.

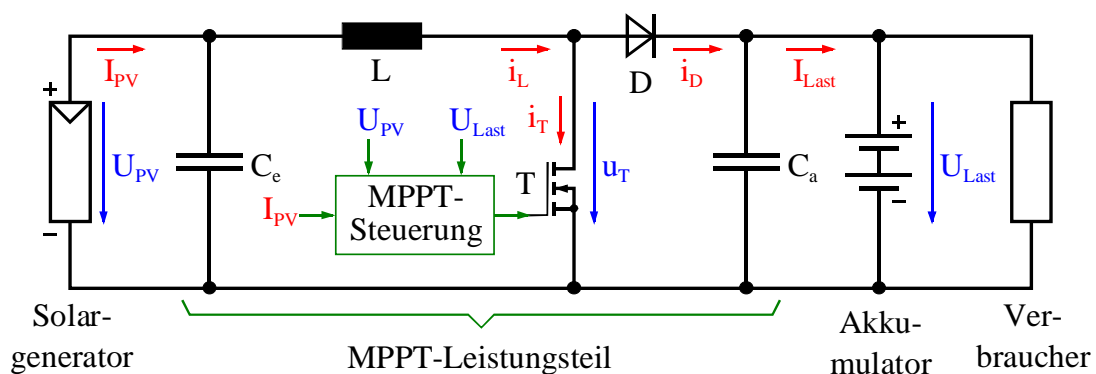
3.3 Stromrichter für Photovoltaikanlagen

Die Spannung des Solargenerators muss natürlich auf die gewählte DC-Systemspannung bei Inselanlagen und bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen auf die Netzspannung abgestimmt werden. Bei kleinen Inselanlagen kommen einfache Schaltungen mit Rückstromdiode, Überladeschutz und Tiefentladeschutz zum Einsatz. Die Rückstromdiode verhindert eine Entladung des Akkumulators in der Nacht, der Überladeschutz unterbricht beim Überschreiten der Gasungsspannung die Ladung des Akkumulators und der Tiefentladeschutz für den Akkumulator schaltet bei etwa 1,8 V pro Zelle die angeschlossenen Verbraucher ab.



Photovoltaische Inselanlage mit Rückstromdiode, Überladeschutz und Tiefentladeschutz

Bei Inselanlagen ab etwa 300 W ist der Einsatz von Maximum-Power-Point-Trackern (MPPT) sinnvoll. Ein MPPT ist im Allgemeinen ein Aufwärtswandler, der dafür sorgt, dass der PV-Generator immer im Punkt maximaler Leistung (MPP) betrieben wird. Die minimale Spannung des Akkumulators muss dabei höher als die maximale Spannung des Solargenerators sein. Für Photovoltaikanlagen mit niedriger DC-Systemspannung werden auch MPPT als Abwärtswandler verwendet. Hier kann der Solargenerator nur einspeisen, wenn seine aktuelle Spannung höher als die Batteriespannung ist, so dass bei geringer Einstrahlung der Solargenerator keine elektrische Energie liefert.

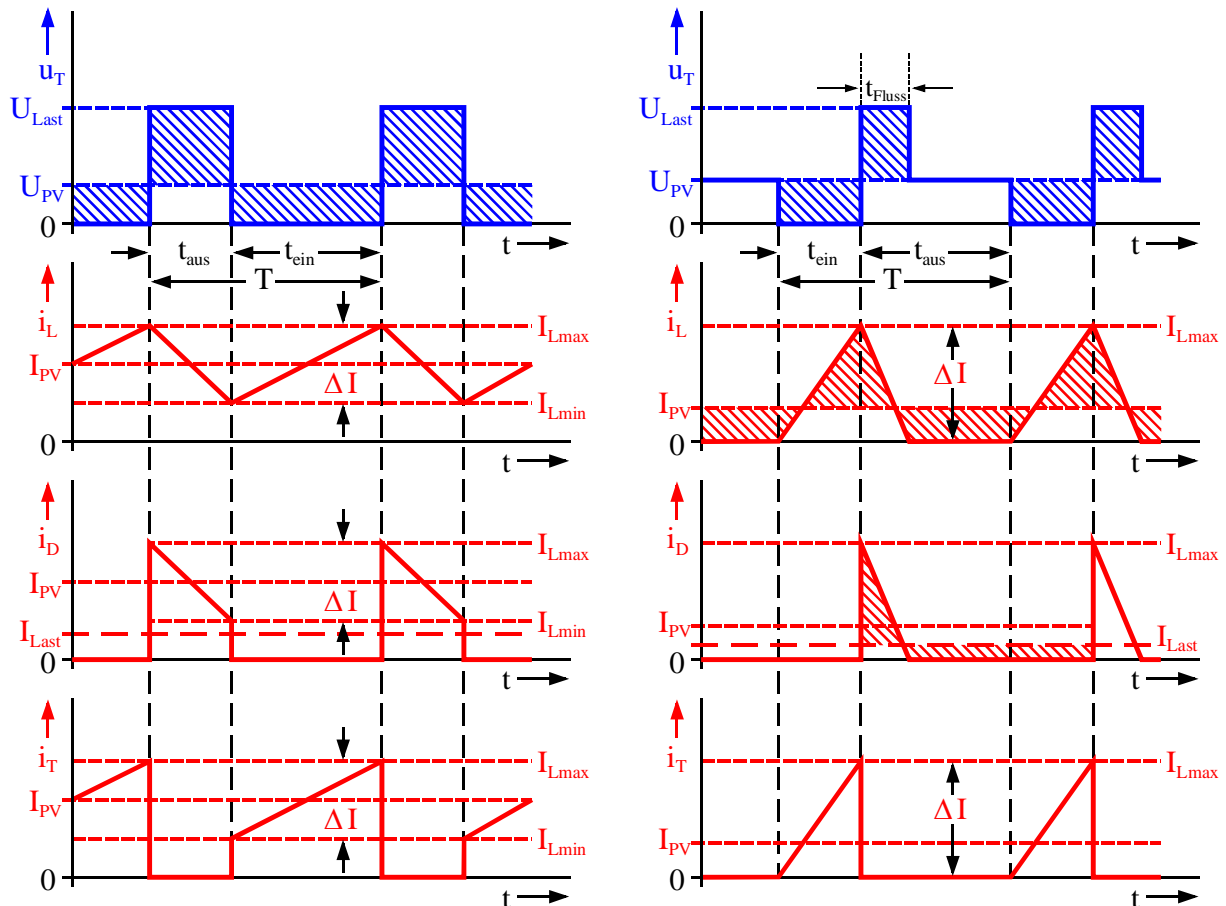


Prinzipschaltung eines MPPT-Ladereglers mit Aufwärtswandlung

Beim MPPT-Laderegler mit Aufwärtswandlung wird die Spannung des Solargenerators (Eingangsspannung) in die größere Spannung des Akkumulators (Ausgangsspannung) umgewandelt. Dazu wird die Induktivität L während der Einschaltzeit t_{ein} bei leitendem Transistor T an die Eingangsspannung U_{PV} geschaltet, wodurch i_L ansteigt. In der Sperrphase t_{aus} des Transistors T fließt der Strom über die Diode auf die Ausgangsseite. Da die Energieübertragung in der Sperrphase des Transistors erfolgt, heißt dieser Wandler Sperrwandler.

Für den Aufwärtswandler mit nicht lückendem Strom gilt für die Ausgangsspannung U_{Last} :

$$U_{\text{Last}} = U_{\text{PV}} \cdot \frac{t_{\text{ein}} + t_{\text{aus}}}{t_{\text{aus}}} = U_{\text{PV}} \cdot \frac{T}{t_{\text{aus}}} \quad (3.4)$$



Betrieb mit nicht lückendem Spulenstrom

Betrieb mit lückendem Spulenstrom

Spannungs- und Stromverläufe beim Aufwärtswandler

Für die verlustfreie Schaltung gilt für den Ausgangsstrom I_{Last} bei ausreichender Glättung durch den Ausgangskondensator C_a und nicht lückendem Spulenstrom i_L :

$$I_{\text{Last}} = I_{\text{PV}} \cdot \frac{t_{\text{aus}}}{T} \quad (3.5)$$

Bei gegebenem Stromripple ΔI kann in Abhängigkeit von Eingangs-, Ausgangsspannung und Arbeitsfrequenz $f = 1/T$ des Wandlers die Induktivität L angegeben werden:

$$L = \frac{U_{\text{PV}}}{\Delta I \cdot f} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{PV}}}{U_{\text{Last}}} \right) \quad (3.6)$$

Bei lückendem Spulenstrom i_L gilt für den Eingangsstrom I_{PV} und den Ausgangsstrom I_{Last} :

$$I_{\text{PV}} = \frac{\Delta I}{2} \cdot \frac{t_{\text{ein}} + t_{\text{Fluss}}}{T} \quad I_{\text{Last}} = \frac{\Delta I}{2} \cdot \frac{t_{\text{Fluss}}}{T} \quad (3.7)$$

Der MPPT-Leistungsteil einschließlich der Kondensatoren C_e und C_a muss konzentriert aufgebaut werden und den EMV-Bestimmungen entsprechen. Der MPPT-Regler berechnet aus der aktuellen Spannung des Solargenerators U_{PV} , dem aktuellen Strom des Solargenerators I_{PV} und der aktuellen Akkumulatorspannung U_{Last} die Einschaltzeit t_{ein} des Feldeffekttransistors T bei vorgegebener Arbeitsfrequenz f . Der MPPT-Regler ist so programmiert, dass der Solargenerator immer im Maximum-Power-Point (MPP) bei der jeweiligen Bestrahlung betrieben wird und damit die maximale Leistung P_{max} abgibt. Werden die Verluste vernachlässigt, gilt:

$$P_{max} = U_{PV} \cdot I_{PV} = U_{Last} \cdot I_{Last} \quad (3.8)$$

Wenn die Gasungsspannung des Akkumulators überschritten wird, erfolgt Impulssperre, so dass der Solargenerator seinen Leerlauf-Betriebspunkt mit $U_{PV} = U_{PV0}$ und $I_{PV} = 0$ erreicht.

Maximum-Power-Point-Tracker haben einen hohen Wirkungsgrad, der bei großen Leistungen 99% erreichen kann.

Wechselrichter für photovoltaische Inselanlagen:

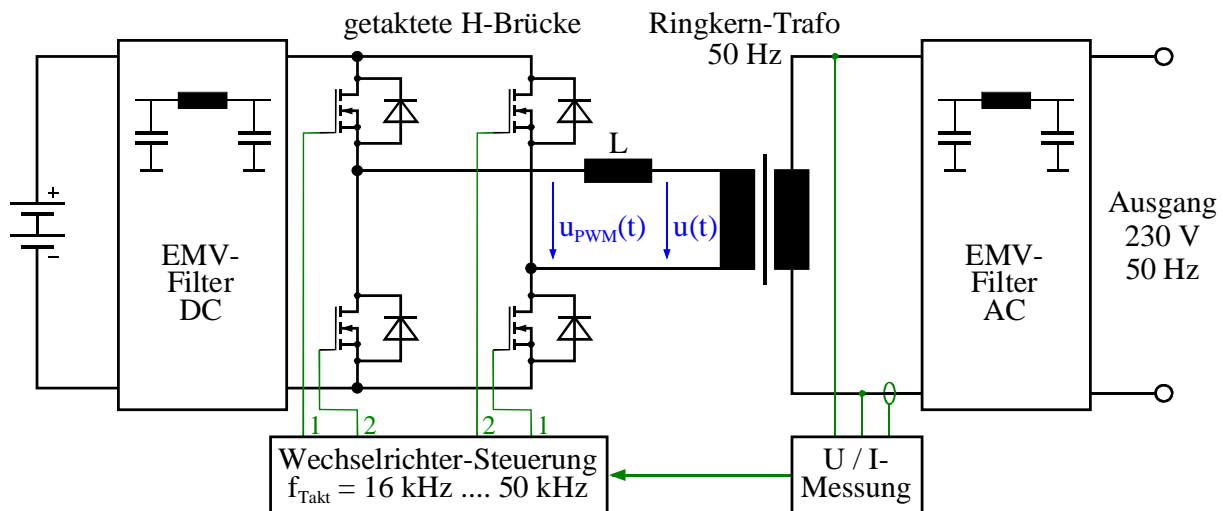
Da nicht alle Verbraucher als Gleichstrom-Kleinspannungsgeräte erhältlich sind, wird in größeren Inselanlagen häufig ein Wechselrichter eingesetzt, um auch Wechselstromgeräte mit einer Spannung von 230 V und einer Frequenz von 50 Hz betreiben zu können. Bei Wechselrichtern für Inselanlagen sind andere Eigenschaften wichtig als bei Geräten, die in netzgekoppelten Photovoltaikanlagen eingesetzt werden.

Anforderungen für Wechselrichter in Inselanlagen:

- Wechselspannungsquelle mit stabiler, intern erzeugter Frequenz, meistens 50 Hz.
- Hoher Wirkungsgrad auch im Teillastbereich.
- Kleiner Leerlaufstrom und damit kleine Leerlaufverluste.
- Fähigkeit, die für den Betrieb von induktiven Verbrauchern nötige Blindleistung ohne allzu große Reduktion des Wirkungsgrades zu liefern.
- Fähigkeit, einige 100 ms große Anlaufströme – ca. 2 - 3,5-facher Nennstrom – zu liefern.
- Kurzzeitige Überlastbarkeit von ca. 50% im Bereich einige Sekunden bis einige Minuten.
- Einschaltstrombegrenzung auf der Gleichstromseite damit kein unnötiges Auslösen von Hauptsicherungen des Akkumulators beim Einschalten erfolgt.
- Schutz gegen Überspannungen durch Abschalten induktiver Verbraucher. Schutz gegen Überlastung und Kurzschluss auf der Wechselstromseite.
- Sinusförmige Ausgangsspannung mit geringem Oberschwingungsgehalt.

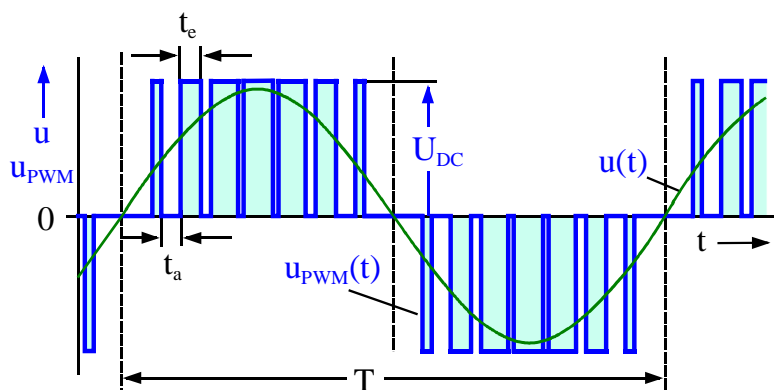
Stand der Technik sind heute Wechselrichter mit sinusförmigem oder zumindest annähernd sinusförmigem Ausgangssignal. Wechselrichter mit anderem Ausgangssignalen sind zwar noch auf dem Markt und auch vielfach in älteren Anlagen noch vorhanden, ihre früher vorhandenen Vorteile (günstigerer Preis, höhere Überlastbarkeit) haben sie aber dank der Weiterentwicklung der Sinuswechselrichter weitgehend eingebüßt.

Sinuswechselrichter erzeugen eine praktisch sinusförmige Ausgangsspannung, an die grundsätzlich alle Verbraucher angeschlossen werden können. Sie sind kurzzeitig stark überlastbar (teilweise bis 350 %), so dass keine Probleme mit Anlaufströmen auftreten. Die Sinusform des Ausgangssignals wird durch Erzeugung eines pulsweitenmodulierten Signals mit einer Taktfrequenz von etwa 16 kHz bis 50 kHz im Innern des Wechselrichters erreicht. Diese relativ hohe Taktfrequenz kann mit geringem Aufwand – z.B. eine einfache Drossel – ausgefiltert werden. Die niederfrequenten Oberschwingungen werden vom Schaltungsprinzip her weitgehend unterdrückt. Das Blockschaltbild eines derartigen Sinuswechselrichters und die Spannungserzeugung mit Pulsweitenmodulation zeigen die Erzeugung einer sinusförmigen Ausgangsspannung mit Hilfe der Pulsweitenmodulation.



Blockschaltbild eines Sinuswechselrichters mit Power-MOS-FET

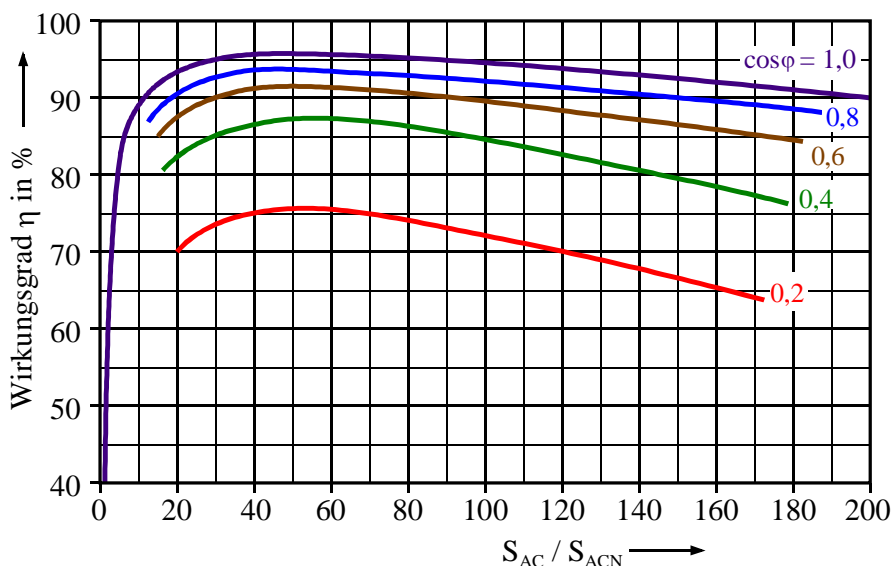
Die beiden Steuersignale 1 und 2 schalten jeweils zwei diagonal gegenüberliegende FET's gleichzeitig durch, während die beiden anderen gesperrt bleiben. Durch unterschiedliche Dauer der Ein- und Ausschaltzeiten der getakteten H-Brücke (Pulsbreiten-, Pulsdauer- bzw. Pulsweitenmodulation) wird der Verlauf der Sinusspannung approximiert. Bei der Pulswellenmodulation wird das Ein- und Ausschalten innerhalb einer Halbperiode mit hoher



Sinusspannungserzeugung mit Pulsweitenmodulation

bei der Pulswellenmodulation wird das Ein- und Ausschalten innerhalb einer Halbperiode mit hoher Taktfrequenz realisiert, wobei das momentane Tastverhältnis dem Momentanwert der gewünschten Sinusspannung entspricht. Da die Taktfrequenz viel höher als die Frequenz der zu erzeugenden Spannung ist, kann die Taktfrequenz und deren Oberschwingungen mit einem einfachen Tiefpassfilter (Induktivität L) leicht eliminiert werden.

Weitere Hinweise zur Wirkungsweise der Spannungs- und Stromerzeugung beim Sinuswechselrichter sind in den Hilfsblättern zur Vorlesung Leistungselektronik im Kap. 5 entsprechend aufgeführt.



Typischer Wirkungsgradverlauf eines Sinuswechselrichters für Inselanlagen bei ohmsch-induktiver Belastung in Funktion der normierten AC-Scheinleistung (S_{AC} / S_{ACN})
Parameter ist der $\cos\phi$

Mit Sinuswechselrichtern wird ein maximaler Wirkungsgrad η_{\max} von weit über 90% erreicht, bei höheren Leistungen (ab 5 kVA) liegt η_{\max} bei etwa 96%. Zwischen 30% und 100% der Nenn-Scheinleistung S_{ACN} wird abhängig vom Leistungsfaktor λ ein guter Wirkungsgrad η erreicht. Der Leistungsfaktor λ entspricht bei überschwingungsfreien Verbrauchern dem Grundschiebungsfaktor $\cos\phi$. Durch die hochfrequente Taktung bei der Pulsbreitenmodulation mit sehr steilen Flanken, die zur Erzielung eines hohen Wirkungsgrades erforderlich sind, entstehen aber hochfrequente Störspannungen am Ausgang, die durch die auf niedrige Frequenzen optimierten Ausgangsfilter nur ungenügend gedämpft werden. Gute HF-Sinuswechselrichter sind deshalb beidseitig mit zusätzlichen EMV-Filtern ausgerüstet, damit keine Störungen bei anderen Geräte auftreten.

Photovoltaik-Netzwechselrichter:

Das Herzstück und zugleich das kritische Element einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage ist der Wechselrichter. Der Betrieb solcher Wechselrichter kann andere elektrische und elektronische Geräte in der Umgebung durch Überspannungen oder Oberschwingungen im Netz oder abgestrahlte Störungen beeinträchtigen. Umgekehrt kann der ordnungsgemäße Wechselrichterbetrieb durch die Verhältnisse im Netz (z.B. die Netzimpedanz oder die Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt) beeinflusst und durch spezielle Ereignisse (z.B. Überspannungen, Rundsteuersignale usw.) sogar gestört werden. Diese Probleme müssen bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen beachtet und gelöst werden.

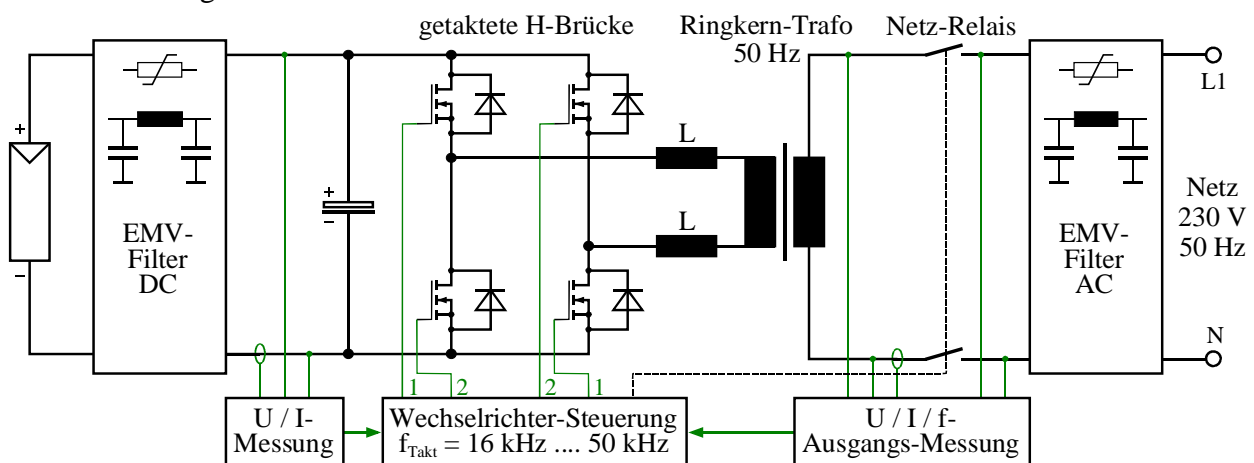
Zur Einspeisung ins Netz muss der vom Solargenerator erzeugte Gleichstrom in Wechselstrom einer Frequenz von 50 Hz umgewandelt werden. Neben dieser Hauptaufgabe übernehmen speziell für Netzverbundanlagen konzipierte Photovoltaik-Wechselrichter meist auch die Maximalleistungssteuerung (Maximum-Power-Tracking), d.h. sie suchen auf der Solargeneratorkennlinie automatisch den Punkt maximaler Leistung MPP und schalten sich je nach verfügbarer Solargeneratorleistung auch automatisch ein und aus. Der Wechselrichter muss auch mit den speziellen Bedingungen des angeschlossenen Netzes zurecht kommen und gefährliche Betriebszustände (z.B. Inselbetrieb nach einem Netzausfall) erkennen und nötigenfalls abschalten.

Anforderungen an Photovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen:

- Wechselstromquelle mit durch das Netz bestimmter Frequenz. Absolut synchroner Betrieb mit dem Verbundnetz.
- Automatischer Anlauf und Synchronisieren bei genügender Einstrahlung G (z.B. am Morgen) und Abschalten bei zu geringer Einstrahlung (z.B. am Abend).
- Anlauf und Betrieb nur mit vorhandenem Netz möglich. Sofortige Abschaltung bei Netzausfall. Inselbetrieb ist nicht erlaubt.
- Keine Gleichstromeinspeisung ins Netz, welche den normalen Netzbetrieb oder wichtige Schutzeinrichtungen gefährden könnte.
- Galvanische Trennung mit Trafo oder kontinuierliche adaptive Überwachung des Fehlerstroms ΔI auf der Solargeneratorseite – einschließlich Gleichstromkomponente – und Abschaltung bei plötzlicher Zunahme des Fehlerstroms ΔI .
- Hoher Wirkungsgrad auch im Teillastbereich.
- Geringe Leerlaufverluste und kleine minimale Ein- und Ausschaltleistung.
- Speisung der Steuerelektronik von der Gleichstromseite. Minimale Leistungsaufnahme aus dem Netz im ausgeschalteten Zustand (nachts) zur Vermeidung unnötiger Verluste.
- Hohe Zuverlässigkeit – störungsfreier Betrieb von mehreren Jahren zwischen Wechselrichterdefekten – und Lebensdauer von 15 bis 20 Jahren.
- Einwandfreie Maximalleistungssteuerung (Maximum-Power-Tracking) über einen weiten Leistungsbereich in einem genügend großen Eingangsspannungsbereich.

- Wechselrichter darf bei hohen Eingangsgleichspannungen (Leerlaufspannung bei max. Globalstrahlung und tiefen Temperaturen) keinen Schaden nehmen und sollte noch einwandfrei anlaufen können.
- Genügende DC-seitige Filterung: Bei einphasigen Wechselrichtern pulsiert die ins Netz eingespeiste Leistung mit doppelter Netzfrequenz. Auf der Gleichstromseite ist ein ausreichend großer Elektrolytkondensator erforderlich, damit die 100-Hz-Welligkeit der Eingangsspannung nicht zu groß wird. Die entstehenden Schwankungen um den MPP reduzieren sonst die vom Solargenerator bezogene Leistung.
- Bei DC-seitigem Leistungsüberangebot – bei kurzzeitigen Strahlungsspitzen – muss die ins Netz eingespeiste Leistung auf die wechselstromseitige Nennleistung begrenzt werden (Arbeitspunktverschiebung in Richtung Leerlaufspannung U_0 , jedoch keine Abschaltung).
- Schutz gegen Überspannungen auf Gleich- und Wechselstromseite.
- Immunität gegen Netzkommandos (Rundsteuersignale) im Bereich 110 Hz – 2 kHz.
- Geringe Blindleistungsaufnahme aus dem Netz (Leistungsfaktor $\lambda = P/S = 0,85 \dots 1$).
- Möglichst sinusförmige Stromkurvenform, d.h. geringe Erzeugung von Stromüberschwingungen (Einhaltung der Normen EN61000-3-2 für Geräte mit AC-Strömen bis 16 A und EN61000-3-12 für Geräte mit größeren Strömen bis 75 A pro Phase).
- PV-Wechselrichtern für den Einsatz in Wohngebäuden: Keine Störungen benachbarter elektronischer Geräte, d.h. geringe Erzeugung hochfrequenter Störspannungen auf Gleich- und Wechselstromseite (Einhaltung der Grenzwerte der EMV-Normen EN61000-6-3 auf der DC und AC-Seite).
- Bei Wechselrichtern mit Trafo: Isolationsüberwachung des Solargenerators.

Bei der Grundschaltung eines einphasigen Wechselrichters mit pulsweitenmodulierter Taktfrequenz und 50-Hz-Transformator liegt ein Kondensator direkt am Wechselrichter-eingang, der die Solargeneratorspannung glättet. Die prinzipielle Schaltung ist relativ ähnlich dem Sinuswechselrichter mit Power-MOS-FET für den Inselbetrieb. Die Erzeugung der sinusförmigen Ausgangsspannung erfolgt in einer getakteten H-Brückenschaltung aus Power-MOS-FET's und bei größeren Leistungen aus IGBT's mit der Pulsweitenmodulation. Durch Variieren der Impulsbreite lässt sich der Effektivwert der Grundschwingung auf den Wert einstellen, der zur Anpassung an die Netzspannung und zur Steuerung des Leistungsflusses erforderlich ist. Zur Unterdrückung der relativ hohen PWM-Taktfrequenz genügt meist bereits eine einfache Drossel. Die galvanische Trennung erfolgt mit einem verlustarmen 50-Hz-Ringkerntransformator. Am Ausgang dieses Transformators ist jedoch zusätzlich ein Netz-Relais erforderlich, mit dem die Parallelschaltung des Wechselrichters mit dem Netz erfolgt.



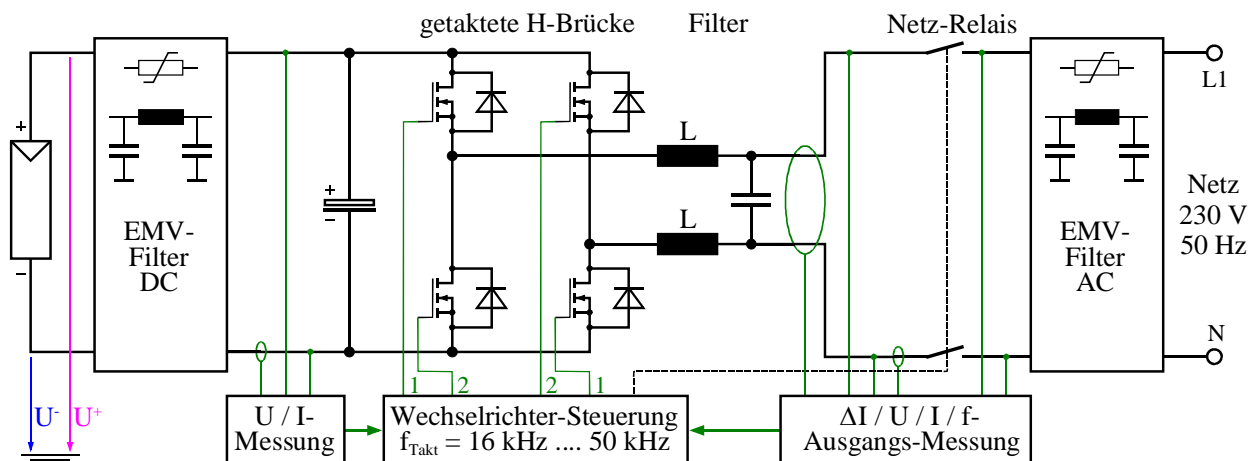
Blockschaltbild eines selbstgeführten einphasigen Wechselrichters mit 50-Hz-Trafo

Die Steuerung eines Wechselrichters für Netzeinspeisung ist wegen des absoluten Synchronlaufs zum Netz komplizierter als bei einem Inselbetriebs-Wechselrichter. Neben dem eigentlichen Wechselrichterbetrieb muss auch ein einwandfreies Maximum-Power-Point-Tracking, die automatische Steuerung der Ein- und Ausschaltvorgänge und die sichere Vermeidung unerwünschter Betriebszustände (z.B. Inselbildung, Betrieb bei Unter- oder Überspannung, unzulässiger Netzfrequenz usw.) realisiert werden.

Wird die einphasige H-Brückenschaltung durch eine dreiphasige B6-Brückenschaltung und der Einphasentransformator durch einen Dreiphasentransformator ersetzt, lassen sich in gleicher Weise auch selbstgeführte pulsweitenmodulierte dreiphasige Wechselrichter realisieren. Wegen der größeren umgesetzten Leistungen werden statt Power-MOS-FET's meist IGBT's eingesetzt. Die Pulsweitenmodulation dieser relativ großen Halbleiterschalter erfolgt meist mit etwas tieferen Frequenzen als bei kleinen einphasigen Wechselrichtern. Wechselrichter mit diesem Schaltungsprinzip und Leistungen von 20 kW bis 500 kW werden mit Taktfrequenzen von 4 kHz ... 16 kHz hergestellt.

Die galvanische Trennung von Gleich- und Wechselstromseite durch einen Netztransformator hat betriebliche und sicherheitstechnische Vorteile. Auf der Gleichstromseite kann die Spannung frei gewählt werden (für Anlagen mit Schutzkleinspannung < 120 V), so dass die Modulisolation im Betrieb gering beansprucht wird und die Personengefährdung im Falle eines Solargeneratordefektes klein bleibt. Im Falle eines Wechselrichterdefektes hat man nicht automatisch die Netzspannung auf dem Solargenerator. Durch den Einsatz eines Isolationsüberwachungsgerätes auf der Gleichstromseite lässt sich zudem die Isolation des Solargenerators dauernd überwachen, so dass sich anbahnende Probleme frühzeitig erkannt und behoben werden können, bevor größere Schäden auftreten.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) fordern heute nicht mehr unbedingt eine galvanische Trennung des Solargenerators vom Wechselstromnetz. Immer wird jedoch verlangt, dass eine im Störfall mögliche Gleichstromspeisung ins Netz sicher verhindert wird. Dies ist durch eine allstromsensitive Fehlerstromüberwachung oder die galvanische Trennung mit einem Transformator möglich. Durch Weglassen des Netztransformators kann der Wirkungsgrad eines Wechselrichters gesteigert werden.



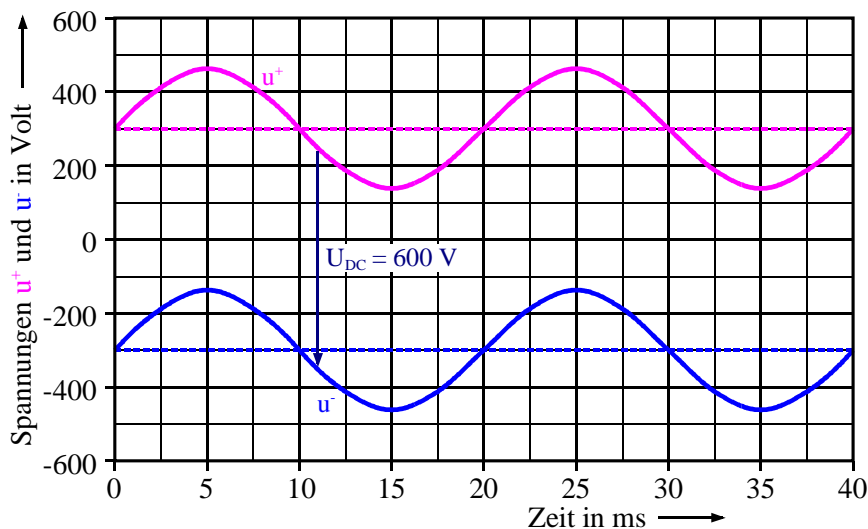
Blockschaltbild eines einphasigen Wechselrichters ohne Trafo

Beim selbstgeführten pulsweitenmodulierten Wechselrichter ohne Transformator ist statt des 50-Hz-Transformators nur ein Tiefpassfilter und eine adaptive Fehlerstromüberwachung notwendig, die bei einem Fehlerstrom ΔI anspricht (z.B. bei Berührung eines defekten Moduls durch eine Person). Bei diesem Schaltungskonzept ist auf der Eingangsseite eine relativ hohe DC-Eingangsspannung erforderlich, die größer als der maximale Scheitelwert der

Netzspannung sein muss. In der Praxis liegt die DC-Eingangsspannung zwischen 450 V und 800 V. Dank der hohen Betriebsspannung sind auch die Verluste in der gleichstromseitigen Verkabelung einer Anlage relativ klein, so dass der spezifische Energieertrag von netzgekoppelten Anlagen mit derartigen Wechselrichtern um einige Prozent höher liegt als bei konventionellen Anlagen mit Zentralwechselrichtern, Transformator und einer Gleichstromhauptleitung.

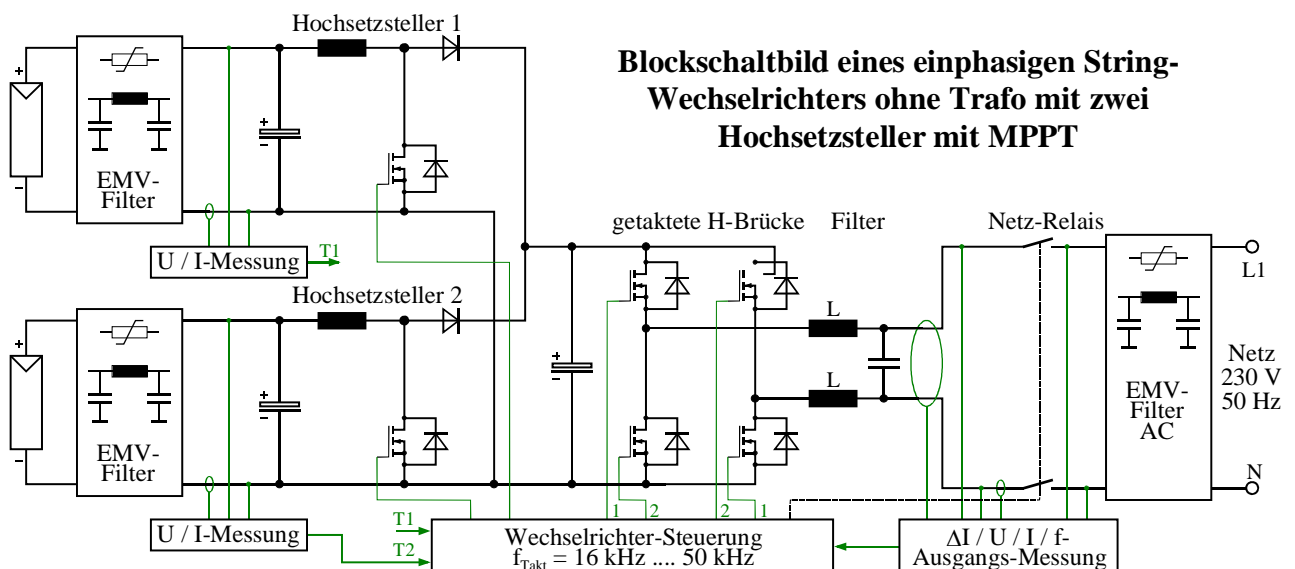
Durch die hohe Betriebsspannung und die auf der DC-Seite oft vorhandene Wechselspannungskomponente wird die Isolation der Module und der Verkabelung relativ stark beansprucht.

Im Bild sind die an den Klemmen des Solargenerators gegen Erde auftretenden Spannungen u^+ und u^- bei einem solchen Wechselrichter mit symmetrischer Taktung dargestellt. An beiden Klemmen tritt neben der halben DC-Betriebsspannung auch die halbe Netzspannung auf. Bei einem Wechselrichter mit Transformator würden die entsprechenden Spannungsverläufe bei ungeerdetem Solargenerator dagegen etwa den gestrichelten Linien entsprechen.



Potentialverlauf auf der DC-Seite bei trafolosem Wechselrichter mit symmetrischer Taktung und einer DC-Betriebsspannung von 600 V

Will man den Nachteil der hohen Eingangsgleichspannung verringern und gleichzeitig einen größeren Bereich der Eingangsgleichspannung zulassen, kann man vor der eigentlichen Wechselrichterschaltung auch einen Hochsetzsteller anbringen, der auch das Maximum-Power-Tracking ausführt. Wegen der zusätzlichen Verluste im Hochsetzsteller ist der Umwandlungswirkungsgrad etwas kleiner. Diese sogenannten String-Wechselrichter werden

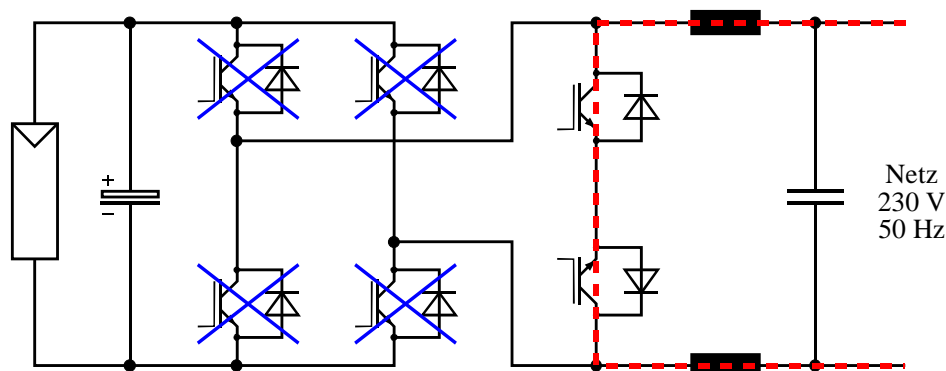


Blockschaltbild eines einphasigen String-Wechselrichters ohne Trafo mit zwei Hochsetzsteller mit MPPT

häufig mit zwei bis vier Hochsetzstellern, die jeweils mit separatem Maximum-Power-Traker arbeiten, betrieben. Mehrere Stränge von Solarmodulen in Reihenschaltung können so an einen Wechselrichter angeschlossen werden.

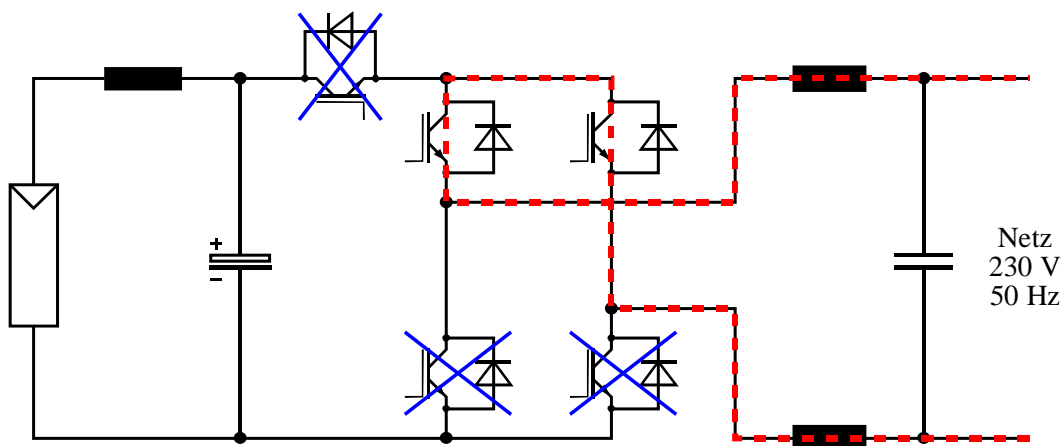
Wie beim einfachen Wechselrichter ohne Transformator tritt an beiden Anschlüssen weiterhin die halbe Netzspannung auf, dagegen teilt sich die DC-Spannung nun unsymmetrisch auf die beiden Anschlüsse auf.

Bis etwa 10 kW haben einphasige transformatorlose Wechselrichter das größte Potenzial in Bezug auf maximalen Wirkungsgrad, minimalen Preis, minimale Komplexität und minimales Gewicht. Auf Basis der H-Brückentopologie gibt es unterschiedliche Realisierungsvarianten. Bei den bisher gezeigten transformatorlosen Wechselrichtern treten Potentialsprünge am PV-Generator auf. In den beiden folgenden Topologien wird der Nullspannungszeiger (Freilauf) genutzt, um HF-Potentialsprünge am PV-Generator ohne aufwendige EMV-Filter am PV-Generator zu vermeiden.



HERIC-Topologie mit Stromlaufbahn beim Nullspannungszeiger

Mit der HERIC-Topologie können HF-Potentialsprünge am PV-Generator durch Entkopplung von PV-Generator und Netz während des Freilaufes vermieden werden. Beim Nullspannungszeiger sperren alle 4 IGBT's der H-Brücke (blaues X) und der Freilauf erfolgt über die Reihenschaltung der beiden IGBT's mit antiparalleler Diode (rote Linie kennzeichnet die Strombahn). Je nach Stromrichtung ist der untere oder der obere IGBT beim Freilauf im Freilauf leitend.



H5-Topologie mit Stromlaufbahn beim Nullspannungszeiger

Mit der H5-Topologie werden wie bei der HERIC-Topologie HF-Potentialsprünge am PV-Generator vermieden. Beim Nullspannungszeiger sperren die beiden unteren IGBT's der H-Brücke und der 5. IGBT am positiven Eingang der H-Brücke (blaues X). Der Freilauf erfolgt über die oberen IGBT's der H-Brücke mit antiparalleler Diode (rote Linie kennzeichnet die Strombahn). Der PV-Generator ist damit während des Freilaufes vom Netz entkoppelt.

Ein weiterer Vorteil der HERIC- und der H5-Topologie ist der höhere Wirkungsgrad gegenüber der klassischen H4-Brückenschaltung bei PV-Wechselrichtern.

Die hier vorgestellten PV-Wechselrichter einschließlich der HERIC- und der H5-Topologie stellen die wichtigsten Grundformen dar, die auf dem Markt verfügbar sind. Außerdem kommen noch weitere Schaltungskonzepte bei PV-Anlagen zum Einsatz.

- Galvanische Trennung durch DC-DC-Wandler mit HF-Transformator auf der DC-Seite. Die Umwandlung in Wechselstrom erfolgt dann über einen traflosen Wechselrichter. Wird eine Potentialtrennung zwischen dem PV-Generator und dem Netz gefordert, so besteht hier eine nennenswerte Gewichtseinsparung gegenüber einem Wechselrichter mit Netztransformator.
- Bei größeren PV-Anlagen hat das Team-Konzept den Master-Slave-Betrieb abgelöst. Die gesamte Leistung eines PV-Generators wird bei schwacher Einstrahlung durch einen der Wechselrichter im Team allein verarbeitet. Der Wirkungsgrad wird im Teillastbetrieb dadurch vergrößert. Bei größerer Einstrahlung arbeiten mehrere Wechselrichter zusammen.
- Für PV-Anlagen mit einer maximalen Leistung oberhalb von etwa 10 kW werden inzwischen auch dreiphasige traflose String-Wechselrichter mit einer B6-Brückenschaltung angeboten. Mehrere, galvanisch nicht getrennte Maximum-Power-Point-Tracker speisen hierbei einen gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis (DC-Bus).
- Bei PV-Anlagen im Megawattbereich werden ausschließlich dreiphasige Wechselrichter mit Netztransformator für die direkte Einspeisung ins Mittel- bzw. Hochspannungsnetz verwendet. Topologien mit höherpulsigen Schaltungen kommen hier auch zum Einsatz.