NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht
erstellt am
30/01/2015

Projekttitel:

Ökologisierung von Mobilfunkstationen - Einsatz erneuerbarer Energietechnologien und intelligenter Managementsysteme

Projektnummer: 834647

Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/01/2012
Projektende	30/09/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	33 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Ingenieurbüro Schneemann, 4ward Energy Research GmbH, FH Joanneum GmbH, Elektronik und Technologiemanagement Universität Wien, Institut für Physikalische Chemie
AnsprechpartnerIn	Ing. Andreas Schneemann
Postadresse	7551 Stegersbach
Telefon	03326 524 96
Fax	03326 524 96 4
E-mail	office@Schneemann.cc
Website	www.schneemann.cc

Ökomobilfunk

Ökologisierung von Mobilfunkstationen - Einsatz erneuerbarer Energietechnologien und intelligenter Managementsysteme

AutorInnen:

Dipl. Ing. Rainer Partl BSc | Ing. Andreas Schneemann
Ingenieurbüro Schneemann

DI(FH) DI Martina Zisler | DI(FH) DI Martin Schloffer | Thomas Welles BSc
4ward Energy Research GmbH

DI (FH) Dr. techn Richard Mair | Dipl. Ing. (FH) Andreas Kaufmann
FH JOANNEUM GmbH

Mag.rer.nat.Dr.phil.Gerhard E. Nauer | Prof. Dr. Franz Weitzer
Universität Wien, Institut für Physikalische Chemie

1 Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis 4
2 Einleitung 8
3 Erhebung und Analyse der Rahmenbedingungen 9
4 Technische Rahmenbedingungen 12
4.1 Standorteignung: 12
4.1.1 Wind 12
4.1.2 Photovoltaik 18
4.2 Netzkopplung 27
5 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen: 29
5.1 Vergütung bei Netzparallelbetrieb 29
5.2 Investitionskosten - Wirtschaftlichkeitsberechnung 29
5.3 Förderungen 29
5.3.1 Situation Investitionsförderung Photovoltaik 29
5.3.2 Situation Investitionsförderung Kleinwindkraft 29
6 Rechtliche Rahmenbedingungen 30
6.1 Kleinwindkraftanlagen 30
6.2 Photovoltaikanlagen 45
6.2.1 Darstellung der rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen 45
6.2.2 Baurechtliche Genehmigung 45
6.2.3 Elektrizitätsrechtliche Genehmigung 46
6.2.4 Weitere Rechtsvorschriften für die Genehmigung von Photovoltaikanlagen 48
6.3 Netzzugang 48
6.3.1 Systemnutzungstarife 49
7 Technologieerhebung Erzeugeranlagen 53
7.1 Photovoltaik Module 53
7.1.1 Monokristalline Photovoltaik Module 53
7.1.2 Polykristalline Photovoltaik Module: 54
7.1.3 Preisentwicklung kristalliner Module 56
7.1.4 Dünnschicht-Zellen 57
7.1.5 Charakteristische Merkmale der verschiedenen Modularten im Vergleich 59
7.1.6 Bewertung hinsichtlich Technologie-Auswahl 63
7.2 Klein-Windkraftanlagen 64
7.2.1 Horizontale Windkraftanlagen 64
7.2.2 Vertikale Kleinwindkraftanlagen 68
7.2.3 Preisentwicklung Kleinwindkraftanlagen 70
7.2.4 Spezifische Investitionskosten bei Kleinwindkraftanlagen je kW im Vergleich 70

7.2.5 Bewertung hinsichtlich Technologieauswahl 71
7.3 Wechselrichter 71
7.3.1 Technische Daten von Wechselrichtern bis 5kW 71
7.3.2 Preiserhebung Wechselrichter bis 5kW 72
7.3.3 Spezifische Investitionskosten der Wechselrichter 73
8 Intelligentes Managementsystem 74
8.1 Erhebung und Analyse der Schnittstellen 74
8.2 Mobilfunksendeanlage 74
8.2.1 Systemtechnik 74
8.2.2 Indoor-Anlagen 75
8.2.3 Outdoor-Anlagen 77
8.3 Analyse vorhandener Schnittstellen 77
8.3.1 Kommunikations-Schnittstelle für externe Komponenten 77
8.3.2 Elektrische Einbindung 78
8.3.3 Leistung, Verbrauch und Akkumulator-Kapazität der Teststandorte 78
8.3.4 Datenverbindung zur Fernwartung 79
8.4 Analyse von Managementsystemen 79
8.5 Funktionsschemata 79
8.6 Ökologisierungsvarianten Teststandort Zemendorf 80
8.6.1 Ausgangssituation 80
8.6.2 Einspeisung in das Anlagen-Wechselspannungsnetz 80
8.6.3 Einspeisung in Anlagen-Gleichspannungs- und Wechselspannungsnetz 81
8.7 Beispielhafte Ertragsberechnung Photovoltaik-Generator Standort Kirchfidisch 82
8.7.1 Photovoltaik-Module am Sendemast 83
8.7.2 Ertragsberechnung Photovoltaik-Generator am Dach des 10‘-Containers 85
8.7.3 Nutzung der Energie aus den Bleiakkumulatoren 85
8.8 Ergebnisse der Marktrecherche 86
8.8.1 Managementsystem von ELTEK 88
8.8.2 Managementsystem STUDER-INNOTEC 90
8.8.3 Managementsystem von SMA SOLAR TECHNOLOGY 94
8.8.4 Managementsystem von HUAWEI 95
8.8.5 Nokia Siemens Networks (NSN) 95
8.8.6 Energieversorgung mittels Modul-Wechselrichter 95
8.9 Funktionsweise angepasster Managementsysteme 96
8.9.1 Ausgewählte Systeme an den Teststandorten 96
8.9.2 Teststandort Kirchfidisch (T-Mobile Austria GmH) 96
8.9.3 Teststandort Oberwart (A1) 99
8.9.4 Teststandort Zemendorf 102
8.10 Smart Controller (Energy Management Unit) 103
8.10.1 Hardware 104
8.10.2 Software 104

8.10.3 Prozesse 104
9 Speicherbetrieb 110
9.1 Charakterisierung und Beschreibung von Pb-Speicherbatterien für Telekommunikationsanlagen 113
9.2 Evaluierung von Methoden zur Bestimmung der jeweiligen Ladezustände von Einzelzellen und Batterieblöcken 117
9.3 Beschreibung der Impedanzmessung an 2 V-Einzelzellen und 12 V-Batterien 119
9.3.1 Grundlegendes 119
9.3.2 Parameter für Impedanzmessungen an Einzelzellen 121
9.3.3 Parameter für Impedanzmessungen an Batterien 122
10 Erprobung Anlagenkomponenten 125
10.1 Standortauswahl und Ausführungsvarianten 125
10.2 Energiemanagementkonzept Mobilfunkstationen 129
10.3 Anlagenerprobung 130
10.3.1 Kirchfidisch (T-Mobile Austria) 130
10.3.2 Oberwart 134
10.3.3 Zemendorf 136
11 Messergebnisse 144
11.1 Teststandort Oberwart 144
11.2 Teststandort Zemendorf 148
11.3 Teststandort Kirchfidisch 155
12 Planungstool, Dienstleistungs- und Produktdefinitionen 161
12.1 Aufbau Planungstool 162
12.1.1 Modul A - Angaben zum Mast 162
12.1.2 Modul B - Klima- und Standortdaten 164
12.1.3 Modul C - Technische Infrastruktur 165
12.1.4 Modul D - Photovoltaik 167
13 Rahmenbedingungen eines virtuellen Kraftwerks 169
13.1 Definition virtuelles Kraftwerk 169
13.2 Allgemeine Rahmenbedingungen und Gestaltung eines virtuellen Kraftwerks 169
13.3 Technische Rahmenbedingungen 171
13.4 Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen 178
13.5 Bestehende virtuelle Kraftwerke 190
13.5.1 Virtuelle Kraftwerke in Deutschland, Österreich und Spanien 190
13.5.2 Wirtschaftlichkeit der bestehenden virtuellen Kraftwerke, Pilotanlagen und Konzepte 193
13.6 Möglichkeiten des Betriebs 195
14 Potenziale eines virtuellen Kraftwerks 197
14.1 Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk 197
14.1.1 Konzept 1 - Verwaltung der Überschussenergie 197
14.1.2 Konzept 2 - Vernetzung von Sendeanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk 200
14.2 Ausblick 204

15 Ergebnisse und Schlussfolgerungen 205
16 Ausblick und Empfehlungen 208
17 Literaturverzeichnis 209
18 Kontaktdaten 223

2 Einleitung

In Zeiten steigender Rohstoff- und Energiepreise stellen eine auf erneuerbaren Energieträgern basierende Energiebereitstellung und ein auf Vernetzungsstrategien basierendes intelligentes Energie-Management eine wesentliche Voraussetzung für eine zukunftssichere ökologische und ökonomische Unternehmenstätigkeit dar.

In Österreich existieren derzeit (Stand Ende 2014) ca. 30.000 Mobilfunkanlagen, wobei alle als Einzel- oder Kombinationsanlagen netzabhängig mit einem Pufferspeicher zur Kurzzeitversorgung betrieben werden. Rund 10.000 Standorte nutzen eine gemeinsame Infrastruktur (Mast und Energieversorgung), sodass ca. 20.000 Stationen grundsätzlich für eine „Ökologisierung“, sprich für eine Nutzung von Photovoltaik- und Kleinwindkraftanlagen zur Verfügung stehen. Realistisch können davon bei Berücksichtigung der juristischen Rahmenbedingungen (Mietverträge) ca. 12.000 Maste bzw. Stationen mit einer PV-Anlage ausgerüstet werden, und etwa 2000 Anlagen zusätzlich mit einer Kleinwindkraftanlage. Zur sicheren Versorgung der Mobilfunksender wird neben dem öffentlichen Netzanschluss zur Überbrückung etwaiger Netzausfälle bzw. Redundanz mit Batterieanlagen gearbeitet. Diese Batterieanlagen sind zu warten und in regelmäßigen Abständen zu erneuern. Bei herkömmlichen Systemen steht ein derartiger Batterieaustausch je nach Beanspruchung der Batterien in relativ kurzen Intervallen (alle 3 – 5 Jahre) an.

Die Schwerpunkte dieses Projekts sind die Schaffung der Grundlage zur Ökologisierung von Mobilfunkstationen durch den Einsatz dezentraler Energiesysteme basierend auf erneuerbarer Energietechnologien (Photovoltaik- und Kleinwindkraft) in Kombination mit einem intelligenten Energie- und Speichermanagementsystem. Dieses Energiekonzept soll neben einer signifikanten Einsparung des Netzenergieverbrauchs, auch zu einer wesentlichen Verlängerung der Lebensdauer der momentan verwendeten Energiespeichersysteme (längere Batterietauschzyklen) führen. Ein weiterer Betrachtungsschwerpunkt ist die Konzeption eines Planungstools, welches eine optimale Energieversorgungslösung für unterschiedlichste Mobilfunkstationen (Mastgeometrie, Orientierung, Verbrauch) sicherstellen soll. Die Entwicklung dieses Planungswerkzeugs bildet die Grundlage für die Ökologisierung von Mobilfunkanlagen (ca. 12.000 Stationen in Österreich). In weiterer Folge werden Möglichkeiten von ökologisierten Mobilfunkstationen als Basis eines virtuellen Kraftwerks untersucht.

Es werden verschiedene wissenschaftliche Methoden verwendet, um diese Projektschwerpunkte zu realisieren. Die Grundlagen (Rahmenbedingungen, Marktanalysen) werden primär durch Internet- u. Literaturrecherche und Gesprächen mit Projektunterstützern (Mobilfunkbetreiber) erarbeitet. Diese Daten in Kombination mit Erkenntnissen aus Standortbesichtigungen und Labortests dienen als Basis der Umsetzungskonzepte. Durch die Erprobung der Anlagenkomponenten werden die Konzepte realisiert und neue empirische Ergebnisse gewonnen. Das Forschungsprojekt ist hierachisch strukutiert. Im Rahmen des Projektbeginns wurden Recherche- und Analyseergebnisse evaluiert, welche als Basis für die Umsetzungsphase herangezogen wurden. Die Gesamtheit dieser erhobenen Resultate bildet die Basis für die Erarbeitung des Planungstools und dem Konzept für den Zusammenschluss von ökologisierten Mobilfunkstationen zu einem virtuellen Kraftwerk. Die einzelnen Projektschwerpunkte werden in den entsprechenden Kapiteln näher erläutert.

3 Erhebung und Analyse der Rahmenbedingungen

Es wurden folgende Rahmenbedingungen für die Ökologisierung von Mobilfunkmasten identifiziert und, wie nachfolgend dargestellt, untersucht:

Technische Rahmenbedingungen:

Standorteignung für Erzeugeranlagen:

Hinsichtlich der Eignung eines Mobilfunkmast-Standorts zur Nutzung verfügbarer regenerativer Energien wurden die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erhoben.

Kleinwindkraftanlagen:

- Windverhältnisse (Potenzial für Nutzung):
  Zur Abschätzung der Eignung eines Standorts grundsätzlich zu prüfen, ob (Mess-)Daten für einen Standort verfügbar sind. Hinsichtlich einer allgemeinen Potenzialabschätzung für Mobilfunkstationsstandorte zur Nutzung von Windenergie in Österreich basierend auf der Untersuchung ausgewählter Stationen ist die Frage der Vergleichbarkeit einzelnen Standorte und Stationen zu berücksichtigen.
- Umwelteinflüsse:
  Hinsichtlich der Beurteilung einer Standorteignung ist zu klären, ob die folgenden Umwelteinflüsse eine relevante Rolle für die Errichtung einer Kleinwindkraftanlage an einem Mobilfunkstationen spielen und inwieweit die Einrichtungen einer Mobilfunkanlage sowie die Umgebung davon betroffen sind.
  - Geräuschemissionen
  - Eisabwurf
  - Schattenwurf
  - Diskoeffekt
  - Flächenbedarf
  - Optische Landschaftsbeeinträchtigung
- Aufstellungs-/Montagemöglichkeiten
  Zur Identifizierung der Eignung einer Mobilfunkstation bzw. eines Mobilfunkmasts sind die Möglichkeiten der Aufstellung bzw. Montage einer Kleinwindkraftanlage zu untersuchen
  - *Montage am Mobilfunkmast:*
    Zu berücksichtigen sind hierbei die Statik bzw. auftretende Windlast, Windangriffsfläche etc. Hinsichtlich der folgenden Untersuchung ist zu analysieren, was bautechnisch möglich ist, inwieweit Daten zur Analyse verfügbar sind bzw. erhoben werden müssen und inwieweit sich verschiedene Masttypen klassifizieren lassen, um allgemeine Schlussfolgerungen zu ziehen.
  - *Aufstellung neben dem Mobilfunkmast (eigener Mast für eine WKA):*
    Hierbei ist insbesondere der Platzbedarf zu berücksichtigen

Basierend auf der Analyse dieser Rahmenbedingungen kann in Bezug auf die Eignung einer Mobilfunkstation zum Einsatz einer Windkraftanlage erhoben werden, wie groß die Erzeugeranlage in Bezug auf die Windangriffsfläche (unter Berücksichtigung der Statik bei Mastmontage, Platzbedarf etc.) und unter Berücksichtigung von Daten möglicher Erzeugeranlagen die mögliche Leistungsklasse ist. Darauf basierend kann eine Ertragsabschätzung vorgenommen werden

Photovoltaik:

- Klimatische Verhältnisse (Potenzial für Nutzung)
  Zu prüfen ist, ob Solarstrahlungsdaten für Standorte verfügbar sind bzw. erhoben werden können. Eine Abschätzung des Ertragspotenzials kann grundsätzlich auch anhand von Referenzstrahlungsdaten erfolgen. Zu berücksichtigen sind Verschattungseffekte.
- Aufstellungs-/Montagemöglichkeiten
  Hinsichtlich der Aufstellungs- und Montagemöglichen gelten unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Möglichkeiten der Montage von PV-Anlagen am Mast, auf einem Container und freistehend neben den Mobilfunkstationsbauwerken.
  - *Montage am Mobilfunkmast*
    Zu berücksichtigen bei der Analyse der Eignung einer Montage am Mobilfunkmast sind zu berücksichtigen
    - Statik, Gewichtsbelastung (insbesondere hinsichtlich der Ausrichtung der Module)
    - Mögliche nutzbare Fläche für Module (unter Berücksichtigung der erforderlichen Ausrichtung)
  - *Aufstellung am Container*
    - Flächenverfügbarkeit am Container unter Berücksichtigung der möglichen Ausrichtung und Neigung von PV-Modulen
  - *Freistehende Aufstellung*
    + Flächenverfügbarkeit (unter Berücksichtigung der Ausrichtung): Hierbei ist zu klären, ob es Vergleichswerte für die Grundstücksgrüßen der Mobilfunkstandorte gibt.

  Zielfrage: *Wie groß kann Erzeugeranlage sein in Bezug auf Kollektorfläche (brutto) / davon abgeleitet Leistung? (abhängig von Platzbedarf, Statik…) –*
    - *am Mast*
    - *neben dem Mast*
- Vorgehen zur Ertragsabschätzung

Auf Basis der Untersuchung dieser Rahmenbedingungen kann die mögliche Größe der Erzeugeranlage in Bezug auf die (Brutto-)Kollektorfläche und davon abgeleitet (unter Berücksichtigung von PV-Anlagendaten) die mögliche Anlagenleistung ermittelt werden. Darauf basierend können Ertragsabschätzungen vorgenommen werden.

Netzkopplung:

Hinsichtlich einer möglichen Netzeinspeisung von Erzeugeranlagen sind folgende Bereiche zu berücksichtigen:

- Technische Rahmenbedingungen

- Geltende Vorschriften

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

In Bezug auf die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit sind folgende Parameter zu berücksichtigen:

- Amortisation von Erzeugeranlage, Speichersystem, ev. zusätzlich erforderlicher Infrastruktur
- Einspeisetarif
- Bezugstarif
- Mögliche Förderungen

Rechtliche Bedingungen:

Hinsichtlich der Umsetzbarkeit sind die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf Anlagenerrichtung und –betrieb zu berücksichtigen:

- Anlagengenehmigung (bundesländerspezifische rechtliche Bestimmungen)
- Anlagenbetrieb (auch hinsichtlich Netzeinspeisung/Netzparallelbetrieb)
- Lärm/Schallemissionen
- Sicherheit

4 Technische Rahmenbedingungen

4.1 Standorteignung:

4.1.1 Wind

4.1.1.1 Windverhältnisse in Hinblick auf das Nutzungspotenzial

Grundlegende Voraussetzung für die Nutzung von Windenergie ist die Verfügbarkeit eines entsprechenden Windpotentials am jeweiligen zu betrachtenden Mobilfunkstandort. Die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten am zu betrachtenden Montagepunkt der Anlage stellen die wichtigste Grundlage für Nutzung der Windenergie dar und entscheiden – unter Berücksichtigung der Wirkungsgradverhältnisse der eingesetzten Windenergieanlagen – über den zu erzielenden Energieertrag der Erzeugungsanlage.
Da örtliche Windverhältnisse (in Abhängigkeit von der Höhe über dem Boden) durch Topografie und Landschaftselemente aufgrund deren unterschiedlicher Rauigkeit und Hinderniswirkung entscheidend beeinflusst werden, sind kleinräumige Unterscheide der mittleren Windverhältnisse möglich. Entscheidend für eine Ertragsabschätzung bzw. – berechnung für einen Standort sind daher konkrete Messdaten betreffend der Windgeschwindigkeit vor Ort (nach Möglichkeit bereits in entsprechender Höhe über Grund) über einen möglichst langfristigen – zumindest ein- bis mehrjährigen – Zeitraum.
Eine detaillierte Potentialanalyse muss somit grundsätzlich standortspezifisch (mit Bezug auf Windmessdaten des Standortes) erfolgen.
Es ist davon auszugehen, dass für spezifische Standorte von Mobilfunkanlagen keine entsprechenden Windmessdaten vorliegen, sofern sich nicht – zufällig – eine (öffentliche) meteorologische Messstation in unmittelbarer Nähe zur Anlage befindet, welche die Windgeschwindigkeitsdaten aufzeichnet. Selbst in diesem Fall ist jedoch zu berücksichtigen, dass bestehende Windmessdaten von (öffentlichen) Messstationen fast ausschließlich unter meteorologischen Gesichtspunkten erfasst und ausgewertet werden. Diese Daten sind in Hinblick auf die Bewertung der technischen Nutzbarkeit mittels Kleinwindkraftanlagen in der Regel nicht ausreichend. Die Berechnung von Windverhältnissen für die energetische Nutzung, ausgehend von Daten vorhandener meteorologischer Stationen, ist insbesondere in komplexem Terrain mit großen Unsicherheiten behaftet. Berechnungen zum nutzbaren Windenergiepotenzial ausgehend von Messdaten von naheliegenden Messstationen (wie beispielsweise von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik durchgeführt) können jedoch erste Anhaltspunkte für die Ertragsabschätzung bzw. Eignung für die Windenergienutzung eines Standortes darstellen. Windmessung vor Ort (zumindest über einen Zeitraum von einem Jahr) am entsprechenden Standort können jedoch in Hinblick auf eine möglichst genaue Ertragsabschätzung nicht ersetzt werden. (vgl. Frühwald & Ulrich, 2007)
Für die Ertragsabschätzung von Windenergieanlagen ist die möglichst genaue Einschätzung der auftretenden (mittleren) Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Erzeugungsanlage insbesondere vor jenem Hintergrund entscheidend, als der physikalische Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit,

Rotorquerschnittsfläche und elektrischer Leistung der Erzeugeranlage (unter Berücksichtigung der Wirkungsgradkennlinie der Anlage) in dritter Potenz der Windgeschwindigkeit gegeben ist. Dies bedeutet, dass beispielsweise eine negative relative Abweichung von 5% im Geschwindigkeitsbereich von 5 bis 10 m/s der tatsächlich auftretenden Windgeschwindigkeit von der erwarteten mittleren Windgeschwindigkeit, eine Ertragsminderung von ca. 15% nach sich zieht. Bei Fehleinschätzungen im Bereich von 10% resultiert bereits eine ca. 30%ige Ertragsminderung.
Für eine erste grobe Abschätzung des technischen Potentials können die Daten der Windgefährdungs- und Windenergiepotenzialkarte der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG, 2010a) herangezogen werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die dargestellten Windleistungsdichten [m/m²] in 70 m Höhe über dem Boden angegeben sind. Betrachtungen für Installation in niedrigerer (Naben-)Höhe erfordern eine Höhen-Korrektur dieser Werte.

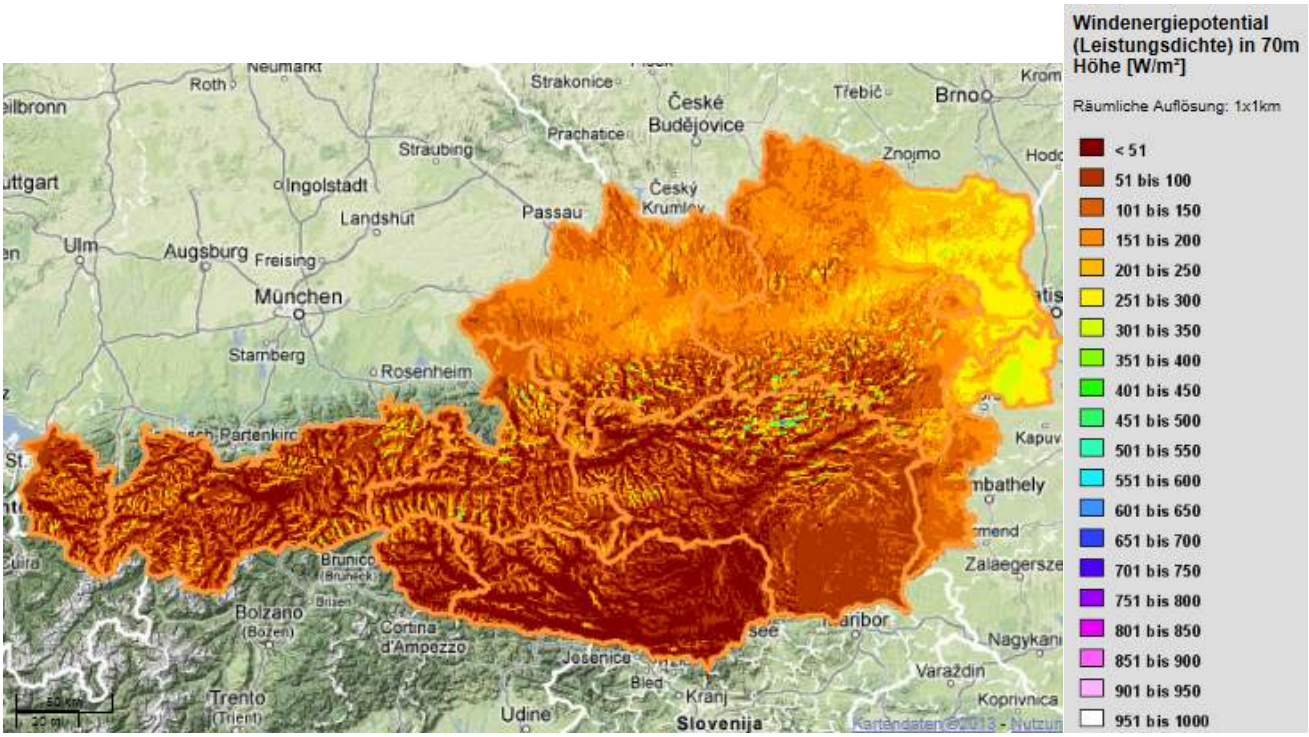


Abbildung 1 Übersichtskarte der interaktiven online-Karte Windgefährdung und Windenergiepotenzial der ZAMG
Quelle: ZAMG (2010a)
Erläuterung: Dargestellt sind die Maxima der Leistungsdichten in 70 m Höhe in W/m² in einer räumlichen Auflösung von 1x1km

Zur Abschätzung des Ertrages von Windkraftanlagen kann an geeigneten Standorten in Österreich für größere Anlagen von einem durchschnittlichen Jahresgesamtnutzungsgrad von 20–30 % (vgl. Hantsch, 2009; Gasch, 2010) ausgegangen werden. Bei mittleren Windleistungsdichten, von beispielsweise 350 W/m² in Nabenhöhe, würde dies näherungsweise einen maximalen spezifischen Jahresertrag von ca. 600 bis 900 kWh/m² bezogen auf die Rotorquerschnittsfläche bedeuten. Diese Werte stellen grundsätzlich ein entsprechendes technisches Potenzial dar.
Für Kleiwindkraftanlagen und ungünstigere Standorte in Bezug auf das Windenergiepotenzial müssen diese Werte des durchschnittlichen Jahresgesamtnutzungsgrads allerdings reduziert werden.

Insbesondere ist für Ertragsabschätzungen auch zu berücksichtigen, dass bei (Klein-)Anlagen mit vertikaler Drehachse der Leistungsbeiwert niedriger, sowie Leistungskennlinien schlechter als bei Anlagen mit vertikaler Drehachse sind.
Hinsichtlich eines wirtschaftlichen Betriebs einer Kleinwindkraftanlage lässt sich allgemein abschätzen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe über 5 – 6 m/s betragen sollte.

4.1.1.2 Umwelteinflüsse

Einflüsse und Sicherheitsrisiken in Bezug auf die Mobilfunkanlagen-Infrastruktur und die relevante Umgebung der jeweiligen Anlagen (in Hinblick auf Nachbarn bzw. Anrainer etc.) können nicht nur durch den anlagenbezogenen technischen Betrieb entstehen (beispielsweise Vibrationen im Betrieb). Auch Einwirkungen von außen müssen betrachtet und entsprechend beurteilt werden. Maßgeblich sind hierbei vor allem meteorologische Phänomene, aber auch Einwirkungen, die von der technischen Umwelt (z.B. dem Luftverkehr) ausgehen.

Eisabfall und Eisabwurf
Das Risiko der Eisbildung auf den Anlagen ist am höchsten wenn Temperaturen um den Gefrierpunkt sowie eine hohe Luftfeuchtigkeit vorherrschen. Dann kann sich Eis an allen Teilen einer Windkraftanlage ansetzen. Eine Beeinflussung des Betriebs kann sich insbesondere einstellen, wenn die Eisbildung an Lüftungseinlässen und anderen Öffnungen am Windsystem sowie an den Rotorblättern erfolgt.
Die aerodynamischen Profileigenschaften können sich durch eine Eisbildung an den Rotorblättern erheblich verschlechtern. Die Wahrscheinlichkeit der Eisbildung ist bei drehendem Rotor größer als bei stillstehendem Rotor. Dies führt zu einer Verschlechterung der Leistungskennlinie und in weiterer Folge resultiert dadurch ein erheblich geringerer Energieertrag..
Unabhängig vom abgeminderten Energieertrag birgt der Eisansatz an den Rotorblättern ein erhebliches Gefahrenpotential bezugnehmend auf Eisabfall und Eisabwurf. Losbrechende Eisbruchstücke von erheblichem Gewicht können vom drehenden Rotor über weite Distanzen geschleudert werden. Eine Empfehlung gestützt auf Untersuchungen der Wurfweiten von weggeschleuderter Eisbrocken besagt, dass der Sicherheitsabstand das 1,5-fache der Summe aus Turm- bzw. Montagehöhe und Rotordurchmesser betragen sollte. (Frühwald & Ulrich, 2007)
Einige Windkraftanlagenhersteller (für große Anlagen) bieten optional integrierte Enteisungssysteme für Rotorplätter an. Diese Systeme beschleunigen das Abtauen von bereits vereisten Rotorblättern im Stillstand. Der Eisansatz an sich kann mit solchen Systemen jedoch nicht verhindert werden. Die Serienausstattung moderner (großer) Windkraftanlagen umfasst daher häufig auch ein entsprechendes Eiswarnsystem. Dieses setzt die Anlage aufgrund von Unwucht und gemessener Leistungseinbußen bei Eisansatz an den Rotorblättern vollautomatisch außer Betrieb. Bei derart ausgestatteten Anlagen erfolgt somit vor allem ein Eisabfall bei still stehendem Rotor. Bei der Betrachtung sicherheitsrelevanten Rahmenbedingungen sollte allerdings auch die Verfrachtung von Eisteilen durch den Wind mit einbezogen werden.
Für Kleinwindkraftanlagen spielen diese Effekte aufgrund der Anlagengröße in Bezug auf die mögliche Größe von Eisbrocken eine leicht verminderte Rolle als bei Großanlagen, sind aber insbesondere in

Hinblick auf mögliche Schäden an der Mobilfunkinfrastruktur z.B. Container) und die Umgebung (insbesondere Anrainer) der Anlage jedenfalls zu betrachten und für die Anlagengenehmigung zu berücksichtigen. In Hinblick auf eine zu erlangende Anlagen-Betriebsgenehmigung stellt dieser Umstand einen wesentlichen Faktor dar. Entsprechende Eisabwurf-Sicherungssysteme für Kleinwindkraftanlagen sind derzeit lt. Technologierecherche (siehe Abschnitt 7) standardmäßig nicht vorhanden.

Schallemissionen

Windkraftanlagen erzeugen Laufgeräusche die teilweise auch in größeren Entfernungen wahrnehmbar sind. Bestimmte technische Merkmale beeinflussen dabei die Qualität der Geräuschemissionen (z.B. können hohe Stahltürme als Resonanzkörper wirken und auftretende mechanische Geräusche verstärken). Relevant werden diese Emissionen, wenn sie die vorhandenen Hintergrundgeräusche übertönen. Dies ist vor allem bei geringen Windgeschwindigkeiten der Fall. Bei höheren Windgeschwindigkeiten werden die Geräusche der Windkraftanlage in der Regel vom Wind übertönt. (Frühwald & Ulrich, 2007)

Für Kleinwindkraftanlagen finden sich unterschiedliche Angaben bzw. Erfahrungswerte von Herstellern oder Betreibern. Einzelne Hersteller sprechen von einem Geräuschpegel welcher dem Geräuschpegel eines herkömmlichen Kühlschranks entspricht. Andere Messungen gehen von einem Niveau von 5-10 Dezibel über dem Umgebungslärm aus. Relevante Größen sind dabei der Abstand zu Anrainern, die Turm- bzw. Montagehöhe und die Lärmniveau-Unterschiede zwischen den Windgeschwindigkeiten. Hierbei ist zu beachten, dass in der Nacht der Umgebungslärm bedeutend geringer ist (IG Windkraft, 2010). Die Einholung von Erfahrungswerten von Referenzanlagen ist daher empfehlenswert, insbesondere wenn es keine Daten von Schallmessungen seitens des Herstellers gibt.

Es gilt, dass bestehende Lärmgrenzwerte jedenfalls einzuhalten sind. Gemäß WHO-Richtlinie (world health organisation) darf der Wert an der Fensteraußenseite eines benachbarten Gebäudes 45 dB nicht übersteigen. Unabhängig davon können spezifische Auflagen für den konkreten Standort strenger sein (Bei großen Windkraftanlagen darf die errechnete Lärmbelästigung von Anrainern häufig nur ca. 30 Dezibel betragen.) (IG Windkraft, 2010). In den jeweils relevanten Genehmigungsverfahren ist die Einhaltung von Grenzwerten für die Schallemissionen in der Regel durch ein entsprechendes Lärmgutachten nachzuweisen.

Schattenwurf

Der Schattenwurf von Windkraftanlagen weist im Vergleich mit dem Schattenwurf großer Gebäude eine Besonderheit auf. Das Sonnenlicht wird mit der dreifachen Drehfrequenz (bei einem Dreiblattrotor; Anlage mit horizontaler Drehachse) durchschnitten und verursacht bei einem im Wechsel von Licht bzw. Schatten stehenden Beobachter einen unangenehmen Stroboskopeffekt. Diese Form des Schattens kann als erhebliche Belästigung empfunden werden (Frühwald & Ulrich, 2007).

Bei Kleinwindkraftanlage ist der Schattenwurf im Vergleich zu Großanlagen relativ gering. Befindet sich der Standort allerdings in unmittelbarer Nähe von Wohngebäuden, ist der Schattenwurfeffekt dennoch zu berücksichtigen.

Im Zuge einer Standortanalyse ist für jeden Windkraftanlagentyp eine Schattenprognose durchzuführen und der Genehmigungsbehörde im Bedarfsfall vorzulegen.

Landverbrauch / Flächenbedarf

Die Berücksichtigung des Flächenbedarfs ist für die Errichtung von Kleinwindkraftanlagen auf Mobilfunkmasten bzw. Mobilfunkcontainern nicht relevant. Bei einer Errichtung von Kleinwindkraftanlagen neben dem Mast muss die genutzte Fläche der Mobilfunkstation ausreichend dimensioniert sein. Die Nutzung umliegender Flächen ist im Allgemeinen aufgrund der Besitzverhältnisse als schwierig einzustufen und wurde im gegenständlichen Projekt nicht näher betrachtet (Durchschnittliche Grundstückgrößen der Mobilfunkanlagen können allerdings nicht verifiziert werden).

Optische Beeinträchtigungen der Landschaft

Die optische Landschaftsbeeinträchtigung wird als wenig relevant beurteilt, da an den Standorten bereits Mobilfunkanlagen situiert wurden. Eine Erweiterung dieser Anlagen um (Klein-)Windkraftanlagen stellt eine geringe Veränderung des optischen Erscheinungsbildes dieser Anlagen dar.

4.1.1.3 Aufstellungs-/Montagemöglichkeiten - Statik

Die Grundstücksfläche von Mobilfunkmasten ist aus ökonomischen Gesichtspunkten auf die maximal benötigte Aufstellungsfläche abgestimmt. Der Platzbedarf von Mobilfunkstandorten reduziert sich dabei auf die erforderliche Infrastruktur (Mast und Technikcontainer). Daraus resultiert, dass eine Positionierung von Kleinwindrädern neben dem Masten (z.B. Aufstellvorrichtungen mit Ankerhacken, Rohrturm) als nicht zielführend zu erachten ist. Basierend auf die bereits verfügbare Mastinfrastruktur und die damit verbundenen Montagemöglichkeiten an der Mastspitze, ist bevorzugt die Positionierung der Kleinwindkraftanlage auf der Mastspitze ins Auge zu fassen.

Eine pauschale Aussage über die Eignung von Mobilfunkmasten für Kleinwindkraftanlagen kann aufgrund der nachfolgenden Kriterien nicht getätigt werden:

- Masttype
  Am Mobilfunksektor werden verschiedene Masttypen wie z.B. Schleuderbetonmaste, Gittermaste Hohlrohr und Gittermaste Vollstahl eingesetzt. Von den verschiedenen Masttypen eignen sich vorrangig Rohrgittermasten für den Einsatz von Kleinwindkraftanlagen.
- Statik und Beanspruchung Mastinfrastruktur
  Ein Mobilfunkmast wird von vielen Einwirkungen beeinflusst, welche die Tragfähigkeit des Masten beeinflussen. Neben äußeren Einwirkungen (Wind- und Schneelasten), wirken vorrangig auch Eigengewichtskräfte (Antennen, Richtfunkantennen, Mastkonstruktion) auf das Tragwerk ein. Zusätzlich werden durch die Befestigung eines Windrads an der Mastspitze, ständige Lastwechsel hervorgerufen.
  Die dynamische Beanspruchung des Mastes durch die Rotationsbewegung des Windrads führt dabei zu einer Materialermüdung. Diese kontinuierlichen Lastwechsel beeinträchtigen im Laufe der Jahre vorrangig die Fundamentierung des Mastes. Aufgrund der verschiedenen Bauarten bzw. Konstruktionen der Maste (Beton, Stahl) sowie der zugehörigen Mastbelegung (Antennenanzahl und Antennentyp sowie etwaigen zu berücksichtigenden Reserven), ändern

sich für jeden Betrachtungsfall die Rahmenbedingungen und Ausgangsparameter. Um eine Verformungen des Mastes durch dynamische Beanspruchung präventiv entgegenzuwirken, ist die Berücksichtigung von Schwingungs-Entkopplungsmaßnahmen (Schwingungsdämpfer) zwischen Rotor und Tragwerk essentiell.

- Antennenbelegung
  Die Tragwerke von Mobilfunksendeanlagen werden für die Aufnahme und Positionierung von Sektorantennen (UMTS, GSM, etc.) sowie von Richtfunkantennen eingesetzt. In Abhängigkeit von dem zu versorgenden Gebiete herrscht eine große Divergenz bei der Antennenbelegung je Standort. Des Weiteren kann sich die Anzahl und Type der realisierten Antennen während der Betriebszeit einer Sendeanlage ändern, da die Entwicklung der relevanten Technologien (2G, UMTS, LTE) kontinuierlich voranschreitet.
- Windradtype
  Ein weiterer wesentlicher Aspekt beim Einsatz von Kleinwindkraftanlagen ist die zu selektierende Windradtype. Hierbei unterscheidet man zwischen Vertikal- und Horizontalläufern, welche in Abhängigkeit von der zugehörigen Rotortype verschiedene statische Beanspruchungen hervorrufen.

Basierend auf die genannten, komplexen Zusammenhänge und zu berücksichtigenden Einflussfaktoren ist eine allgemeine Betrachtung von Kleinwindkraftanlagen auf Mobilfunksendeanalgen nicht möglich. Der Möglichkeit betreffend des Einsatzes von Kleinwindkraftanlagen auf Mobilfunkstationen ist individuell für jeden Anwendungsfall, sowie unter Berücksichtigung der vorherrschenden Statik-Parameter zu prüfen.

4.1.1.4 Ertragsabschätzung

Für Ertragsabschätzungen sind grundsätzlich jene Punkte maßgeblich, die bereits in Abschnitt 4.1.1.1 „Windverhältnisse“ in Hinblick auf das Nutzungspotenzial erläutert wurden.
Unter der Bedingung der Verfügbarkeit von geeigneten Windmessdaten, die für einen spezifischen Standort herangezogen werden können, können – falls erforderlich mit entsprechender Höhen-Korrektur der Windgeschwindigkeitsdaten – mit Kenntnis der Leistungskennlinie der für die Errichtung beabsichtigten Windenergieanlage Ertragsabschätzungen vorgenommen werden. Bei zeitlich möglichst hoch aufgelösten Daten können damit auch theoretische Erzeugerlastgänge für die Periode der Datenverfügbarkeit abgeleitet werden.

Für Ertragsabschätzungen an einem definierten Standort kann wie nachstehend vorgegangen werden:

- Erste grobe Einschätzung anhand Windpotenzialkarte (siehe Abschnitt 4.1.1.1; ZAMG, 2010a)
- Erste Grobanalyse anhand des vom Hersteller angegeben prognostizierten Jahresertrags für angegebene Mittelwerte der Windgeschwindigkeit (unter Berücksichtigung der zu erwartenden mittleren Windgeschwindigkeit am Standort) –
    - Kritisch zu hinterfragen sind in diesem Zusammenhang die vom Hersteller angegeben Volllaststundenzahlen (vgl.: lt. IG Windkraft (2010) liegen diese für Kleinwindkraftanlagen realistisch im Bereich von 300 bis maximal 1500 h/a) – nach Möglichkeit mit publizierten Betriebsdaten von Referenzanlagen vergleichen
- Erhebung von Windmessdaten (z.B. ZAMG-Daten einer geeigneten Messstation) am Standort bzw. dessen Nähe, sofern die kleinräumigen örtlichen Gegebenheiten (Rauhigkeitsverhältnisse) keine Abweichung der lokalen Windverhältnisse zum Standort zur Folge haben; Datenzeitraum mind. 1 Jahr
- Falls erforderlich: Korrektur der Winddaten für die beabsichtigte Montagehöhe
- Erhebung der Herstellerangaben der Leistungskennlinie der für den Einsatz beabsichtigten Windenergieanlage (in Bezug auf Herstellerangaben sind insbesondere Ertragsabschätzungen kritisch zu hinterfragen)
- Berechnung der theoretischen Erzeugerleistung im Referenzzeitraum (aus dem die Windmessdaten vorliegen) unter Verwendung der Windrad-Leistungskennlinie

4.1.2 Photovoltaik

4.1.2.1 Klimatische Verhältnisse (Potenzial für Nutzung)

Solarstromerzeugung ist grundsätzlich überall dort möglich, wo entsprechend ausgerichtete, nicht verschattete Montagemöglichkeiten für die Aufstellung bzw. Anbringung von Photovoltaikmodulen zur Verfügung stehen. Hinsichtlich der Ausrichtung bewirkt eine Abweichung von der optimalen Südausrichtung eine Abnahme der Effizienz von PV-Anlagen. Grundsätzlich ist aber die Installation von PV-Anlagen auch mit Abweichungen von bis zu +90° (Westausrichtung) bzw. -90° (Ostausrichtung) mit entsprechend reduziertem Ertrag denkbar bzw. kann eine etwaige Abweichung des Azimutwinkels von Süden entsprechen Vorteile bezugnehmend auf das Eigenverbrauchsverhalten bringen.

Als Ertragsprognose für Photovoltaikanlagen kann in Österreich ein spezifischer Jahresstromertrag von durchschnittlich 800 bis 1.200 kWh/kWp in Abhängigkeit von Ausrichtung, Neigung, Zelltyp, Sonneneinstrahlung und Temperatur herangezogen werden. Bei durchschnittlich guter Modulausrichtung ist von einem mittleren spezifischen Ertrag von 1.000 kWh/kWp auszugehen (vgl. PV GIS, 2011; Kaltschmitt, 2009).

Eine Potenzialabschätzung für PV-Anlagen basierend auf den klimatischen Bedingungen ist grundsätzlich nur standortbezogen möglich. Zu berücksichtigen ist hierbei (bezugnehmend auf Greenfield-Standorte) vor allem eine mögliche Verschattung, vorwiegend durch Bäume, aber auch durch den Mobilfunkmast selbst. Hierbei gilt zu berücksichtigen, dass Mobilfunkanlagen häufig in, bzw. in unmittelbarer Angrenzung zu, Wald- und. baumbestandenen Flächen gelegen sind. Bei Rooftop-Standorten können den Ertrag beeinflussende Verschattungen hauptsächlich durch angrenzende Gebäude sowie erhöhte Einbauten (Kamine, Antennen, etc.) resultieren.

Unter Vernachlässigung möglicher Verschattungseffekte kann pauschal davon ausgegangen werden, dass der Großteil der Mobilfunkmaststandorte in Abhängigkeit von den bereits genannten Parametern, grundsätzlich über ein technisches Potenzial für die Installation von Photovoltaikanlagen verfügt.

4.1.2.2 Aufstellungs-/Montagemöglichkeiten - Statik

Für die Montage von PV-Modulen bieten sich grundsätzlich mehrere Möglichkeiten als für Kleinwindkrafträder an. Folgende Montagemöglichkeiten sind zu berücksichtigen:

- Dachparallele und aufgeständerte Dachanlagen (Rooftop)
- Montage am Container (Greenfield)
- Freistehende Montage (Greenfield)
- Mastmontage (Greenfield)



Abbildung 2 Mastmontage und Montage am Container

Für die genannten Aufstellungsarten sind jeweils unterschiedliche Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Dachparallele und aufgeständerte Dachanlagen
  Bei Rooftop-Sendeanlagen können sowohl bei Schrägdächern als auch bei Flachdächern entsprechenden Photovoltaik-Anlagen mit standardisierten Montagesystemen installiert werden. Basierend auf die Problematik, dass für die Positionierung von Modulen zusätzliche Flächen angemietet werden müssen, werden etwaige Varianten zur Installation von Dachanlagen im Zuge des gegenständlichen Projekts nicht näher evaluiert.

- Montage am Container:
  Die Flächenverfügbarkeit am Container ist aufgrund seiner Baugröße begrenzt. Die Decke eines Standardcontainers (Breite: 2,3m / Länge: 2,9m) beträgt lediglich ca. 7m². Die Seitenflächen der Containeranlagen sind in Abhängigkeit von der Positionierung der Räumlichkeit sowie der für die Montage der Module benötigten Flächen nur bedingt geeignet.
  Um einen optimalen Stromertrag zu erzielen, ist in der Regel eine Aufständerung der Photovoltaikmodule erforderlich. Eine größerer Neigungswinkel kann durch die Montage einer geeigneten Unterkonstruktion am Containerdach bewerkstelligt werden. Bei bereits realisierten Sendeanlagen kann auf die vorherrschende Verschattungssituation und die Möglichkeiten zur Ausrichtung der Photovoltaik-Module lediglich bedingt Einfluss genommen werden. Bezugnehmend auf die Errichtung von Neuanlagen können diese Einflussfaktoren bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden.

- Freistehend
  Als wesentlichster Einflussfaktor kann bei Freifeldanlagen die Verfügbarkeit von entsprechenden Grundstücksflächen genannt werden. Additiv zum Flächenangebot sind jedoch auch etwaige bundeslandspezifische Richtlinien sowie bauliche Gegebenheiten (Zaunanlage, Mastanlage, etc.) zu berücksichtigen. .Da sich die Grundstückflächen von Sendeanlagen bezugnehmend auf wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die erforderlichen Infrastrukturanlagen (Mast und Technikcontainer) reduzieren, ist das Potential für mögliche Freiflächenanlagen bei Maststandorten als relativ gering einzustufen.

- Mastmontage:
  Für die Mastmontage von Photovoltaik-Anlagen eignen sich aufgrund der statischen Rahmenbedingungen fast ausschließlich Rohrgittermasten. Der geometrische Aufbau eines Gittermasten (Höhe 20m bis 60m) gliedert sich in der Regel in mehrere Teilsektion und einem Fundament mit einbetoniertem Ankerkorb. Als statische Tragsystem kommt eine Fachwerkskonstruktion mit drei Holmen zum Einsatz. Für die Holme werden Formrohre mit den entsprechenden Querschnitten verwendet, auf welchen die Diagonalen Verstrebungen aufgesetzt sind. Die einzelnen Teilsektionen sind durch Flansche miteinander verbunden. An einer der drei Mastseiten ist für Wartungs- und Reparaturarbeiten eine Aufstiegsleiter vorgesehen. Entlang der Mastanlage sind die Ausleger für die Befestigung von Antennen und Richtfunkantennen angebracht. Der Aufbau eines Rohrgittermastes ist in *Abbildung 3* dargestellt.

Die Montage von Solarmodulen am Mast stellt, bezugnehmend auf mehrere Faktoren, das größte Potenzial für einen flächendeckenden Ausbau der Photovoltaiktechnologie in Österreich dar. Die reputierliche Höhe der Mastanlagen bietet grundsätzlich günstige Voraussetzungen hinsichtlich der vorherrschenden Verschattungssituation. Eine Befestigung von Solarstrompaneelen mittels einer geeigneten Montagekonstruktion kann sowohl bei neuen, als auch bei bestehenden Sendemasten eingesetzt werden. Je nach Positionierung des Mobilfunkmasten ist immer eine Mastseite nach Süden (Süd/Ost bzw. Süd/West) ausgerichtet, welche als vorrangig geeignete Belegungsfläche für Photovoltaikmodule herangezogen werden kann.

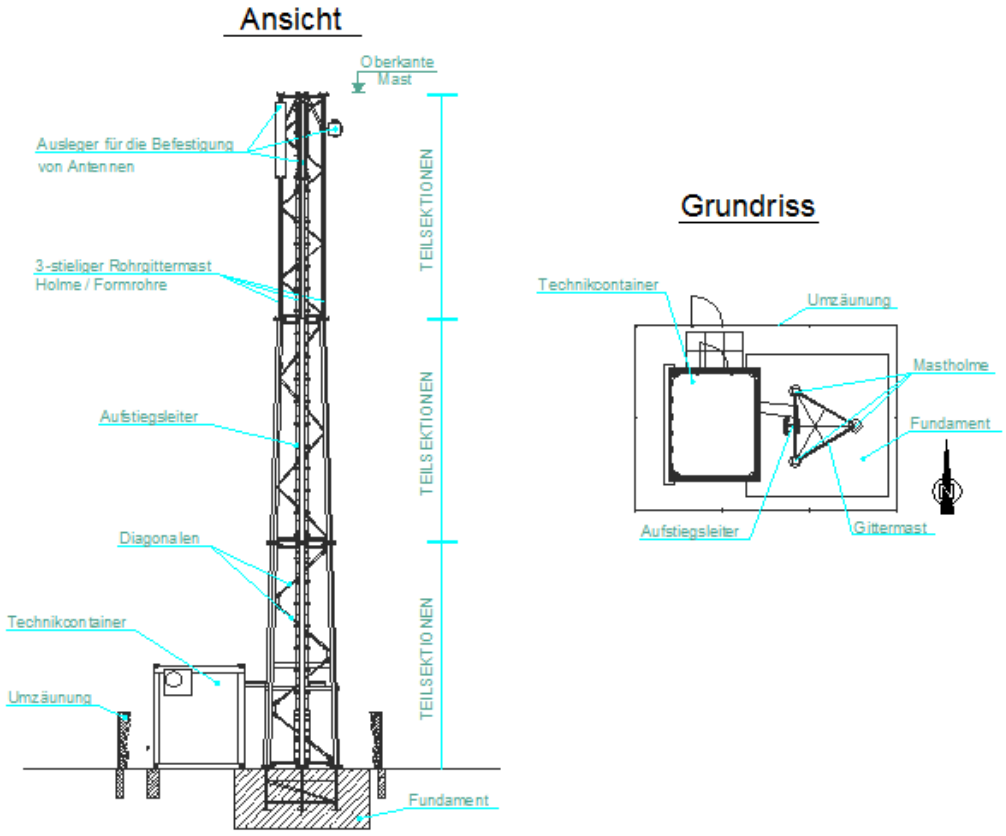


Abbildung 3: Aufbau eines Rohrgittermasten (Ansicht und Grundriss)

Für eine detaillierte Potentialerhebung der Einsatzbedingungen von Photovoltaik-Modulen an Mastanlagen wurden verschiedenen Masttypen und Masthöhen nähere evaluiert. Diesbezüglich wurden mehr als 3000 Maststandorte der T-Mobile Austria GmbH näher betrachtet und es wurde eine Klassifizierung der Typen bezugnehmend auf die zugehörige Höhenverteilung durchgeführt.
Dabei stellte sich heraus, dass am häufigsten Rohrgittermasten zum Einsatz kommen, wobei Gittermasten mit Hohlrohr häufiger realisiert werden als Gittermasten mit Vollstahl. Hinsichtlich der Höhenverteilung kann der Bereich zwischen 25m und 40m eingegrenzt werden (*siehe auch Abbildung 4).*

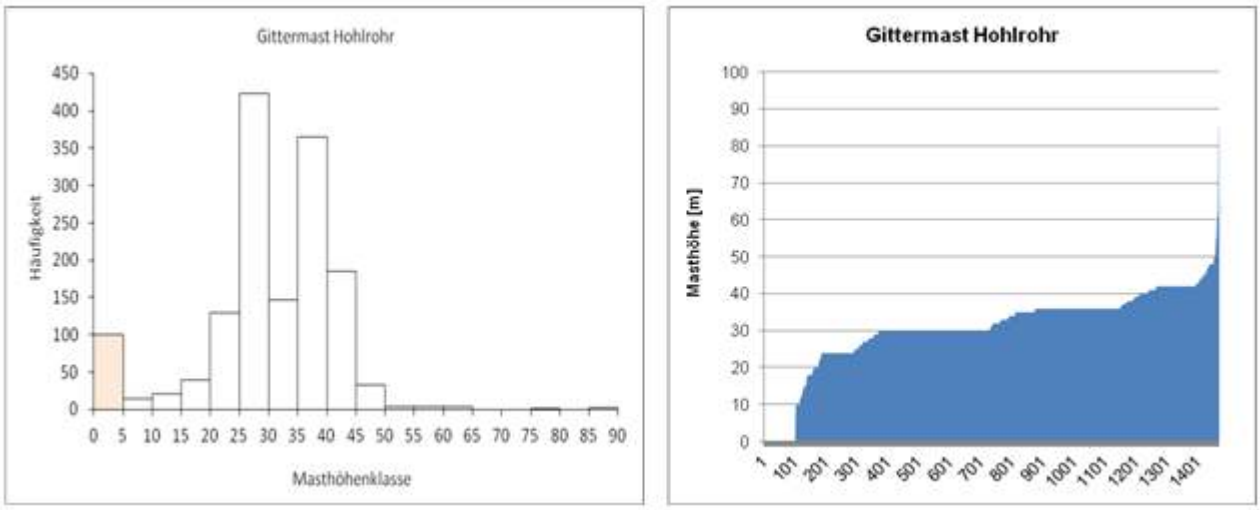


Abbildung 4: Häufigkeit der Masthöhen von Gittermasten mit Hohlrohr (links); Masthöhenverteilung von Gittermasten mit Hohlrohr (rechts)

Basierend auf die genannten Erkenntnisse wurde eine detaillierte Analyse in Bezug auf die Maststatik für die Montage von Photovoltaikmodulen an Rohrgittermasten für verschiedenen Bundesländer (unterschiedliche Schnee- und Windlastzonen) durchgeführt.

Die Randbedingungen für die Berechnung der Statik wurden wie folgt festgelegt:

- ASCO Rohrgittermast / Masthöhe: 36m
- Anforderungen der Antennenbelegung für einen Mast:
    - 9 Stück GSU/UMTS Antennen
    - 4 Stück Richtfunkantennen Ø 30cm
    - 2 Stück Richtfunkantennen Ø 60cm
- Horizontale Ausrichtung der Module (Modulleistung: 300Wpeak)
- Modulwinkel: 30° vom Lot geneigt

Zusammenfassung der Nachweiskriterien:

- Richtfunktauglichkeit (0,5° bei 100 km/h auf +31,00m)
- Tragsicherheit
- Fundamentstabilität

Das Resultat der Standortanalyse für verschiedene Gemeinden in mehreren Bundesländern wurde in einer Tabelle zusammengefasst. Für das jeweilige Bundesland erfolgte in weiterer Folge die Berechnung der am Mast durchschnittlich zu bedienenden Photovoltaik-Modulanzahl. Das Resultat dieser Potentialerhebung zeigt, dass der Einsatz von PV-Modulen am Mast in ganz Österreich möglich ist. Nur in wenigen Bezirken, in welchen die örtliche Windgeschwindigkeit mehr als 26m/s beträgt, können Photovoltaikmodule in der Regel bezugnehmend auf die statischen Gegebenheiten nicht situiert werden. Die mögliche Modulanzahl variiert zwischen 5 bis 10 Stück je Mastanlage wobei keine Reduktion der bereits situierten bzw. reservierten Antennenanzahl erfolgen müsste. Vor allem Sendeanlage in den Bundesländern Kärnten und Steiermark eignen sich besonders, da in diesen Regionen geringe

Windgeschwindigkeiten (gemäß ÖNORM B 1991-1-4 bzw. Abbildung 1) und hohe solare Einstrahlungswerte vorherrschen. In den genannten Bundesländern können durchwegs bis zu 10 Module (3kWp) am Mast installiert werden. Die Ergebnisse reduzieren sich dabei jedoch nur auf eine entsprechende Anwendung für explizit eine Masttype und dienen lediglich als Indikator für die Erhebung des Einsatzpotentials, ersetzen aber keinesfalls eine standortbezogene statische Berechnungen.

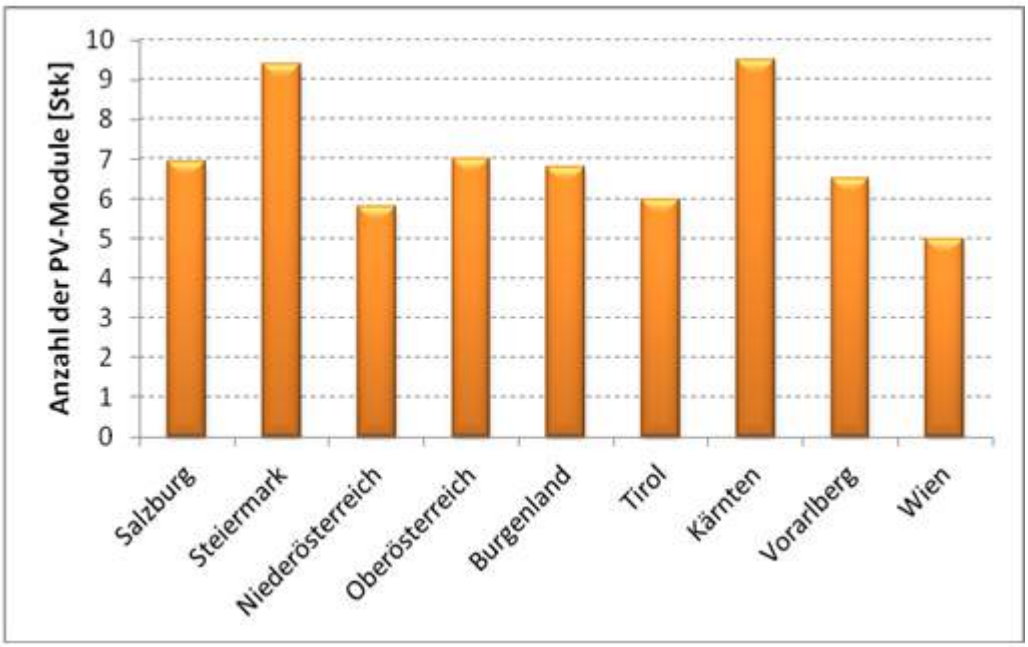


Abbildung 5: Durchschnittliche Anzahl von PV-Modulen am Rohrgittermast je Bundesland

4.1.2.3 Ertragsabschätzung

Ertragsabschätzungen können auf Basis der Rahmenbedingungen bezugnehmend auf den jeweiligen Mobilfunkstandort sowie der zum Einsatz kommenden Module (Technische Daten, insbesondere Wirkungsgrad) und der geplanten Neigung und Ausrichtung der Module (entsprechend der Montagemöglichkeiten vorgenommen werden.
Verschattungseffekte v.a. durch Bäume (Wald) oder den Mobilfunkmast selbst (entsprechend der Ausrichtung der Module in Relation zum Mast) erfordern jedoch eine standortspezifische Analyse (zum Verschattungsmessung mit einem entsprechenden Messgerät).

Heranzuziehende Daten (für Ertragsabschätzung):

- Geographischer Standort: Referenz-Strahlungsdaten
  - frei verfügbare Daten aus dem online zugänglichen Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS) (PV GIS, 2012)
  - eventuell für den Standort vorhandene, bundeslandspezifische Solarkatasterdaten
  - Referenzstrahlungsdaten aus kommerziell erhältlichen Planungstool (beispielsweise PVSOL premium 7.0 – Valentin Software GmbH)
- Horizontlinie (die insbesondere hinsichtlich möglicher Verschattung relevant ist) - Verschattungseffekte v.a. durch Bäume (Wald) oder den Mobilfunkmast selbst (entsprechend der Ausrichtung der Module in Relation zum Mast) erfordern eine standortspezifische Analyse
- Geplante Modulausrichtung und Modulneigung
- Geplante Modulanzahl
- Kenndaten (Wirkungsgrade) der eingesetzten PV Module

Im Folgenden ist beispielhaft eine Ertragsabschätzung für den möglichen Mobilfunkmaststandort Kirchfidisch im Burgenland mittels PV GIS (2012) dargestellt. Die Abschätzung wurde mit einer beispielhaften Photovoltaik-Anlage mit einer angenommenen Leistung von 1 kWpeak durchgeführt. Die Ertragswerte sind als spezifische Werte pro kWpeak installierte Anlagenleistung zu interpretieren.. Die Modulausrichtung wurde entsprechend des Ertragsoptimums für diese Darstellung mit 0° Süd und 35° Neigung angenommen.

PVGIS estimates of solar electricity generation: (PV GIS, 2012)

Verwendete Standortkenndaten:

Location: 47°9'30" North, 16°21'33" East, Elevation: 271 m a.s.l., (Standort in Kirchfidisch im Burgenland)

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Verwendete PV-System Kenndaten:

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature: 8.2% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 23.3%

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°

Ermittelte Ertragsdaten:

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.34	41.6	1.60	49.5
Feb	2.05	57.5	2.49	69.8
Mar	2.81	87.3	3.54	110
Apr	3.57	107	4.64	139
May	3.79	117	5.08	157
Jun	3.91	117	5.32	159
Jul	4.15	129	5.66	176
Aug	3.83	119	5.21	161
Sep	3.37	101	4.43	133
Oct	2.49	77.1	3.17	98.3
Nov	1.53	45.8	1.87	56.1
Dec	0.98	30.3	1.18	36.5
Yearly average	**2.82**	**85.8**	**3.69**	**112**
Total for year		**1030**		**1350**

E_d: Average daily electricity production from the given system (kWh)
E_m: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
H_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m^2)
H_m: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m^2)

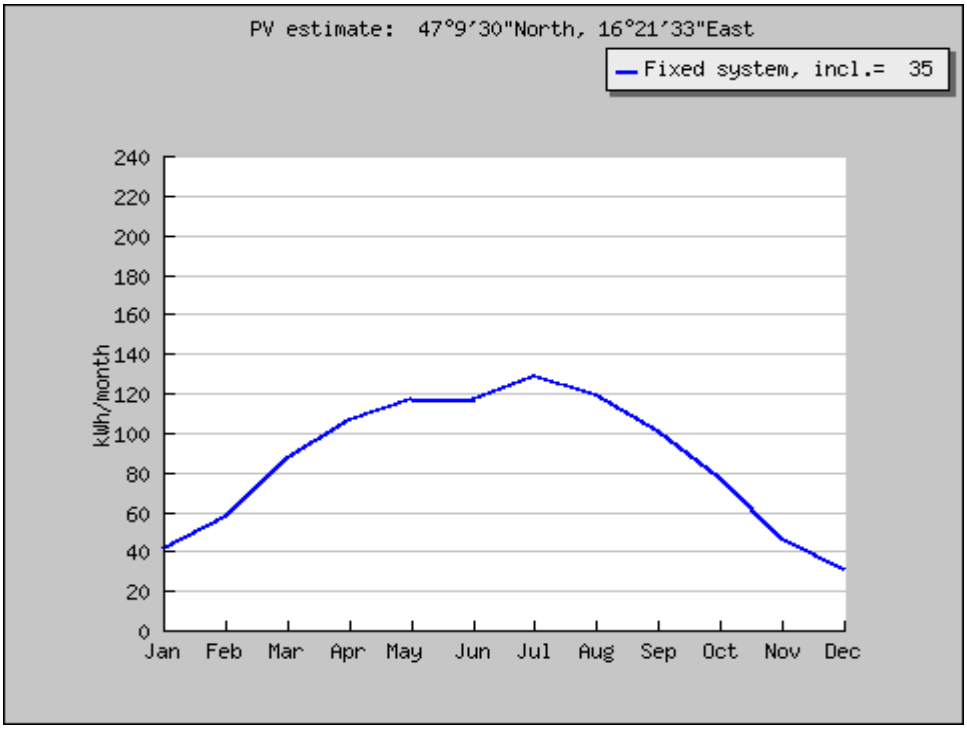


Abbildung 6 Durchschnittliche zu erwartende monatliche Erzeugung der mit PV GIS berechneten beispielshaften PV-Anlage

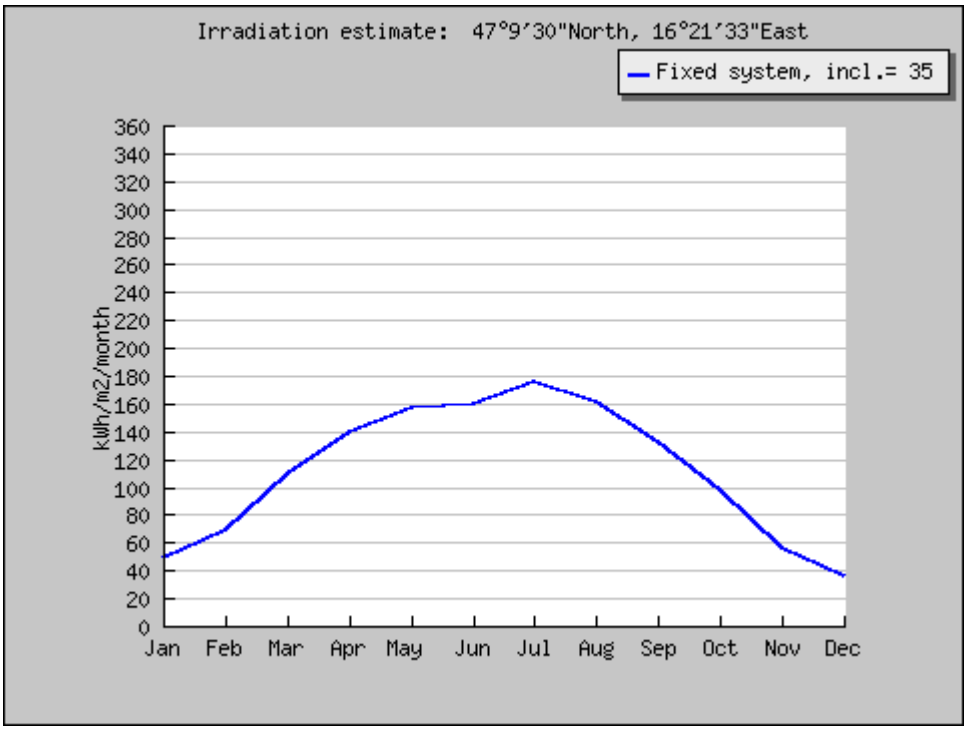


Abbildung 7 Durchschnittliche zu erwartende spezifische monatliche Erzeugung bezogen auf m² Modulfläche der mit PV GIS berechneten beispielshaften PV-Anlage

Detaillierte Berechnungen können in weiterer Folge beispielsweise mit kommerziell erhältlichen Planungstools für PV Anlagen (beispielsweise PV*Sol premium 7.0) für konkrete Vorhaben durchgeführt werden.

4.2 Netzkopplung

Hinsichtlich des Netzanschlusses und des Netzparallelbetriebs von Erzeugeranlagen sind die geltenden gesetzlichen Bestimmungen, die technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), die den Regelungen zugrunde liegenden Normen sowie die auf diesen Bestimmungen basierenden Bedingungen des Netzbetreibers zu berücksichtigen.

Bestehende Netzanschlüsse zur Versorgung der Mobilfunkanlagen mit elektrischer Energie sind grundsätzlich auf Verteilernetzebene (Niederspannungsnetz) realisiert worden. Für den Anschluss von Erzeugeranlagen ans Verteilernetz sind insbesondere die Bestimmungen in den folgenden Abschnitten der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) zu berücksichtigen:

- TOR Teil C „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“ (E-Control, 2009)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln“, Hauptabschnitt D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ (E-Control, 2006)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln“, Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ (E-Control, 2008b)

Für den Netzanschluss und den späteren Netzparallelbetrieb ist die Zustimmung des Verteilernetzbetreibers (VNB) basierend auf einer durch den Netzbetreiber vorgenommenen Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich. Neue oder abzuändernde Netzanschlüsse werden in diesem Zusammenhang auf Netzrückwirkungen und weitere betriebsbedingte Einflüsse (Gefährdung der Versorgungssicherheit, Betriebssicherheit, Spannungshub, etc.) hin überprüft. Die Anschlussbeurteilung und Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Anlagen von Netzbenutzern durch den Verteilernetzbetreiber zielt grundsätzlich auf die längerfristige Einhaltung der in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011) festgehaltenen Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (E-Control, 2009) ab. Bei Netzanschlüssen sind gemäß TOR Teil C unter anderem die folgenden Punkte zu berücksichtigen (E-Control, 2009):

- Netzanbindung (Art und Weise der Ausführung)
- Maximaler Umfang der Netznutzung
- Sternpunktbehandlung
- Minimale und maximale Netzkurzschlussleistung
- Maximale und minimale Betriebsspannung
- Schutzkonzept
- Zuschaltbedingungen
- Spannungsqualität an der Übergabestelle

- Zulässige Netzrückwirkungen
- Mess- und Zähleinrichtungen

Für die Beurteilung von Erzeugeranlagen (Windenergieanlage, Photovoltaik) sind insbesondere die Bestimmungen gemäß TOR Teil D, Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ (E-Control, 2008b) heranzuziehen. Gültig sind diese Bestimmungen für alle Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen), wenn diese parallel mit öffentlichen Nieder- oder Mittelspannungsnetzen betrieben werden sollen. Für die Anwendung dieser Bestimmungen ist unerheblich, ob die Erzeugung elektrischer Energie mittels Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren oder unterschiedlichen Gleichstromquellen realisiert wird und ob die Einspeisung in das Netz direkt, über Transformatoren oder Wechselrichter/Umrichter erfolgt. Die in TOR D4 enthaltenen Bestimmungen geben einen allgemeinen Rahmen für den Parallelbetrieb von Erzeugungs-anlagen mit Verteilernetzen vor, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass technische Besonderheiten des Netzbetriebs in Einzelfällen zusätzliche Spezifikationen und Maßnahmen erforderlich machen können, welche vom Netzbetreiber (mit entsprechender Begründung) festgelegt werden können.

Für eine Ökologisierung von Mobilfunkanlagen durch Installation von Erzeugeranlagen (Windenergieanlagen, Photovoltaik) bedeutet dies, dass bei Netzparallelbetrieb ein standortspezifisches Anlagengesamtkonzept, unter Berücksichtigung der geplanter Anschlussleistung, zu erstellen ist, welches mit dem zuständigen Netzbetreiber abzuklären ist und von diesem zu prüfen ist. Dies kann im Einzelfall nach sich ziehen, dass bei bestehenden Netzanschlüssen je nach zu berücksichtigender Anschlussleistung der Erzeugungsanlage(n), vom Netzbetreiber erforderliche Verstärkungsmaßnahmen (Leitungsaustausch etc.) identifiziert werden können.

5 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

5.1 Vergütung bei Netzparallelbetrieb

Der mit den Erzeugungsanlagen generierte Ertrag dient vorrangig zur Strom-Eigenbedarfsabdeckung für die jeweilige Sendeanlage. Die Erzeugungsanlagen werden somit (soweit eine Netzkopplung angedacht ist) als Überschusseinspeiseranlagen ausgeführt.
Für die Netzeinspeisung muss ein Strom-Abnahmevertrag mit einem Stromhandels-Unternehmen geschlossen werden (dies ist auch Voraussetzung für den Anschluss durch den Netzbetreiber, siehe Abschnitt rechtliche Rahmenbedingungen). Der in diesem Fall vertraglich festzulegende Abnahmetarif orientiert sich grundsätzlich am Stromhandelspreis. Zur Abnahme von Überschussstrom von Erzeugungsanlagen bieten einige österreichische Stromhandels-Unternehmen unter jeweils speziellen Bedingungen (Stromkunde beim Unternehmen, Anlagenerrichtung durch Partnerunternehmen, Bindungsfristen, Begrenzung auf bestimmt Anlagengrößen) entsprechende Abnahmetarife, insbesondere für Photovoltaik-Strom, an. Die Vergütungsspektrum beläuft sich dabei auf 4 €ct/kWh bis zu maximal 12 €ct/kWh.

5.2 Investitionskosten - Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Gegenüberstellung der Kosteneinsparungen bei den Strombezugskosten und den jeweiligen Kosten des Erzeuger- und Speichersystems erforderlich. Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit basiert grundsätzlich auf der Ertragsabschätzung der Erzeugeranlagen für die einzelne Sendeanlage. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse kann somit jeweils nur standortspezifisch erfolgen.

Investitionskosten sowie die technischen Spezifikationen von erhobenen Erzeugeranlagen – gegliedert nach Technologien – sind in Kapitel 7 „Technologieerhebung“ im Vergleich dargestellt.

5.3 Förderungen

5.3.1 Situation Investitionsförderung Photovoltaik

Zum Stand der vorliegenden Untersuchung sind Investitionsförderungen aus Bundes- bzw. Landesmitteln für neu installierte netzgekoppelte Photovoltaikanlagen (bzw. Anlagen mit grundsätzlich vorhandener Netzanschlussmöglichkeit nur bei überwiegend privater Nutzung möglich.

5.3.2 Situation Investitionsförderung Kleinwindkraft

Zum Stand der vorliegenden Untersuchung sind Investitionsförderungen aus Bundes- bzw. Landesmitteln für neu installierte netzgekoppelte Windenergieanlagen bzw. Anlagen mit grundsätzlich vorhandener Netzanschlussmöglichkeit bei gewerblicher Nutzung nicht möglich.

6 Rechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Kleinwindkraftanlagen

In Österreich obliegt die Erteilung von Genehmigungen für die Errichtungen von Kleinwindkaftanlagen der jeweiligen bundeslandspezifischen Baubehörde. Die relevanten Landesgesetze weisen dabei die Kriterien bzw. die Voraussetzungen für die Erteilung einer Betriebsgenehmigung für Kleinwindkraftanlagen aus. In Niederösterreich ist eine baurechtliche Anzeige beispielsweise von der Anlagenleistung (in kW) abhängig. In Oberösterreich reflektiert die Gesetzeslage vorrangig auf die Gesamthöhe des beabsichtigten Vorhabens. In den übrigen Bundesländern bestehen in der Bauordnung bzw. laut Baupolizeigesetz (Salzburg) keine Ausnahmen für die Errichtung von Kleinwindkraftanlagen.
Im Folgenden wird genauer auf die jeweiligen geltenden Gesetze bzw. wichtige Gesetzespassagen in Bezug auf die Genehmigungsverfahren eingegangen. Die betreffenden Gesetzespassagen finden sich im Detail unter ***ris.bka.gv.at*** (österreichisches Rechtsinformationssystem).

Genehmigungsverfahren:

Kleinwindkraftanlagen in Niederösterreich

Bei der Errichtung von Kleinwindkraftanlagen sind in Niederösterreich vor allem fünf Gesetze relevant. Kriterien bzw. die zu erfüllenden Voraussetzungen finden sich vor allem im Bauordnungsgesetz, im Bautechnikgesetz, im Elektrizitätswesengesetz, im Raumordnungsgesetz und außerhalb eines Siedlungsgebietes im Naturschutzgesetz.

Für Windkraftanlagen unter 20 kW Anlagenleistung muss eine baurechtliche Anzeige durchgeführt werden. Im Baurecht sowie betreffend des Raumordnungsverfahrens ist der/die BürgermeisterIn die Instanz erster Ordnung und somit ein wichtiger Faktor im Genehmigungsablauf. Im Fall einer Bauland-Widmung muss er/sie beispielsweise entscheiden, inwieweit eine entsprechende Belästigung für die Anrainer entsteht. Die Anlage muss sich harmonisch ins Ortsbild einfügen und den allgemeinen baulichen Anforderungen entsprechen. Auch außerhalb eines Siedlungsgebietes wird eine Bewilligung benötigt. Unter 20 kW Anlagenleistung wird keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung benötigt.

Im Folgenden werden einige relevante Gesetzespassagen aus dem Niederösterreichischen Landesgesetzblatt zitiert:

- Bauordnung

§ 15
Anzeigepflichtige Vorhaben:
(1) Folgende Vorhaben sind mindestens 8 Wochen vor dem Beginn ihrer Ausführung der Baubehörde schriftlich anzuzeigen:
18. …sowie die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, die keiner Elektrizitätsrechtlichen Genehmigungspflicht unterliegen.

§ 16
Anzeigemöglichkeit:
Der Bauanzeige sind zumindest eine zur Beurteilung des Vorhabens ausreichende Skizze und Beschreibung in zweifacher Ausfertigung anzuschließen.
(3) Die Baubehörde hat binnen 8 Wochen nach Einlangen der Anzeige dem Anzeigeleger mitzuteilen, ob das Vorhaben bewilligungspflichtig ist. Ist es nur anzeigepflichtig, gilt § 15 Abs. 3 bis 5 sinngemäß.

- Elektrizitätswesengesetz

§ 5
Genehmigungspflicht
(1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen bedarf die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 20 Kilowatt (kW), soweit sich aus den Abs. 2, 3 oder 4 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

- Raumordnungsgesetz

§ 19
Grünland
19. Windkraftanlagen:
Flächen für Anlagen zur Gewinnung elektrischer Energie aus Windkraft ab einer Engpassleistung von 10 kW; erforderlichenfalls unter Festlegung der Anzahl der zulässigen Windkraftanlagen am gleichen Standort.

❖ Naturschutzgesetz

§ 7
Bewilligungspflicht
(1) Außerhalb vom Ortsbereich, das ist ein baulich oder funktional zusammenhängender Teil eines Siedlungsgebietes (z.B. Wohnsiedlungen, Industrie- oder Gewerbeparks), bedürfen der Bewilligung durch die Behörde:

1. die Errichtung und wesentliche Abänderung von allen Bauwerken, die nicht Gebäude sind und die auch nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit Gebäuden stehen und von sachlich untergeordneter Bedeutung sind;

Kleinwindkraftanlagen in Oberösterreich

Hinsichtlich der Realisierung einer Windkraftanlage in Oberösterreich sind folgende Gesetze besonders zu beachten:

- Raumordnungsgesetz
- Bauordnungsgesetz
- Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz
- Bautechnikgesetz

In Oberösterreich werden die Kriterien nicht wie in Niederösterreich in Bezug auf die Anlagenleistung in kW festgelegt, sondern laut Bauordnungsgesetz in Abhängigkeit von der Anlagen-Gesamthöhe in Metern. So sind Windkraftanlagen über einer Gesamthöhe von zehn Metern bauanzeigepflichtig.

Auch hier spielt der/die BürgermeisterIn als Instanz erster Ordnung eine zentrale Rolle. Bautechnisch muss die Anlage den allgemeinen baulichen Anforderungen entsprechen und darf das Orts- und Landschaftsbild nicht beeinträchtigen. Anderenfalls kann es zu einer baurechtlichen und elektrizitäts-rechtlichen Untersagung kommen. Elektrizitätsrechtlich benötigt man bei Anlagen unter 30 kW Anlagenleistung keine Bewilligung und es sind prinzipiell drei Möglichkeiten der Widmung möglich:

- Betriebsbaugebiet
- Industriegebiet
- Sonderwidmung im Grünland für Windkraftanlagen

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Oberösterreichischen Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Bauordnung

> § 25
> Anzeigepflichtige Bauvorhaben
> 7….die Errichtung von gemäß dem Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 nicht bewilligungspflichtigen Windrädern von mehr als zehn Meter Höhe, gemessen vom tiefsten Befestigungspunkt;

- Bautechnikgesetz

> § 3
> Allgemeine Erfordernisse
> Bauliche Anlagen müssen in allen ihren Teilen nach dem jeweiligen Stand der Technik so geplant und errichtet werden, dass 1. sie für die Dauer ihres Bestandes den an bauliche Anlagen der betreffenden Art zu stellenden Anforderungen hinsichtlich
> a) Sicherheit,
> b) Festigkeit,
> c) Brandschutz, Wärmedämmung und Wärmeschutz sowie Schalldämmung und Schallschutz,
> d) Gesundheit, Hygiene, Unfallschutz, Bauphysik und
> e) Umweltschutz entsprechen;
>
> 5. das Orts- und Landschaftsbild nicht gestört wird; dabei ist auf naturschutzrechtlich geschützte Gebiete, Naturdenkmäler, andere bemerkenswerte Naturgebilde und Gegenstände von geschichtlicher, künstlerischer und kultureller Bedeutung Bedacht zu nehmen;

- Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz

> § 6
> Bewilligungspflicht
> (1) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 10 kVA und darüber bedürfen einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung.

- Raumordnungsgesetz

> § 22
> Widmungen im Bauland
> (6) Als Betriebsbaugebiete sind solche Flächen vorzusehen, die zur Aufnahme von Betrieben dienen, die auf Grund ihrer Betriebstype die Umgebung (insbesondere durch Lärm, Staub, Geruch oder Erschütterungen) weder erheblich stören noch (insbesondere durch Dämpfe, Gase, Explosionsstoffe oder durch Strahlung) gefährden.
>
> § 22
> Widmung Industriegebiet
> (7) Als Industriegebiete sind solche Flächen vorzusehen, die für Betriebsgebäude und betriebliche Anlagen von Betrieben bestimmt sind, die nicht unter Abs. 6 fallen.
>
> § 30
> Sonderwidmung Grünland
> (2) Flächen des Grünlandes, die nicht für die Land- und Forstwirtschaft bestimmt sind und nicht zum Ödland gehören, sind im Flächenwidmungsplan gesondert zu widmen.

Die Oberösterreichische Landesregierung hat einen Leitfaden betreffend der Genehmigung von Windkraftanlagen erarbeitet.

Kleinwindkraftanlagen in Wien

In Wien sind vor allem das Bauordnungsgesetz und das Elektrizitätswirtschaftsgesetz relevant. In Bezug auf das Baurecht gibt es keine Ausnahmen für Kleinwindkraftanlagen. Mit Hinblick auf eine potentiellen Betriebsgenehmigung müssen daher umfangreiche Unterlagen eingereicht werden. In der Bauordnung ist auch der Stadtbildschutz geregelt. Für Anlagen mit einer Leistung unter 150 kW wird ein vereinfachtes Verfahren angewendet.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Wiener Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Bauordnung

§ 63
Einreichunterlagen zur Baubewilligung
(1) Für das Baubewilligungsverfahren hat der Bauwerber folgende Einreichunterlagen vorzulegen:

a) Baupläne in dreifacher Ausfertigung….
b) eine Grundbuchsabschrift über die von der Bauführung betroffenen Grundstücke, die den Eigentümer (alle Miteigentümer)….

§ 97
Allgemeine Vorschriften
Bauwerke müssen in allen ihren Teilen so geplant und ausgeführt sein, dass sie unter Berücksichtigung ihres Verwendungszweckes den Anforderungen an Hygiene, Gesundheit und Umweltschutz entsprechen.

- Elektrizitätswirtschaftsgesetz

§ 7
Vereinfachtes Verfahren
(1) Ergibt sich aus dem Genehmigungsantrag und dessen Unterlagen, dass die Erzeugungsanlage

1. mit fester oder flüssiger Biomasse, Bio-, Klär- oder Deponiegas, Geothermischer Energie, Wasser, Wind oder Abfällen betrieben wird oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeitet und die installierte Engpassleistung maximal 250 kW beträgt.

Kleinwindkraftanlagen im Burgenland

Für den Aufbau einer Kleinwindkraftanlage im Burgenland sind das Baugesetz, das Elektrizitätswesengesetz und vor allem auch das Raumordnungsgesetz relevant. Auch im Burgenland gibt es laut Baugesetz keine Ausnahmen für Kleinwindkraftanlagen. Eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung ist jedoch nur für Anlagen ab einer Anlagenleistung von größer 20 kW nötig. Der/Die BürgermeisterIn bildet wieder die erste Instanz für das Baugesetz und das Raumordnungsgesetz.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Burgenländischen Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert bzw. wird auf besonders zu beachtende Stellen hingewiesen.

- Baugesetz

> § 3
> Zulässigkeit von Bauvorhaben, Baubewilligung und Bewilligungsverfahren
>
> § 18
> Baubewilligung und Bauvorhaben
> (1) Für Bauvorhaben, die nicht geringfügig sind (§ 16 Abs.1), ist vor Baubeginn - sofern keine Bauanzeige gemäß § 17 erfolgt - bei der Baubehörde nach Maßgabe der folgenden Absätze um Baubewilligung anzusuchen.

- Elektrizitätswesengesetz

> § 5
> Genehmigungspflicht
> (1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften erforderlichen Genehmigungen oder Bewilligungen bedarf die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 20 Kilowatt (kW), soweit sich aus den Abs. 2, 3 oder 4 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

- Raumplanungsgesetz

> § 1
> Grundsätze und Ziele
> (1) Überörtliche Raumplanung (Landesplanung) im Sinne dieses Gesetzes ist die zusammenfassende Vorsorge für eine den Gegebenheiten der Natur, den abschätzbaren wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Erfordernissen im Interesse des Gemeinwohles und des Umweltschutzes entsprechende Ordnung des Landesgebietes oder einzelner Landesteile.

Kleinwindkraftanlagen in der Steiermark

In der Steiermark sind das Baugesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz sowie das Raumordnungsgesetz betreffend der Installation von Kleinwindkraftanlagen von Bedeutung. Im Baugesetz sind keine Ausnahme für Windkraftanlagen vermerkt. Ähnlich wie im Bundesland Wien muss ein umfangreiches Unterlagenpaket eingebracht werden. Windkraftanlagen unter 200 kW Anlagenleistung bedürfen keiner elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Eine Sonderwidmung im Freiland für Energieerzeugungsanlagen ist seitens der Konsenswerberin anzustreben.

2007 veröffentlichte auch die steirische Landesregierung einen Leitfaden für die Errichtung von Windkraftanlage.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Steirischen Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Baugesetz

§ 22
Ansuchen
(1) Um die Erteilung der Baubewilligung ist bei der Behörde schriftlich anzusuchen.
(2) Dem Ansuchen sind folgende Unterlagen anzuschließen:
1. der Nachweis des Eigentums oder des Baurechtes
2. die Zustimmungserklärung des Grundeigentümers oder des Bauberechtigten,…

§ 23
Projektunterlagen

§ 26
Nachbarrechte
(1) Der Nachbar kann gegen die Erteilung der Baubewilligung Einwendungen erheben, wenn diese sich auf Bauvorschriften beziehen, die nicht nur dem öffentlichen Interesse, sondern auch dem Interesse der Nachbarn dienen.

§ 43
Allgemeine Anforderungen
(1) Jedes Bauwerk muss in all seinen Teilen nach den Regeln der Technik und den bautechnischen Vorschriften so geplant und ausgeführt werden, das es nach seinem Verwendungszweck und den örtlichen Verhältnissen den in Abs. 2 angeführten Anforderungen entspricht.
(2) Allgemeine Anforderungen an Bauwerke sind:
1. Mechanische Festigkeit und Standsicherheit
2. Brandschutz
3. Hygiene, Gesundheit und Umweltschutz
4. Nutzungssicherheit
5. Schallschutz….

- Elektrizitäts- und –Organisationsgesetz

> §5
> Genehmigungspflicht
> (1) Die Errichtung, wesentliche Änderung und der Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer installierten elektrischen Engpassleistung von mehr als 200 Kilowattbedarf, soweit sich aus Abs. 2 nichts anderes ergibt, nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen dieses Hauptstückes einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung (Anlagengenehmigung).

- Raumordnungsgesetz

> § 25
> Freiland
> (1) Alle nicht als Bauland oder Verkehrsflächen festgelegten Grundflächen gehören zum Freiland.
> (2) Als Sondernutzungen gelten insbesondere:
> …Energieerzeugungs- und Versorgungsanlagen, …

Kleinwindkraftanlagen in Kärnten

In Kärnten sind besonders die Bauordnung, das Ortsbildpflegegesetz, das Elektrizitäts- und -Organisationsgesetz sowie das Gemeindeplanungsgesetz für die Installation einer Kleinwindkraftanlage zu beachten.

Die Standortgemeinde ist bezugnehmend auf die Bauordnung, das Gemeindeplanungsgesetz und auch die Ortsbildpflege erste Instanz bei der Beantragung von Genehmigungen. Bei einer Engpassleistung von unter 5 kW wird ein vereinfachtes Verfahren durchgeführt. Für die Installation einer Kleinwindkraftanlage wird die Widmung Grünland benötigt.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Kärntner Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Bauordnung

§ 8
Ortsbildschutz
(1) Ergeben sich in einem durch dieses Gesetz geregelten Verfahren Auffassungsunterschiede, ob durch das Vorhaben Interessen des Schutzes des Ortsbildes verletzt werden, so haben sowohl der Bewilligungs- werber als auch die Behörde - unter gleichzeitiger Verständigung des anderen Antragsberechtigten - das Recht, an die Ortsbildpflegekommission (§ 11 des Kärntner Ortsbildpflegegesetzes 1990) mit dem Antrag auf Erstattung eines Gutachtens heranzutreten.

§ 26
Anforderungen
Vorhaben müssen den Anforderungen der mechanischen Festigkeit und Standsicherheit, des Brandschutzes, der Hygiene, der Gesundheit und des Umweltschutzes, der Nutzungssicherheit, des Schallschutzes, der Energieeinsparung und des Wärmeschutzes, des Verkehrs, der Zivilisation sowie des Schutzes des Landschaftsbildes und des Ortsbildes nach den Erkenntnissen der Wissenschaften, insbesondere der technischen Wissenschaften, entsprechen.

- Ortsbildpflegegesetz

§ 1
Schutzaufgaben der Gemeinden

❖ Elektrizitäts- und -Organisationsgesetz

§ 6
Genehmigungspflicht
(1) Die Errichtung und der Betrieb einer Elektrizitätserzeugungsanlage mit einer elektrischen Engpassleistung von mehr als 5 kW bedürfen, unbeschadet der nach anderen Rechtsvorschriften erforderlichen Bewilligungen, einer elektrizitätswirtschaftsrechtlichen Genehmigung.

§ 9
Vereinfachtes Verfahren
(1) Elektrizitätserzeugungsanlagen,
a) die ausschließlich zur Notstromversorgung bestimmt sind oder
b) deren Leistung höchstens 500 kW beträgt, sind elektrizitätswirtschaftsrechtlich in einem vereinfachten Verfahren zu genehmigen.
(2) Die Behörde hat das Projekt durch Anschlag in der Gemeinde (§ 41 AVG) mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Behörde zur Einsichtnahme aufliegen und dass die Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes Einwendungen im Sinne des § 10 Abs 1 lt. a erheben können…

❖ Gemeindeplanungsgesetz

§ 5
Grünland
(1) Nicht als Bauland oder als Verkehrsflächen festgelegte Flächen sind als Grünland festzulegen.

Kleinwindkraftanlagen in Salzburg

Betreffend der Installation einer Kleinwindkraftanlage in Salzburg haben die nachstehenden 6 Gesetze eine entsprechende Wertigkeit:

- Baupolizeigesetz
- Landeselektrizitätsgesetz
- Raumordnungsgesetz
- Bautechnikgesetz
- Ortbildgesetz
- Naturschutzgesetz

Laut Baupolizeigesetz sind in Salzburg auch Kleinwindkraftanlagen ausnahmslos genehmigungspflichtig. Gemäß Baupolizeigesetz, Ortsbildgesetz und Raumordnungsgesetz stellt der/die jeweilige BürgermeisterIn die Instanz erster Ordnung dar. Die Gemeinde hat auch darauf zu achten, dass es zu

keiner ausgeprägten Ortsbild-Beeinträchtigung durch die Anlage kommt. Laut Naturschutzgesetz ist für die Errichtung jeglicher Windkraftanlagen eine zugehörige Bewilligung einzuholen. Ob bei der Bewilligung ein vereinfachtes Verfahren ausreicht, entscheidet hier die jeweilige Bezirkshauptmannschaft. Unter einer Engpassleistung von 10 kW bedarf es keiner elektrizitätsrechtlichen Bewilligung. Die Landesregierung entscheidet im Einzelfall, von welchen Unterlagen abzusehen ist, bzw. welche im Weiteren eingefordert werden können. Basierend auf aktuell in Salzburg stattfindenden Verhandlungen konnte keine relevante Übergangsbestimmung identifiziert werden.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Salzburger Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Baupolizeigesetz

§ 2
Bewilligungspflichtige Maßnahmen
(1) Einer Bewilligung der Baubehörde bedürfen unbeschadet der nach anderen Rechtsvorschriften erforderlichen behördlichen Bewilligungen:

i) die Errichtung und erhebliche Änderung von freistehenden Industrieschornsteinen, Verladerampen, Tribünenanlagen und Flutlichtbauwerken, Aussichtswarten, Sprungschanzen, Traglufthallen und Windkraftanlagen

§4
Unterlagen bei Bewilligungsansuchen

§5
Pläne und technische Beschreibung

- Bautechnikgesetz

§1
Allgemeine Anforderungen

- Naturschutzgesetz

§ 25
Bewilligungsbedürftige Maßnahmen
(1) Folgende Maßnahmen bedürfen einer Bewilligung der Naturschutzbehörde:
j) die Errichtung oder wesentliche Änderung von Windkraftanlagen.

§ 49
Vereinfachtes Verfahren
(1) Die Naturschutzbehörden können Vorhaben in einem vereinfachten Verfahren erledigen.
(5) Auf Grund eines innerhalb von zwei Wochen nach Kenntnis des Aktenvermerkes gestellten Antrages des Betreibers des Vorhabens oder des Naturschutzbeauftragten hat die Behörde das Zutreffen oder Nichtvorliegen der Voraussetzungen gemäß Abs 3 mit Bescheid festzustellen.

- Landeselektrizitätsgesetz

§ 46
Übergangsbestimmungen
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes rechtmäßig betrieben werden, gelten als konzessioniert. Im Fall von Meinungsverschiedenheiten zwischen einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen über den bestehenden Versorgungsumfang entscheidet die Landesregierung von Amts wegen oder auf Antrag eines der beteiligten Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

- Raumordnungsgesetz

§ 19
Grünland Widmung

§ 33
Bauhöhe
(1) Die Bauhöhe kann als Höchsthöhe und wegen besonderer Erforderlichkeit für bestimmte Flächen zusätzlich auch als Mindesthöhe festgelegt werden.

Kleinwindkraftanlagen in Tirol

Zur Errichtung einer Kleinwindkraftanlage in Tirol sind vor allem das Elektrizitätsgesetz, das Stadt- und Ortsbildschutzgesetz und das Raumordnungsgesetz von Bedeutung. In Tirol ist der Bau von Stromerzeugungsanlagen vom Bauordnungsgesetz ausgenommen. Eine Überarbeitung dieses

Gesetzes ist in unbestimmter Zeit geplant. Unter 5 kW Anlagenleistung bedarf es keiner elektrizitätsrechtlichen Bewilligung.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Tiroler Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Bauordnung

> § 1
> Baugesetz nicht gültig für Stromerzeugungsanlagen

- Elektrizitätsgesetz

> § 7
> Anzeigepflichtige Anlagen
> (1) Die beabsichtigte Errichtung und jede beabsichtigte wesentliche Änderung von
> a) Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 kW,
>
> § 8
> Ansuchen
> (1) Um die Erteilung einer Errichtungsbewilligung ist bei der Behörde schriftlich Anzusuchen.

- Raumordnungsgesetz

> § 43
> Sonderflächen
> (1) Als Sonderflächen können außer in den in diesem Gesetz besonders geregelten Fällen Grundflächen gewidmet werden, auf denen
> a) Gebäude und sonstige Anlagen errichtet werden sollen, die aufgrund ihres Verwendungszweckes an einen bestimmten Standort gebunden sind oder für die ein bestimmter Standort besonders geeignet ist

Kleinindkraftanlagen in Vorarlberg

In Vorarlberg sind vor allem drei Gesetze hinsichtlich der Errichtung einer Windkraftanlage zu berücksichtigen: Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz, die Raumplanung und das Baugesetz. Auch in Vorarlberg gibt es keine Ausnahmen im Baurecht betreffend der Errichtung von Kleinwindkraftanlagen.

Die Raumplanung, das Baugesetz und das Orts- und Landschaftsbild unterliegen der ersten Instanz, dem/der BürgermeisterIn. Unter 25 kW Anlagenleistung ist keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung erforderlich.

Im Folgenden werden einige Gesetzespassagen aus dem Vorarlberger Landesgesetzblatt auszugsweise zitiert.

- Baugesetz

> §8
> Immissionsschutz
>
> § 17
> Orts- und Landschaftsbild
>
> § 28
> Baubewilligung

- Raumplanungsgesetz

> § 18
> Freiflächen
> (1) Alle Flächen, die nicht als Bauflächen, Bauerwartungsflächen oder Verkehrsflächen gewidmet sind, sind Freiflächen.
> (2) Die Freiflächen sind nach Erfordernis und Zweckmäßigkeit als Landwirtschaftsgebiet, Sondergebiet oder Freihaltegebiet zu widmen

6.2 Photovoltaikanlagen

6.2.1 Darstellung der rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen

Wesentliche Grundlagen für die Errichtung und den Betrieb einer Photovoltaikanlage finden sich grundsätzlich im Baurecht sowie im Elektrizitätsrecht. Auf die entsprechenden Gesetze und Verordnungen wird im folgenden Abschnitt eingegangen.
Je nach Anwendungsfall müssen Unterschiede in den bundesländerspezifischen Regelungen beachtet werden. Zur Darstellung der Vorgehensweise und der spezifisch berührten Rechtsmaterien wird im folgenden ausführlich auf die Situation im Burgenland eingegangen, da die Auswahl der Mobilfunkstandorte für die Testanwendung stehenden Anlagen sich im Burgenland befinden.

6.2.2 Baurechtliche Genehmigung

Baurechtliche Grundlage für die Errichtung einer Photovoltaikanlage im Burgenland stellen das Burgenländische Baugesetz (Bgld. BauG, 2010) und die Burgenländische Bauverordnung (Bgld. BauVO, 2008) dar. Bestimmungen mit explizitem Bezug auf die Errichtung von Photovoltaikanlagen sind hierin nicht enthalten. Zum Bauverfahren kommen die in Abschnitt VI Bgld. BauG angeführten Bestimmungen zur Anwendung. Laut § 15 Bgld. BauG werden Bauvorhaben in

- geringfügige,
- anzeigepflichtige und
- bewilligungspflichtige Bauvorhaben

unterschieden. Um geringfügige Bauvorhaben handelt es sich bei Maßnahmen zur Erhaltung, Instandsetzung oder Verbesserung von Bauten und Bauteilen sowie sonstigen Bauvorhaben, an denen keine baupolizeilichen Interessen bestehen. Derartige baupolizeiliche Interessen bestehen unter anderem bezüglich mechanischer Festigkeit und Standsicherheit, Brandschutz, Nutzungssicherheit und Beeinträchtigung von Orts- und Landschaftsbild (§ 3 Bgld. BauG). Geringfügige Bauvorhaben bedürfen keines Bauverfahrens und sind der Baubehörde (der Gemeinde) jedoch spätestens 14 Tage vor Baubeginn schriftlich mitzuteilen (§ 16 Bgld. BauG). Sofern es sich um ein nicht geringfügiges Bauvorhaben handelt ist zu prüfen, inwieweit eine Anzeige- oder eine Bewilligungspflicht vorliegt. Im Falle der Errichtung oder Änderung von Wohn- und sonstigen Gebäuden ist das heranzuziehende Kriterium die Nutzfläche des Gebäudes. Beträgt diese insgesamt bis zu 200 m², so ist das Bauvorhaben lt. § 17 Bgld. BauG der Baubehörde lediglich anzuzeigen, bei über 200 m² Wohnnutzfläche oder Nutzfläche in sonstigen Gebäuden ist lt. § 18 Bgld. BauG um eine Baubewilligung im Rahmen eines Bewilligungsverfahrens anzusuchen.

Bei Mobilfunksendeanlagen werden in der Regel Photovoltaik-Mastanlagen sowie Photovoltaik-Container-Anlagen realisiert. Da bei beiden Varianten aufgeständerte Module zum Einsatz kommen, und in weiterer Folge auch (aufgrund der geänderten Schnee- und Windlast-Parameter) die Statik beeinflusst werden kann, ist hinsichtlich des anzuwenden Verfahrens gemäß Burgenländischem Baugesetz entweder eine Bauanzeige gemäß §17 durchzuführen oder um eine Baubewilligung im Rahmen eines Bewilligungsverfahrens anzusuchen (baupolizeiliches Interesse gegeben). Das

tatsächlich relevante Verfahren ist wird schlussendlich von der zuständigen Baubehörde (Gemeinde) festgelegt. Es empfiehlt sich daher vor Erstellung der Unterlagen den Kontakt mit der Behörde zu suchen.

Die Anlagenerrichtung stellt daher ein nicht geringfügiges Bauvorhaben dar. Im Ansuchen um die Bauanzeige oder Baubewilligung sind die für die baupolizeiliche Beurteilung erforderlichen Unterlagen, jedenfalls

- Baupläne und Baubeschreibungen in jeweils dreifacher Ausfertigung,
- Statik
- ein letztgültiger Grundbuchsauszug (nicht älter als sechs Monate) und
- ein Verzeichnis der Eigentümer jener Grundstücke, die von den Fronten des Baues weniger als 15 m entfernt sind,

anzuschließen. Sofern aus dem Ansuchen nicht bereits hervorgeht, dass das Bauvorhaben unzulässig ist, wird von der Baubehörde eine entsprechende Baufreigabe erteilt oder im Falle einer Baubewilligungen ein Verhandlungstermin mit Lokalaugenschein einberufen. Zur Bauverhandlung sind als Parteien im Baubewilligungsverfahren der Bauwerber, alle Eigentümer des betroffenen Grundstücks und die Nachbarn (Eigentümer jener Grundstücke, die von den Fronten des Baues weniger als 15 m entfernt sind), sowie weiters zur baupolizeilichen Beurteilung Sachverständige und Planverfasser zu laden. Im Verlauf der Bauverhandlung wird das Bauvorhaben einer baupolizeilichen Prüfung unterzogen, die sich insbesondere auf die Übereinstimmung des Bauvorhabens mit den baurechtlichen Vorschriften sowie die Berücksichtigung der Rechte der Nachbarn erstreckt. Sofern diese Prüfung positiv für das Bauvorhaben entschieden wird, wird die Baubewilligung – falls erforderlich mit Auflagen, Bedingungen oder Befristungen – mit schriftlichem Bescheid erteilt. Über das Ansuchen wird in diesem Verfahren binnen drei Monaten entschieden.

6.2.3 Elektrizitätsrechtliche Genehmigung

Für Photovoltaikanlagen ist grundsätzlich zu prüfen, inwieweit eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung erforderlich ist. Grundlagen dafür bilden das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (ElWOG, 2008) und das entsprechende Ausführungsgesetz des Bundeslandes Burgenland, das Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz (Bgld. ElWG, 2006). Nach § 5 Bgld. ElWG ist für die Errichtung, wesentliche Änderung und den Betrieb einer Erzeugungsanlage mit einer Engpassleistung von mehr als 50 kW eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung (Anlagengenehmigung) erforderlich.

Die sachlich und örtlich zuständige Behörde ist die Landesregierung (Abt. 5 – Anlagenrecht, Umweltschutz und Verkehr). Ein Antrag auf Erteilung der elektrizitätsrechtlichen Genehmigung ist bei der Behörde schriftlich einzubringen und muss jedenfalls folgende Unterlagen in vierfacher Ausfertigung enthalten (§ 6 Bgld. ElWG):

- ein technischer Bericht mit Angaben über Zweck, Umfang, Betriebsweise und technische Ausführung der geplanten Erzeugungsanlage; insbesondere über Primärenergien, Energieumwandlung, Engpassleistung und Spannung; Pläne über die Ausführung,
- ein Plan, aus welchem der Standort der Erzeugungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Grundstücksnummern ersichtlich sind,
- ein Verzeichnis der von der Erzeugungsanlage berührten fremden Anlagen, wie Versorgungsleitungen und dergleichen, mit Namen und Anschrift der Eigentümer,
- die sich aus dem zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellen Grundbuchstand ergebenden Eigentümerinnen und Eigentümer der Grundstücke,
- auf welchen die Erzeugungsanlage errichtet werden soll – einschließlich der dinglich Berechtigten mit Ausnahme der Hypothekargläubigerinnen und Hypothekargläubiger – und die unmittelbar an den Standort der Erzeugungsanlage angrenzen und die in einem Abstand von nicht mehr als 500 m von der Anlage liegen
- ein Ausschnitt aus dem rechtskräftigen Flächenwidmungsplan, aus welchem die Widmung der von der Erzeugungsanlage betroffenen und der an die Anlage unmittelbar angrenzenden Grundstücke ersichtlich ist,
- ein Verzeichnis allfälliger Bergbaugebiete, in denen die Erzeugungsanlage liegt oder zu liegen kommt, samt Namen und Anschrift der Bergbauberechtigten,
- eine Begründung für die Wahl des Standortes unter Berücksichtigung der tatsächlichen örtlichen Verhältnisse,
- eine Beschreibung und Beurteilung der voraussichtlichen Gefährdungen und Belästigungen im Sinne des § 11 Abs. 1 Bgld. ElWG
- eine Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen des Vorhabens beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden sollen,
- eine Beschreibung, auf welche Art und Weise die bei der Erzeugung zum Einsatz gelangenden Energien effizient genutzt und auf welche Art und Weise Rückstände verwertet, gelagert oder entsorgt werden sollen,
- Angaben über den Netzanschlusspunkt, Darstellung der Anschlussanlage,
- ein Verzeichnis der unmittelbar angrenzenden Gemeinden bei Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 500 kW und Ausschnitte aus den rechtskräftigen Flächenwidmungsplänen dieser Gemeinden, wenn eine Erzeugungsanlage Auswirkungen im Sinne des § 11 Abs. 1 Z 2 und 3 Bgld. ElWG auf im Bau- oder Grünland wohnende Personen dieser Gemeinden haben kann,
- der Nachweis des Eigentums an den Grundstücken, die von Maßnahmen zur Errichtung oder Änderung von Erzeugungsanlagen dauernd in Anspruch genommen werden sollen oder, wenn die Eigentümerin oder der Eigentümer nicht Antragstellerin oder Antragsteller ist, die Zustimmungserklärung dieser Grundeigentümerinnen oder Grundeigentümer, soweit sie erlangt werden konnten.

Sofern im Falle von Photovoltaik-Anlagen die Gesamtfläche der Solarzellen nicht mehr als 500 m² beträgt, ist anschließend ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchzuführen (§ 7 Bgld. ElWG).

Hierzu hat die Behörde das Projekt durch Anschlag an der Amtstafel in der Standortgemeinde mit dem Hinweis bekannt zu geben, dass die Projektunterlagen innerhalb eines bestimmten, vier Wochen nicht überschreitenden Zeitraumes bei der Standortgemeinde zur Einsichtnahme aufliegen und dass Nachbarinnen und Nachbarn innerhalb dieses Zeitraumes von ihrem Recht Gebrauch machen können, begründete Einwendungen bei der Behörde zu erheben. Nach Ablauf dieser Frist und anschließender Prüfung von eingelangten Einwänden erteilt die Behörde (bei positiver Prüfung) einen Genehmigungsbescheid. Die Behörde hat diesen Bescheid binnen drei Monaten nach Einlangen des Antrages und der erforderlichen Unterlagen zum Antrag zu erlassen.

Im Vollverfahren (bei Photovoltaik ab 500 m² Solarzellenfläche und bei anderen Anlagen ab 250 kW Engpassleistung) wird eine mündliche Verhandlung durchgeführt, die mittels Anschlag an der Amtstafel in der Gemeinde und persönlicher Einladung an die Verfahrensparteien angekündigt wird. Soweit die Interessen der Netzbetreiber durch die Errichtung und den Betrieb der Erzeugungsanlage berührt werden, sind sie in der Verhandlung zu hören. Sofern mit der Errichtung und dem Betrieb der Erzeugungsanlage nicht gegen die im Bgld. ElWG genannten Bestimmungen oder andere gesetzliche Regelungen verstoßen wird, wird nach Prüfung etwaiger Einwände per schriftlichen Bescheid eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung – erforderlichenfalls mit Auflagen – erteilt.

6.2.4 Weitere Rechtsvorschriften für die Genehmigung von Photovoltaikanlagen

Neben den bau- und elektrizitätsrechtlichen Erfordernissen kann sich für Photovoltaikanlagen grundsätzlich auch eine Bewilligungs- oder Anzeigepflicht nach Naturschutzrecht (Sendeanlagen im Grünland), Wasserrecht oder Forstrecht bei der zuständigen Bezirksverwaltungsbehörde ergeben.

6.3 Netzzugang

Bei dem Vorhaben die elektrische Strom-Überschussenergie einzuspeisen, ist ein Netzzugangsvertrag mit dem lokalen Netzbetreiber, im Falle der geplanten Anlagen ist dies die Netz Burgenland Strom GmbH, erforderlich. Die rechtliche Grundlage hierfür bildet das ElWOG, spezielle Bedingungen des Netzbetreibers sind den „Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netz Burgenland Strom GmbH“ zu entnehmen.

Zur Prüfung der Anschlussmöglichkeit sind dem Netzbetreiber folgende Informationen zu übermitteln:

- Art der Anlage (Kleinwindkraft oder Photovoltaik)
- Anlagenbetreiber (Name, Anschrift, Kontaktdaten)
- Daten zur Stromerzeugungsanlage (Anlagenbezeichnung bzw. Name der Anlage, Anschrift des Errichtungsortes, KG-Nr, Gründstücksnummer, Schaltberechtigter, Engpassleistung in kW)
- Daten zum Generator (Wechselrichter)
- Anschluss der Anlage

- Nennspannung
- Nennstrom
- Nennleistung
- Cosinus Phi

6.3.1 Systemnutzungstarife

Das für die Netznutzung von Entnehmern und Einspeisern zu entrichtende Entgelt ist in § 25 ElWOG geregelt. Dieses Entgelt setzt sich aus folgenden Teilentgelten zusammen:

- Netznutzungsentgelt;
- Netzbereitstellungsentgelt;
- Netzverlustentgelt;
- Systemdienstleistungsentgelt;
- Entgelt für Messleistungen;
- Netzzutrittsentgelt;

sowie gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen

Die in Z1 bis 4 sowie Z7 angeführten Entgelte sind unter Zugrundelegung eines Tarifes zu ermitteln, der von der Elektrizitäts-Control Kommission durch Verordnung oder Bescheid zu bestimmen ist. Ferner besagt § 25 (4), dass die Elektrizitäts-Control Kommission jedenfalls Systemnutzungstarife für Entnehmer und Einspeiser von elektrischer Energie durch Verordnung oder Bescheid zu bestimmen.

Um die geltenden Tarife der Systemnutzungsentgelte für die geplanten Anlagen abzuklären, ist die Systemnutzungstarife-Verordnung 2010 idF 2011 (SNT-VO 2010), erlassen von der Elektrizitäts-Control Kommission, heranzuziehen. Nachfolgend werden die für die Errichtung relevanten Paragraphen inhaltlich sinngemäß wiedergegeben.

§ 2 der SNT-VO 2010 sieht eine einmalige Entrichtung des Netzzutrittsentgelts durch die Netzbenutzer vor. Diese soll die Aufwendungen eines Netzbetreibers, infolge der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses oder der Abänderung eines bestehenden Anschlusses, abgelten. Ferner wird angemerkt, sofern die Kosten für den Netzanschluss vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzzutrittsentgelts entsprechend zu vermindern. Im Falle der geplanten Anlage ist dieses Entgelt fällig, sofern der bestehende Abschluss abgeändert wird.

§ 3 sieht vor, dass von den Entnehmern ein Netzbereitstellungsentgelt zu entrichten ist. Das Netzbereitstellungsentgelt ist gemäß § 11 (2) Entnehmern einmalig bei Erstellung des Netzanschlusses bzw. bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung im Ausmaß der vereinbarten bzw. der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes zu verrechnen. Laut § 3 (6) ist die Bezugsgröße für die Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts das vereinbarte bzw. tatsächlich in Anspruch

genommene Ausmaß der Netznutzung in kW. Im Falle eines Wechsels der Netzebene ist gemäß § 3 (8) die Differenz zwischen dem nach dem 19. Februar 1999 bereits geleisteten Netzbereitstellungsentgelt und dem auf der neuen Netzebene zum Zeitpunkt des Netzebenenwechsels zu leistenden Netzbereitstellungsentgelts rückzuerstatten bzw. durch den Netzbenutzer nachzuzahlen (einmalig bei Netzebenenwechsel). Das bis zum 19. Februar 1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung in kW wird im Falle eines Wechsels der Netzebene unverändert übertragen, ohne dass es zu einem finanziellen Ausgleich kommt.

In nachfolgender Tabelle 1 ist eine Übersicht der in § 18 SNT-VO 2010 festgelegten Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt für die jeweiligen Netzebenen im Netzgebiet Burgenland angegeben.

Tabelle 1: Tarife für das Netzbereitstellungsentgelt im Netzgebiet Burgenland

Netzebene	**Netzbereitstellungsentgelt [€/kW]**
Netzebene 3	12,00
Netzebene 4	44,00
Netzebene 5	107,00
Netzebene 6	152,00
Netzebene 7	238,00

Weiters ist laut § 5 von den Entnehmern regelmäßig ein Netznutzungsentgelt zu entrichten, welches der Netzbetreiber zur Kostendeckung für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Netzbetrieb heranzieht. Die pauschalierten leistungsbezogenen Netznutzungstarife werden grundsätzlich auf einen Zeitraum von einem Jahr bezogen. Das Netznutzungsentgelt für die Netzebenen 3 bis 7 setzt sich zusammen aus einem Leistungspreis (LP) (jährliche Gebühr) und dem zur jeweiligen Bezugszeit geltenden Arbeitspreis. Dabei wird zwischen einem Sommer-Hochtarif (SHT), einem Sommer-Niedertarif (SNT), einem Winter-Hochtarif (WHT) und einem Winter-Niedertarif (WNT) unterschieden. In nachfolgender Tabelle 2 ist eine Übersicht der in § 19 SNT-VO 2010 festgelegten Tarife für das Netznutzungsentgelt für die jeweiligen Netzebenen im Netzgebiet Burgenland angegeben.

Tabelle 2: Tarife für das Netznutzungsentgelt im Netzgebiet Burgenland

Netzebene	**LP [€/kW.a]**	**SHT [€ct /kWh]**	**SNT [€ct /kWh]**	**WHT [€ct /kWh]**	**WNT [€ct /kWh]**
Netzebene 3	16,56	0,36	0,36	0,42	0,42
Netzebene 4	22,08	0,56	0,56	0,70	0,70
Netzebene 5 – 1. gemessene Leistung	27,48	0,97	0,97	1,21	1,21
Netzebene 5 – 2. unterbrechbar		1,10	1,10	1,10	1,10
Netzebene 6 – 1. gemessene Leistung	33,60	1,63	1,63	2,03	2,03

Netzebene 6 – 2. unterbrechbar		1,85	1,85	1,85	1,85
Netzebene 7 – 1. gemessene Leistung	40,92	2,49	2,49	2,49	2,49
Netzebene 7 – 2. nicht gemessene Leistung	20,64	4,09	4,09	4,09	4,09
Netzebene 7 – 3. unterbrechbar		2,30	2,30	2,30	2,30

Erläuterungen: unterbrechbar wird für den Umstand verwendet, dass der Netzbetreiber berechtigt ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen; LP…Leistungspreis, SHT…Sommer-Hochtarif, SNT…Sommer-Niedertarif, WHT…Winter-Hochtarif, WNT…Winter-Niedertarif

Laut § 6 (1) ist von den Entnehmern und Einspeisern ein Netzverlustentgelt an den Netzbetreiber zu entrichten. Dieser deckt damit jene Kosten, die ihm für die Beschaffung der für den Ausgleich von Netzverlusten erforderlichen Energiemengen entstehen. Für die Bemessung des Netzverlustentgelts wird ein arbeitsbezogener Netzverlustpreis tarifmäßig bestimmt. Einspeiser mit einer Engpassleistung bis inklusive fünf MW sind von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit. Da die Peakleistung der geplanten Anlagen fünf MW nicht überschreitet, ist für eine etwaige Einspeisung kein Netzverlustentgelt zu entrichten, für bezogene elektrische Arbeit ist dieses Entgelt jedoch fällig. In nachfolgender Tabelle 3 ist eine Übersicht der in § 20 SNT-VO 2010 festgelegten Tarife für das Netzverlustsentgelt für die jeweiligen Netzebenen im Netzgebiet Burgenland angegeben. Diese gelten für alle Tarifzeiten.

Tabelle 3: Tarife für das Netzverlustentgelt im Netzgebiet Burgenland

Netzebene	**Netzverlustentgelt [€ct/kWh]**
Netzebene 3	0,05
Netzebene 4	0,07
Netzebene 5	0,11
Netzebene 6	0,15
Netzebene 7	0,32

Ab einer Engpassleistung von fünf Megawatt ist von Erzeugern ein Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten. Damit werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch Sekundärregelung auszugleichen. Für die Bemessung dieses Systemdienstleistungsentgelts wird ein arbeitsbezogener Systemdienstleistungspreis tarifmäßig bestimmt. Da die Peakleistung der geplanten Anlagen fünf MW nicht überschreitet, ist kein Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten.

Laut § 9 ist vom Netzbenutzer ein Entgelt für Messleistungen an den Netzbetreiber zu entrichten. Mit diesem werden direkt zuordenbare Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählereinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Errichtung und der Datenauslesung verbunden sind. Die Tarife für dieses Entgelt werden vom Netzbetreiber unter Beachtung der in § 22 festgelegten Höchstpreise bestimmt.

7 Technologieerhebung Erzeugeranlagen

Im Rahmen der Technologierecherche wurden sämtliche am Markt verfügbaren Erzeugertechnologien (Photovoltaikanlagen, Klein-Windkraftanlagen) erhoben. Die Daten wurden via Internetrecherche bei Online-Großhändlern und per Anfrage bei Herstellern ermittelt. Es wurden jeweils die zum Zeitpunkt der Recherce aktuellen Preise sowie die Datenblätter aufgenommen. Technische Daten und Kosten sind nachfolgend zusammengefasst dargestellt.

7.1 Photovoltaik Module

7.1.1 Monokristalline Photovoltaik Module

7.1.1.1 Technische Daten der erhobenen monokristallinen Module

Tabelle 4 Übersicht monokristalliner Photovoltaik Module

Hersteller	Type	Leistung [Wp]	Wirkungs-grad [%]	Flächenbedarf pro kWp [18] [m^2]	Gewicht [kg]	Modulgröße [mm]
Axitec[1]	AC-255M/156-60S	255	15,67	6,38	20	1640x992x40
Bosch[2]	c-Si M60 255	255	15,52	6,44	21	1660x990x50
Eging[3]	EGM-250M60-C	250	15,3	6,53	19,5	1650x990x50
Eoplly[4]	156M/60-250	250	k.A.	6,54	18,8	1644x994x50
German Solar[5]	GSM6-260-PO60	260	15,6	6,28	19	1650x990x40
German Solar[5]	GSM6-255-PO60	255	15,3	6,41	19	1650x990x40
Hyundai[6]	HiS-S250MG	250	15,5	6,47	19	1645x983x35
IBC[7]	MonoSol 260 TX	260	15,6	6,42	19,8	1670x1000x50
IBC[7]	MonoSol 255 TX	255	15,3	6,55	19,8	1670x1000x50
Jinko[8]	JKM260M-96	260	15,26	6,55	20	1575x1082x45
Jinko[8]	JKM255M-96	255	14,97	6,68	20	1575x1082x45
LG[9]	LG 260 S1C	260	16,2	6,19	19	1632x986x42
LG[9]	LG 255 S1C	255	15,8	6,31	19	1632x986x42
Panasonic[10]	VBH H 250 AE01	250	18	5,54	17	1610x861x35
PVT11)	PVT-2xxMAE-A	255	16,88	5,94	19,5	1451x1044x35
PVT11)	PVT-2xxMAE-A	240	15,88	6,31	19,5	1451x1044x35
Samsung[12]	PV-MBA1AG250	250	15,33	6,52	20,2	1644x992x46
Sanyo[13]	HIT-H250E01	250	18	5,54	16,5	1610x861x35
Schott[14]	MCS 260	260	15,9	6,29	19	1652x990x35
Schott[14]	MCS 255	255	15,6	6,41	19	1652x990x35
Sun Tech[15]	STP 250S-20/Wd	250	15,2	6,51	19,1	1640x992x50
Yingli[16]	Panda YL255C-30b	255	15,6	6,41	19,5	1650x990x50
Yingli[17]	Panda YL270C-30b	270	16,5	6,05	19,5	1650x990x50

[1] Axitec, 2012a; [2] Bosch, 2012a; [3] Eging, 2012a; [4] Eoplly, 2012a; [5] German Solar, 2012a; [6] Hyundai, 2012a; [7] IBC, 2012a; [8] Jinko, 2012a; [9] LG, 2012a; [10] Panasonic, 2012a; [11] PVT, 2012a; [12] Samsung, 2012a; [13] Sanyo, 2012a; [14] Schott, 2012a; [15] Suntech, 2012a; [16] Yingli, 2012a; [17] Yingli, 2012c;
[18] eigene Berechnung

7.1.1.2 Preiserhebung monokristalline PV-Module:

Tabelle 5 Preiserhebung monokristalliner Module

Hersteller	Type	Leistung [Wp]	Preis [€]	Preis pro Wp [€/Wp] [24]
Axitec	AC-255M/156-60S	255	273,08[1]	1,071
Bosch	c-Si M60 255	255	308,27[2]	1,209
Eging	EGM-250M60-C	250	225,1[3]	0,9
Eoplly	156M/60-250	250	241,07[4]	0,964
German Solar	GSM6-260-PO60	260	316,35[6]	1,217
German Solar	GSM6-255-PO60	255	310,27[5]	1,217
Hyundai	HiS-S250MG	250	283,11[7]	1,132
IBC	MonoSol 260 TX	260	310,47[9]	1,194
IBC	MonoSol 255 TX	255	291,31[8]	1,142
Jinko	JKM260M-96	260	253,97[11]	0,977
Jinko	JKM255M-96	255	249,22[10]	0,977
LG	LG 260 S1C	260	320,85[13]	1,234
LG	LG 255 S1C	255	308,27[12]	1,209
Panasonic	VBH H 250 AE01	250	446,77[14]	1,787
PVT	PVT-2xxMAE-A	255	348,84[16]	1,368
PVT	PVT-2xxMAE-A	240	228,32[15]	1,368
Samsung	PV-MBA1AG250	250	247,82[17]	0,991
Sanyo	HIT-H250E01	250	485,16[18]	1,941
Schott	MCS 260	260	270,80[20]	1,042
Schott	MCS 255	255	256,04[19]	1,004
Sun Tech	STP 250S-20/Wd	250	238,98[21]	0,956
Yingli	Panda YL270C-30b	270	267,99[23]	0,993
Yingli	Panda YL255C-30b	255	259,44[22]	1,017

[1] Axitec, 2012b; [2] Bosch, 2012b; [3] Eging, 2012b; [4] Eoplly, 2012b; [5] German Solar, 2012b; [6] German Solar, 2012c; [7] Hyundai, 2012b; [8] IBC, 2012b; [9] IBC, 2012c; [10] Jinko, 2012b; [11] Jinko, 2012c; [12] LG, 2012b; [13] LG, 2012c; [14] Panasonic, 2012b; [15] PVT, 2012b; [16] PVT, 2012c; [17] Samsung, 2012b; [18] Sanyo, 2012b; [19] Schott, 2012b; [20] Schott, 2012c; [21] Suntech, 2012b; [22] Yingli, 2012b; [23] Yingli, 2012d; [24] eigene Berechnung

7.1.2 Polykristalline Photovoltaik Module:

7.1.2.1 Technische Daten der erhobenen polykristallinen Module:

Tabelle 6 Übersicht polykristalliner Photovoltaik Module

Hersteller	Type	Leistung [Wp]	Wirkungs-grad [%]	Flächenbedarf pro kWp [m^2] [24]	Gewicht [kg]	Modulgröße [mm]
Axitec[1]	AC-240P/156-60S	240	14,75	6,78	20	1640x992x40
CentroSolar[2]	S- Class Professional S245P60	245	14,9	6,71	20	1660x990x40
Eging[3]	EGM-245P60-C 245	245	15	6,67	19,5	1650x990x50
Eoplly[4]	156P/60-245	245	n.A.	6,67	18,8	1644x994x50

German Solar[5)]	GSP6-240-SI60	240	14,7	6,81	21	1650x990x40
German Solar[6)]	GSP6-240-PR60	240	14,86	6,81	19	1650x990x40
Hyundai[7)]	HiS-M240MG	240	14,8	6,74	19	1645x983x35
IBC[8)]	PolySol 245 TX	240	14,7	6,96	19,8	1670x1000x50
IBC[9)]	PolySol 240 MS	240	14,7	6,82	19	1650x992x45
JASolar[10)]	JAM6-60 245	245	14,98	6,67	19,5	1650x991x40
Jinko[11)]	JKM245P-60	245	14,97	6,68	19	1650x992x45
LG[12)]	LG 235 R1C	235	14,6	6,85	18,4	1632x986x42
PVT[13)]	PVT-2xxAE-C	240	15	6,67	20,7	1629x982x35
PVT[14)]	PVT-2xxAE-C54	215	14,82	6,73	18,7	1473x982x35
REC[15)]	REC 250 PE multi	250	15,1	6,6	18	1665x991x38
Schott[16)]	MCS Perform 250	250	15,3	6,54	20	1652x990x35
Sharp[17)]	ND-R250A5	250	15,2	6,57	19	1652x994x46
Sun Tech[18)]	STP Pluto 245S-Wdm	245	15,1	6,64	18,2	1640x992x35
Sun Tech[19)]	STP SUPERPOLY 295-24/Vd+	295	15,2	6,58	27	1956x992x50
Yingli[20)]	YL 245PT-29b	245	15	6,67	19,1	1650x990x40

[1)] Axitec, 2012c; [2)] CentroSolar, 2012a; [3)] Eging, 2012c; [4)] Eoplly, 2012c; [5)] German Solar, 2012d; [6)] German Solar, 2012f; [7)] Hyundai, 2012c; [8)] IBC, 2012d; [9)] IBC, 2012f; [10)] JASolar, 2012a; [11)] Jinko, 2012d; [12)] LG, 2012d; [13)] PVT, 2012d; [14)] PVT, 2012f; [15)] REC, 2012a; [16)] Schott, 2012d; [17)] Sharp, 2012a; [21)] Suntech, 2012c; [22)] Suntech, 2012e; [23)] Yingli, 2012e; [24)] Eigene Berechnung

7.1.2.2 **Preiserhebung polykristalline PV-Module:**

Tabelle 7 Preiserhebung polykristalliner Module

Hersteller	**Type**	**Leistung [Wp]**	**Preis [€]**	**Preis pro Wp [€/Wp]** [24]
Axitec	AC-240P/156-60S	240	222,14[1)]	0,926
CentroSolar	S- Class Professional S245P60	245	272,49[2)]	1,112
Eging	EGM-245P60-C 245	245	201,3[3)]	0,822
Eoplly	156P/60-245	245	230,18[4)]	0,94
German Solar	GSP6-240-PR60	240	263,13[6)]	1,096
German Solar	GSP6-240-SI60	240	218,21[5)]	0,909
Hyundai	HiS-M240MG	240	250,51[7)]	1,044
IBC	PolySol 240 MS	240	235,02[9)]	0,979
IBC	PolySol 245 TX	240	265,49[8)]	1,106
JASolar	JAM6-60 245	245	210,24[10)]	0,858
Jinko	JKM245P-60	245	213,52[11)]	0,872
LG	LG 235 R1C	235	266,56[12)]	1,134
PVT	PVT-2xxAE-C	240	313,92[14)]	1,308
PVT	PVT-2xxAE-C54	215	281,22[13)]	1,308
REC	REC 250 PE multi	250	263,86[15)]	1,055
Schott	MCS Perform 250	250	263,86[16)]	1,055
Sharp	ND-R250A5	250	284,59[17)]	1,138
Sun Tech	STP SUPERPOLY 295-24/Vd+	295	272,6[19)]	0,924

Sun Tech	STP Pluto 245S-Wdm	245	236,45[18)]	0,965
Yingli	YL 245PT-29b	245	202,12[20)]	0,825

[1)] Axitec, 2012d; [2)] CentroSolar, 2012b; [3)] Eging, 2012d; [4)] Eoplly, 2012d; [5)] German Solar, 2012e; [6)] German Solar, 2012g; [7)] Hyundai, 2012d; [8)] IBC, 2012e; [9)] IBC, 2012g; [10)] JASolar, 2012b; [11)] Jinko, 2012e; [12)] LG, 2012e; [13)] PVT, 2012e; [14)] PVT, 2012g; [15)] REC, 2012b; [16)] Schott, 2012e; [17)] Sharp, 2012b; [21)] Suntech, 2012d; [22)] Suntech, 2012f; [23)] Yingli, 2012f; [24)] Eigene Berechnung

7.1.3 Preisentwicklung kristalliner Module

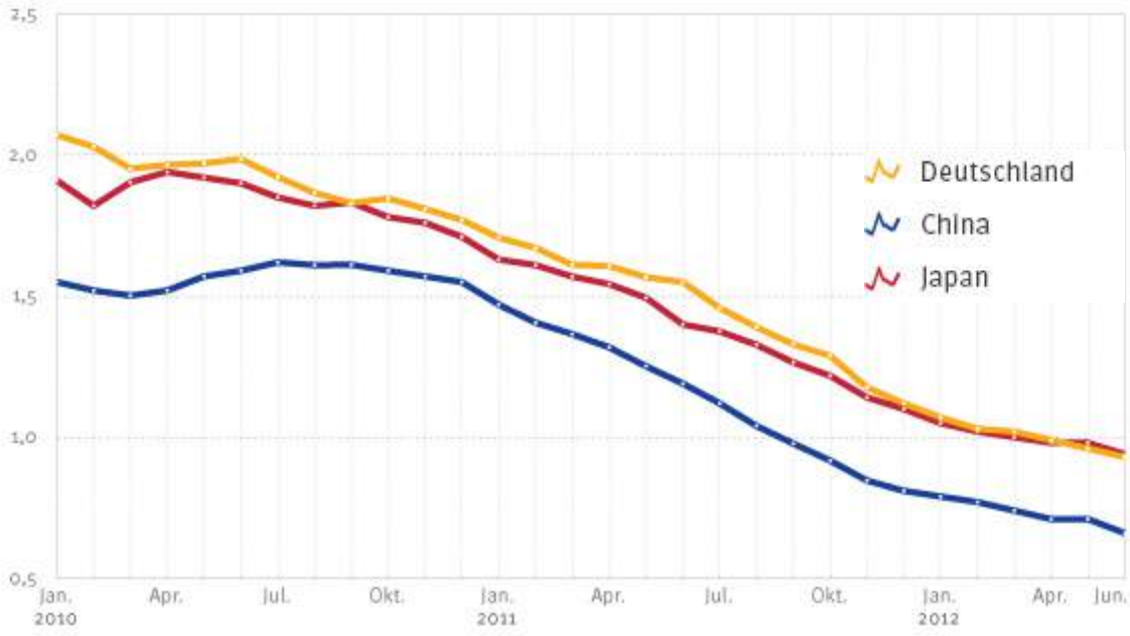


Abbildung 8 Preisentwicklung kristalliner Module (Quelle: http://www.pvxchange.com)

Abbildung 8 zeigt die monatliche Preisentwicklung kristalliner Module von Januar 2010 bis Juni 2012 in Deutschland, Japan/Korea und China/Taiwan.

7.1.4 Dünnschicht-Zellen

Im Bereich der Dünnschicht Zellen gibt es viele verschiedene Materialien, die verwendet werden. Am häufigsten wird amorphes Silizium eingesetzt. Weitere gebräuchliche Stoffe sind zum Beispiel CZTS, CIGS, CIS, CdTe und GaAs.

7.1.4.1 Technische Daten der erhobenen Dünnschicht-Module:

Tabelle 8 Übersicht einiger Dünnschicht Module

Hersteller	Type	Leistung [Wp]	Wirkungs-grad [%]	Flächenbedarf pro kWp [m^2] [7)]	Gewicht [kg]	Modulgröße [mm]
Mia Sole[1)]	MS 125	125	11,67	8,57	18	1611x665x28
Mia Sole[1)]	MS 135	135	12,6	7,94	18	1611x665x28
Nex Power[2)]	NT-145AX	145	9,23	10,83	19,8	1412x1112x42
Nex Power[2)]	NT-150AX	150	9,55	10,47	19,8	1412x1112x42
Schott[3)]	Protect ASI 103	103	7,1	14,07	20,8	1308x1108x35
Sharp[4)]	NA-F128GK	128	9	11,11	18	1409x1009x46
Solar Frontier[5)]	SF-150L	150	12,2	8,19	20	1257x977x35
Solar Frontier[6)]	SF-155L	155	12,6	7,92	20	1257x977x35

[1)] Mia Sole, 2012a; [2)] Nex Power, 2012a; [3)] Schott, 2012f; [4)] Sharp, 2012c; [5)] Frontier, 2012a; [6)] Frontier, 2012c; [6)] eigene Berechnung

7.1.4.2 Preiserhebung Dünnschicht-Module:

Tabelle 9 Preiserhebung von Dünnschicht Modulen

Hersteller	Type	Leistung [Wp]	Preis [€]	Preis pro Wp [€/Wp] [9)]
Mia Sole	MS 135	135	153,35[2)]	1,136
Mia Sole	MS 125	125	114,11[1)]	0,913
Nex Power	NT-150AX	150	123,46[4)]	0,823
Nex Power	NT-145AX	145	115,71[3)]	0,798
Schott	Protect ASI 103	103	90,43[5)]	0,878
Sharp	NA-F128GK	128	118,38[6)]	0,925
Solar Frontier	SF-155L	155	166,72[8)]	1,076
Solar Frontier	SF-150L	150	155,56[7)]	1,037

[1)] Mia Sole, 2012b; [2)] Mia Sole, 2012c; [3)] Nex Power, 2012b; [4)] Nex Power, 2012c; [5)] Schott, 2012g; [6)] Sharp, 2012d; [7)] Frontier, 2012b; [8)] Frontier, 2012d; [9)] eigene Berechnung

7.1.4.3 Preisentwicklung Dünnschicht-Module

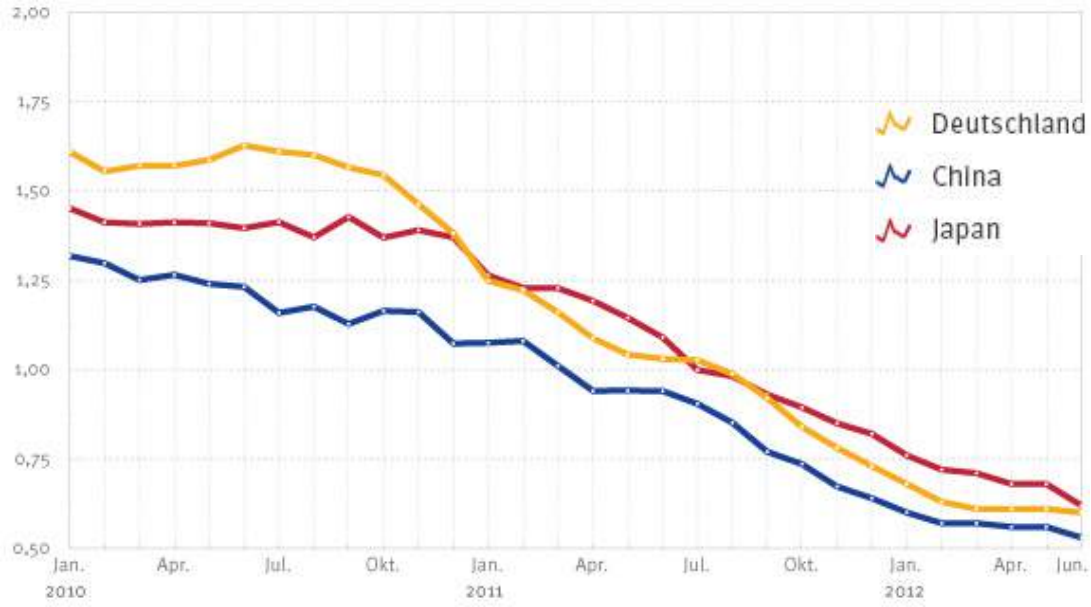


Abbildung 9 Preisentwicklung Dünnschicht Module
Quelle: http://www.pvxchange.com

Abbildung 9 zeigt die monatliche Preisentwicklung von Dünnschicht Modulen im Zeitraum April 2010 bis September 2011 in Deutschland, Japan/Korea und China/Taiwan.

7.1.5 Charakteristische Merkmale der verschiedenen Modularten im Vergleich

7.1.5.1 Flächengewicht:

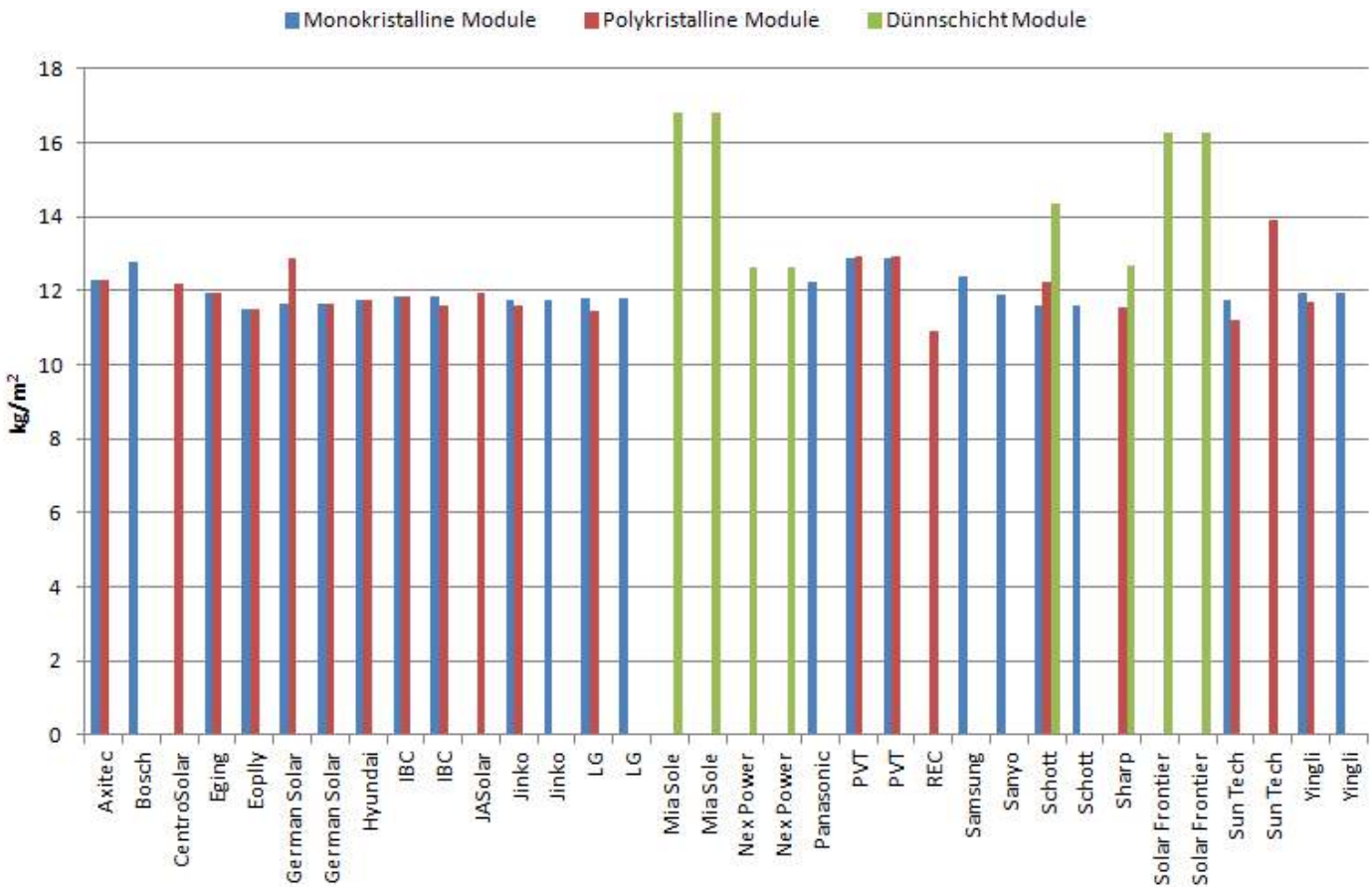


Abbildung 10 Solarmodule kg pro m^2

In Abbildung 10 ist deutlich zu sehen, dass viele Dünnschichtmodule eine deutlich höhere Gewichtsbelastung pro m^2 aufweisen als kristalline Module. Das Maximum bilden hier zwei Dünnschichtmodule von MiaSole. Das Modul MiaSole MS125 sowie das Modul MiaSole MS135 haben jeweils eine Gewichtsbelastung von 16,8kg pro m^2. Das Minimum bildet das polykristalline Modul von REC, welches 10,91kg pro m^2 aufweist.

7.1.5.2 **Spezifische Modulfläche pro kWp:**

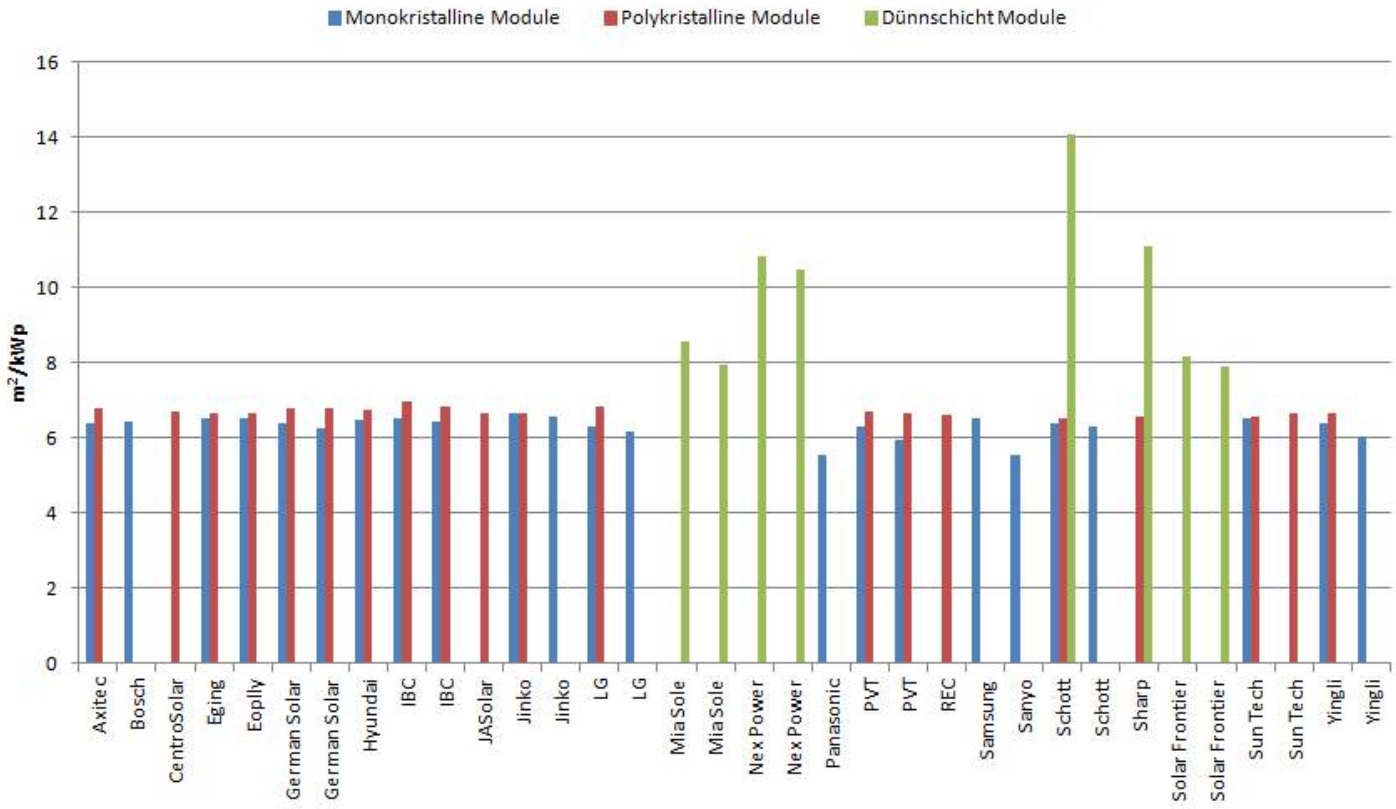


Abbildung 11 Solarmodule m^2 pro kWp

Die Grafik in Abbildung 11 zeigt wie viel Fläche für einen Kilowattpeak benötigt wird.
Hier wird ersichtlich, dass kristalline Module weniger Flächenintensiv sind als Dünnschichtmodule.
Das Spitzenmaximum liegt hier bei einem Dünnschichtmodul von Schott bei 14,07m^2 pro kWp, das Minimum bei 5,54m^2 pro kWp bei dem monokristallinen Modul von Panasonic.

7.1.5.3 **Spezifisches Gewicht pro kWp:**

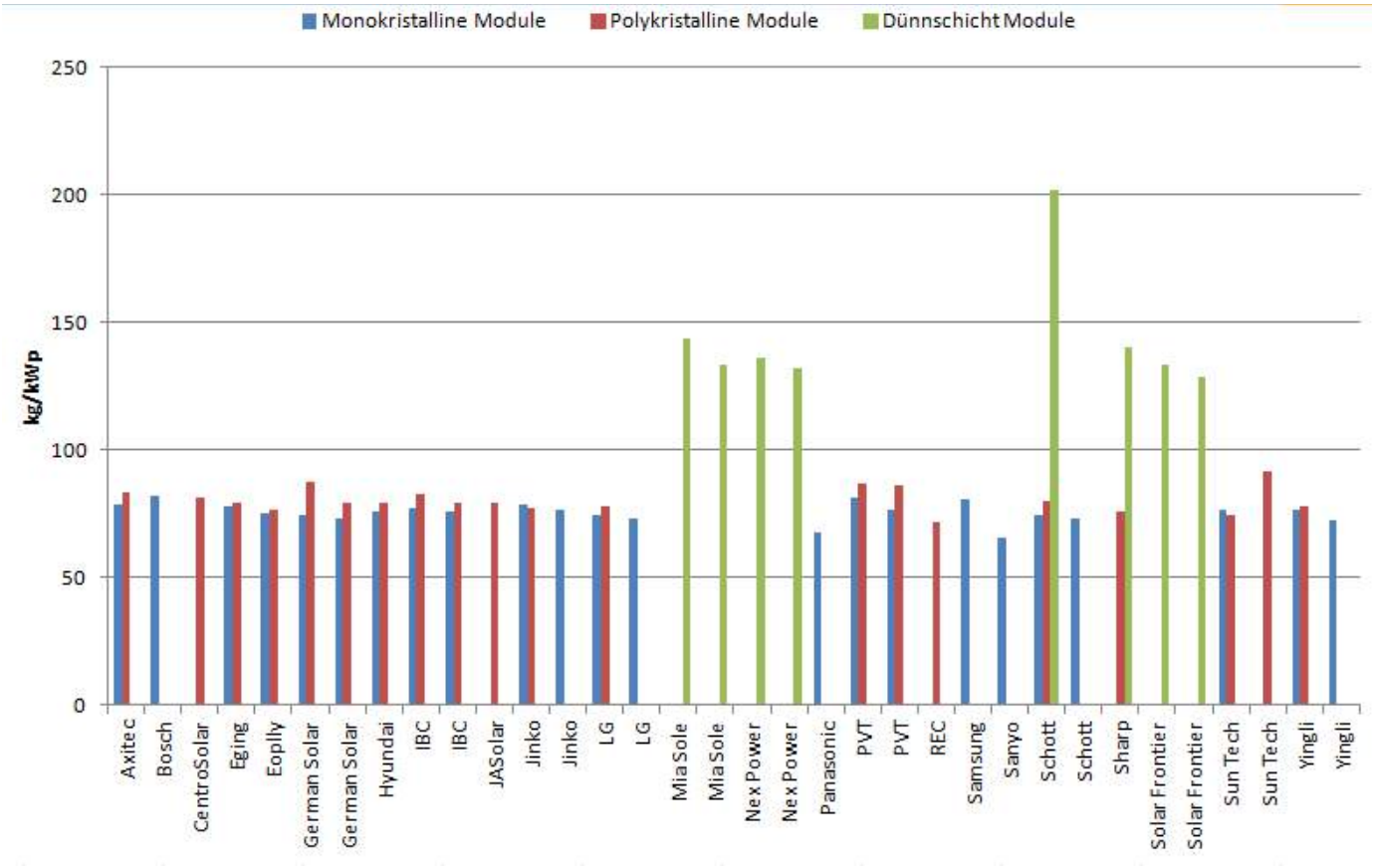


Abbildung 12 Solarmodule kg pro kWp

Die Grafik in Abbildung 12 zeigt wie viel Gewicht ein Modul pro Kilowattpeak aufweist.
Hier erkennt man, dass Dünnschichtmodule bezogen auf eine kWp deutlich schwerer sind als kristalline Module. Das Spitzenmaximum liegt hier bei einem Dünnschichtmodul von Schott bei 201,94kg pro kWp, das Minimum bei 66kg pro kWp bei dem monokristallinen Modul von Sanyo.

7.1.5.4 Spezifischer Kosten pro kWp

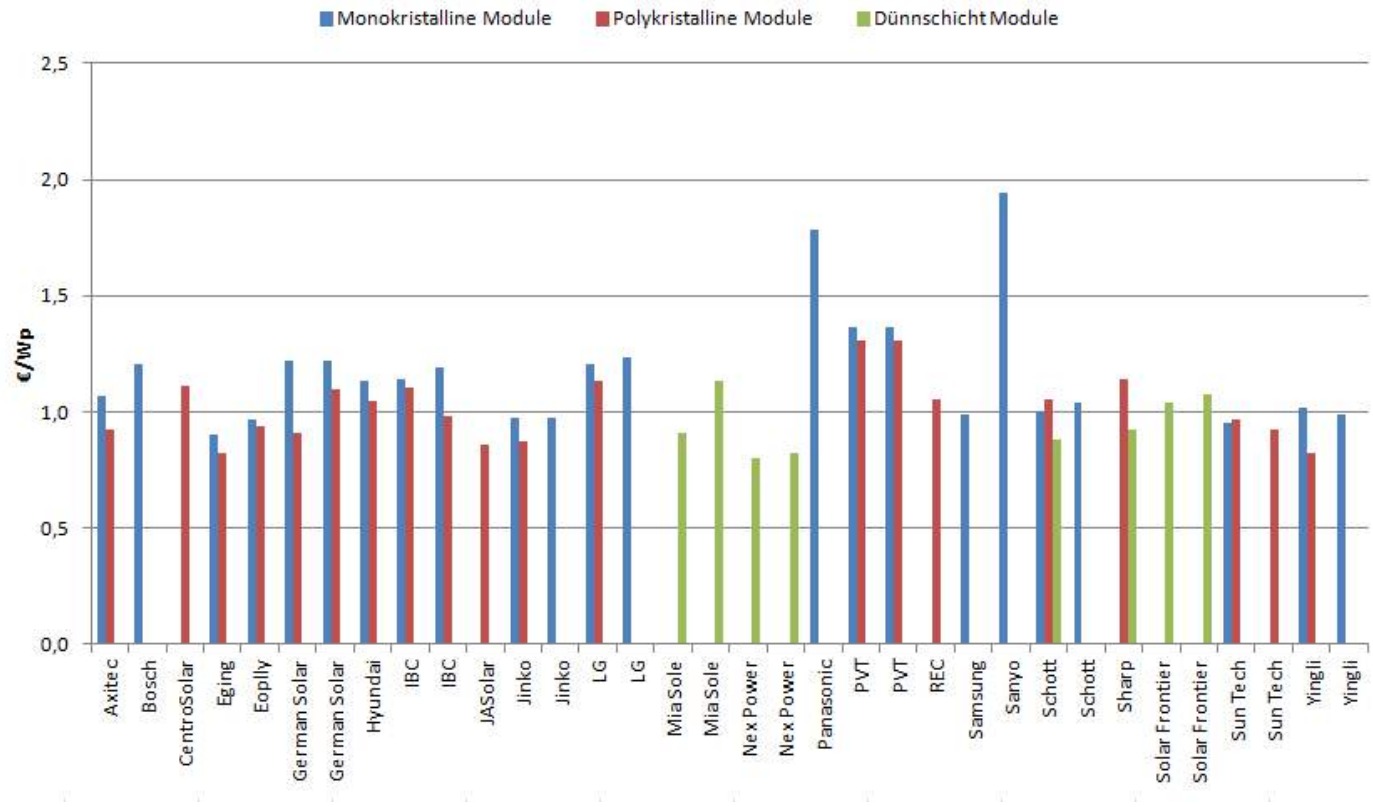


Abbildung 13 Solarmodule Preis pro Wp

Abbildung 13 zeigt den Preis pro Wp bezogen auf die verschiedenen Module.
Das Spitzenmaximum liegt hier bei einem monokristallinen Modul von Sanyo bei 1,941€ pro Wp, das Minimum bei 0,798€ pro Wp bei dem Dünnschichtmodul von NexPower.

7.1.5.5 **Wirkungsgrad:**

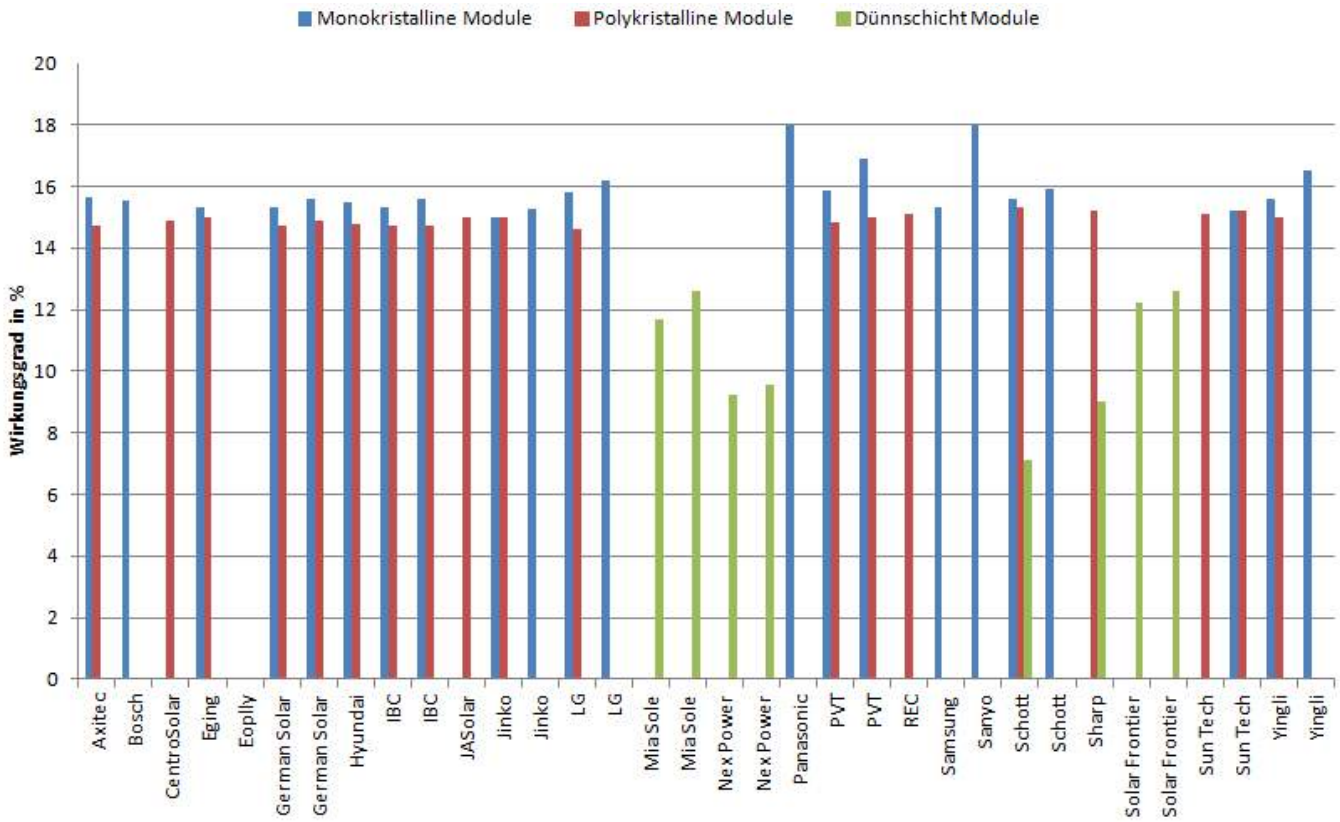


Abbildung 14 Wirkungsgrad der Module in Prozent

Abbildung 14 stellt den modulabhängigen Wirkungsgrad dar.
Die Spitzenmaxima liegen hier bei einem monokristallinen Modul von Sanyo, sowie Panasonic bei 18%, das Minimum bei 7,1% bei dem Dünnschichtmodul von Schott.

7.1.6 Bewertung hinsichtlich Technologie-Auswahl

Da Dünnschicht Module im Vergleich zu kristallinen Modulen einen niedrigeren Wirkungsgrad besitzen und daher für denselben Ertrag mehr Fläche benötigen muss diese Technologie im gegenständlichen Anwendungsfall bezugnehmend auf die begrenzte Flächenverfügbarkeit ausgeschlossen werden.
Bei den kristallinen Solarzellen sind monokristalline Module vorzuziehen, da diese im Vergleich mit polykristallinen Modulen den geringsten Flächenbedarf in Bezug auf die realisierbare Leistung besitzen.

7.2 Klein-Windkraftanlagen

Nachfolgend werden zum Zeitpunkt der Recherche am Markt erhältlichen Kleinwindkraftanlagen – gegliedert in horizontale und vertikale Windkraftanlagen - herangezogen. Die Daten wurden über Internet-Recherche und direkte Anfrage bei Herstellern erhoben.

7.2.1 Horizontale Windkraftanlagen

Diese Art von Windkraftanlagen kommt am häufigsten zum Einsatz. Sie Windräder bestehen meist aus drei Rotorblättern, die um eine horizontale Achse rotieren.

7.2.1.1 Technische Daten horizontale Windkraftanlagen

Tabelle 10 Übersicht horizontaler Windkraftanlagen

Hersteller	Type	Nenn-leistung [kW]	Nenn-geschwindig-keit [m/s]	Start-geschwindig-keit [m/s]	Einschalt-geschwindig-keit [m/s]
Aircon[1)]	Aircon 10s	9,8	11,0	k.A.	3,50
Antaris[2)]	Antaris 9,5	9,5	k.A.	k.A.	2,20
Antaris[2)]	Antaris 6,5	7,0	k.A.	k.A.	2,20
Antaris[2)]	Antaris 4,5	5,0	k.A.	k.A.	2,20
Antaris[2)]	Antaris 3,5	3,7	k.A.	k.A.	2,20
Antaris[2)]	Antaris 2,5	2,7	k.A.	k.A.	2,20
DonQi[3)]	Urban Windmill	1,75	14	2,9	k.A.
Easy Wind[4)]	Easy Wind 6 AC	6,0	10,6	k.A.	3,00
Ecovent[5)]	Ecovent 10	10,0	10,0	k.A.	3,00
Heywind[6)]	Heywind 5	5,0	11,0	k.A.	3,00
Heywind[6)]	Heywind 3.5	3,5	11,0	k.A.	3,00
Inclin[7)]	3000 neo	3,0	12,0	k.A.	3,50
Mact[8)]	Mact 2,5	1,5	10,0	k.A.	k.A.
Mistral[9)]	Mistral 3k	3,0	13,5	2,5	2,8
S&W[10)]	S&W 7,5	7,5	11,5	k.A.	2,50
Schachner[11)]	SW10	9,9	11,0	3	k.A.
Schachner[12)]	SW5	4,8	11,0	2,5	k.A.
Schachner[13)]	SW0.8	0,8	12,5	2	k.A.
Windsolar[14)]	WS1500_2000	1,5	8,8	1-1,5	1,8-2
Windtronics[15)]	BTPS 6500	1,5	13,9	0,2	1,34
WinDual[16)]	TN10	10,0	6,7	2,0	k.A.
WinDual[16)]	M-L	4,0	11,0	k.A.	2,50
WinDual[16)]	M-M	2,6	11,0	k.A.	2,50
WinDual[16)]	M-S	1,0	8,0	k.A.	2,50

Abschalt-geschwindig-keit [m/s]	Arbeits-geschwindig-keit [m/s]	max. Wind-geschwindig-keit [m/s]	Sturm-sicherung [m/s]	Rotor-durchmesser [m]	Gewicht [kg]	Gewichts-information	Turm-höhe [m]
25,00	k.A.	52,00	k.A.	7,10	k.A.	k.A.	k.A.
k.A.	k.A.	58,00	12,00	6,40	350	ohne Mast	18
k.A.	k.A.	58,00	13,00	5,10	225	ohne Mast	18
k.A.	k.A.	58,00	13,00	4,00	165	ohne Mast	12
k.A.	k.A.	58,00	13,00	4,00	105	ohne Mast	12
k.A.	k.A.	58,00	13,00	3,00	95	ohne Mast	12
20,00	k.A.	k.A.	k.A.	1,50	110	k.A.	k.A.
keine	k.A.	70,00	k.A.	6,00	693	mit Mast	19
25,00	k.A.	50,00	k.A.	8,40	2.880	mit Mast	17,5
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4,40	690	mit Mast	15,5
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3,50	470	mit Mast	11,6
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4,00	125	k.A.	k.A.
k.A.	4-15	k.A.	k.A.	3,20	68	k.A.	k.A.
13,5	k.A.	50,00	k.A.	2,60	58	k.A.	k.A.
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	5,50	255	ohne Mast	22
k.A.	3,5-25	50,00	k.A.	7,80	2.440	mit Mast	12
k.A.	3,5-25	50,00	k.A.	5,60	1.895	mit Mast	12
k.A.	k.A.	45,00	k.A.	1,85	18	ohne Mast	k.A.
k.A.	k.A.	44,00	k.A.	2,55;2,80;3,00	108	k.A.	k.A.
k.A.	1,34-17	67,00	k.A.	1,82	110	k.A.	k.A.
16,00	k.A.	k.A.	k.A.	13,20	1.200	ohne Mast	18
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4,50	60	ohne Mast	9,5
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3,80	45	ohne Mast	9,5
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3,20	40	ohne Mast	9,5

[1)] Aircon, 2013a; [2)] Antaris, 2012a; [3)] DonQi, 2013a; [4)] EasyWind, 2012a; [5)] Ecovent, 2012b; [6)] Heywind, 2013a; [7)] Inclin, 2012a; [8)] Mact, 2012a; [9)] Mistral, 2013a; [10)] S&W Energiesysteme, 2013a; [11)] Schachner, 2012b; [12)] Schachner, 2012c; [13)] Schachner, 2012d; [14)] Windsolar, 2012a; [15)] Windtronics, 2012a; [16)] WinDual, 2012a

7.2.1.2 Preiserhebung horizontaler Windkraftanlagen

Tabelle 11 Preiserhebung horizontaler Windkraftanlagen

Hersteller	Type	Nenn-leistung [kW]	Preis [€]	Im Preis enthalten	Preis pro kW [€/kW]
Aircon	Aircon 10s	9,8	k.A. [1)]	k.A.	k.A.
Antaris	Antaris 9,5	9,5	k.A. [1)]	k.A.	k.A.
Antaris	Antaris 6,5	7,0	17.580 [2)]	komplette Netzeinspeiseanlage mit Netzüberwachung ENS und Turbinensteuerung, inklusive 2 x SMA Windy Boy 3300 Netzwechselrichter; Generator 11.0; Bremswiderstand 6.5 kW; Repellerdurchmesser 5,10 m; incl. Mast	2.511,43
Antaris	Antaris 4,5	5,0	12.380 [2)]	komplette Netzeinspeiseanlage mit Netzüberwachung ENS und Turbinensteuerung, inklusive SMA Windy Boy 3800 Netzwechselrichter;Bremswiderstand 6.0 kW Repellerdurchmesser 4,0 m; incl. Mast	2.476,00
Antaris	Antaris 3,5	3,7	11.030 [2)]	komplette Netzeinspeiseanlage mit Netzüberwachung ENS und Turbinensteuerung, inklusive SMA Windy Boy 3800 Netzwechselrichter; Bremswiderstand 3.5 kW Repellerdurchmesser 4m; incl. Mast	2.981,08
Antaris	Antaris 2,5	2,7	9.675 [2)]	komplette Netzeinspeiseanlage mit Netzüberwachung ENS und Turbinensteuerung, inklusive SMA Windy Boy 1700 Netzwechselrichter;Bremswiderstand 3.5 kW Repellerdurchmesser 3,0 m; incl. Mast	3.583,33
DonQi	Urban Windmill	1,75	k.A. [1)]	k.A.	k.A.
Easy Wind	Easy Wind 6	6,0	24.000 [3)]	Turm komplett ohne Winde und Jüttbaum, mit Erdnägeln, mit Dreiphasen- überwachungsrelais ABB, mit Niroseilen, schlüsselfertig aufgestellt	4.000,00
Ecovent	Ecovent 10	10	45.475,84 [4)]	Mast, Turbine, Steuerung, Inbetriebnahme & Montageaufsicht	4.593,52
Heywind	Heywind 5	5,0	15.825 [5)]	Mast, Turbine, Netzwechselrichter aeocon 5000 inkl. Bremswiderstand und Vorschaltbox	3.165,00
Heywind	Heywind 3.5	3,5	13.004 [5)]	Mast, Turbine, Netzwechselrichter aeocon 4000 inkl. Bremswiderstand und Vorschaltbox	3.715,43
Inclin	3000 neo	3,0	k.A. [1)]	k.A.	k.A.

Hersteller	Type	Nenn-leistung [kW]	Preis [€]	Im Preis enthalten	Preis pro kW [€/kW] [9]
Mact	Mact 2,5	1,5	k.A. [1]	k.A.	k.A.
Mistral	Mistral 3k	3,0	k.A. [1]	k.A.	k.A.
S&W	S&W 7,5	7,5	30.130,80 [8]	Windgenerator S&W 7.5; Mast und Schaltschrank incl. Zubehör	4.017,44
Schachner	SW10	9,9	36.990 [6]	ab Werk inkl. 20% MwSt.; inkl. Regler, Inverter und Load-Box; ohne Fundament und ohne Kabel; incl. Mast	3.736,36
Schachner	SW5	4,8	19.239 [6]	ab Werk inkl. 20% MwSt.; inkl. Regler, Inverter und Load-Box; ohne Fundament und ohne Kabel; incl. Mast	4.008,13
Schachner	SW0.8	0,8	1.990 [6]	Generator mit Flügel, Controller und Wechselrichter	2.487,50
Windsolar	WS1500_2000	1,5	k.A. [1]	k.A.	k.A.
Windtronics	BTPS 6500	1,5	k.A. [1]	k.A.	k.A.
WinDual	TN10	10	56.500 [7]	Windturbine TN10 10kW mit PM-Synchrongenerator; Rotordurchmesser 13,2m; Pitch-Rotorblattverstellung, aktive Windnachführung; 2.0 Steuergerät mit Internetmodem zur Fernüberwachung; 3.0 Netz-Wechselrichter von ABB 10kW dreiphasig 400V; incl. Mast und Montage & Inbetriebnahme	5.650,00
WinDual	M-L	4,0	11.950 [7]	Windkraftanlage M-L, Nennleistung 4kW; Sechsblatt-Rotor mit 4,5m; 3,6kW Wechselrichter für Netzanschluss 230V, 1-phasig mit Widerstandsbremse, Schleifringe, verhindert Kabelverdrillung; incl. Mast	2.987,50
WinDual	M-M	2,6	9.990 [7]	Windkraftanlage M-M, Nennleistung 2,6kW; Sechsblatt-Rotor mit 3,8m 3kW Wechselrichter für Netzanschluss 230V, 1-phasig mit Widerstandsbremse, Schleifringe, verhindert Kabelverdrillung; incl. Mast	3.842,31
WinDual	M-S	1,0	8.390 [7]	Windkraftanlage M-S, Nennleistung 1kW; Sechsblatt-Rotor mit 3,2m Wechselrichter für Netzanschluss 230V, 1-phasig mit Widerstandsbremse, Schleifringe, verhindert Kabelverdrillung; incl. Mast	8.390,00

[1] kein Preis vorhanden; [2] Antaris, 2012b; [3]EasyWind, 2012b; [4] Ecovent, 2012c; [5] Heywind, 2012b; [6] Schachner, 2012e; [7] WinDual, 2012b; [8]S&W Energiesysteme, 2013b; [8]Eigene Berechnung

7.2.2 Vertikale Kleinwindkraftanlagen

Vertikale Kleinwindkraftanlagen werden vorrangig hinsichtlich ihrer geringen Geräuschemissionen eingesetzt. Optisch wirken sie meist etwas futuristisch. Der Unterschied zu horizontalen Windkraftanlagen besteht lediglich in der Drehrichtung. Vertikale Windkraftanlagen drehen sich im Gegensatz zu horizontalen Windkraftanlagen um die vertikale Achse.

7.2.2.1 Technische Daten vertikaler Kleinwindkraftanlagen

Tabelle 12 Übersicht vertikaler Kleinwindkraftanlagen

Hersteller	**Type**	Nenn-leistung [kW]	Nenn-geschwindigkeit [m/s]	Start-geschwindigkeit [m/s]	Einschalt-geschwindig-keit [m/s]	Abschalt geschwindig-keit [m/s]	Überlebens-geschwindig-keit [m/s]	Rotor-durch-messer [m]
Cleanvertec[1)]	CVT V-10	1	11,5	3	3	15	50	2,0
Cleanvertec[2)]	CVT V-50	5	11,5	3	3	15	50	4,5
Cleanvertec[3)]	CVT V-100	10	11,5	3	3	15	50	6,3
Greenpower[4)]	Torch Style WT	0,3	11	k.A.	2,8	k.A.	42	k.A.
Hartmann[5)]	WG100	1	k.A.	1,2	1,5	k.A.	k.A.	1,0
Hartmann[6)]	FH-CZ5	5	7	1,8	k.A.	k.A.	28	6,0
Hartmann[7)]	FH-CZ10	10	7	1,8	k.A.	k.A.	28	7,0
Slientfuturetec[9)]	SFTV 4,2	4,2	11,3	3	3	13	50	4,0
WinDual[10)]	ENV-M	2,25	14	2	3	20	58	3,0

Turm höhe [m]	Gewichts-information	Gewicht [kg]
10-20	k.A.	k.A.
10-20	k.A.	k.A.
10-20	k.A.	k.A.
k.A.	k.A.	25
k.A.	Mast nicht benötigt	100
8	mit Mast	1980
12	mit Mast	2160
k.A.	ohne Mast	390
10	ohne Mast	185

[1] Cleanvertec, 2012a; [2] Cleanvertec, 2012b; [3]Cleanvertec, 2012c; [4] Greenpower, 2012a; [5] Hartmann, 2012a; [6] Hartmann, 2012b; [7] Hartmann, 2012c; [9] Silentfuturetec, 2012a; [10] WinDual, 2012c

7.2.2.2 Preiserhebung vertikaler Kleinwindkraftanlagen

Tabelle 13 Preiserhebung vertikaler Kleinwindkraftanlagen

Hersteller	Type	Nenn-leistung [kW]	Preis [€]	Im Preis	Preis pro kW [€/kW]
Cleanvertec	CVT V-10	1	k.A.[1]		k.A.
Cleanvertec	CVT V-50	5	k.A.[1]		k.A.
Cleanvertec	CVT V-100	10	k.A.[1]		k.A.
Greenpower	Torch Style WT	0,3	k.A.[1]		k.A.
Hartmann	WG100	1	7.000[2]	netto zzgl. Montage und Lieferung; zzgl. Wechselrichter	7.000
Hartmann	FH-CZ5	5	22.400[2]	netto zzgl. Montage und Lieferung, incl. Mast	4.480
Hartmann	FH-CZ10	10	39.000[2]	netto zzgl. Montage und Lieferung, incl. Mast	3.900
Silentfuturetec	SFTV 4,2	4,2	k.A.[1]		k.A.
WinDual	ENV-M	2,25	32.100[3]	Windkraftanlage 3kW Nennleistung, komplett inklusive: Rotor komplett mit Flügelsteuerung,Sturmsicherung; Turbine mit Generator, elektrische Bremseinrichtung, Ballastwiderstand, Steuergerät und Wechselrichter für Innenbereich für Netzeinspeisung 230 V AC einphasig, 50-60 Hz, incl. Mast	14.266,7

[1] kein Preis vorhanden; [2] Hartmann, 2012d; [3]WinDual, 2012d

7.2.3 Preisentwicklung Kleinwindkraftanlagen

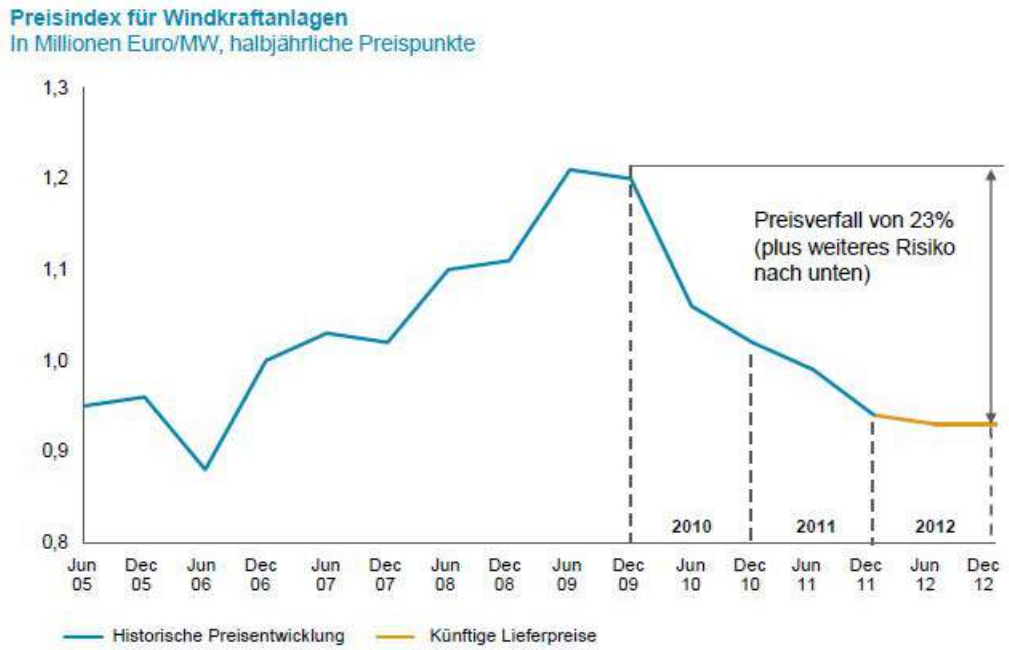


Abbildung 15 Allgemeine Preisentwicklung von Windkraftanlagen
Quelle: http://www.cleanthinking.de/wp-content/uploads/Windenergie-Studie-Preise.jpg

Abbildung 15 zeigt die Preisentwicklung von horizontalen und vertikalen Windkraftanlagen von Juni 2005 bis Dezember 2012.

7.2.4 Spezifische Investitionskosten bei Kleinwindkraftanlagen je kW im Vergleich

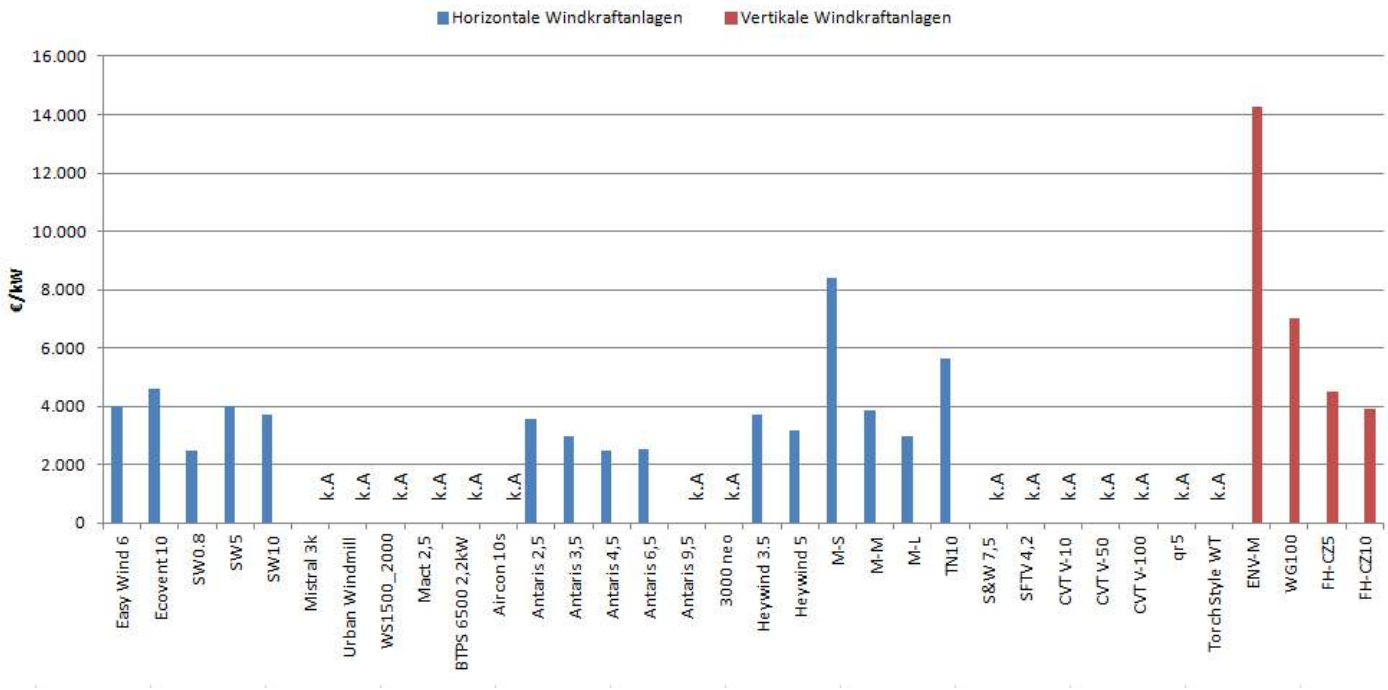


Abbildung 16 Windkraftanlagen Preise pro Kilowatt

7.2.5 Bewertung hinsichtlich Technologieauswahl

Bei horizontalen Kleinwindkraftanlagen muss die Verwendbarkeit vorrangig in Bezug auf Statik im Einzelfall geprüft werden – es wird jedoch erwartet, dass grundsätzlich eine zu starke Belastung des Mastes auftritt. Hinzu kommen hohe Anlaufgeschwindigkeiten.

Der Einsatz Vertikaler Klein-Windkraftanlagen ist vergleichsweise besser geeignet, wobei Windangriffsfläche, Gewicht und Vibrationen im Einzelfall und für den jeweiligen Anwendungsfall zu prüfen sind.

7.3 Wechselrichter

7.3.1 Technische Daten von Wechselrichtern bis 5kW

Tabelle 14 Übersicht Wechselrichter

Hersteller	Type	Nenn-leistung (Ausgang) [W]	Euro Wirkungsgrad [%]	Konzept	Netz-anschluss
Aurora[1)]	Pvi-4.2-OUTD	4200	96	Trafolos	1-phasig
Aurora[1)]	Pvi-3.6-OUTD	3600	96	Trafolos	1-phasig
Eaton[2)]	ISG1I-2800/1	2800	95	Trafolos	1-phasig
Fronius[3)]	IG TL4.0	4600	97,3	Trafolos	1-phasig
Fronius[4)]	IG 60 HV	4600	93,5	HF-Trafo	1-phasig
Fronius[5)]	RL 5.0-3	5000	96,5	Trafolos	3-phasig
Kostal[6)]	Piko 5.5 DCS	5000	94,2	Trafolos	3-phasig
Kostal[7)]	Piko 4.2 DCS	3800	94,7	Trafolos	3-phasig
RefuSol[8)]	REFUSol 005k	4200	97	Trafolos	1-phasig
SMA[9)]	Sunny Boy 5000TL	4600	96,5	Trafolos	1-phasig

Schutz-art	Größe [mm]	Gewicht [kg]
IP65	547x325x208	17
IP65	547x325x208	17
IP43	360x303x145	12,5
IP55	597x413x195	19,1
IP21	610x344x220	16
IP65	566x500x266	36
IP55	420x211x350	21,1
IP55	420x211x350	20,5
IP66	320x720x250	28
IP65	470x445x180	25

[1)] Aurora, 2012a; [2)] Eaton, 2012a; [3)] Fronius, 2012e; [4)] Fronius, 2012c; [5)] Fronius, 2012a; [6)] Kostal, 2012c; [7)] Kostal, 2012a; [8)] REFUSol, 2012a; [9)] SMA, 2012a

7.3.2 Preiserhebung Wechselrichter bis 5kW

Tabelle 15 Preiserhebung Wechselrichter

Hersteller	Type	Nennleistung (Ausgang) [W]	Preis [€]	Preis pro W [€/W]
Aurora	Pvi-3.6-OUTD	3600	2.243,93	0,62
Aurora	Pvi-4.2-OUTD	4200	2.454,48	0,58
Eaton	ISG1I-2800/1	2800	790	0,28
Fronius	RL 5.0-3	5000	2.513,25	0,55
Fronius	IG 60 HV	4600	2.489,60	0,54
Fronius	IG TL4.0	4600	2.107,78	0,46
Kostal	Piko 4.2 DCS	3800	1.552,00	0,41
Kostal	Piko 5.5 DCS	5000	1.817,00	0,36
RefuSol	REFUSol 005k	4200	1.742,00	0,41

[1)] Aurora, 2012c; [2)] Aurora, 2012b; [3)] Eaton, 2012b; [4)] Fronius, 2012f; [5)] Fronius, 2012d; [6)] Fronius, 2012b; [7)] Kostal, 2012d; [8)] Kostal, 2012b; [9)] REFUSol, 2012b; [10)] SMA, 2012b

7.3.3 Spezifische Investitionskosten der Wechselrichter

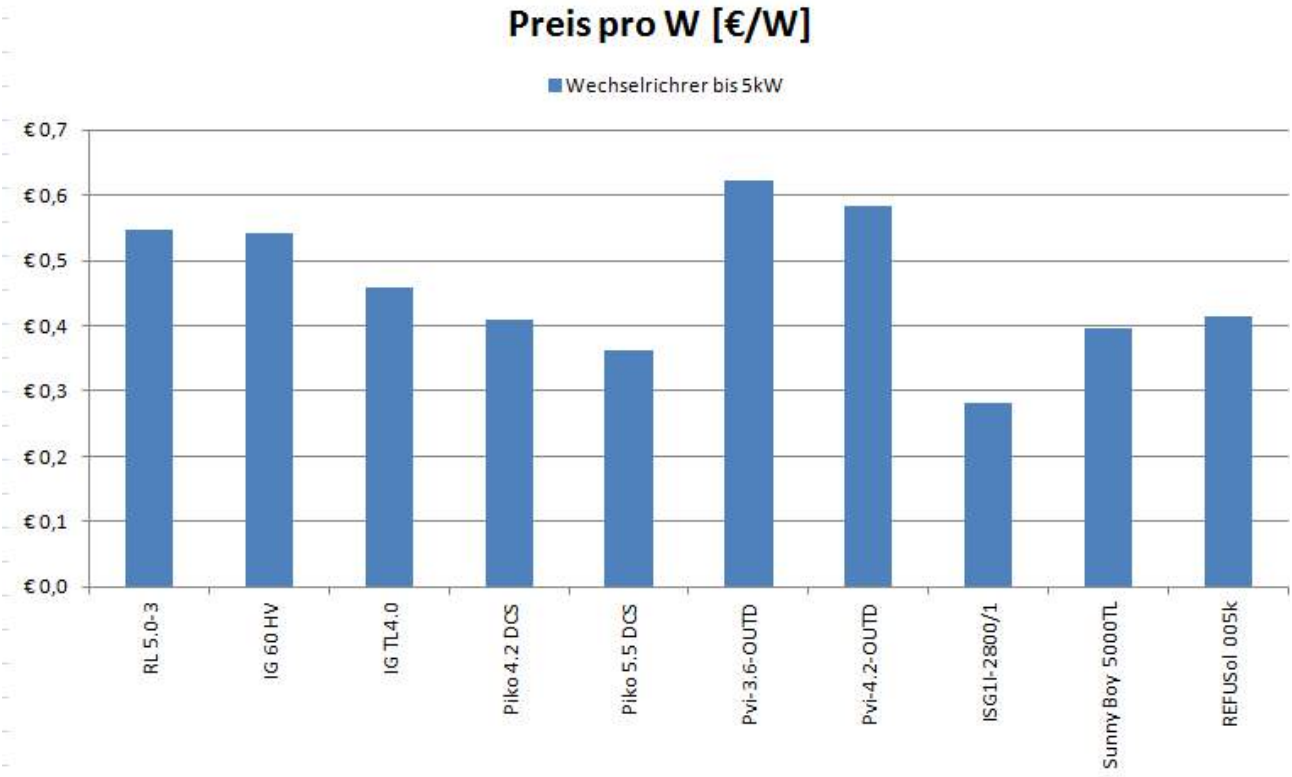


Abbildung 17 Wechselrichter Preise pro Watt

Abbildung 17 zeigt den Preis pro W für Wechselrichter. Es ist ersichtlich, dass sich die Preise nur gering voneinander unterscheiden. Das Maximum bildet hier der Wechselrichter von Aurora Pvi-3.6-OUTD mit 0,62€/W, das Minimum liegt bei einem Wechselrichter von Eaton bei 0,28€/W.

8 Intelligentes Managementsystem

8.1 Erhebung und Analyse der Schnittstellen

Die bei Mobilfunksendeanlagen existente Systemtechnik sowie die zugehörigen Schnittstellen der Anlagen-Stromversorgung stellen wichtige Anknüpfungspunkte für die Maßnahmen zur Ökologisierung von Standorten dar. Für die Analyse dieser Schnittstellen wurden beispielhaft drei Mobilfunksendeanlagen von zwei unterschiedlichen Anlagenbetreibern analysiert.

8.2 Mobilfunksendeanlage

Die Montage alternativer Energiebereitstellungsanlagen (Photovoltaik, Kleinwindkraft) an der Mast-Infrastruktur von Mobilfunkstationen, sowie die elektrische Einbindung in das bestehende Stromversorgungssystem, sind wesentlich komplexer als bei einer konventionellen Installationen solcher Bereitstellungsanlagen. Neben einer Vielzahl von Sendemasttypen (Rohrgittermast, etc.) und unterschiedlicher realisierbarer Montagehöhen, ist standortbedingt auch die vorherrschenden Beschattungssituation, sowie die geographische Ausrichtung des Sendemastes zu berücksichtigen.
Die Systemtechnik von Mobilfunkstationen kann in Indoor- und Outdoor- Schutzschränken eingebaut sein.. Indoor-Schutzschränke werden in der Regel in einem Container, z.B. 10‘ Container, situiert; Outdoor-Schutzschränke benötigen keinen zusätzlichen Container und bieten nur eine sehr limitiertes Platzangebot für zusätzliche Komponenten.

8.2.1 Systemtechnik

Der Energieversorgung der Stationen besteht in der Regel aus den nachstehenden Komponenten (Leistungselektronik):

- Zentrale Steuereinheit (Regelung der Gleichrichter, Messwerterfassung und Fehlerbehandlung)
- Netzgleichrichter (je Phase gewöhnlich ein Gleichrichter + optional ein Gleichrichter als Reserve)
- Blei-Akkumulatoren
- Verteileinheit mit Hutschienen (L+ Schiene, Netzanschluss, Erdung, Verbraucher-Schütze, Verbraucher-Abschaltung, Batterieautomaten, …)
- Schutz-Schränke

Komponenten der Sendetechnik, welche in eigenen geeigneten Schutzschränken verbaut werden:

- Richtfunk Indoor Unit für die Datenübertragung
- Technik (Modem, Multiplexer, etc.) für die Datenübetragung
- Systems- bzw. Sendetechnik (2G, 3G, 4G)

Niederspannungsverteilung:

- Unterverteiler für 230Vac Verbraucher wie z.B. Lüfter, Klimaanlage oder Beleuchtung

In Abbildung 18 ist der Aufbau einer Mobilfunkstation schematisch mittels eines Blockdiagramms dargestellt. Im Wechselstromkreis befinden sich AC-Verbraucher wie Beleuchtung, Lüfter oder eine Klimaanlage. Im Gleichstromkreis befinden sich DC-Verbraucher wie die Sendetechnik oder Blei-

Akkumulatoren. Der Gleichstromkreis arbeitet mit -48 Vdc und wird von den Netzgleichrichtern versorgt. Die Netzgleichrichter werden von der zentralen Steuereinheit (Controller) geregelt. Sämtliche Komponenten der Anlage sind mit der Potential-Ausgleichsschiene verbunden. Blei-Akkumulatoren dienen zur Energieversorgung der Gleichstromverbraucher während eines Netzausfalls, wobei in der Regel vier Blei-Akkumulatoren (á 12 Vdc) in Serie verschaltet sind. Die installierte Akkumulator-Kapazität richtet sich grundsätzlich nach der erforderlichen Netzausfalls-Überbrückungszeit, welche von der Versorgungspriorität und der Wertigkeit in Bezug auf die Datenübertragung, abhängig ist. Die Überbrückungszeit bei Netzausfall kann zwischen 15 Minuten und mehreren Stunden liegen. Für die im Projekt bedienten Teststandorte ist eine niedrige Priorität zugeordnet.

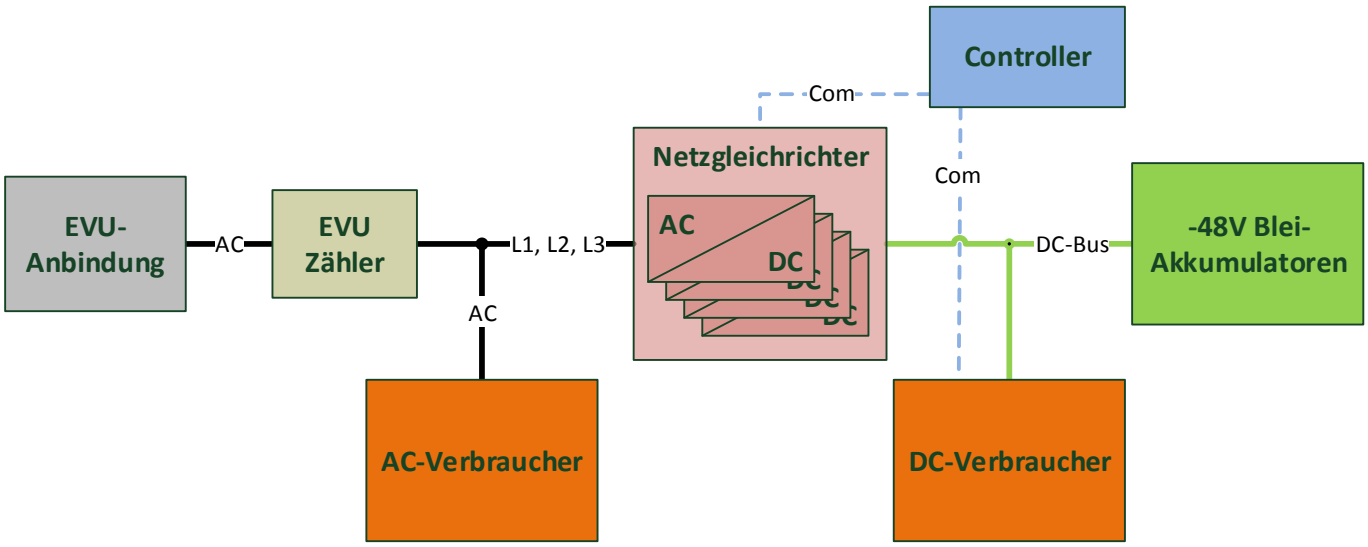


Abbildung 18: Schematischer Aufbau einer Mobilfunkstation

8.2.2 Indoor-Anlagen

Indoor-Anlagen bieten die größtmögliche Flexibilität für die Erweiterung von Systemkomponenten, speziell im Hinblick auf die Ökologisierung von Mobilfunkstationen. Abbildung 19 zeigt ein Indoor-Cabinet, in welchem die Systemtechnik installiert wird. Die verwendeten Schutzschränke werden in Containern, wie Abbildung 20 dargestellt situiert. Indoor-Cabinets sind in zahlreichen Varianten verfügbar, wobei eine der typischsten Varianten ein Schrank mit den Abmessung 2000x600x400mm ist. Für die Systemtechnik stehen 19“ Rack-Einschübe zur Verfügung.



Abbildung 19: Indoor Cabinet[1]



Abbildung 20: Mobilfunkstation mit 10‘ Container

Abbildung 21 zeigt schematisch die Belegung in einem 10‘ Container. Die Systemtechnik ist in 19“ Racks in Indoor-Cabinets eingebaut.

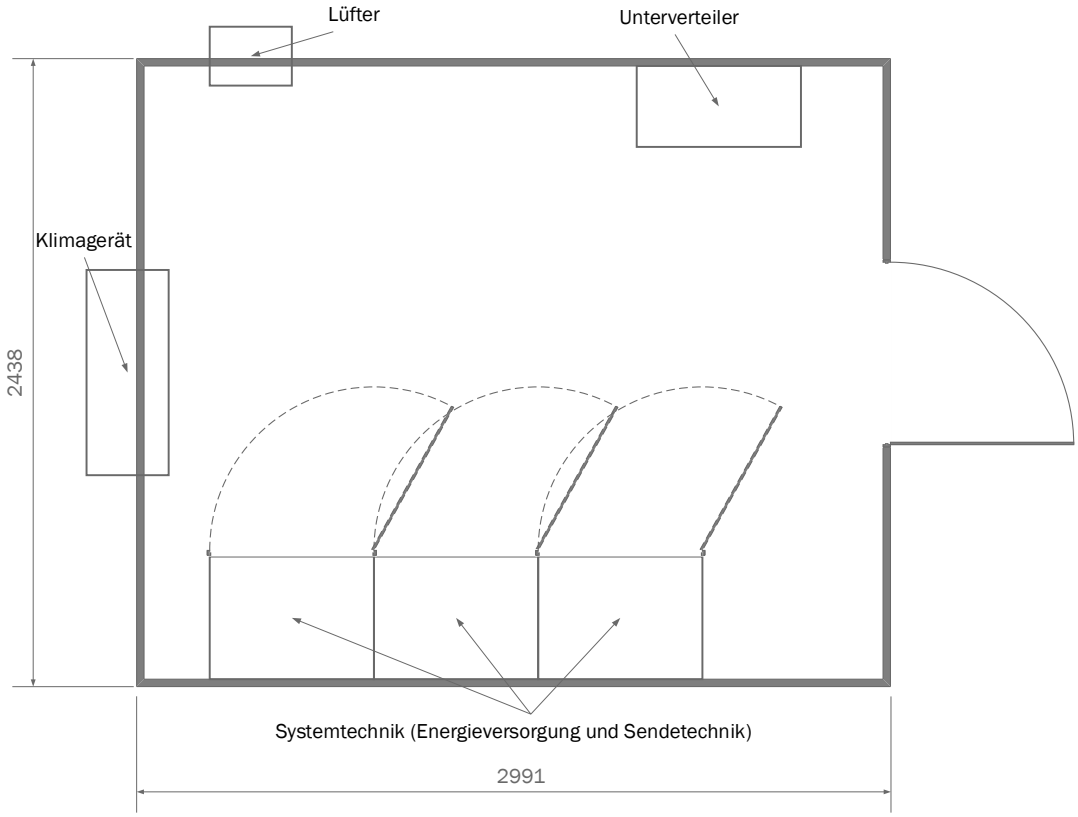


Abbildung 21: 10‘ Container für die Installation von Indoor-Cabinet‘s

[1] http://www.eltek.com

8.2.3 Outdoor-Anlagen

Bestehende Outdoor-Cabinets, siehe Abbildung 22, sind in ihrer Erweiterbarkeit meist stark limitiert, wodurch der nachträgliche Einbau von Komponenten für die Ökologisierung-Vorhaben erschwert wird. Für die Systemtechnik stehen 19“ Rack-Einschübe zur Verfügung. Die Temperierung des Schranks wird wahlweise mittels Lüfter, Klimaanlage, Wärmetauscher, Heizung bzw. Kombinationen dieser Komponeten realisiert.



Abbildung 22: Outdoor Cabinet[2]

8.3 Analyse vorhandener Schnittstellen

8.3.1 Kommunikations-Schnittstelle für externe Komponenten

Die Analyse der vorhandenen Schnittstellen erfolgte auf Basis der eingesetzten Komponenten an den drei Teststandorten. Der Anbindungspunkt für den zu entwickelnden Controller zur Ökologisierung von Mobilfunkstationen ist bei allen Anlagen eine **zentrale Steuereinheit** (unabhängig vom Hersteller der Komponenten für die Sendeanlagen). An jedem im Projekt zugänglichen Teststandort werden Komponenten von einem anderen Lieferanten verwendet: ELTEK, HUAWEI und NOKIA. Aufgrund des Installationsdatums der jeweiligen Technik bzw. aufgrund von Wartungstätigkeiten kommt es dazu, dass verschiedene Baureihen von Komponenten (abhängig vom jeweiligen Stand der Technik) verwendet werden. Die zentrale Steuereinheit für die Leistungselektronik bietet bei allen untersuchten, herstellerabhängigen Systemen eine *interne und eine externe Kommunikations-Schnittstelle*, wie exemplarisch in Abbildung 23 dargestellt ist.



Abbildung 23: Zentrale Steuereinheit an einem Teststandort

[2] http://www.eltek.com

Die *interne Kommunikations-Schnittstelle* dient zur Kommunikation mit der Systemtechnik wie z.B. mit den Gleichrichtern. Diese Schnittstelle ist hersteller- und baureihenbedingt unterschiedlich und kann als CAN-Bus, RS485 bzw. RS232 ausgeführt sein. Das Schnittstellen-Protokoll wird von den Anlagen-Herstellern nicht zur Verfügung gestellt, wodurch eine Anbindung an diese Schnittstelle nur mit großem Aufwand möglich ist.
Die *externe Kommunikations-Schnittstelle* dient zur Anbindung von Bedienterminals bei etwaigen Wartungstätigkeiten durch Techniker und ist im regulären Betrieb nicht belegt. Die externe Kommunikations-Schnittstelle ist ebenfalls hersteller- und baureihenbedingt unterschiedlich ausgeführt. Dies betrifft alle Komponenten-Lieferanten und bewirkt, dass keine einheitliche Kommunikations-Schnittstelle für den Anschluss externer Geräte existiert, wie in Gesprächen mit den Mobilfunk-Netzbetreibern in Erfahrung gebracht wurde. Mögliche Kommunikations-Schnittstellen für Hardware zur Ökologisierung sind: **ETHERNET**, **RS232** und **USB**. Zusätzlich zur Vielfalt an Kommunikations-Schnittstellen wird unterschiedliche Software zur Parametrierung der Hardware, der Messwerterfassung und der Fehler-Protokollierung verwendet. Ältere Systeme verwenden meist herstellerabhängige PC-Bediensoftware, modernere Systeme Web-Interfaces.

8.3.2 Elektrische Einbindung

Änderungen in der elektrischen Verschaltung von Komponenten können aufgrund der detaillierten und zumeist gut dokumentierten Stromlaufpläne realisiert werden. Die zusätzlichen Komponenten dürfen den normalen Betrieb bzw. das Ausfallsverhalten der Anlage jedoch keinesfalls beeinflussen. Der Übergabepunkt der Netzanbindung (Energiezähler) kann standortbedingt eine große Distanz zur Mobilfunk-Sendeanlage aufweisen.

8.3.3 Leistung, Verbrauch und Akkumulator-Kapazität der Teststandorte

Tabelle 16 enthält standortspezifische Daten der Gleichstromverbraucher sowie der installierten Akkumulator-Kapazität an den bedienten Teststandorten. Diese Daten wurden während der Standort-Besichtigung des jeweiligen Standorts festgehalten.

Tabelle 16: Teststandort-spezifische Daten

Standort	Durchschnittliche DC-Last in W	Akkumulator-Kapazität in Ah
1. Kirchfidisch	500	100
2. Zemendorf	700	55
3. Oberwart	1400	100

Ein zeitlich aufgelöstes Profil hinsichtlich des Leistungsbedarfs der jeweiligen Mobilfunkstation steht seitens der Mobilfunkbetreiber in der Regel nur eingeschränkt zur Verfügung. Auskünfte über den grundsätzlichen Verlauf des Leistungsbedarfs (z.B. konstant über den gesamten Tag) können jedoch zur Verfügung gestellt werden.

8.3.4 Datenverbindung zur Fernwartung

Eine Datenverbindung zur Fernwartung des entwickelten Smart-Controllers für die Ökologisierung von Mobilfunkstationen kann in der Regel nur durch ein externe Datenanbindung (Datenkarten) hergestellt werden. Aufgrund von Sicherheitsbedenken seitens der Mobilfunkanbieter wird ein Zugriff über das interne Datennetzwerk nicht ermöglicht. Für eine funktionale Datenverbindung mit Hilfe eines externen Modems ist in der Regeleine Außenantenne zur Montage außerhalb des 10‘ Containers erforderlich.

8.4 Analyse von Managementsystemen

Nachfolgend werden mögliche Funktionsschemata beschrieben, welche auf den erfassten Spezifikationen von Mobilfunksendeanlagen basieren. In einem weiteren Schritt wurden am Markt verfügbare Lösungen zur Ökologisierung der Anlagen untersucht, im speziellen Produkte von Telekommunikations-Ausrüstern.

8.5 Funktionsschemata

Mögliche Funktionsschemata zur Einbindung alternativer Energieformen (Photovoltaik und Kleinwindkraft) wurden erarbeitet, nachdem der Leistungsbedarf von Mobilfunkstationen der Teststandorte erhoben wurde. Der für den jeweiligen Teststandort erforderliche Leistungsbedarf ist in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Teststandort-spezifische Daten

Standort	Durchschnittliche DC-Last in W	Akkumulator-Kapazität in Ah
Kirchfidisch	500	100
Zemendorf	700	55
Oberwart	1400	100

Die maximale Anzahl von Photovoltaik-Modulen am Sendemast wird von der Statik des Mastes sowie von der erforderlichen Antennenreserve (= nachträgliche Ergänzung von Antennen) festgelegt. Die mögliche Installation eines Windrades an der Spitze des Sendemastes beeinflusst die Statik des Mastes zusätzlich.
Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, die generierte Energie in das Gleichspannungsnetz bzw. das Wechselspannungsnetz des Energieversorgers einzuspeisen. Erfolgt die Einspeisung in das Gleichspannungsnetz, kann überschüssig vorhandene Alternativenergie in die vorhandenen Blei-Akkumulatoren gespeichert werden, sofern dies das Energiemanagementsystem ermöglicht. Nachfolgend werden die erarbeiteten Funktionsschemata exemplarisch für den Teststandort Zemendorf beschrieben.

8.6 Ökologisierungsvarianten Teststandort Zemendorf

Der seitens T-Mobile Austria zur Verfügung gestellte Teststandort Zemendorf wird zur Beschreibung möglicher Varianten der Ökologisierung gewählt, da hier sowohl eine Photovoltaik-Anlage als auch ein Windgenerator realisiert sind. Die nachfolgende Funktionsbeschreibung ist für alle Mobilfunksendeanlagen gültig, da diese systemgleich aufgebaut sind.

8.6.1 Ausgangssituation

In Abbildung 24 sind die Komponenten der Mobilfunksendeanlage in Zemendorf vor der Ökologisierung in Form eines Blockschaltbildes dargestellt. Die Wechselstromverbraucher werden vom Unterverteiler ausgehend mit Energie versorgt. Das Gleichspannungsnetz (-48Vdc) zur Versorgung der Sendetechnik wird von den Netzgleichrichtern versorgt. Fällt das EVU-Netz aufgrund einer Störung aus, wird die Sendetechnik für eine definierte Zeit mit Energie aus den Bleiakkumulatoren versorgt. Die Hauptaufgaben der Power Management Unit sind die Fehleridentifikation, die Regelung der Netzgleichrichter, sowie das Ausführen von Funktionstests der Bleiakkumulatoren in zeitlich definierten Abständen. In Abbildung 25 und Abbildung 26 wird die Einbindung alternativer Energiequellen dargestellt.

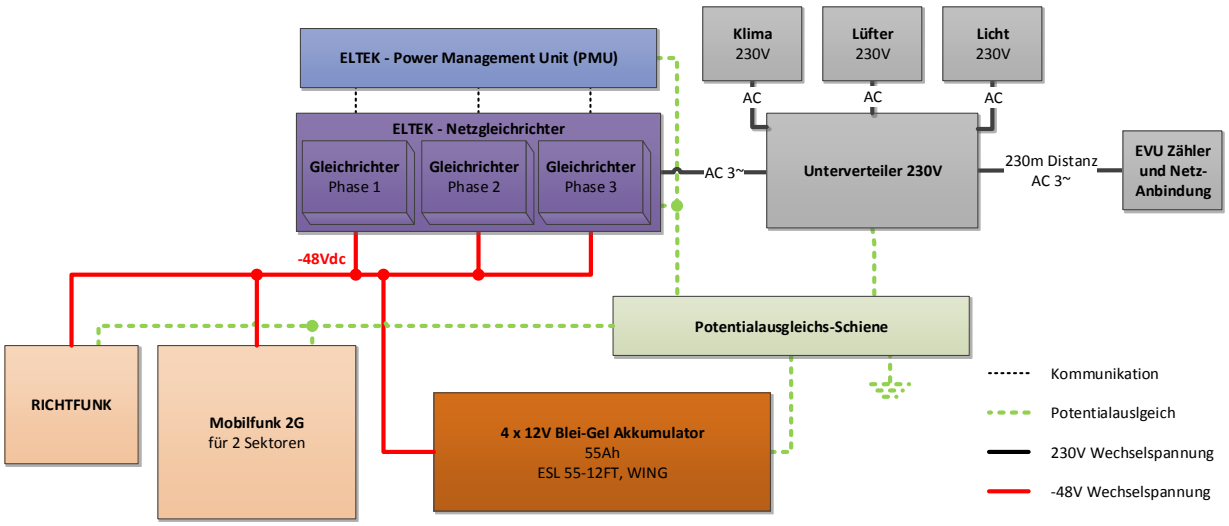


Abbildung 24: Mobilfunk-Anlage Zemendorf – Ausgangssituation

8.6.2 Einspeisung in das Anlagen-Wechselspannungsnetz

Die Einspeisung alternativer Energiequellen, wie in Abbildung 25 dargestellt, erfolgt über das Anlagen Wechselspannungsnetz direkt in das Netz. des Netzbetreibers (Netz Burgenland Strom GmbH), wobei lediglich die Überschussenergie eingespeist wird. Dies erfordert neben den Komponenten für die Energiegewinnung einen zusätzlichen EVU-Einspeisezähler bzw. den Tausch des bestehenden EVU-Zählers. Die Bedingungen für eine Einspeisung in das EVU-Netz sind abhängig vom regionalen Netzbetreiber (z.B. ein- bzw. dreiphasige Netzeinspeisung – siehe Pkt. 7.3. Netzzugang für Kleinwindkraftanlagen und Photovoltaikanlagen).

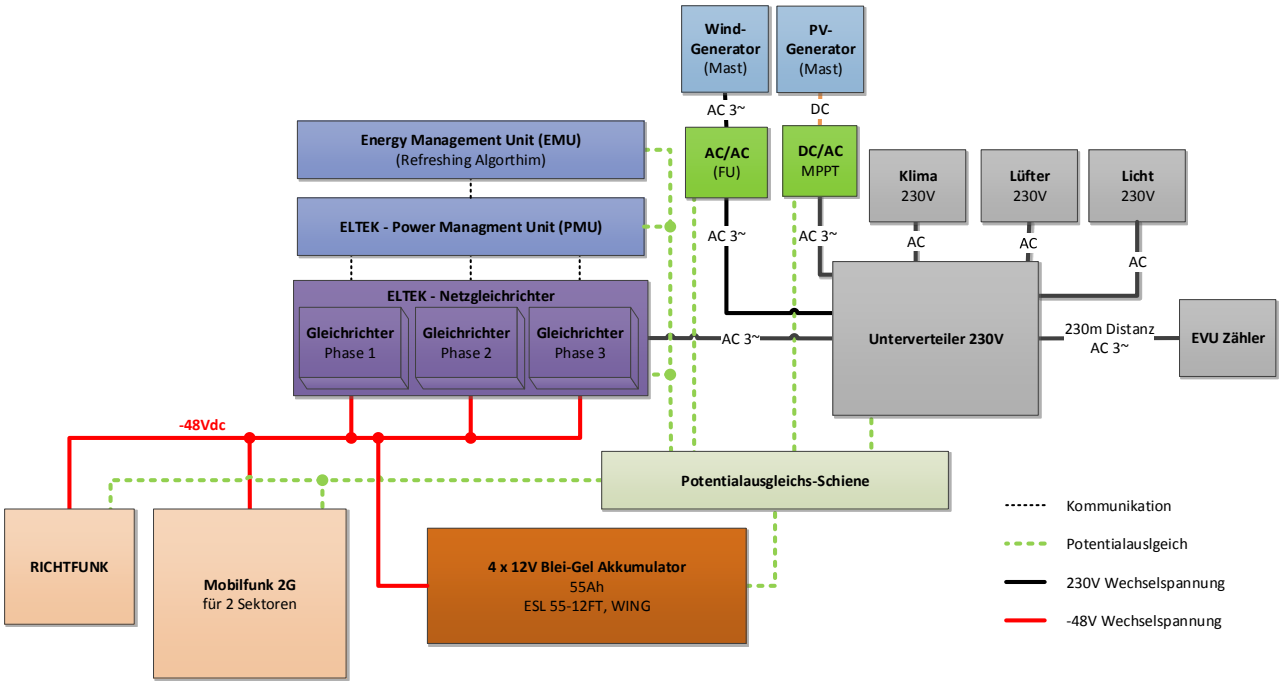


Abbildung 25: Mobilfunk-Anlage Zemendorf – Einspeisung in Anlagen-Wechselspannungsnetz

Diese Variante (Einspeisung auf AC-Seite) stellt die am einfachsten realisierbare Lösung zur Einbindung alternativer Energiequellen dar, da nur geringfügige Änderungen in der bestehenden Anlagen-Struktur vorzunehmen sind. Die Aufgabe der Energy Management Unit (EMU) würde bei dieser Variante rein auf das Battery-Refreshing beschränkt. Hierzu ist jedoch anzumerken, dass diese Variante in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basierend auf die additiv benötigten Wechselrichter-Komponenten und die ertragsarmen Vergütungsszenarien für die Überschussenergie, nicht zu favorisieren ist.

8.6.3 Einspeisung in Anlagen-Gleichspannungs- und Wechselspannungsnetz

In dieser Variante wird die Energie des Windgenerators direkt in das Anlagen-Wechselstromnetz, die durch den Photovoltaik-Generator bereitgestellte Energie hingegen in das Gleichspannungsnetz eingebracht, siehe Abbildung 26.

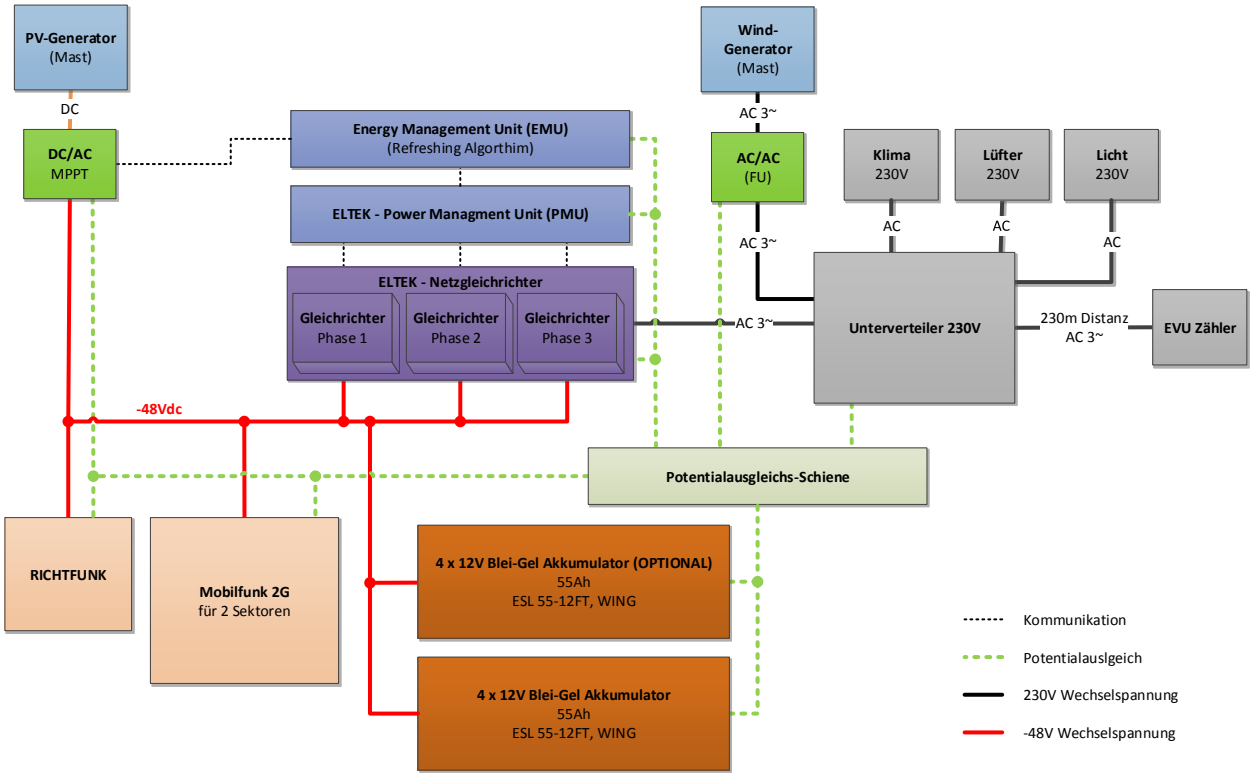


Abbildung 26: Mobilfunk-Anlage Zemendorf – Variante mit AC und DC- Einspeisung

Die Einspeisung in das Netz des Stromnetzbetreibes erfordert wiederum einen zusätzlichen EVU-Einspeisezähler bzw. den Austausch des bestehende Zählers. Die Einspeisung der Energie vom Photovoltaik-Generator in das -48V Gleichspannungsnetz erfordert die Implementierung eines Energiemanagement-Systems, welches die Leistung der Netzgleichrichter reduziert, sofern ausreichend Photovoltaik-Energie zur Verfügung steht. Liefert der Photovoltaik-Generator mehr Energie, als von den Verbrauchern benötigt wird, kann diese in den verfügbaren Bleiakkumulatoren zwischengespeichert werden und zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote beitragen. Die erforderliche Mindestversorgungsdauer bei EVU-Netzausfall darf jedoch keinesfalls beeinflusst werden. Optional können zusätzliche Bleiakkumulatoren-Kapazitäten realisiert werden, sofern der Photovoltaik-Generator ausreichend Energie liefert und der Energiepreis aus den Bleiakkumulatoren gegenüber dem Energiebezugspreis konkurrenzfähig ist. Zusätzlich zum Energiemanagement wird über die entwickelte Energy Management Unit die Funktionalität des Battery-Refreshings gesteuert.

8.7 Beispielhafte Ertragsberechnung Photovoltaik-Generator Standort Kirchfidisch

Für den seitens T-Mobile Austria zur Verfügung gestellten Standort Kirchfidisch wurde unter der Annahme einiger Systemparameter des Photovoltaik-Generators und Daten des Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS[3]) eine Musterberechnung über den zu erwartenden PV-Ertrag eines am Sendemast installierten 1,5 kWp PV-Generators durchgeführt. Die Randbedingungen zur Berechnung des Ertrags sind in Tabelle 18 zusammengefasst.

[3] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php

8.7.1 Photovoltaik-Module am Sendemast

Tabelle 18: Randbedingungen

PV-Modul	
Hersteller	PV Products GmbH
Type	Monokristallin
Zellen	72
Leistung in Wp @ STC	300
Effektive PV-Fläche (ohne Rahmen) in m²	1,7522
Modulwirkungsgrad in %	15,6
Sonstige Randbedingungen	
Verbaute PV-Module	5
Leitungsverluste in %	3
Verluste DC-DC Wandler in %	5
Modulneigung über Horizont in °	60
Azimut in °	0

Von PVGIS wurden die Daten der globalen Einstrahlung eines durchschnittlichen Tages für jeden Kalendermonat verwendet. Die zeitliche Auflösung von PVGIS-Daten beträgt 15 min.. Die Berechnung des Energieertrags erfolgt entsprechend Formel (8)

$$Ertrag\ in\ Wh = G\ in\ W/m^2 * 0{,}25h * 5 * 1{,}7522m^2 * 0{,}156 * (1 - 0{,}03 - 0{,}08) \qquad (1)$$

Das Ergebnis der Berechnung für die 1,5 kWp-Anlage ist in Tabelle 19 dargestellt. Wird in der zeitlichen Auflösung von 15 min. noch ein konstant angenommener Leistungsbedarf der Gleichstromverbraucher der Sendeanlage von 500 W abgezogen, so bleibt die Energiemenge, welche sich in Zeile „Rest-Energie in Wh“ befindet, übrig. Diese Daten entsprechen einem durchschnittlichen Tag des jeweiligen Kalendermonats.

Tabelle 19: PV-Energie an einem durchschnittlichen Tag für jeden Kalendermonat (1,5 kWp)

	Jan	**Feb**	**Mär**	**Apr**	**Mai**	**Jun**	**Jul**	**Aug**	**Sep**	**Okt**	**Nov**	**Dez**
Ertrag in Wh	2222	3784	5184	6025	5911	5801	6071	6118	5372	4406	2452	1838
Rest-Energie in Wh	0	196	805	1246	1011	869	1152	1346	919	468	0	0

Die zeitlich aufgelösten Daten des Ertrags, nach Abzug der Konstantlast, sind in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Verbleibende Alternativenergie nach Abzug der 500W Konstantlast

Uhrzeit	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Wh / day =>	**0**	**196**	**805**	**1246**	**1011**	**869**	**1152**	**1346**	**919**	**468**	**0**	**0**
08:07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:52	0	0	0	7	2	0	5	8	0	0	0	0
09:07	0	0	0	16	10	6	14	18	3	0	0	0
09:22	0	0	9	25	18	14	22	27	12	0	0	0
09:37	0	0	16	33	26	21	30	36	20	0	0	0
09:52	0	0	24	41	32	27	37	44	27	7	0	0
10:07	0	0	30	48	38	33	44	51	34	14	0	0
10:22	0	4	36	54	44	38	50	58	40	20	0	0
10:37	0	8	41	59	49	43	55	63	46	25	0	0
10:52	0	12	44	63	52	46	59	68	50	29	0	0
11:07	0	16	48	66	55	49	62	72	54	32	0	0
11:22	0	18	50	69	58	51	65	75	56	35	0	0
11:37	0	20	52	71	60	53	67	76	58	36	0	0
11:52	0	21	53	71	60	54	67	77	59	37	0	0
12:07	0	21	53	71	60	54	67	77	59	37	0	0
12:22	0	20	52	71	60	53	67	76	58	36	0	0
12:37	0	18	50	69	58	51	65	75	56	35	0	0
12:52	0	16	48	66	55	49	62	72	54	32	0	0
13:07	0	12	44	63	52	46	59	68	50	29	0	0
13:22	0	8	41	59	49	43	55	63	46	25	0	0
13:37	0	4	36	54	44	38	50	58	40	20	0	0
13:52	0	0	30	48	38	33	44	51	34	14	0	0
14:07	0	0	24	41	32	27	37	44	27	7	0	0
14:22	0	0	16	33	26	21	30	36	20	0	0	0
14:37	0	0	9	25	18	14	22	27	12	0	0	0
14:52	0	0	0	16	10	6	14	18	3	0	0	0
15:07	0	0	0	7	2	0	5	8	0	0	0	0
15:22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ist das Alterungsverhalten der eingesetzten Bleiakkumulatoren bekannt, kann überschüssig vorhandene Alternativenergie, grauer Bereich in Tabelle 20, zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils genutzt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass durch die zusätzliche Zyklisierung der Bleiakkumulatoren keine beschleunigte Alterung dieser stattfindet.

In Tabelle 21 ist der Ertrag der 1,5 kWp-Anlage für ein Jahr hochgerechnet dargestellt. Theoretisch kann ungefähr ein Drittel der benötigten Jahres-Energiemenge über die alternative Energiequelle abgedeckt werden.

Tabelle 21: Hochrechnung Ertrag des PV-Generators (1,5 kWp)

	Energie aus EVU-Netz		Energie aus PV zur Anlagenversorgung	Relation PV / Netz
	vor Ökologisierung	nach Ökologisierung		
	kWh	kWh	kWh	%
Januar	372	303,1	68,9	18,5
Februar	336	235,5	100,5	29,9
März	372	236,3	135,7	36,5
April	360	216,6	143,4	39,8
Mai	372	220,1	151,9	40,8
Juni	360	212,1	147,9	41,1
Juli	372	219,5	152,5	41,0
August	372	224,1	147,9	39,8
September	360	226,4	133,6	37,1
Oktober	372	249,9	122,1	32,8
November	360	286,4	73,6	20,4
Dezember	372	315,0	57,0	15,3
Gesamt	**4380**	**2945,0**	**1435,0**	**32,8**

8.7.2 Ertragsberechnung Photovoltaik-Generator am Dach des 10‘-Containers

Die Ertragsberechnung für Photovoltaik in Abschnitt 8.6 wurde unter der Annahme durchgeführt, dass die Photovoltaik-Module nur am Sendemast installiert werden. Freistehende Mobilfunksendeanlagen in ländlichen Gegenden verwenden zumeist einen 10‘-Container für die Sende- und Systemtechnik. Das Dach solcher Container ist ohne eine spezielle Rahmenkonstruktion nicht in der Lage, zusätzliche Lasten zu tragen. Kommt jedoch eine entsprechende Konstruktion zum Einsatz, könnte auch die Dachfläche bzw. die Seitenfläche(n) des Containers für Montage von Photovoltaik-Module genutzt werden. Die potentielle am Standort realisierbare Photovoltaik-Anlagenleistung kann bei Nutzung der Containerflächen somit entsprechend vergrößert werden. Hier ist speziell auf die geografische Ausrichtung des Containers, sowie eventuelle Verschattungseffekte zu achten.

8.7.3 Nutzung der Energie aus den Bleiakkumulatoren

Die installierte Bleiakkumulator-Energie der Mobilfunkstation in Kirchfidisch beträgt 4,8 kWh. Durch Einsatz von Energie aus den Bleiakkumulatoren könnte der Eigenverbrauch der Photovoltaik-Anlage theoretisch um den bisher nicht genutzten Anteil an Energie, siehe Tabelle 20, erhöht werden. Bleiakkumulatoren müssen jedoch zur Vermeidung der Sulfatierung der Elektrodenoberfläche möglichst nach jeder Entladung wieder vollständig geladen werden. Kann der dazu erforderliche Ladestrom nicht von der Photovoltaik-Anlage bereitgestellt werden, so muss dieser vom Netz bezogen werden.
Im günstigsten Fall könnte im Monat August (1346 Wh/day) die netzenergiefreie Betriebsdauer der Mobilfunkstation täglich um ungefähr 2,5 Stunden verlängert werden. Hier ist jedoch noch der Ladewirkungsgrad von Bleiakkumulatoren zu berücksichtigen. Der Lade-Wirkungsgrad bei Teilladungen (z.B. von 80% auf 100% SOC) ist wesentlich geringer als der Ladewirkungsgrad für einen vollständigen

Ladevorgang eines entladenen Akkumulators. Somit kann in den Bleiakkumulator nur ein Bruchteil der 1346 Wh eingeladen werden.
Einen wesentlichen Aspekt bei der Nutzung von Energie aus den Bleiakkumulatoren stellt der Preis für die Anschaffung neuer Bleiakkumulatoren und deren Austausch dar. In Tabelle 22 sind beispielhaft die Kosten für einen 100 Ah Blei-Gelakkumulator und die Kosten des Akkutausches aufgelistet.

Tabelle 22: Kosten für Blei-Gelakkumulator

Kosten Blei-Gel-Akkumulator (100 Ah)	540 €
Kosten Akkumulator-Tausch	230 €
Kosten Gesamt	770 €

Werden 20% der Akkumulator-Kapazität (4,8 kWh) zur Anlagenversorgung verwendet, stehen 960 Wh Energie zur Verfügung. Erfolgt die Energieversorgung aus Akkumulatoren nur während der Monate April bis August – entspricht 153 Tage/Jahr – und wird eine Akkumulator-Lebensdauer von sechs Jahren angenommen, so werden in sechs Jahren insgesamt 881 kWh Energie aus den Akkumulatoren entnommen. Die Division der Gesamtkosten (770 €) durch den Energiedurchsatz in sechs Jahren (881 kWh) ergibt einen Energiepreis von 87,37 Cent/kWh. Der relevante Energiepreis für die Industrie beträgt laut Homepage der e-control[4] ungefähr 6 Cent/kWh. In dieser Berechnung wäre Energie aus Bleiakkumulatoren 14 Mal teurer als die über das Netz bezogene Energie.
Ist das Alterungsverhalten der eingesetzten Akkumulatoren bekannt und wird dieses nur geringfügig durch diese Zyklisierung beeinflusst, spricht einer Nutzung von Energie aus den Akkumulatoren nichts entgegen. Eine Optimierungsmöglichkeit zur Nutzung von Energie aus den Akkumulatoren wäre die Berücksichtigung der Wettervorhersage des nächsten Tages und somit eine Prognose des zu erwartenden Ertrags des PV-Generators. Gemeinsam mit einer variabel einstellbaren Entladetiefe des Akkumulators, kann somit der Eigenverbrauch an alternativ generierter Energie erhöht werden.
Anhand dieses Rechenbeispiels ist sehr schnell zu erkennen, dass die Installation eines zusätzlichen Akkumulator-Satzes bei Betrachtung der o.g. Parameter wirtschaftlich nicht sinnvoll erscheint.

8.8 Ergebnisse der Marktrecherche

Die durchgeführte Recherche über am Markt erhältliche Lösungen zur Ökologisierung von Mobilfunkstationen umfasst Informationen die seitens der in das Projekt eingebundenen Mobilfunkbetreiber (A1 und T-Mobile Austira) bereitgestellt wurden, die direkte Kontaktaufnahme mit Mobilfunk-Ausrüstern, sowie eine umfassende Internet-Recherche. In der Recherche wurden Komponenten der Leistungselektronik (z.B. DC-DC Wandler mit MPPT, etc.) sowie Controller (Managementsysteme) zur Regelung des Energieflusses gesucht.

[4] http://www.e-control.at, abgerufen im Februar 2013

Definition „Managementsystem“:
Unter dem Begriff „Managementsystem“ ist ein Energiemanagementsystem zu verstehen, welches die Priorisierung von alternativen Energiequellen wie z.B. der Photovoltaik gegenüber aus dem Stromnetz bezogener Energie ermöglicht. Ergänzend sind mittels des Systems auch etwaige Batteriesteuerungsmethoden und die Möglichkeit der Datenerfassung und Kommunikation inklusive der Fernwartung zu realisieren.

Im Bereich der Mobilfunk-Ausrüster wurden vorwiegend Systeme von Herstellern untersucht, welche auch an den Teststandorten (Kirchfidisch, Oberwart und Zemendorf) der Mobilfunkstationen realisiert wurden. Auch Systeme aus der Photovoltaik-Branche wurden untersucht, da diese in der Lage sind, direkt in das 48V Gleichspannungs-System Energie einzuspeisen.

Näher untersuchte Systeme:

- ELTEK Deutschland GMBH
- Studer Innotec SA
- SMA Solar Technology AG
- HUAWEI Technologies Co., LTD
- STECA Elektronik GMBH

Die Systeme von HUAWEI und STECA konnten nur aufgrund (z.T. spärlicher vorhandener) von Informationen aus dem Internet erfasst werden. Beide Unternehmen ließen teils mehrmalige Anfragen unbeantwortet. Einige Komponenten von STECA, welche für die Energieversorgung von Mobilfunkstationen einsetzbar sind, werden von STUDER INNOTEC (Xtender) hergestellt. Der Anbieter AEG Power Solutions wurde nicht näher untersucht, da die Anlagen an den Test-Standorten entweder ELTEK-, HUAWEI- oder NOKIA-Komponenten verwenden.

8.8.1 Managementsystem von ELTEK

Die ELTEK Deutschlang GMBH verfügt über Systeme – Hybrid Solutions – zur Einbindung und Regelung alternativer Energiequellen sowie der Datenerfassung, Kommunikation und Fernwartung. Das Gesamtkonzept ist in Abbildung 27 dargestellt. Die Kompatibilität zwischen bestehenden ELTEK-Komponenten in Mobilfunkstationen ist jedoch nicht immer gegeben, sodass zum Teil das Gesamte Strom-Versorgungssystem erneuert werden muss, wenn eine Ökologisierung der Mobilfunkstation erfolgen soll. Nachfolgend erfolgt eine detaillierte Analyse für den Teststandort in Zemendorf, welcher bereits mit Komponenten der Firma ELTEK ausgerüstet ist.



Abbildung 27: ELTEK Hybrid Solution

<u>Analyse für den Teststandort Zemendorf</u>

Für den Teststandort Zemendorf – Photovoltaik und Kleinwindkraft – sind folgende ELTEK-Komponenten erforderlich (entnommen aus dem zugehörigen ELTEK-Angebot):

- Smartpack2 Controller mit Web/SNMP
- 2 Flatpack2 48/2000 HE Gleichrichtermodule (max. 4 Stück)
- 1 Flatpack2 48/1500 HE Solar Module (max. 4 Stück)
- FP2 HE Blindplatte f. ungenutzte Einschübe
- SPD für jeden PV-Strang
- 4x 100 A Batteriesicherung, LVBD und LVLD (je 300 A)
- Bis zu 20 Lastsicherungen (je 2 – 63 A)

Optionale Komponenten:

- Smartnode Protokollumsetzer
- Flatpack2 HE Wind Konverter 48/3000

Ermittlung der Stringlänge des PV-Generators für den Teststandort ZEMENDORF

Der „Flatpack2 48/1500 HE Solar“ ist ein Solarladeregler mit MPPT. Die Minimalspannung („Start-up voltage“) des PV-Generators beträgt laut Datenblatt 150 VDC. Die Nominalspannung liegt zwischen 170 und 230 VDC. Der Maximalstrom beträgt 9,5 A bei Nominalspannung. Diese Spannungswerte müssen mit der String-Spannung des PV-Generators übereinstimmen.
Als PV-Module kommen Module mit 300 Wp (72 Zellen) von der Firma PV Products GmbH zum Einsatz. Die Leerlaufspannung beträgt bei STC 45,1 V und bei NOCT 40,8 V. Die Spannung bei MPPT beträgt bei STC 37,0 V; bei NOCT 33,4 V.
Die maximale Anzahl in Serie geschalteter PV-Module berechnet sich nach

$$Module\ je\ String, Nom = \frac{U_{Laderegler_Nom,max}}{U_{OCV_STC} * 1{,}1} = \frac{230\ VDC}{45{,}1\ VCD * 1{,}1} = 4{,}64 \quad (2)$$

Das Ergebnis ist abzurunden. Unter Einhaltung der maximal möglichen Nominalspannung können vier PV-Module dieser Type in Serie geschaltet werden. Zur Bestimmung der maximalen String-Länge wurde die Modul-Leerlaufspannung bei STC verwendet (entspricht der Modul-Leerlaufspannung bei wolkenlosem Himmel).
Die String-Spannung von vier PV-Modulen im MPPT bei NOCT beträgt

$$Spannung\ Modulstring = U_{MPPT_NOCT} * 4 = 33{,}4\ VDC * 4 = 133{,}6\ VDC \quad (3)$$

Diese Spannung ist unter den geforderten 150 VDC des Solar-Ladereglers! Die maximal tolerierbare Eingangsspannung des Ladereglers beträgt 265 VDC.

$$Module\ je\ String, Tol = \frac{U_{Laderegler_Tol,max}}{U_{OCV_STC} * 1{,}1} = \frac{265\ VDC}{45{,}1\ VCD * 1{,}1} = 5{,}34 \quad (4)$$

Unter Ausnutzung des Toleranzbereiches können fünf PV-Module zu einem String verschaltet werden. Die Maximale String-Leerlaufspannung beträgt 248 VDC (inkl. 10% Spannungserhöhung). Dadurch ergibt sich für den Betrieb im MPPT bei NOCT

$$Spannung\ Modulstring = U_{MPPT_NOCT} * 5 = 33{,}4\ VDC * 5 = 167\ VDC \quad (5)$$

Diese Arbeitsspannung liegt knapp unter 170 VDC, ab welcher es zu einer Reduktion der Ausgangsleistung kommt. Das Derating der Ausgangsleistung verläuft linear zwischen 170 V (1500 W) und 85 V (800 W).

8.8.2 Managementsystem STUDER-INNOTEC

STUDER INNOTEC ist ein Schweizer Hersteller von Solarwechselrichtern und Solarladereglern. Für die Energieversorgung von Mobilfunkstationen mittels Photovoltaik bieten die Produkte von STUDER zwei Möglichkeiten:

- Direkte Einspeisung in das 48V Anlagen Gleichspannungsnetz
- Einspeisung in das Anlagen-Wechselspannungsnetz

Einspeisung in das 48VDC-Gleichspannungsnetz

Die Einspeisung in das 48 Vdc-Anlagennetz erfolgt mittels Solarladeregler, welcher zur Ertragsoptimierung des PV-Generators einen MPPT-Algorithmus verwendet. Der Solarladeregler ist als Batterieladegerät konzipiert, kann laut STUDER-INNOTEC durch eine entsprechende Parametrierung jedoch auch für die direkte Einspeisung in das 48 V Gleichspannungsnetz eingesetzt werden. In einer neuen Version, ab Mai 2013 verfügbar, bietet der Solarladeregler zusätzlich zwei potentialfreie Hilfskontakte.

Funktionsbeschreibung zur Steuerung des bestehenden Controllers

Die Hilfskontakte des Solarladereglers können zur Ansteuerung des bestehenden Controllers des Stromversorgungssystems der Mobilfunkstation verwendet werden. Liefert der PV-Generator ausreichend Energie, wird ein Hilfskontakt des Solarladereglers geschaltet, welcher mit einem Eingang des bestehenden Anlagen-Controllers verbunden ist. Der Anlagen-Controller ist so zu parametrieren, dass bei Anliegen eines Signals am zugewiesenen Eingang eine Absenkung der Netzgleichrichter-Ausgangsspannung auf einen festgelegten Wert erfolgt. Im Falle einer vorübergehenden Verschattung des PV-Generators kann die benötigte Energie entweder aus den Akkumulatoren, oder durch Erhöhen der Ausgangsspannung der Netzgleichrichter bereitgestellt werden. Der Controller HPU-SM11 von ELTEK, in Verwendung am Teststandort Zemendorf, stellt diese Funktionalität bereit. Dieses Energieversorgungs-Konzept ist derzeit rein theoretischer Natur. Ergänzend ist nicht bekannt, ob Anlagen-Controller anderer Telekom-Ausrüster diese Funktionalität ermöglichen.

Erforderliche Komponenten:

- VarioTrack MPPT Solar Charger (Solarladeregler)
- Xcom-GSM (Hardware für Fernwartung, Echtzeit-Zugriff auf Messdaten)[5]
- E-Lins M400 Modem (GPRS / 3G-Modem)[6] (mit Xcom-GSM mitgeliefert)

Optionale Komponenten (nur bei Offline-Monitoring erforderlich):

- RCC-03 (Remote control and programming, panel mounted)

[5] Zugriff auf Daten erfolgt über Webportal der STUDER-Homepage. Enthält Xcom-232i Kommunikationsmodul.
[6] System funktioniert ausschließlich mit dieser Modem-Type!

Ermittlung der Stringlänge des PV-Generators für den Teststandort KIRCHFIDISCH

Der „VarioTrack VT-65“ ist ein Solarladeregler mit MPPT. Die Mindestanzahl an PV-Modulen muss größer sein, als die Multiplikation der Batteriespannung mit dem Faktor 1,2 und anschließender Division durch die Spannung Umpp der gewählten Module. Der so erhaltene Wert muss aufgerundet werden. Die maximale Leerlaufspannung des PV-Generators muss unabhängig von der Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung weniger als 150 VDC betragen. Hier sollten 10 bis 20 % Spielraum nach oben mit einbezogen werden. Die maximale Betriebsspannung beträgt 145 VDC. Der maximale Ausgangsstrom beträgt 65 A. Diese Spannungswerte müssen mit der String-Spannung des PV-Generators übereinstimmen.

Die Mindestanzahl an PV-Modulen in Serie beträgt

$$Module\ je\ String, Nom = \frac{U_{Bat} * 1{,}2}{U_{MPP_NOCT}} = \frac{48\ VDC * 1{,}2}{33{,}4\ VCD} = 1{,}72 \quad (6)$$

Es müssen mindestens zwei Module in Serie verschaltet werden, um die erforderliche Spannung zu erreichen.
In Kirchfidisch besteht die Möglichkeit fünf PV-Module auf dem Sendemast zu montieren. Die maximale Anzahl in Serie geschalteter Module, limitiert durch den Solarladeregler, beträgt

$$Module\ je\ String, Nom = \frac{U_{Laderegler_max}}{U_{OCV_STC} * 1{,}1} = \frac{150VDC}{45{,}1VCD * 1{,}1} = 3{,}02 \quad (7)$$

Das Ergebnis ist abzurunden. Bei Verwendung des Ladereglers VarioTrack VT-65 können nur drei PV-Module zu einem String verschaltet werden. Eine Parallelschaltung von drei weiteren Modulen ist am Teststandort Kirchfidisch nicht möglich, da die Tragfähigkeit des Sendemastes nur fünf PV-Module ermöglicht. Die String-Spannung von drei PV-Modulen im MPPT bei NOCT beträgt

$$Spannung\ Modulstring = U_{MPPT_NOCT} * 3 = \ 33{,}4VDC * 3 = \ 100{,}2VDC \quad (8)$$

Die Installierte Leistung bei drei PV-Modulen beträgt 900 Wp. Alternativ können zur Erhöhung des solaren Ertrags nur zwei PV-Module zu einem String verschaltet werden, und zusätzlich ein zweiter String parallel zum Ersten. Die String-Spannung beträgt in diesem Fall 66,8 V. Der doppelt so hohe Strom stellt für den Laderegler kein Problem dar. Auf diese Weise kann die installierte Leistung auf 1200 Wp erhöht werden.

VarioTrack – Erdung des Pluspols

Der VarioTrack ist ein Gerät der Klasse I, dessen Metallgehäuse an der hierfür vorgesehenen Schraube geerdet werden muss. Die Minuspole der Batterie und des PV-Generators befinden sich im Innern des Gerätes. Aus Sicherheitsgründen ist ein Schutzleiter des VarioTrack am Minuspol erforderlich. Der Photovoltaikgenerator (und seine Verkabelung) muss entsprechend der Klasse II isoliert werden. Bei

allen anderen Erdungssystemen (Erdung über eine Schutzvorrichtung oder keine Erdung (IT) oder **Erdung des Pluspols**) ist ein Schutz des gesamten Batteriestromkreises gegen Stromschlag erforderlich. Alle unbeabsichtigten Berührungen mit leitfähigen Teilen des Batterie-Stromkreises müssen durch Schutzmaßnahmen der Klasse II vermieden werden (Auszug aus dem Benutzerhandbuch) .
Der Schutzleiter des Gerätes muss mit allen Schutzleitern der anderen Geräte der Schutzklasse I, die vor oder nach dem VarioTrack montiert sind, verbunden werden (Potentialausgleich).

Funktionsbeschreibung Xcom-GSM und Xcom-232i

Das Xcom-GSM Set ermöglicht den Fernzugriff auf den Solarladeregler VarioTrack und den Solar-Wechselrichter Xtender. Das Set besteht aus dem Kommunikationsmodul Xcom-232i, dem Modem E-Lins M400 und einer MicroSD Karte. Die Menüführung des Sets gleicht der des Fernsteuerungs-moduls RCC-03, welches anlagenseitig zur Parametrierung von Solarladeregler und Solarwechselrichter verfügbar ist.
Das Kommunikationsmodul Xcom-232i ermöglicht die SCADA-Überwachung (PC, Mikrokontroller) des VarioTrack. Dieses ist im Xcom-GSM Set enthalten. Die Kommunikation zwischen Xcom-232i und SCADA-System erfolgt über eine RS232-Schnittstelle. Das Xcom-232i Modul kommuniziert mit dem VarioTrack über CAN-Bus.
Die Fernwartung und der Abruf von Messdaten wird durch Anbindung des Modems E-Lins M400 an der RS232-Schnittstelle ermöglicht. Aus technischer Sicht betrachtet kann die Schnittstelle RS-232 zur Übermittlung der Daten über GSM Modems, RS-232 Gateways zu TCP/IP oder zu Langstreckenschnittstellen wie der RS-422 genutzt werden. (Auszug aus dem Benutzerhandbuch)
Mit der Logging-Funktion können zum Beispiel die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Spannung der Batterie (hier 48V-Netz) verfolgt, Stromunterbrüche, der Zustand der Hilfskontakte, den Eingangsstrom oder die Ausgangsspannung ausgelesen werden. Dateien liegen im CSV-Format vor und können mit EXCEL oder MATLAB ausgewertet werden. Es liegt kein User-Interface vor, die Parametrierung und der Zugriff auf Messdaten des VarioTrack‘s erfordert ein SCADA-System. Messdaten werden jede Minute auf der SD-Karte abgespeichert.

Funktionsbeschreibung RCC-03

RCC-03 ist ein Fernsteuer- und Programmiermodul für den Solarladeregler VarioTrack. Mit der Logging-Funktion können zum Beispiel die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Spannung der Batterie (hier 48V-Netz) verfolgt, Stromunterbrüche, der Zustand der Hilfskontakte, den Eingangsstrom oder die Ausgangsspannung ausgelesen werden. Dateien liegen im CSV-Format vor und können mit EXCEL oder MATLAB ausgewertet werden. Messdaten werden jede Minute auf der SD-Karte abgespeichert.

Einspeisung in das Anlagen-Wechselspannungsnetz

Die Einspeisung in das AC-Netz erfolgt mittels Solarwechselrichter „Xtender“, Solarladeregler „VarioTrack“ und einem Akkumulator als Energiepuffer. Ein Schaltbild der Topologie ist in Abbildung 28 dargestellt. **Dieses System wird im Wechselspannungs-Verteiler der Mobilfunkstation eingebunden, wodurch es zu keinen Änderungen im Energie-Versorgungssystem der Mobilfunkstation kommt.** Eine Überschusseinspeisung in das Stromnetz ist nicht möglich.

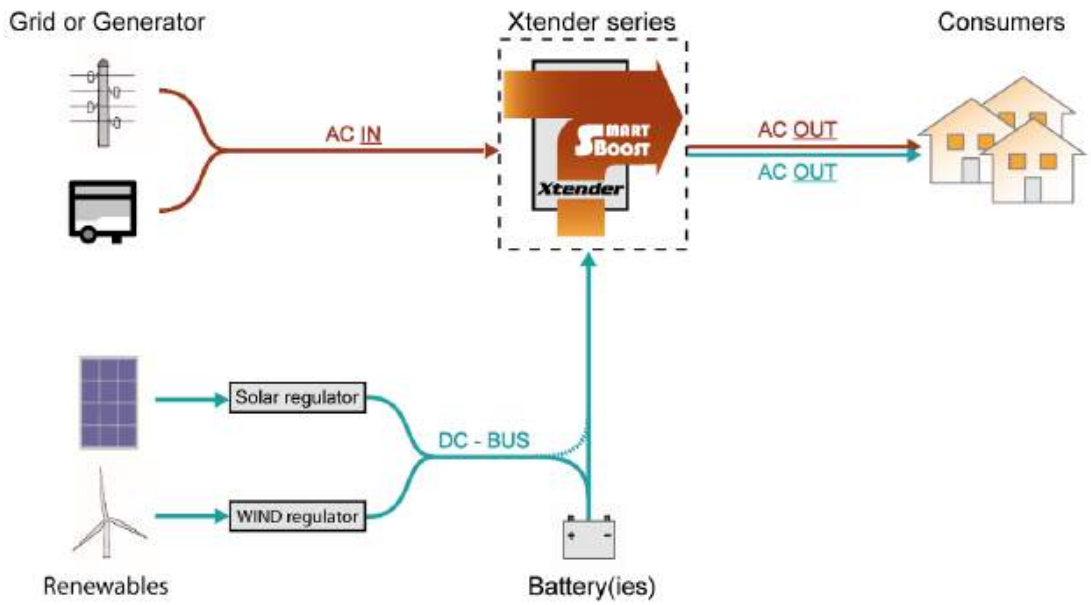


Abbildung 28: Einspeisung in das AC-Netz, Lösung STUDER INNOTEC[7]

Der Solarwechselrichter ermöglicht die Priorisierung alternativer Energiequellen gegenüber dem EVU-Netz. Je Phase wird ein Solarwechselrichter benötigt. Ist die Momentanleistung der Alternativenergiequelle zu gering, wird die fehlende Leistung zur Versorgung der Verbraucher aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Bei Netzausfall erfolgt die Energieversorgung über alternative Energiequellen sowie den Akkumulatoren. Die Spannung der Akkumulatoren zwischen Solarladeregler und Solarwechselrichter ist abhängig von der Verbraucher-Leistung, welche gleichzeitig die Leistung des Solarwechselrichters bestimmt. Die Kapazität dieser Akkumulatoren richtet sich nach der erforderlichen Überbrückungszeit bei Netzausfall. Über den Anschluss an entsprechenden AC-Klemmen am Wechselrichter-Ausgang kann festgelegt werden, welche AC-Verbraucher im Falle eines Netzausfalls über die USV-Funktion mit Energie versorgt werden. Die Umschaltzeit auf die USV-Funktion beträgt laut Datenblatt längstens 15 ms. Als Besonderheit dieses Konzeptes könnte die Kapazität der aktuell verwendeten 48 V Bleiakkumulatoren zwischen Anlagen-Netzgleichrichtern und DC-Verbrauchern reduziert bzw. bei entsprechender Dimensionierung durch einen Zwischenkreis-Kondensator sogar ersetzt werden.

Erforderliche Komponenten:

- Xtender (Solarwechselrichter)
- VarioTrack MPPT Solar Charger (Solarladeregler)
- Akkumulatoren
- BSP (Batteriezustands-Monitor)
- RCM-10 (Fernsteuermodul, nur bei Xtender XTM-Serie)
- Xcom-GSM (Hardware für Fernwartung, Echtzeit-Zugriff auf Messdaten)[8]
- E-Lins M400 Modem (GPRS / 3G-Modem)[9] (mit Xcom-GSM mitgeliefert)

[7] STUDER INNOTEC; AN002 Optimal solar backup; AN-002-V.1.9.3-10
[8] Zugriff auf Daten erfolgt über Webportal der STUDER-Homepage. Enthält Xcom-232i Kommunikationsmodul.

Optional:

- RCC-03 (Remote control and programming, panel mounted)
- BTS-01 (Temperaturfühler für Batterietemperatur, sofern sich BSP nicht im selben Rack befindet)

Funktionsbeschreibung RCM-10

Die Solarwechselrichter der Reihe Xtender „XTM“ enthalten keinen eigenen Hauptschalter zur Unterbrechung der Stromversorgung. Dieser kann über das Fernsteuermodul RCM-10 realisiert werden. Die Ansteuerung des RCM-10 Moduls erfolgt über einen potentialfreien Kontakt.

Analyse für den Teststandort Kirchfidisch

Aufgrund der Mastmontage des PV-Generators können theoretisch nur fünf Photovoltaik-Module mit je 300 Wp Leistung installiert werden. Die Berechnung in Punkt 0 zeigte jedoch, dass aufgrund der maximalen Spannung des Solarladereglers nur drei Photovoltaik-Module zu einem String verschaltet werden können. Alternativ kann ein String aus zwei Photovoltaik-Modulen mit einem weiteren String parallel dazu am Solarladeregler angeschlossen werden.
Als Solarwechselrichter kommen die Typen XTM 3500-24 bzw. XTM 4000-48 der Xtender-Reihe in Frage, da die Leistung dieses Wechselrichters vom Verbraucher definiert wird und nicht, wie bei gewöhnlichen Solarwechselrichtern für Netzeinspeisung, aufgrund der installierten Leistung des PV-Generators. Die Xtender benötigen abhängig von deren Leistung jeweils 24 V bzw. 48 V Blei-Akkumulatoren im Gleichspannungs-Zwischenkreis. Das System für Kirchfidisch benötigt nachfolgend angeführte Komponenten:

- Xtender (Solarwechselrichter)
- VarioTrack MPPT Solar Charger (Solarladeregler)
- BSP 500 (Batteriezustands-Monitor)
- RCM-10 (Fernsteuermodul, nur bei Xtender XTM-Serie)
- Xcom-GSM (Hardware für Fernwartung, Echtzeit-Zugriff auf Messdaten)
- E-Lins M400 Modem (GPRS / 3G-Modem) (mit Xcom-GSM mitgeliefert)

8.8.3 Managementsystem von SMA SOLAR TECHNOLOGY

SMA ist ein Deutscher Hersteller von Solarwechselrichtern. Für die Ökologisierung von Mobilfunk-stationen wird nur die Anlagenvarianten mit Überschusseinspeisung berücksichtigt. SMA bietet bidirektionale Laderegler, welche direkt in das 48V Gleichspannungsnetz einspeisen können, welche jedoch aber erst ab einer Leistung von 4,6kW verfügbar sind. Dermaßen hohe Leistungen sind für netzgebundene Mobilfunkstationen jedoch nicht interessant.

Analyse für den Teststandort Kirchfidisch

Am Teststandort Kirchfidisch können fünf PV-Module am Sendemast montiert werden, was einer installierten PV-Leistung von 1500 Wp entspricht. Folgende SMA-Komponenten sind für eine netzgeführte PV-Anlage mit Datenlogging-Funktion und Fernzugriff erforderlich:

- Wechselrichter Sunny Boy 1600 TL bzw. Sunny Boy 1700
- RS485 Schnittstelle für Sunny Boy
- Sunny WebBox

[9] System funktioniert ausschließlich mit dieser Modem-Type!

- Router inkl. Breitband-Stick für Internet-Anbindung

Funktionsbeschreibung Sunny Boy

Die Solarwechselrichter der Reihe Sunny Boy sind netzgeführte Wechselrichter, welche bei einem Netzausfall keine Energie an Verbraucher liefern können. Der „Sunny Boy 1600 TL“ ist ohne galvanische Trennung, der „Sunny Boy 1700“ mit galvanischer Trennung ausgeführt. Zur Anbindung an ein Fernwartungssystem ist eine Erweiterung in Form einer RS485 Schnittstelle erforderlich.

Funktionsbeschreibung Sunny WebBox

Die Sunny WebBox ermöglicht die Fernwartung des Systems und kommuniziert mit den angeschlossenen Wechselrichtern über eine RS485 Schnittstelle. An die WebBox kann ein Standard-Router angeschlossen werden. Die WebBox ist so konzipiert, das sie wie eine Zusatzkomponente in einem Netzwerk funktioniert. Verbunden wird die WebBox über ein handelsübliches Patchkabel, welches im Lieferumfang enthalten ist. Der WeBbox kann entweder eine statische IP in diesem Netzwerk zugewiesen werden, oder aber es kann über eine dynamische IP Adresse auf die WebBox zugegriffen werden. (Information von SMA) Die WebBox ist auch mit integriertem GSM-Modem verfügbar.

8.8.4 Managementsystem von HUAWEI

HUAWEI bietet ebenso wie ELTEK Komponenten (Managementsysteme sowie leistungselektronische Komponenten) zur Ökologisierung von Mobilfunkstationen am Markt an.

8.8.5 Nokia Siemens Networks (NSN)

NSN verwendet zur Einbindung alternativer Energiequellen Komponenten von Drittanbietern, wie z.B: EMERSON Network Power (Hersteller wurde von NSN vorgeschlagen). Komponenten zur Ökologisierung können mit bestehenden Komponenten verschalten werden, es wird seitens NSN jedoch ein Upgrade auf neue Komponenten empfohlen, da diese wesentlich effizienter sind und somit weniger Photovoltaik-Anlagenleistung erfordern.

8.8.6 Energieversorgung mittels Modul-Wechselrichter

Für die Ökologisierung von Mobilfunkstationen besteht die Möglichkeit, für jedes einzelne Photovoltaik-Modul einen Modulwechselrichter mit integriertem MPPT zur einphasigen Einspeisung in das EVU-Netz zu verwenden. Am bestehenden Gleichspannungssystem der Mobilfunkstation ist keine Änderung erforderlich. Die Kosten für Modulwechselrichter liegen zwischen 200 bis 300€ pro Modul, abhängig von der Leistungsklasse des PV-Moduls.
Der Einsatz von Modulwechselrichtern kann bei stark unterschiedlicher Ausrichtung bzw. Verschattungen von PV-Modulen Vorteile bringen. Die Kommunikation zwischen Modul-Wechselrichtern und Datenloggern kann über PLC oder RS485 erfolgen. Die Anbindung über das Internet bzw. ein bestehendes Netzwerk ist über entsprechende Schnittstellen möglich. Der zu verwendende Modulwechselrichter richtet sich nach der Leistung der verwendeten Photovoltaik-Modul-Type. Einige Hersteller von Modulwechselrichtern sind:

- AEconversion GmbH
- Enecsys Limited
- Enphase Energy

8.9 Funktionsweise angepasster Managementsysteme

Nachfolgen werden die an den Teststandorten implementierten Managementsysteme beschrieben, welche die Anforderungen zur Ökologisierung von Mobilfunkstationen am besten erfüllen. Im speziellen wird auch der Smart Controller beschrieben, welcher notwendige Managementaufgaben erfüllt, um einen deutlichen Mehrnutzen aus den PV-Anlagen zu ziehen.

8.9.1 Ausgewählte Systeme an den Teststandorten

Auf Basis der verfügbaren Daten des Vergleichs am Markt erhältlicher Managementsysteme (siehe Pkt. 9.8), wurden für die Teststandorte Komponenten der Mobilfunk-Ausrüster ELTEK und HUAWEI ausgewählt.

8.9.2 Teststandort Kirchfidisch (T-Mobile Austria GmH)

Am Teststandort Kirchfidisch können fünf Photovoltaik-Module am Sendemast installiert werden. Die Module werden mit einer Neigung von 30° gegenüber der vertikalen Achse montiert. Eine Korrektur des Azimuts (südliche Ausrichtung) der Module wird über eine unterschiedliche Länge der Stahlrohre des Montagesystems erreicht. Aufgrund des Wirkungsgrades der PV-Module wurden monokristalline Module mit einer Leistung von 300 Wp je Modul ausgewählt. Das Montagesystem ist in Abbildung 29 dargestellt.



Abbildung 29:Montagesystem Kirchfidisch

Es wurden zwei Strings zu je drei bzw. zwei Modulen in Serie verschalten. Die beiden Strings wurden im Technikcontainer mittels eines HUAWEI Solarcontroller in die Anlage integriert. Diese Solar-Supply-Unit (SSU) ist mit einem Maximum-Power-Point-Tracker (MPPT) ausgestattet, welcher den Arbeitspunkt der Photovoltaikanlage entsprechend der generierten Leistung anpasst und kontinuierlich im Bereich der maximalen Leistung betreibt. Der Gleichspannungswandler des Solarcontrollers transformiert die Systemspannung der Photovoltaikanlage auf die Nennspannung der Gleichstromverbraucher (-48V). Diese Verbraucher auf der Gleichstromseite (Telekommunikation, Richtfunk, Batteriesystem) werden direkt mit Gleichstrom von der Photovoltaikanlage versorgt. Dadurch lassen sich höhere Stromerträge

erzielen, da die Umwandlungsverluste des Wechselrichters kompensiert werden. Der erzeugte Gleichstrom des PV-Generators wird nicht in Wechselstrom transformiert; es erfolgt keine Stromeinspeisung in das öffentliche Netz. Die erzeugten Energieüberschüsse des PV-Generators werden tagsüber in den Blei-Akkumulatoren gespeichert und in den Nachtstunden als aktive Stromquelle für die Gleichstromverbraucher genutzt. Des Weiteren wird an diesem Standort ein aktives Batterie-Refreshing durchgeführt, wodurch die Lebensdauer der Blei-Akkumulatoren verlängert werden soll. Die Vernetzung dieser verschiedenen Technologien und Energieflüsse wird durch ein eigens dafür entwickeltes Intelligentes Managementsystem bewerkstelligt. Dieses Energiemanagementsystem regelt die Energieflüsse der Photovoltaikanlage sowie die Lade- und Entladezyklen des Blei-Akkumulators und führt eine kontinuierliche Aufzeichnung und Protokollierung der Energiedaten durch.
Der gesamte Energiebedarf des Gleichspannungsnetzes der Mobilfunkstation kann nicht mittels der durch die Photovoltaikanlage generierten Energie und dem verfügbaren Batteriespeichersystem allein gedeckt werden. Es fehlende Energie wird über das Stromnetz bezogen. Das Anlagenkonzept für den Teststandort Kirchfidisch ist in Abbildung 30 dargestellt.

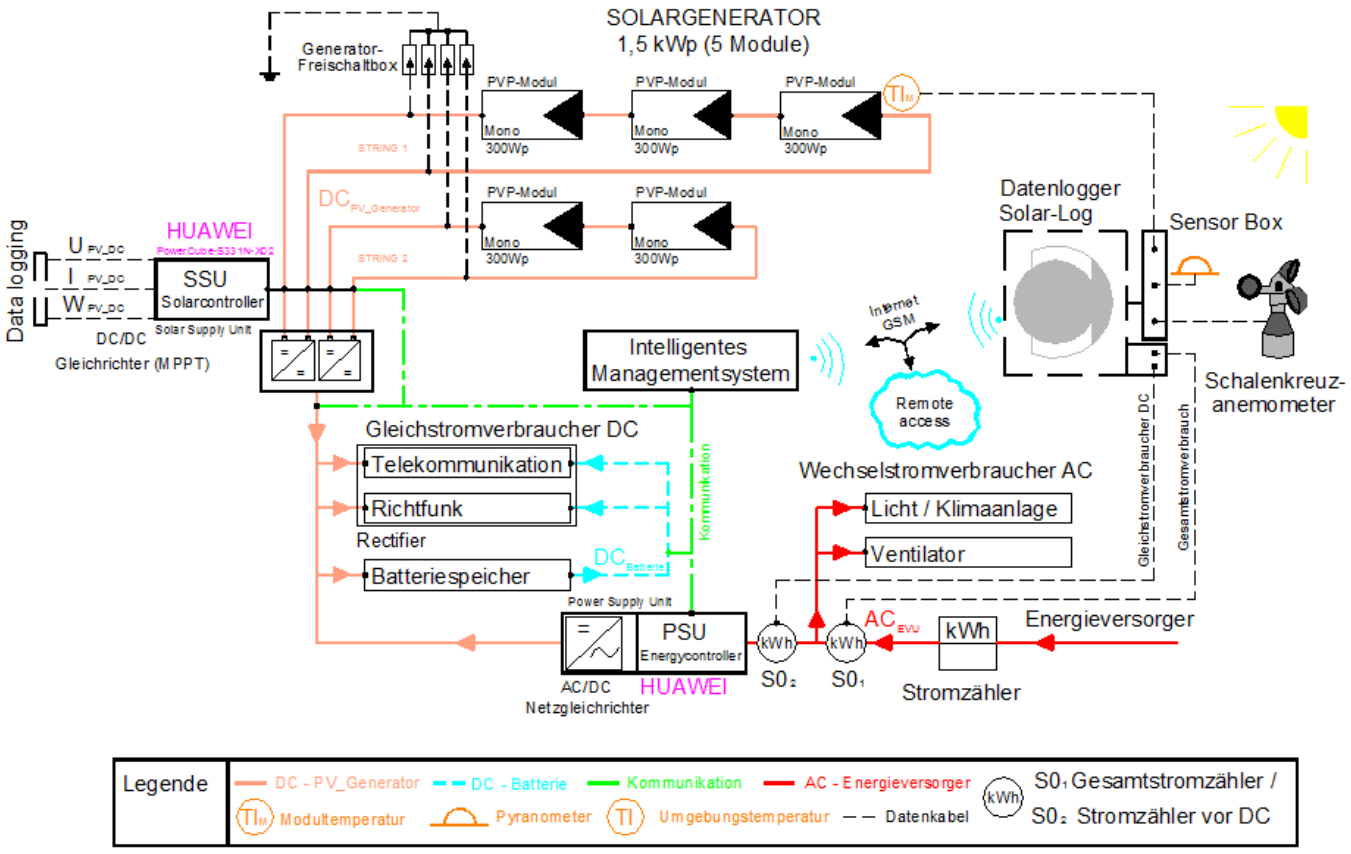


Abbildung 30: Anlagen- und Messkonzept Kirchfidisch

Messkonzept

Die System-Performance sowie die Erträge der Photovoltaikanlage in Kombination mit dem intelligenten Managementsystem erfolgt anhand der jeweiligen Messdaten. Die Daten werden mit Hilfe der nachstehenden Komponenten erfasst:

- **HUAWEI - PSU / SSU-Controller**

Die Messwerte der HUAWEI-Controller werden mit Hilfe der firmenspezifischen Softwaretools (HUAWEI – Enspire Power System) visualisiert und abgespeichert. Die Erfassung der relevanten Messgrößen ist in Abbildung 31 dargestellt.



Abbildung 31:Leistungselektronik (links) und User-Interface Enspire Power System (rechts)

- **Intelligentes Managementsystem**

Als Hardware wird ein 19" Rack Mini-PC mit Intel Atom-Prozessor eingesetzt, welcher mit den verschiedenen Anlagenteilen kommuniziert und die essentiellen Daten zur Erhöhung der Batterielebensdauer und des Eigenstromverbrauchs aufzeichnet.

- **Solar-Log 1200**

Die Verbrauchsdaten der Mobilfunkanlage werden vom Datenlogger Solar-Log 1200 und ISKRA S0 Zählern protokolliert und aufgezeichnet. Bei den ISKRA Zählern handelt es ich um digitale Stromzähler (über S0 Schnittstelle an den Datenlogger angebunden), der die Anlagenverbrauchsdaten mittels eines dreiphasigen Impulses erfasst. Über S0-Schnittstelle werden zwei externe Stromzähler eingebunden. Ein Verbrauchszähler zeichnet die Energieverbräuche der Direktstromverbraucher auf, welcher unmittelbar vor dem Netzgleichrichter installiert ist. Der zweite Verbrauchszähler protokolliert den Gesamtstromverbrauch der Anlage.

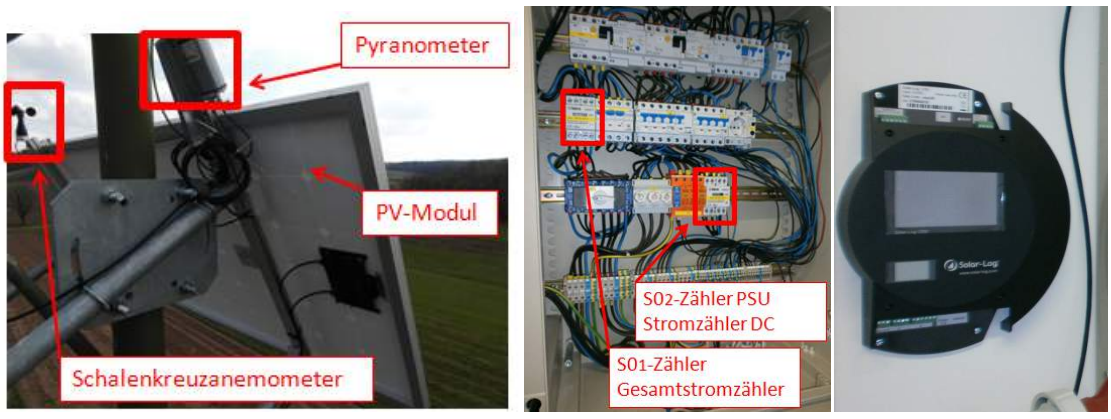


Abbildung 32: Messeinrichtungen Solar-Log - Wind- und Solareinstrahlungsmessgeräte an der Mastspitze (Links); Eigenverbrauchszähler im Verteiler (Mitte); Solar-Log 1200 (Rechts)

Des Weiteren werden die Wetterdaten an diesem Standort von einer Sensor-Box aufgezeichnet, welche mittels des Solar-Log ausgelesen werden. Die Windmessung erfolgt mit einem Schalenkreuzanemometer, die solare Einstrahlung mittels eines Strahlungspyranometers und die Umgebungstemperatur wir mit Hilfe eines PT1000 erhoben.

8.9.3 Teststandort Oberwart (A1)

Die nach Süden ausgerichtete und für den Einsatz einer Photovoltaikanlage geeignete Seite der Mastanlagen ist mit einer Aufstiegsleiter ausgestattet. Daher wurde für diesen Standort ein neu konzipiertes vertikales Montagesystem installiert, welches auch eine Montage auf jener Mastseite ermöglicht, auf der die Aufstiegsleiter situiert ist. Auf dem bestehenden Gittermast (37,25 m Höhe) werden an der Südseite, im Abschnitt zwischen 9,10 m und 22,5 m, acht Stück monokristalliner Photovoltaik-Module (je 250 Wp) mit einer im Projekt entwickelten Stahl-Montagekonstruktion situiert. Der Mobilfunkmast wurde mit der Anlagenleistung von 2 kWp ausgestattet. Die Photovoltaikpaneele werden vertikal positioniert und mit einer horizontalen Modulneigung von 30° ausgerichtet, siehe Abbildung 33.



Abbildung 33: Mobilfunkstation Oberwart

Die Anlagenleistung der Photovoltaikanlage richtete sich nach der Leistungsaufnahme der Mobilfunkstation. Diese wurde anhand der Datenblätter und der Auswertung des Datenübertragungsauslastung (Traffic) ermittelt. Die Verschaltung der Photovoltaikmodule erfolgte in zwei Strings zu je vier Modulen in Serie. Diese Strings wurden jeweils auf einen ELTEK DC/DC Wandler (Flatpack HE Solar) geschalten, welche mit einer maximalen Leistung von 1500 W limitiert sind. Die DC/DC Wandler sind mit einem MPP-Tracker ausgerüstet, welche eine maximale Energieausbeute im Teillastbereich gewährleisten. Die Einbindung der Photovoltaikanlage erfolgt über den Energy-Controller (ELTEK Smartpack 2 Controller). Von einer Integration eines intelligenten Managementsystems wurde für diesen Standort abgesehen, da die Photovoltaikanlage nahezu keine Energieüberschüsse produziert. Die Daten des ELTEK-Controllers werden lokal auf einem PC mittels eines Datenloggers gespeichert und über einen Remote-Zugriff ausgelesen. Die Datenerfassung reduziert sich auf die zur Verfügung gestellten Daten des ELTEK-Controllers.
Wie am Standort Kirchfidisch, werden auch bei diesem Standort die Gleichstromverbraucher (-48 V) mit der erzeugten Energie des PV-Generators versorgt. Es erfolgt keine Umwandlung von Gleich- auf Wechselspannung und somit keine Stromeinspeisung ins öffentliche Netz. Das Anlagen- und Messkonzept ist in Abbildung 34 dargestellt.

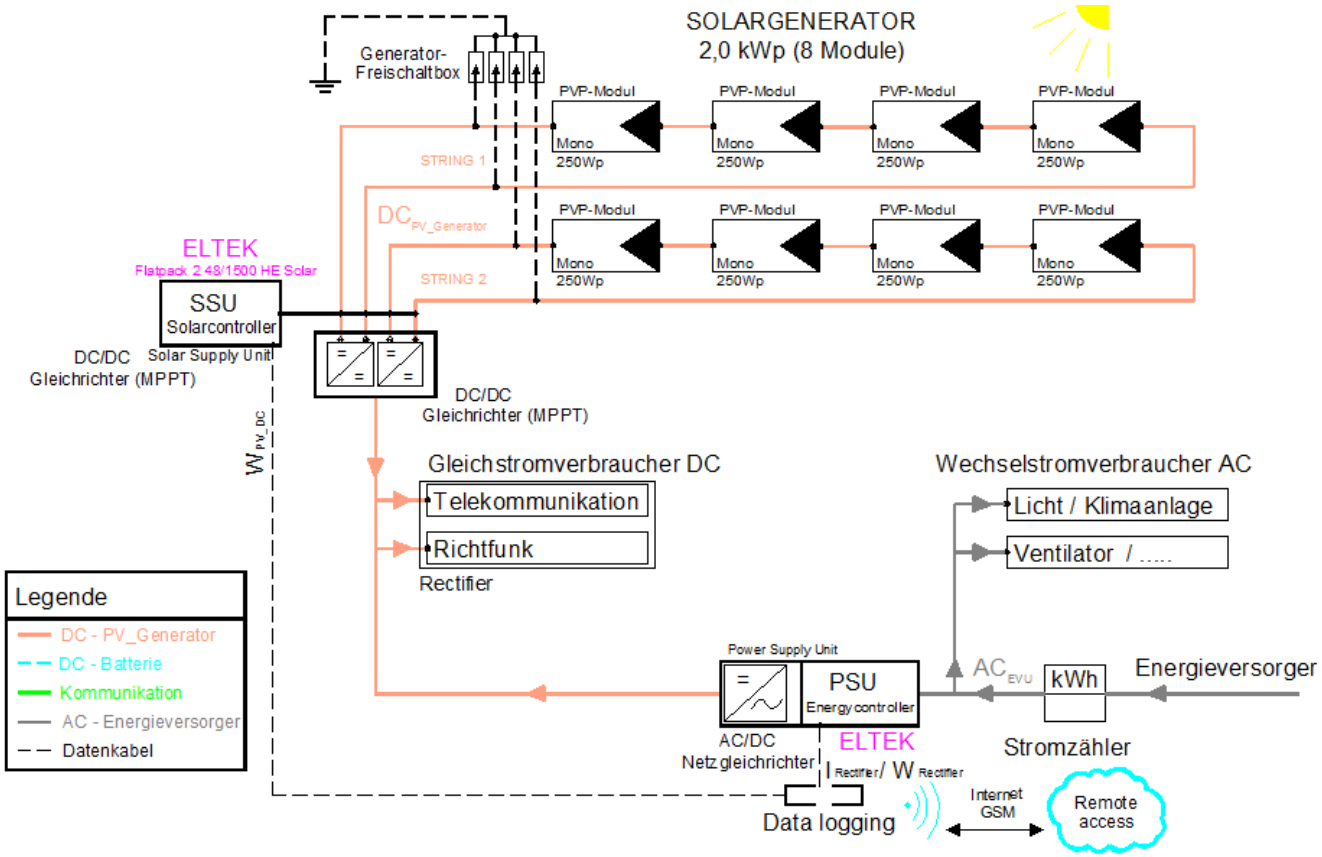


Abbildung 34: Anlagen- und Messkonzept Oberwart

In der ersten Testphase wurde das Betriebsverhalten des ELTEK-Controllers analysiert. Die erforderliche Startup-Voltage, bei welcher der Energy-Controller zu arbeiten beginnt, wurde in der ersten Testphase selten erreicht, daher erfolgte eine Adaptierung der Modulverschaltung. Für einen optimalen Betrieb des ELTEK-Controllers wurden in weiterer Folge sechs Photovoltaik-Module in Serie verschaltet und auf einen DC/DC-Wandler geführt. Da der verwendete DC/DC Wandler (Flatpack HE Solar) mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 1500W begrenzt ist, wurden die zwei restlichen Module nicht in die Anlage implementiert. Dadurch reduziert sich auch die Anlagenleistung der Photovoltaikanlage von 2 kWp auf 1,5 kWp, siehe Abbildung 35.

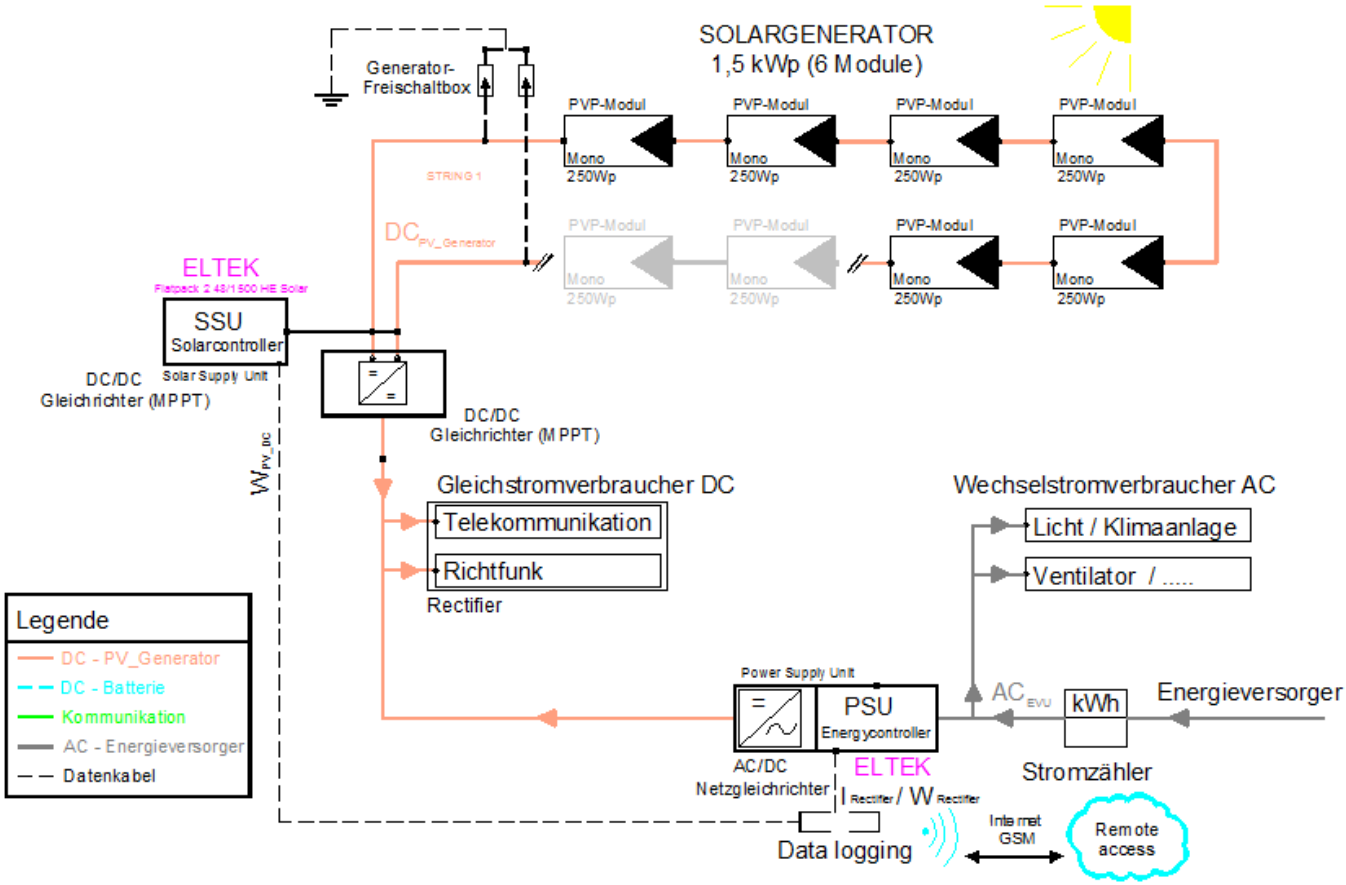


Abbildung 35: Anlagen- und Messkonzept Oberwart nach Adaptierung

8.9.4 Teststandort Zemendorf

Am Standort Zemendorf wird zusätzlich zu fünf PV-Modulen am Sendemast ein Kleinwindkraft-Generator installiert. Eine Korrektur des Azimuts (südliche Ausrichtung) der Module kann über eine unterschiedliche Länge der Stahlrohre des Montagesystems erreicht werden. Aufgrund des Wirkungsgrades der PV-Module wurden monokristalline Module mit einer Leistung von 300 Wp je Modul ausgewählt. Der Kleinwindkraft-Generator ist in Abbildung 36 dargestellt.



Abbildung 36: Kleinwindkraft-Generator in Zemendorf

Die Anlagenleistung der Photovoltaikanlage richtete sich nach der Leistungsaufnahme der Mobilfunkstation. Diese wurde bei einer Anlagenbegehung ermittelt. Die Verschaltung der Photovoltaikmodule in einem String, um die erforderliche Spannung des DC/DC Wandlers zu erreichen.Der String wird auf einen ELTEK DC/DC Wandler (Flatpack HE Solar) geschalten, welche mit einer maximalen Leistung von 1500 W limitiert ist. Der DC/DC Wandler ist mit einem MPP-Tracker ausgerüstet, welche eine maximale Energieausbeute im Teillastbereich gewährleistet. Die Einbindung der Photovoltaikanlage erfolgt über den Energy-Controller (ELTEK Smartpack 2 Controller). Der erzeugte Gleichstrom des PV-Generators wird nicht in Wechselstrom transformiert. Auf den Einbau eines eigenen Einspeisezählers wird verzichtet, da die Genehmigung für den Kleinwindkraft-Generator zeitlich beschränkt ist. Die vom Windgenerator erzeugte Energie wird mittels eines Dataloggers protokolliert. Die Daten des ELTEK-Controllers werden lokal auf einem PC mittels eines Datenloggers gespeichert und über einen Remote-Zugriff ausgelesen. Das Anlagen- und Messkonzept ist in Abbildung 37 dargestellt

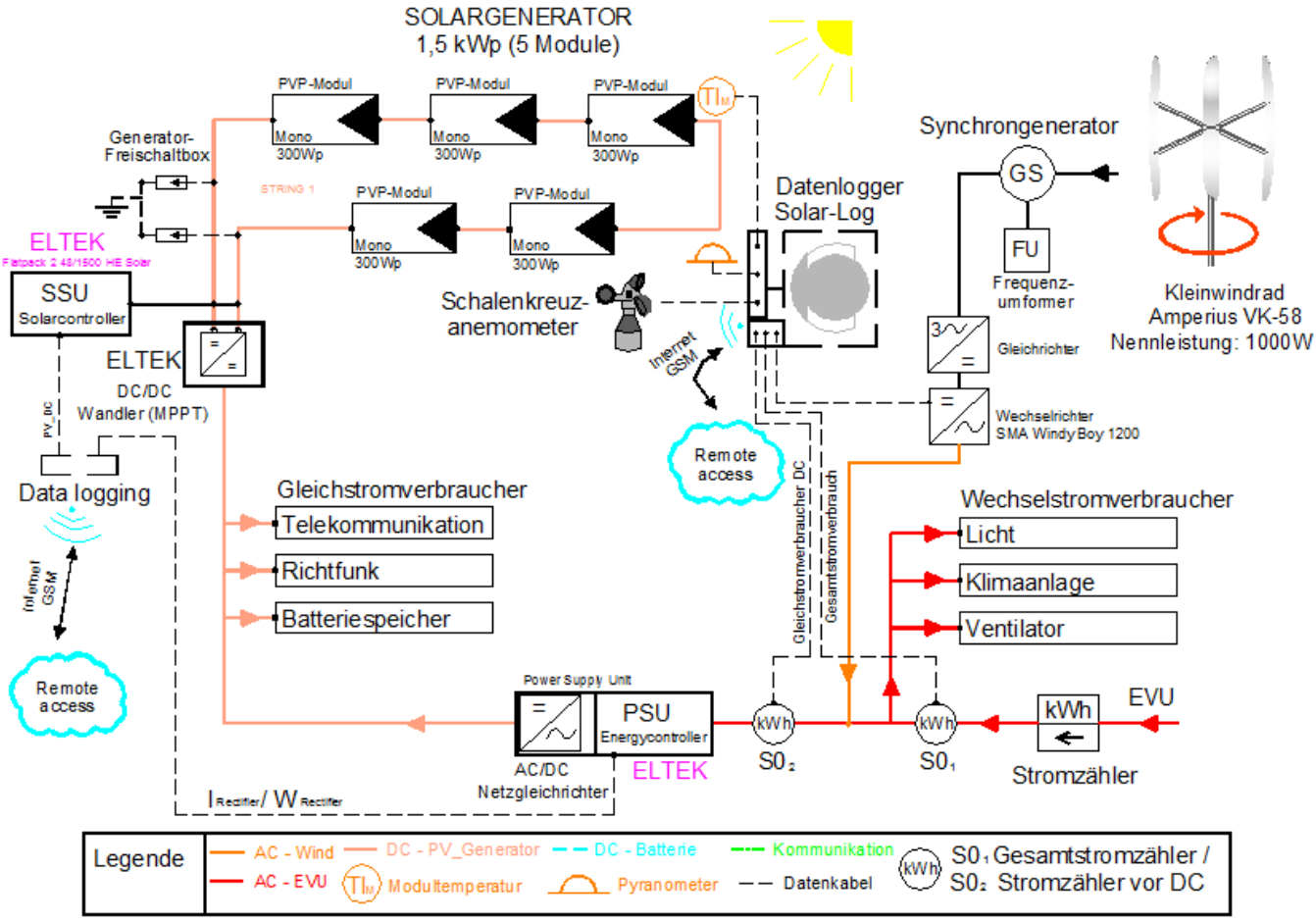


Abbildung 37: Anlagen- und Messkonzept Zemendorf

Die Verbrauchsdaten der Mobilfunkanlage werden vom Datenlogger Solar-Log protokolliert und aufgezeichnet, wie bereits in Abschnitt 8.9.2 für den Standort Kirchfidisch beschrieben wurde. Des Weiteren werden die Wetterdaten an diesem Standort von einer Sensor-Box aufgezeichnet, welche mittels des Solar-Log ausgelesen werden. Die Windmessung erfolgt zusätzlich mit einem Schalenkreuzanemometer, die solare Einstrahlung mittels eines Strahlungspyranometers und die Umgebungstemperatur durch einen PT1000.

8.10 Smart Controller (Energy Management Unit)

Der entwickelte Smart Controller (Energy Management Unit) erfüllt notwendige Organisationsaufgaben um einen deutlichen Mehrnutzen aus den Ökologisierungsmaßnahmen zu ziehen. Dies umfasst folgende Funktionen:

- Schutz vor Überladung durch Alternativenergiequellen
- Pufferung von Überschussenergie - Eigenverbrauchsoptimierung
- Kommunikationsbrücke bei kombinierten Systemen
- Batteriestatusüberwachung
- Batterielebensdauerverlängerung

8.10.1 Hardware

In der Evaluierungsphase wurden die wichtigsten Anforderungen an die Hardware Plattform für die Implementierung des Smart Controllers festgelegt. Um den Installationsaufwand gering zu halten wurde eine 19 Zoll Rackeinschub-Komponente selektiert. Diese kann, wie es bei Mobilfunksendeanlagen auch üblich ist, in breitere Racks mittels Adapterbleche oder in 19“ Racks direkt eingeschraubt werden.
Für die Steuerung der Komponenten steht ein Netzwerk Interface auf TC/IP Basis zur Verfügung. Über dieses können via Webinterface die Power Supply Units konfiguriert oder ausgelesen werden. Weitere Interfaces bzw. Protokolle wie RS232 oder RS485 sind seitens der Mobilfunkhersteller nicht dokumentiert und somit nur eingeschränkt verwendbar.
Ein Faktor für einen hohen Gesamtwirkungsgrad ist ein niederer Stromverbrauch des Controllers . Daher wurde eine Intel Atom Architektur ausgewählt.

8.10.2 Software

Die Firmware soll diverse Managementaufgaben über die Webinterfaces der Power Supply Units (PSU) vornehmen. Überlegungen eine proprietäre Software zu entwickeln sind aufgrund der nachstehenden Punkte wieder verworfen worden:

- Es muss ein Login mit Secure Handshake erfolgen, welches aufwendig in der Programmierung ist
- Das Webinterface kann mit Fehlern und abgelaufene Zertifikaten behaftet sein (wodurch der Login erschwert wird)
- Nach Firmwareupdates an den PSUs können größere Nacharbeiten erforderlich werden
- Es ist keine Visuelle Kontrolle des Ablaufes möglich
- Koplexe Vorgänge bei Wartungsarbeiten und Erweiterungen durch Dritte

Bezugnehmend auf die o.g. Nachteile , wurde daher die Software „WinAutomation“ ausgewählt. Bei „WinAutomation“ handelt es sich um eine Software die es ermöglicht, wie durch Aufzeichnen eines Makros, auch komplexe Vorgänge schnell und einfach zu automatisieren.
Ein wichtiger Teil bei der Etablierung von Automatisierungs- Vorgängen ist das zugehörige Error Handling. Trotz der einfachen Steuerung von automatisierten Abläufen kann es stets zu längeren Delays oder unerwartetem Verhalten kommen. Daher müssen alle implementierten Prozesse durch Rückmeldungen der GUI synchronisiert werden und Fehler oder unerwartetes Verhalten erkannt und behandelt werden. Dieser Schritt ist essentiell für die stabile Funktion der Software und auch die Funktion der gesamten Anlage.

8.10.3 Prozesse

Die Aufgaben wurden in mehrere teilweise unabhängige Prozesse unterteilt, die entweder zeitgesteuert oder aus einem anderen Prozess aufgerufen werden.

- PV-Power
- Rectifiers On
- Batterie Status
- Batterie Refresh
- Batterie Leerlaufspannung

Weitere Hilfsprozesse die nur dem Logging/Debugging oder der Stabilität und Prozesssteuerung bzw. Prozessüberwachung dienen, werden in diesem Dokument nicht näher erläutert. Auch Subprozesse für das Auslesen oder Setzen von Messwerten und Parametern sind nicht detailliert erklärt.
Die Nachfolgenden Flussdiagramme erklären den in „WinAutomation“ implementierten Ablauf und sind mit Fokus auf Verständlichkeit gezeichnet um die jeweiligen Vorgänge zu erläutern. Error Handling und Subprozesse sind bewusst nicht dargestellt um die Erläuterung einfach zu halten. Die tatsächliche Implementierung der Prozesse wurde exakt gemäß der dargestellten Flussdiagramme realisiert.

8.10.3.1 Photovoltaik Power Management

Der in Abbildung 38 dargestellte Prozess bildet den Kern der Steuerung. Er wird periodisch alle 5 Minuten gestartet. In der Nachtperiode (zwischen Stoppzeit und Startzeit) wird keine Aktion ausgeführt, bzw. nur das „1x pro Tag“ Hilfsflag zurückgesetzt und die Batterieladespannung auf den Nennwert zurückgesetzt.
In der Tagesperiode wird der Prozess herkömmlich ausgeführt. Die erste Ausführung am Tag hat dabei einen Sonderstatus. Hier wird geprüft, inwieweit es laut statistischer Vorhersage einen Energieüberschuss aufgrund der zu erwartenden Sonneneinstrahlung geben wird. Ist dies der Fall, so wird Anhand von wichtigen Randparametern die Entladezeit berechnet. Diese Randparameter sind:

- Aktueller Stromverbrauch
- Kapazität der Batterien
- Zu erwartende Überschussenergiemenge
- Mindeste Ausfallszeitreserve der Batterien
- Max. Entladedauer bis PV-Energie geliefert wird

Die Entladung wird mit einem Flag markiert. Danach werden die Rectifier auf einen niederen Spannungswert gesetzt. Dies bewirkt, dass wenn Probleme bei der neuerlichen Aktivierung der Rectifier auftreten sollten, die Anlage nicht ausfällt sondern mit verminderter Spannung weiter in Betrieb bleibt. In der Zwischenzeit wird der Anlagenstrom zur Gänze aus den Akkumulatoren bezogen. Das zurücksetzen auf Betriebsspannung erfolgt im nachfolgend beschriebenen Prozess „Rectifiers on“.
In Monaten wo keine Überschussenergie zu erwarten ist wird die Leerlaufspannung herabgesetzt, um eine Überladung der Batterien zu vermeiden.
In weiterer Folge wird die aktuelle Ladespannung überwacht um eine Überladung zu verhindern.
Nach Ablauf der Tageszeitperiode wird, wie eingangs in dieser Prozessbeschreibung erwähnt, die Batterieladespannung wieder auf den nominellen Wert zurückgesetzt.

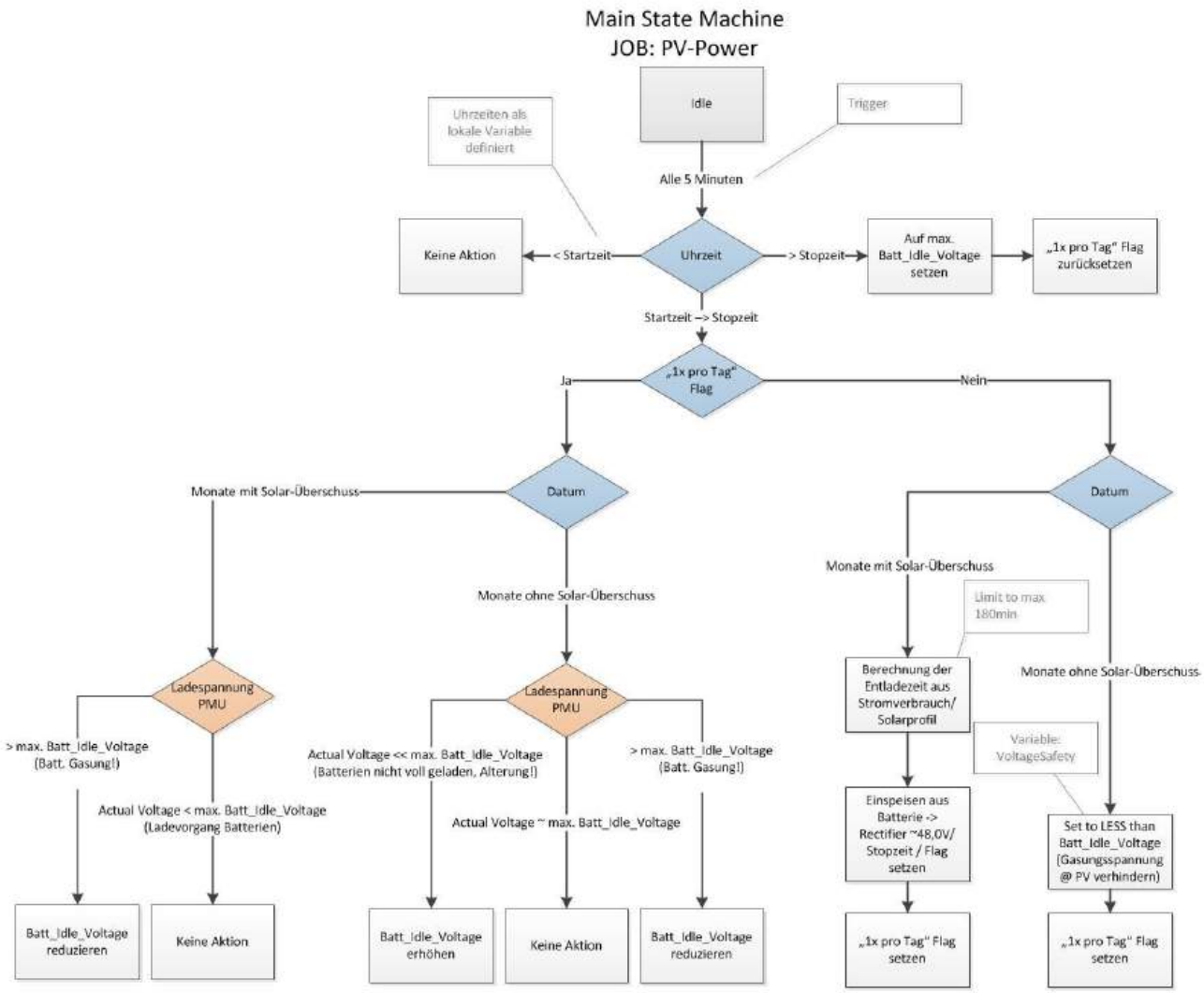


Abbildung 38: Flussdiagramm PV-Power Management

8.10.3.2 Rectifiers On

Dieser Job wird periodisch alle 3 Minuten ausgeführt. Eingangs wird sofort das Flag für Entladung geprüft. Wurde das Flag nicht gesetzt so wird der Prozess sofort wieder beendet. Dies verhindert ein Blockieren anderer Prozesse, wobei dies aufgrund des niederen Pollingintervalls erforderlich werden kann.

Ist das Entladeflag gesetzt, so wird geprüft inwieweit die Stoppzeit (Zeitstempel für das Entladeende vom vorangegangen Prozess „PV-Power“) bereits erreicht ist. Ist dies der Fall, so wird die die Spannung mittels eines Regelkreises auf die Erhaltungsladespannung gesetzt. Dadurch wird die Batterie von den Rectifiern im aktuellen Ladezustand gehalten und der Strom von den Rectifiern geliefert.

Im Anschluss werden die Flags und Zeitstempel wieder zurückgesetzt. Das Flussdiagramm ist in Abbildung 39 dargestellt.

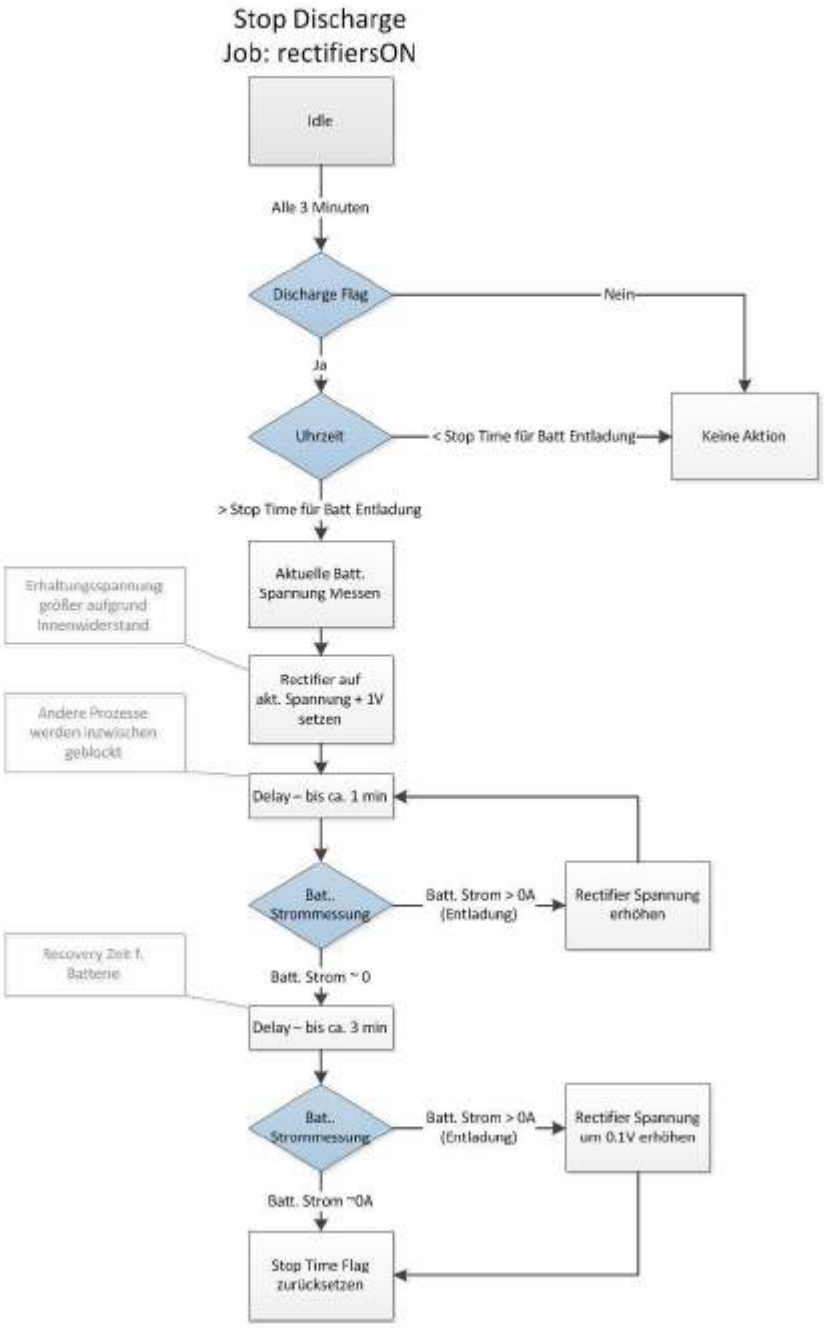


Abbildung 39: Flussdiagramm Rectifiers On

8.10.3.3 Batterie Management

Das Batteriemanagement besteht aus zwei Kernprozessen. Ein Prozess hat dabei die Aufgabe lediglich den Batteriestatus zu ermitteln, der zweite Prozess führt den tatsächlichen Refresh der Batterien aus.
Der Status der Batterien wird ermittelt indem die Batterien tiefentladen werden (ca. 1.8 V Zellenspannung) und die entnommene Energiemenge aufsummiert wird. Die Messung der Energiemenge erfolgt über laufende Beobachtung des aktuellen Anlagenstroms. Ist das untere Spannungslimit erreicht, so wird der Entladevorgang beendet, die Batterien wieder auf die nominelle Leerlaufspannung aufgeladen und der Refresh Prozess getriggert.

Der Refresh Prozess folgt am Abend nach einem Batterie Status Job. Dadurch wird sichergestellt dass die Batterien in einem definierten Zustand sind (vollgeladen). Nun wird für eine vordefinierte Zeitspanne eine Überspannung zur Desulfatierung angelegt. Dieser Prozess kann optional parametrisiert werden. Denkbar sind die Abhängigkeit der Triggerung von der vorhandenen Restkapazität oder auch eine dynamische Steuerung der Boostdauer als Funktion der Restkapazität. Das zugehörige Flussdiagramm ist in Abbildung 40 dargestellt.

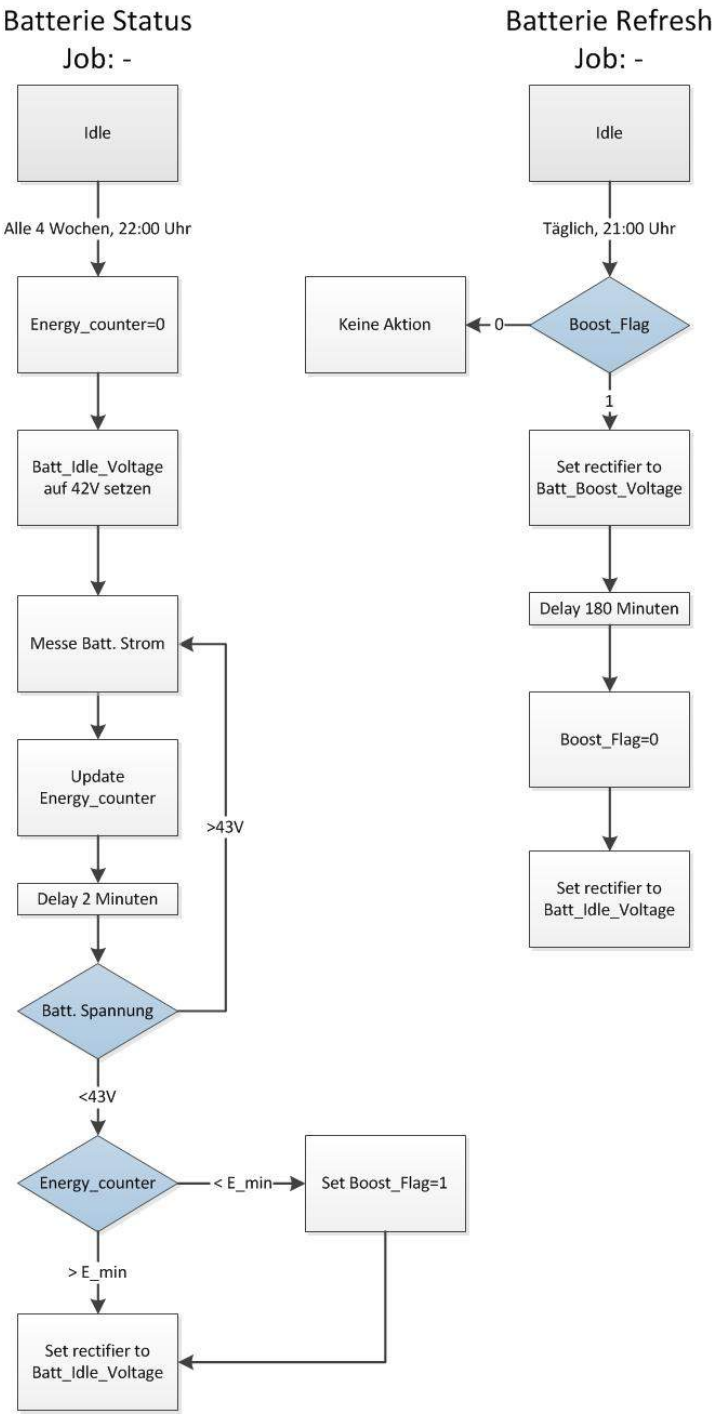


Abbildung 40: Flussdiagramm Batterie Management

8.10.3.4 Batterieleerlaufspannungsmessung

Die Messung der Leerlaufspannung wurde noch nicht implementiert. Dieser Prozess ist als weiterer Implementierungsvorschlag zu verstehen. Er bedingt allerdings einen Eingriff in die bestehende Hardware der Spannungsversorgung um Einzelspannungen messen zu können. Als Einzelspannungen werden die Leerlaufspannungen der Batterien verstanden (ca. 12-14 V), nicht die Zellen der Batterien (ca. 2 V). Um diese messen zu können müssen die Batterien von den Rectifiern getrennt werden. Dies ist mit der PSU Firmware meist machbar. Die Messung der einzelnen Batteriespannungen hingegen bedarf einer separaten I/O Einheit und Verkabelung.
Unter den oben genannten Voraussetzungen ist es möglich die Einzelspannungen zu eruieren und daraus eine neue Gesamtleerlaufspannung einzusetzen. Da keine aktive Symmetrierung vorhanden ist und der Aufwand sowohl technisch (Stromverbrauch, Platz, Störanfälligkeit, etc.) als auch finanziell hierfür nicht gerechtfertigt werden kann, muss die kleinste Einzelspannung für die Berechnung herangezogen werden. Diese errechnet sich als Produkt der kleinsten vorkommenden Einzelspannung mit der Anzahl der Batterien. Dadurch wird das Gasen der schwächsten Batterie vermieden, welches zu einer vorzeitigen und sehr raschen Alterung dieser führen würde und den Austausch des gesamten Batteriepaketes zur Folge hätte. Das Flussdiagramm ist in
Abbildung 41 dargestellt.

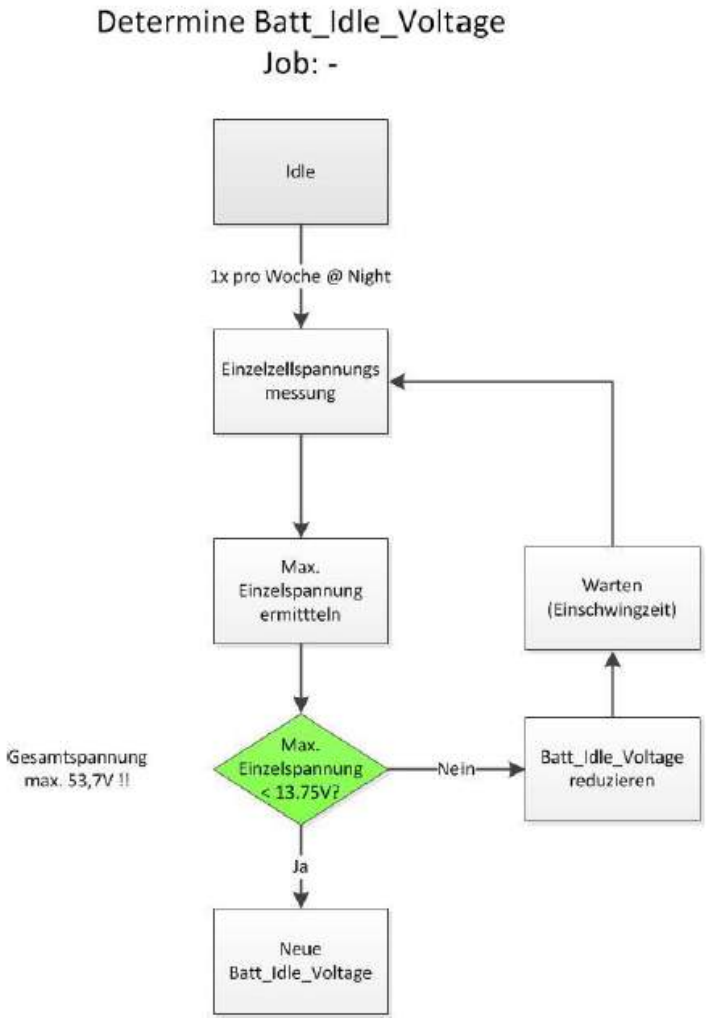


Abbildung 41: Flussdiagramm Batterieleerlaufspannungsmessung

9 Speicherbetrieb

Zielsetzung im Rahmen dieses Projekts ist die Charakterisierung der in Mobilfunkstationen zur Notstromversorgung verwendeten Speicherbatterien und die Erarbeitung von Möglichkeiten, deren Einsatzlebensdauer von den derzeit vorgesehenen drei Jahren signifikant zu verlängern. Zusätzlich soll die Möglichkeit der Integration dieser Batterien in komplexere Systeme zur Speicherung alternativ gewonnener elektrischer Energie beurteilt und entsprechende Schritte erarbeitet werden. Zusätzlich ist die Entwicklung spezifisch adaptierte Lade- bzw. Entladeroutinen angedacht, die eine bereits oben angesprochene Verlängerung der Lebensdauer ermöglichen.

Testbatterien:

Seitens der Mobilfunkbetreiber wurden zwei Sätze an Batterien zu Testzwecken zur Verfügung gestellt.

(1) 4 Stück Batterien 12 TD 100 F4 „Teledata“ der Fa. EnerSys (Reading, PA, USA); Nominalspannung: 12 V; Kapazität 100 Ah bei einer Entladerate von C/10 (Endspannung pro Zelle 1,80V) und 25°C bzw. 96 Ah bei einer Entladerate von C/8 (Endspannung pro Zelle 1,75 V) und 25°C.

(2) 4 Stück Batterien 12 UMTB 60 „Monolite“ der Fa. Fiamm (Niederlassung Bärenbatterie GmbH in Feistritz/Rosental, Knt, Austria); Nominalspannung 12 V, Kapazität 60 Ah bei einer Entladerate von C/10 und 20°C; positive Gitterplatte.

Bei den Batterien gemäß Punkt (1) handelt es sich um bereits teilweise im Testbetrieb einer Mobilfunkstation befindliche Produkte, die zusätzlich einige (undefinierte) Zeit ohne Ladespannung gelagert wurden.

Die Batterien gemäß Punkt (2) wurden noch keiner Belastung ausgesetzt, standen allerdings ebenfalls zumindest mehrere Wochen (undefiniert) ohne Ladeanschluss im Testbereich des Mobilfunk-Betreibers.

Bei beiden Batterietypen handelt es sich um VRLA Batterien, die speziell für den Einsatz in Mobilfunkstationen ausgelegt wurden. Sie basieren auf der AGM- Gas-Rekombination-Technik, die einen gasdichten Aufbau einer Bleibatterie und damit verbundene Wartungsfreiheit ermöglicht. Basis dafür ist die Verwendung von mit Schwefelsäure getränkten, mikroporösen Glasfaserseparatoren und eine spezielle Auslegung des Verhältnisses zwischen den aktiven Massen der positiven und der negativen Elektrode in der Batterie. Durch ein entsprechendes Massenverhältnis und Auslegung der Separatoren gelingt es, den bei der Ladung bzw. Überladung an den positiven Elektroden der Batterie entstehenden Sauerstoff an die negative Elektrode diffundieren und dort wieder reduzieren zu lassen, sodass in der Gesamtbetrachtung der Reaktionen kein Wasserverlust auftritt, die Batterien daher gasdicht (wartungsfrei) ausgeführt werden können. Zudem sind die Akkus auslaufsicher und 100% rezyklisierbar (bei Bleibatterien liegt die Rezyklisierungsrate bei über 98% und mehr als 65% des für die Herstellung neuer Batterien notwendigen Rohstoffs Blei ist rezyklisiertes Material).

Untersuchungs- und Charakterisierungsmethoden:

In der ersten Phase des Projekts werden vorerst nur zerstörungsfreie Methoden zur Charakterisierung der Batterien eingesetzt, insbesondere speziell adaptierte elektrochemische Messmethoden. Neben

einfachen Potential- bzw. Strommessungen werden verschiedene Varianten an Pulsverfahren und der elektrochemischen Impedanzspektroskopie angewandt.
Bei Pulsverfahren können sowohl der Lade-/Entlade-Strom als auch das Potential in unterschiedlichen Zeit-Größenordnungen variiert werden (Millisekunden bis Sekunden). Die jeweils andere Größe wird mit Hilfe eines geeigneten Registriergeräts gemessen. Bei der elektrochemischen Impedanzspektroskopie wird dem System am Ruhepotential der Batterie (kein Stromfluss über den äußeren Leiterkreis!) eine Wechselspannung kleiner Amplitude (< 15 mV) und definierter Frequenz überlagert. Durch Variation der Frequenz der überlagerten Wechselspannung über einen weiten Bereich (mehrere Zehnerpotenzen) wird eine Reihe von Wertepaaren für den realen und imaginären Anteil des komplexen Widerstands des Systems erhalten, deren Abhängigkeit von der Frequenz die Bestimmung wesentlicher Kenngrößen der Zelle bzw. der Batterie, wie Innerer Widerstand, Durchtrittswiderstand an den Elektroden, reale elektrochemisch wirksame Oberfläche des aktiven Materials und deren Veränderung in Abhängigkeit der Lebensdauer und Belastung der Zelle bzw. Batterie. Über die Bestimmung der Doppelschichtkapazitäten der negativen und positiven Platten und deren Veränderungen während der Lebensdauer einer Batterie gelingt es, Änderungen im Verhalten der Batterie bereits frühzeitig zu erfassen. Dadurch kann auch die Lebensdauer einer Batterie wesentlich präziser kontrolliert und damit auch besser genutzt werden. Geeignete Routinen wurden im Laufe des Projekts erarbeitet und in die Betriebssysteme inkooperiert. Dadurch wird auch eine Ferndiagnose des jeweiligen Systems ermöglicht.

Verwendete Geräte:
Jaissle Hochstrom-Potentiostat/Galvanostat mit Schrems – Datenerfassungseinheit
Digitalmultimeter Keithly; Zweikanalspeicheroszilloskop Textronix; Impedanzmeßplatz Zahner Elektrik mit Messwerterfassung;

Resultate Testbatterien und Diskussion
Bei allen 8 Batterien zeigte sich, dass bedingt durch die nicht definierte Lagerung ohne sogenannter Erhaltungsladung die Nennspannungen und Nennkapazitäten nicht mehr gegeben waren, bei zwei Batterien der Type (2) konnte auch durch aufwendige Ladeprozeduren der an anderen, in Betrieb befindlichen Batterien vorliegende Level der Spannung nicht erreicht werden, diese beiden Batterien erreichen selbst bei mehrmaligen speziell adaptierten Ladeprogrammen nur etwa 95% der Nennkapazität von 60 Ah.
Zwei Batterien des Typs (2) werden derzeit in einem längeren Testzyklus geprüft, wobei speziell die Bearbeitung des Problems mehrerer Tiefentladungen und die daraus resultierenden notwendigen Laderoutinen im Vordergrund steht.
Für die Bestimmung des Ladezustands der Batterie und auch für die Abschätzung der noch verfügbaren Einsatzdauer wurden und werden aktuell Pulsverfahren eingesetzt und optimiert. Bei Anlegen eines Potentialpulses in einem Bereich zwischen 15 und 25V (Pulslänge variabel zwischen wenigen Millisekunden bis zu mehreren 100 Millisekunden) wird kurzfristig ein Stromfluss durch die Batterie generiert, aus dessen Relaxationsverhalten (Änderung der Steilheit der Strom/Zeit-Kurve bei unterschiedlichen Wartezeiten nach dem Puls) ein Maß für die Qualität der Batterie ermittelt werden kann. Dafür sind allerdings noch entsprechende Eichmessungen an neuen oder gebrauchten Batterien

mit gut dokumentierter Geschichte notwendig, um ausreichendes Datenmaterial für eine fundierte statische Auswertung zur Verfügung zu haben.
Das Anlegen galvanostatischer Pulse ist ebenfalls ein hervorragend geeignetes Verfahren, um Doppelschichtkapazitäten und Lade-/Entladeverhalten zu charakterisieren. Der resultierende, transiente Spannungsverlauf wird mittels Messwerterfassungseinheit registriert und die Steilheit der Kurve „Potential gegen Zeit“ einer Messung in definierten Potentialbereichen oder auch Zeitbereichen gemessen. Diese Werte können dann für unterschiedliche Batterien, unterschiedliche Lade- und Entladezustände und Betriebsdauern verglichen werden. Durch Vergleichsmessungen an wirklich „neuen“ Batterien und an Batterien mit einer definierten Ladungsaufnahme können dann in weiterer Folge Aussagen über die noch zu erwartende Lebensdauer des jeweiligen Systems getroffen werden.
In den bisherigen Versuchen an jeweils zwei Batterien der Type (1) und (2) wurde versucht, die Batterien durch geeignete Laderoutinen auf einen vergleichbaren Ladezustand zu bringen und dann bei unterschiedlichen Entladeraten und definierten Zeitpunkten die Batterien durch Pulstechniken zu charakterisieren.
Als Entladeraten wurden die Werte C/10, C/5 und C/2,5 gewählt, und dann nach unterschiedlichen Zeiten der Ladestrom unterbrochen, ein Strom-Puls in doppelter oder dreifacher Höhe des Ladestroms angelegt und das Relaxationsverhalten der Klemmenspannung der Batterie gemessen. Als Ergebnis kann bereits nach den ersten Versuchen festgehalten werden, dass in Abhängigkeit vom Ladezustand die Steilheit der Potential/Zeit-Kurven sich verändert, und dass durch Messung des Anstiegs der Kurven bei definierten Zeiten nach dem Puls eine Korrelation dieser Werte zu den jeweiligen Ladezuständen gefunden wird. Weitere Versuche zur Erstellung einer Vergleichsmatrix, die dann als Basis für das zu integrierende Batteriemanagementsystem (BMS) eingesetzt werden kann, sind auch hier an „neuen“ bzw. an Batterien mit definierter Entladegeschichte notwendig. Zusätzlich werden ebenfalls als Basis für die Programmierung des BMSs Messungen an Einzelzellen durchgeführt, um das Problem der unterschiedlichen Qualität der Einzelzellen in einer Batterie zu vermeiden und einfachere statistische Zusammenhänge etablieren zu können.
Eine weitere Charakterisierung der Gesamtbatterien bei unterschiedlichen Ladezuständen erfolgte mittels Impedanzspektroskopie in einem Frequenzbereich zwischen 0.01 Hz und 100 kHz bei Amplituden der angelegten Wechselspannung zwischen 5 und 15 mV RMS. Die Bestimmung der Doppelschichtkapazitäten (DK) und deren Änderung während der Lade-/Entladevorgänge erfolgte bei jeweils 120 kHz. Es zeigte sich bereits nach den ersten Versuchen, dass hier ebenfalls eine gute Korrelation zwischen Ladezustand und DK besteht und diese für die Definition des Ladezustands über das BMS eingesetzt werden kann..

9.1 Charakterisierung und Beschreibung von Pb-Speicherbatterien für Telekommunikationsanlagen

Als Speicherbatterien für Telekommunikationsanlagen werden derzeit vor allem wartungsfreie Blei-Säure-Batterien mit einer Nennspannung von 12 V und Kapazitäten zwischen 55 Ah und 120 Ah eingesetzt.

Bei diesen wartungsfreien Zellen werden antimonfreie Gitter als Trägermaterial für die aktive Masse verwendet, um in Kombination mit speziell gefertigten und oberflächenbehandelten Glasvlies-Separatoren und Elektrolytkompositionen den Wasserverbrauch bei der Ladung und Selbstentladung der Zellen zu minimieren.

In den meisten Anlagen werden 4 Batterieblöcke zu jeweils 6 Zellen, somit insgesamt 24 Zellen als „back up“ Lösung verbaut.

Bei der Erhaltungsladung wird ein nominelles Potential von 2,27 V (bei 20°C) pro Zelle eingestellt (ein Potential von 54,48 V für die Gesamtanlage), bei einer Ausgleichsladung ein Potential von 2,45 V pro Zelle angestrebt (ein Potential von 58,8 V für die Gesamtanlage). Diese Ausgleichsladungen finden in definierten Zeitabständen nach Durchführung einer Teilentladung der Batterieblöcke statt, ohne den tatsächlichen Ladezustand der einzelnen Blöcke zu erheben. Berücksichtigt kann aufgrund der verwendeten Software und Schaltungsausführung nur das Potential der gesamten „back up“ – Anlage werden, das für die Festlegung des Endes der Teilentladung und der Erhaltungsladung herangezogen wird.

Die grundsätzlichen Funktionsprinzipien dieser Batterien zur Sicherstellung der Wartungsfreiheit können folgendermaßen zusammengefasst werden:

*) Die an der positiven Platte bei Überladung oder Selbstentladung (siehe Erläuterungen weiter unten) stattfindende Zersetzung von Wasser führt zur Entwicklung von Sauerstoff und Protonen (H_3O^+-Ionen).
*) Sauerstoff und die H_3O^+-Ionen diffundieren zur negativen Platte durch die entsprechenden Gas- und Flüssigkeitskanäle im Vlies-Separator.
*) An der negativen Platte werden die Sauerstoffmoleküle reduziert (siehe auch Erläuterungen weiter unten) und reagieren mit den H_3O^+-Ionen zu Wasser.
*) Die entstehenden Wassermoleküle diffundieren wieder durch den Separator zur positiven Platte und ergänzen dort die Wassermenge, die durch die Zersetzungsreaktionen verbraucht wurde.

Diese oben dargestellten Prozesse ermöglichen einen geschlossenen Sauerstoffkreislauf (im Englischen COC „closed oxygen cycle“) , wodurch der Wasserverlust während der Ladereaktionen und speziell bei Überladung weitgehend vermieden wird und die Batterien als wartungsfrei bezeichnet werden, wobei dies bedeutet, dass kein Wasser während des Betriebs nachgefüllt werden muss. Andere Wartungsarbeiten, wie Überprüfung des Ladezustands oder Reinigung der Pole bei Korrosion müssen sehr wohl in regelmäßigen Abständen erfolgen.

Zwei Prinzipien werden für einen optimalen Ablauf dieser Prozesse derzeit eingesetzt, die Verwendung von speziell präparierten, partiell hydrophilen Glasvlies-Separatoren, und /oder der Einsatz von gelierten Elektrolyten.
Für die hydrophilen Glasvlies-Separatoren werden Borosilikatglasfasern einer Länge zwischen 1-2 mm (Durchmesser zwischen 0.1 µm und 10 µm) und Polymerfasern (z.B. Polyäthylen oder Polypropylen) in einer Menge von etwa 15% als Bindematerial verwendet. Die Polymerfasern sichern eine partielle Hydrophobizität des Separators, wodurch die Gasdiffusion erleichtert wird.
In den Anfängen einer Batterieverwendung sind mehr als 93% der Poren des Separators mit Elektrolyt gefüllt, die restlichen Poren ermöglichen den Sauerstofftransport. Mit zunehmender Zyklenzahl verringert sich die Elektrolytsättigung des Separators, und die Effektivität der Sauerstoffreduktion nimmt zu.

Die zweite Möglichkeit, einen geschlossenen Sauerstoff-Kreislauf zu erreichen, besteht in der Verwendung eines gelierten Elektrolyten, wobei die Schwefelsäure mit Hilfe von nanoskaligen SiO_2 und TiO_2 Partikeln in Form eines tixotropen Gels immobilisiert wird. Übliche Polymerseparatoren, wie Polyethylen basierte, können verwendet werden. Zu Beginn des Betriebs einer Gel-Batterie liegt verhält sich die Batterie wie eine Standard-Batterie mit flüssiger Schwefelsäure. Wasserverlust führt zu einer Verringerung des Wassergehalts im Gel, dieses schrumpft und bildet Sprünge aus, in denen der an der positiven Platte gebildete Sauerstoff zur negativen Platte diffundieren kann und dort wieder reduziert wird.

In beiden Fällen bestimmt neben der grundsätzlichen Qualität der positiven und negativen Platte die Stabilität des Porensystems in den aktiven Massen und im Separator, im speziellen die Stabilität der Porengrößenverteilung, die Eigenschaften einer Batterie während ihrer Lebensdauer. Ändert sich das Porensystem im Separator während der zyklischen Belastung einer Batterie (erweitern sich z.B. die vertikal zur Separatoroberfläche angeordneten Poren , so kann Säure direkt durch den Separator transportiert werden, wodurch Säureschichtung auftritt und Korrosionsreaktionen die Gitterstruktur beschädigen), ändert sich auch das Diffusionsverhalten der Sauerstoffmoleküle und damit auch die Effizienz der Sauerstoffreduktionsreaktion. Bei einer Verringerung dieser Reaktion steigt der Wasserverbrauch und die lokale Konzentration der Schwefelsäure z.B. an den Gittern wird höher. Die Folge ist wieder erhöhte Gitterkorrosion, wodurch Lebensdauer und Kapazität der Batterie negativ beeinflusst werden.

Die Gasungsrate ist zudem deutlich von der Temperatur der Batterie abhängig. Temperaturerhöhung während des Ladevorgangs, bedingt durch das Erreichen eines hohen Ladezustands der positiven Platte und dem Einsetzen der Entwicklung von Sauerstoff und dessen Reduktion an der negativen Platte, führt bei unverändert konstanter Ladespannung zu einem weiteren Anstieg der Temperatur über die normale Betriebstemperatur einer Batterie von maximal 60°C hinaus und zu einer thermischen „Überbelastung“. Diese thermische Belastung beschleunigt die Zersetzung der organischen Expandermaterialien in der negativen Platte, die Gitterkorrosion in der positiven Platte und die

Verdunstung von Wasser aus der Zelle. Durch Batteriemonitoring und Änderung der Ladespannung ist solch eine thermische Überbelastung vermeidbar.

Die Sauerstoffreduktion an der geladenen negativen Platte trägt ebenfalls zur Temperaturerhöhung einer Batterie bei. Sie verläuft als exotherme Reaktion im sauren Milieu in zwei Stufen mit Wasserstoffperoxid als Zwischenprodukt nach folgendem Reaktionsschema:

$O_2 + 2\ H_3O^+ + 2\ e^- = H_2O_2 + 2\ H_2O$
$H_2O_2 + 2\ H_3O^+ + 2\ e^- = 4\ H_2O + 384\ kJ.mol^{-1}$

Die Bleioberfläche der negativen Platte fungiert als Elektronenquelle, das Endprodukt beider Reaktionen ist Wasser, welches durch den Separator zur positiven Platte diffundiert.

In einer weiteren Reaktion kann auch PbO als Zwischenprodukt auftreten, wobei die Reaktion ebenfalls exotherm getönt ist:

$Pb + O_2 + 2\ H_3O^+ + 2\ e^- = PbO + 4\ H_2O + 458\ kJ.mol^{-1}$.

Das gebildete PbO wird an der kathodisch polarisierten negativen Platte elektrochemisch zu Pb nach der folgenden Reaktion reduziert:

$PbO + 2\ H_3O^+ + 2\ e^- = Pb + 3\ H_2O$.

Zusätzlich kann auch $PbSO_4$ als Zwischenprodukt auftreten, da PbO mit Schwefelsäure an der Pb-Oberfläche reagieren kann. Dieses $PbSO_4$ kann dann wieder nach

$$PbSO_4 + 2\ H_3O^+ + 2\ e^- = Pb + H_2SO_4 + 2\ H_2O$$

elektrochemisch zu Pb reduziert werden.

Abhängig von der Ionenkonzentration in den Poren der negativen Platte, vom pH-Wert innerhalb der Pore, von der Temperatur und vom Druck der Gasphase dominiert einer der oben angegebenen Mechanismen.

Bedingt durch geringfügige Produktionsunterschiede in den Platten, aus denen die, die jeweilige Zelle bildenden Plattenstapel aufgebaut sind, ergeben sich meist bereits bei der Inbetriebnahme der „back up“ – Batterie deutliche Unterschiede in der Spannungslage der einzelnen 12 V Batterieblöcke. So können die Potentiale der 12 V Batterieblöcke (ohne Strombelastung = Ruhespannung) in einem Bereich zwischen 13,0 V und 14,4 V variieren. Grundsätzlich ist es dadurch notwendig, die einzelnen 12 V Batterieblöcke der „back-up“-Batterie auf ein vergleichbares Potentialniveau zu laden. Eine Kontrolle der während des Betriebs auftretenden tatsächlichen Potentiale ist aber derzeit nicht möglich.

Es ist evident, dass Unterschiede in der Ruhespannung von mehr als einem Volt zwar durch geeignete Ladeprozeduren ausgeglichen werden können, dass aber solch gravierende Unterschiede in der Potentiallage sich während eines Zyklusbetriebs auch verstärken können. Durch die unter Umständen deutlich eingeschränkte Ladbarkeit nur eines 12 V - Blocks der Batterie werden aber die Eigenschaften der Gesamtbatterie negativ beeinflusst. Die einzelnen 12 V – Batterien gehen dann während der Konstantstromladung zu unterschiedlichen Zeitpunkten in die Gasung (Entwicklung von Sauerstoff an den positiven Platten bzw. in geringer Menge Generierung von Wasserstoff an den negativen Platten), wobei durch die in unterschiedlicher Intensität ablaufenden Reaktionen der Sauerstoffreduktion und Rekombination verschiedene Wärmemengen und damit teilweise signifikant erhöhte Temperaturen für die Einzelzellen bzw. 12 V-Batterieblöcke generiert werden. Höhere Temperatur der Einzelzellen bzw. einer 12 V-Batterie begünstigt die Gasentwicklung, wodurch zusätzlich die Unterschiede in der Ladungsaufnahme verstärkt werden. Dies führt dann nach längerer Einsatzdauer (2 Jahre) zu Situationen, wo eine 12 V-Batterie nach einer durchgeführten Erhaltungsladung und einer einstündigen Relaxationszeit nur mehr ein Potential von 11,5 V erreicht. Ein Tausch dieser 12 V-Batterie ist dann nicht mehr vermeidbar.
Aufgrund der rigiden Vorgaben der Betreiber der Mobilfunkstationen muss aber dann die Gesamtbatterie gewechselt werden, obwohl es ausreichen würde, bei zeitgerecht individuell adaptierter Ladung des betreffenden 12 V-Blocks die für den Betrieb notwendigen Vorgaben weiterhin zu erfüllen.

Vom Betreiber werden dementsprechend Ausgleichsladungen zu definierten Zeitpunkten vorgegeben, wobei jeweils eine definierte Entladeprozedur vorab durchgeführt wird. Es ist aber hier zu berücksichtigen, wie oft und wie tief die Batterie im jeweiligen Betrieb der Mobilfunkstation bereits entladen wurde, bzw. ob durch Selbstentladung und Gitterkorrosion, z.B. durch erhöhte Temperatur, einzelne Zellen bzw. 12 V-Blöcke bereits irreversibel geschädigt („sulphatiert“) wurden.

Ein Monitoring dieser Effekte findet in den derzeit eingesetzten Software-Paketen nur indirekt statt, zumal es an den notwendigen Messdaten mangelt. So könnte allein schon eine höher empfindliche Potentialmessung (im Millivoltbereich) der einzelnen 12 V-Batterieblöcke über einen längeren Zeitraum hinweg wesentliche Beiträge zu einem verbesserten Monitoring der Gesamtbatterie ermöglichen. Durch Optimierung der Ladebedingungen für die einzelnen 12 V--Batterieblöcke ist eine signifikante Verlängerung der Nutzungsdauer über die derzeit vorgegebene Drei-Jahres-Spanne hinaus erreichbar.

Bei Nutzung der „backup“- Batterie als Speicherelement für alternativ gewonnene elektrische Energie (aus Solarzellen oder mit Hilfe eines Windrades, wie im Projekt umgesetzt) wird die Batterie häufiger einen Lade-/Entlade-Zyklus erleben, sodass ein effizientes Monitoring der 12 V-Batterieblöcke für die Sicherstellung der Einsatzbereitschaft der Gesamtbatterie als „backup“- Einheit für die Energieversorgung der Telekommunikationseinrichtung unbedingt erforderlich ist.
Dazu müssen „online“ Methoden zur Bestimmung der Ladezustände eingesetzt werden, die in die bestehenden softwarebasierten Betriebsprogramme integriert werden können.

9.2 Evaluierung von Methoden zur Bestimmung der jeweiligen Ladezustände von Einzelzellen und Batterieblöcken

Die üblicherweise zur Feststellung des Ladezustands einer Blei-Säure-Batterie eingesetzte Messung der Säuredichte, die digital mit modernen Messgeräten (hergestellt z.B. von der Firma Paar (Graz)) mit hoher Präzision erfolgen kann, ist für ein „online"-Monitoring leider nicht einsetzbar, da bei gasdicht geschlossenen Batterien eine zerstörungsfreie Messung nicht möglich ist. Für Testzwecke können die Einzelzellen einer Batterie angebohrt und die Säuredichten bestimmt werden. Damit kann die Aussagekraft von Potentialmessungen überprüft und validiert werden.

Um eine valide Information über die Ladezustände von Einzelzellen und 12 V-Batterieblöcken zu erhalten, wurden präzise Potentialmessungen mit einer hohen Reproduzierbarkeit durchgeführt. Diese Messungen erfolgten mit Hilfe eines Keithley 182 Sensitive Digital Voltmeter, wobei Messgenauigkeiten von besser als 0.1 mV möglich waren. Für jeden Messpunkt wurde jeweils das Mittel aus fünf Einzelmessungen, erhoben in einem Abstand von etwa 30 Sekunden, bestimmt. Die 12 V-Batterien wurden vor der Potentialmessung bis zu einem Potential von 14,70 V (nominell 2,45 V pro Zelle) mit einem Strom von C/10 geladen und anschließend für die Einstellung des OCV („open circuit potential", Ruhepotential) für 12 Stunden relaxieren gelassen. Die Messungen wurden bei einer Temperatur von 20°C durchgeführt. An einigen Batterieblöcken erfolgten auch Messungen bei 40°C, um die Effekte erhöhter Temperatur auf das Auseinanderdriften von Einzelzellen und auch von 12 V-Batterieblöcken festzustellen. In Tabelle 23 sind typische Potential-Messwerte für nominell identische 12 V-Batterieblöcke und für die beiden Randzellen der 12 V - Batterieblöcke (Zelle 1 beim positiven Pol, Zelle 6 beim negativen Pol, Kontaktierung an den Ableitungen des Plattenstapels erfolgte mit Hilfe eines Wolframstäbchens) zusammengefasst.

Tabelle 23: Zusammenstellung von Potentialmessungen für 12 V -Telekom-Batterien
(Messungen erfolgten bei 20°C , als Referenz wurde eine Hg/Hg_2SO_4/ges H_2SO_4-Elektrode verwendet. Alle Potentialangaben in V; 1.Spalte: Batteriepotential; 2.Spalte: Zellpotential Zelle 1 und Zelle 6; 3.Spalte: Potential der positiven Elektrode von Zelle 1; 4.Spalte: Potential der negativen Elektrode von Zelle 1).

	Batteriepot.	Zellpot 1//6	Potential +(Zelle 1)	Potential –(Zelle 1)
Telekom 1 (Produktion 07/2011)	12,6492	2,1017//2,1035	1,14883	0,95284
Telekom 2 (Produktion 04/2011)	12,66363	2,1071//2,1072	1,15249	0,95450
Telekom 3 (Produktion 02/2011)	12,64771	2,1041//2,1039	1,15168	0,95182
Telekom 4 (Produktion 03/2010)	12,35558	2,0526//2,0441	1,11521	0,93742
Telekom 5 (Produktion 01/2009)	12,14016	2,0302//2,0120	1,10187	0,92836
Telekom 6 (Produktion 02/2008)	12,01453	1,9936//1,9602	1,07599	0,91865
Telekom 7 (Produktion 02/2010)	12,52455	2,0903//2,0813	1,14053	0,94982
Telekom 8 (Produktion 02/2011)	12,60473	2,1003//2,0970	1,14772	0,95260
Telekom 9 (Produktion 02/2011)	12,62928	2,1036//2,1018	1,14887	0,95370
Telekom 10 (Produktion neu)	12,69482	2,1174//2,1167	1,15817	0,95931

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass in Abhängigkeit des Alters und der Zyklenbelastung der 12 V-Einzelbatterie die Gesamtspannung nach Ladung und 12 h Relaxationszeit geringer wird und die Differenz zwischen den Einzelzellen größer. Dieser Befund ist auch aus diversen Berichten der Hersteller bekannt und zeigt die Notwendigkeit auf, in festgelegten Zeitintervallen zumindest eine Teilentladung mit anschließender Ausgleichsladung durchzuführen.
Misst man die Potentiale in definierten Zeitabständen (z.B. alle 4 Stunden) mit ausreichender Genauigkeit, kann bereits in frühen Stadien der Zyklenlebensdauer ein Auseinanderdriften der Batterieeigenschaften festgestellt werden. Basierend auf Daten, die Korrelation zwischen Ladeprogramm und Batterieeigenschaften betreffend, kann dann ein blockspezifisches Ladeprogramm angewandt werden (Voraussetzung: individuelle Kontaktierung der Einzelblöcke), um die Qualität der Einzelblöcke der Gesamtbatterie zumindest für einen deutlich längeren Zeitraum als die bisher vorgesehenen drei Jahre vergleichbar zu erhalten.
Erhöhte Temperatur (40°C) beim Laden und während der Relaxationszeit verstärkt das Auseinanderdriften der Einzelzellen einer 12 V- Einzelbatterie. Dies gilt auch für nominell gleiche 12 V-Einzelblöcke, die zu einer Gesamtbatterie (bestehend aus 4 Batterieblöcken) zusammengeschalten werden. Potentialdifferenzen bis zu 70 mV, insbesondere an den älteren 12 V-Batterie-Einzelblöcken, wurden zwischen den beiden 2 V-Rand-Einzelzellen gemessen. Die Potentialdifferenzen zwischen nominell gleichen 12 V-Einzelblöcken bewegen sich je nach Alter und Belastung der 12 V-Batterien zwischen 40 mV und 140 mV. Potentialdifferenzen in dieser Größenordnung führen bei den derzeit seitens der Betreiber angewandten Ladeprozeduren zu einer Verringerung der Lebensdauer der Gesamtbatterie, da, wie schon erwähnt, nach mehreren Lade-/Entladezyklen keine gleichmäßige Ladung der Einzelblöcke erreicht werden kann.

Neben der Potentialmessung wurden auch Impedanzmessungen an 2V-Einzelzellen und 12 V-Batterieblöcken durchgeführt, dazu die folgenden Erläuterungen.

9.3 Beschreibung der Impedanzmessung an 2 V-Einzelzellen und 12 V-Batterien

9.3.1 Grundlegendes

Zur Messung der Impedanz einer elektrochemischen Zelle können grundsätzlich zwei verschiedene Varianten eingesetzt werden:

a) Anlegen eines definierten, periodisch modulierten Stromflusses und Messen des sich ergebenden Spannungsverlaufs. Mehrere Parameter können eingestellt werden, wie die Frequenz der angelegten sinusförmigen Stromanregung und die Anzahl der Perioden, über die für eine Messung gemittelt wird, die Amplitude des Anregungssignals, der durch die Zelle fließende „Grundstrom“ (Bias), die Stromrichtung (positive oder negative „Polarisierung“) und eine „Wobbelung“ des Anregungssignals.

b) Anlegen einer definierten, periodisch modulierten Wechselspannung und Messen des sich ergebenden Stromverlaufs. Mehrere Parameter können eingestellt werden, wie die Frequenz der angelegten sinusförmigen Spannung und Anzahl der Perioden, über die für eine Messung gemittelt wird, die Amplitude der Wechselspannung, und ein anodisches oder kathodisches Grundpotential (positive oder negative Grundpolarisierung). Zusätzlich kann eine „Wobbelung" der Wechselspannung sowohl hinsichtlich Amplitude als auch Frequenz in einem definierten Intervall um die definierten Fix-Werte erfolgen. Ebenso ist die Einstellung einer asymmetrischen Lage der anregenden Wechselspannung möglich.

Zusätzlich besteht in beiden Fällen die Möglichkeit, bei definierten Einzelfrequenzen des Anregungssignals zu messen (jeweils unterschiedliche Anzahl der Einzelfrequenzen pro Dekade im Bereich der niederen Frequenzen und bei höheren Frequenzen – bei der IM66 der Firma Zahner Elektrik liegt die Abgrenzung bei 66 Hz) oder eine Anregung der elektrochemischen Zelle mit einer Anzahl überlagerter Frequenzen (z.B. „weißes" oder „rosa" Rauschen) gleicher oder unterschiedlicher Amplitude. Die Auswertung erfolgt in diesem Messverfahren über eine Fourier-Transform – Analyse. Der Vorteil dieser Messvariante liegt darin, dass gleichzeitig mehrere Frequenzen an die Zelle angelegt werden und so z.B. dynamische Vorgänge leichter erfasst und analysiert werden können. Bei einigermaßen stabilen Systemen ist aber die Einzelfrequenzanregung vorzuziehen, da diese auch eine präzisere und reproduzierbarere Auswertung ermöglicht.

Gemessen kann sowohl in einer Zwei-Elektroden als auch Drei-Elektrodenanordnung unter Verwendung einer Referenzelektrode. Eine Zwei-Elektroden-Anordnung kann speziell für galvanostatische Messungen eingesetzt werden, wobei das Potential einer dieser Elektroden während der Impedanzmessung gegen eine Referenzelektrode kontinuierlich bestimmt werden kann. Bei dieser Art der Messung fließt kein Strom über die Referenzelektrode, daher ist eine hohe Qualität der Potentialmessung gesichert.

Die Drei-Elektrodentechnik (Arbeitselektrode, Gegenelektrode und Referenzelektrode) benötigt einen Potentiostaten und eine Operationsverstärkerschaltung, die eine Überlagerung der eingestellten Gleichspannung mit einer Wechselspannung (auch höherer Frequenz !) ermöglicht. Speziell bei höheren Frequenzen der angelegten Wechselspannung können hier Effekte der Messanordnung die Ergebnisse verfälschen. Kritisch müssen auch Effekte hinterfragt werden, die aufgrund eines nicht stabilen Systems auftreten („4.Quadrant-Verhalten") und die positive Werte für den imaginären Anteil der Gesamtimpedanz liefern. Messungen während eines Lade- / oder Entladevorgangs würden unter die Kategorie „Messung an einem instabilen System" fallen und benötigen für sinnvolle Ergebnisse spezielle Auswerteverfahren.

Die Auswertung - die Bestimmung der Gesamtimpedanz und des Phasenwinkels - erfolgt immer bei einer definierten Frequenz, sei sie jetzt als Messparameter eingestellt oder selektiert aus dem angelegten Rauschen.

Die sich ergebenden Werte werden dann gegen die Frequenz des Anregungssignals aufgetragen und bilden einen „BODE“-Plot.

In einer anderen Variante werden die für die jeweilige Frequenz des Anregungssignals errechneten Werte des Realteils und des Imaginärteils der Gesamtimpedanz gegeneinander aufgetragen, wobei meist die negativen Werte des Imaginärteils der Impedanz gegen die positiven Werte des Realteils dargestellt sind („Nyquist-Plot“ oder „Sluyters-Diagramm“). Diese Art der Darstellung ermöglicht unter der Annahme eines vereinfachten Reaktionsschemas (Ersatzschaltbild bestehend aus Elektrolytwiderstand, Durchtrittswiderstand und Doppelschichtkapazität parallel geschalten und in Serie zum Elektrolytwiderstand) eine rasche Abschätzung der jeweiligen Werte von Elektrolytwiderstand und Durchtrittswiderstand und ihrer Änderungen.

Der Elektrolytwiderstand, ein effektives Indiz für eine brauchbare Messung, kann dann direkt aus den Werten des Realteils der Impedanz bei hohen Frequenzen des Anregungssignals (Wechselstrom oder Wechselspannung) ermittelt werden (Betrag zwischen 0-Punkt und Schnittpunkt des Halbkreises mit der X- Achse - Realteil der Impedanz im Nyquist-Diagramm).
Der sich ergebende Wert bei einem weiteren Schnittpunkt der extrapolierten Nyquist-Kurve (meist ein „degenerierter“ Halbkreis !) mit der X-Achse ist ein Maß für den „Durchtrittswiderstand“, ein Maß für die energetische Situation der Reaktionskinetik der der Impedanzmessung zugrunde liegenden elektrochemischen Gesamtreaktion.

Im Falle einer Blei-Säure-Batterie ist dies die Reaktion Pb/Pb^{2+} oder die Reaktion Pb^{2+}/Pb^{4+}. Das Maximum in einer Nyquist-Darstellung ist ein direktes Maß für die in der Zelle vorliegende Kapazität der gemessenen Elektroden und damit für „elektrochemisch aktive Oberfläche“ der jeweiligen Messelektrode.

Für die Charakterisierung elektrochemischer Energiespeicher (Einzelzellen und Batterien) wird üblicherweise ein galvanostatisches Messverfahren und die Modulation eines anregenden Stromsignals eingesetzt, da in Zwei-Elektrodentechnik gemessen werden kann.

9.3.2 Parameter für Impedanzmessungen an Einzelzellen

Die Messungen (IM 66 Impedanzmeßplatz, Firma Zahner, D) erfolgten in galvanostatischer Anordnung direkt beim sich einstellenden Zellpotential bei angelegten Grundströmen unter 5 mA (meist 1 mA oder 2 mA; bei diesen geringen Strömen sind keine Änderungen der Platten während der Messzeit zu erwarten) und Stromamplitude zwischen 5 und 300 mA. Die positiven oder negativen Elektroden des Plattensatzes werden jeweils als „Counterelektrode“ (Gegenelektrode) geschalten, die jeweils anderen als Messelektroden (kontaktiert mit Wolframspitze). Als Frequenzbereich wurde ein Intervall zwischen 100 mHz (teilweise 1 Hz) bis 1000 Hz gewählt und jeweils 4 oder mehr Perioden des angelegten Wechselstroms für die Mittelung herangezogen. Für die Verbesserung der Reproduzierbarkeit können auch die Signale mehrerer Perioden gemittelt werden, dementsprechend verlängert sich bei der Messung im Niederfrequenzbereich die Messzeit.

9.3.3 Parameter für Impedanzmessungen an Batterien

Die Messungen wurden ebenfalls in galvanostatischer Messanordnung beim jeweiligen sich einstellenden Batteriepotential und bei Grundströmen über 5 mA, meist bei 10 mA oder 20 mA, mit Stromamplituden zwischen 10 und 500 mA durchgeführt. Die Elektroden wurden direkt am Pol mit Schrauben kontaktiert, wobei jeweils die Positive als Messelektrode und die Negative als Gegenelektrode geschalten. Gemessen wurde in einem Frequenzbereich von 100 mHz (in einigen Fällen 1 Hz) bis 1000 Hz, wobei jeweils über 4 oder mehr Perioden des angelegten Wechselstroms gemittelt wurde. Bei Frequenzen über 66 Hz erfolgte die Mittelung über zumindest 10 Perioden des sich ergebenden Spannungssignals und des anregenden Stromsignals. Die Darstellung kann als Bode-Plot (Gesamtimpedanz und Phasenwinkel gegen Frequenz) oder Nyquist-Plot (Realteil der Impedanz gegen Imaginärteil) erfolgen.

Als Beispiel ist in Abbildung 42 ein Nyquist-Plot für den Frequenzbereich 0.1 Hz bis 10 kHz bei einer Amplitude des angelegten Stroms von 500 mA dargestellt.

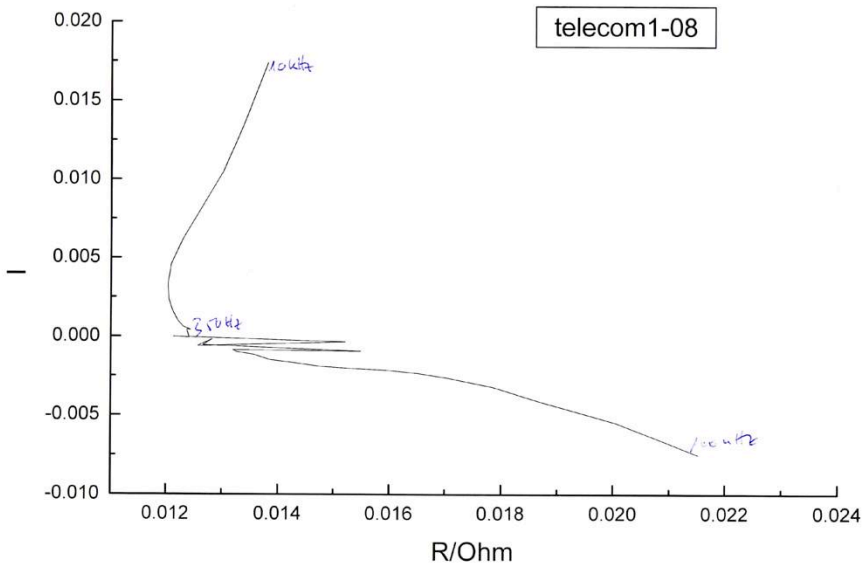


Abbildung 42: Nyquist-Plot einer 12 V-Batterie (Frequenzbereich 0.1Hz bis 10 kHz, 500A-Amplitude

Tabelle 24: Impedanzmessungen an 12 V-Batterien

Frequenzbereich 100 mHz bis 20 kHz, galvanostatisch in 2-Elektrodenanordnung, Messung des Batteriepotentials (Werte in Klammern in Spalte 1) am Beginn der Impedanzmessung; Stromamplitude: 200 mA; 4 Perioden bis 10 Hz, dann jeweils 10 Perioden bei höheren Frequenzen. Zusammengestellt sind die Ergebnisse der Pseudo-Durchtrittswiderstände und der Elektrolytwiderstände nach der Ladung mit C /10 und nach einer Relaxationszeit von 1h und 12 Stunden; Werte in mOhm.

	Messung 1h Relaxation		Messung 12h Relaxation		
	Pseudo RD [mOhm]	Elektrolyt [mOhm]	PseudoRD [mOhm]	Elektrolyt [mOhm]	100mHz [mOhm]
Telekom 1 (12, 6480 V)	23,9	10,7	24,6	10,8	24
Telekom 2 (12,6638 V)	17,8	9,4	20,25	11	28,5

Telekom 3 (12, 6465 V)	17,25	8,4	24,8	8,7	32,7
Telekom 4 (12, 3455 V)	36,9	12,8	38,6	13	46,9
Telekom 5 (12, 1400 V)	38,75	14,8	44,5	16	45
Telekom 6 (12, 0138 V)	51,7	15,24	53,9	16	48
Telekom 7 (12, 5201 V)	20,25	10,03	22,8	11,2	29
Telekom 8 (12, 6080 V)	22,8	10,62	23,5	11,3	31,5
Telekom 9 (12, 6180 V)	21,7	10,68	23	12,2	35,5
Telekom 10 (12, 6870 V)	17,4	9,95	20	10,1	22,8

Es zeigt sich, dass die Batterien bei mit einer neuen Batterie durgeführten Vergleich, geringerere Spannung (Ruhepotential) und deutlich höhere Pseudo-Durchtrittswiderstände aufweisen, die Elektrolytwiderstände aber nur geringfügig variieren. Die Werte für die Pseudo-Durchtrittswiderstände repräsentieren das Gesamtbatteriesystem mit den Widerständen des Separators, der aktiven Massen (abhängig u.a. von deren Porosität) und den Widerständen zwischen den Gittern und den aktiven Massen, die neben dem Widerstand der jeweiligen Durchtrittsreaktion (Pb/Pb^{2+} oder Pb^{2+}/Pb^{4+}) zur Gesamtimpedanz beitragen. Eine Impedanzmessung bei einer Frequenz oder mehreren ausgewählten Frequenzen ermöglicht durch Vergleich mit einer Standardmessung eine Bestimmung des jeweiligen Ladezustands und schafft die Basis für das Monitoring eines optimierten Ladevorgangs.

10.4 Grundlagen für die Optimierung von Ladeprozeduren für eine signifikante Verlängerung der Einsatzdauer bei gleichzeitig sichergestellter Betriebssicherheit

Ein Austausch des gesamten Batteriesatzes für eine Mobilfunksendeanlage erfolgt derzeit nur aufgrund der Einsatzdauer, aktuell im Durchschnitt nach drei bis vier Jahren. Es wird dabei nicht auf die tatsächliche Beschaffenheit der Batterie bzw. der einzelnen 12 V-Blöcke Rücksicht genommen, sodass auch noch gut funktionierende Batterien bzw. 12 V-Batterieblöcke getauscht werden.
Gelingt es, durch geeignete Ladeprozeduren die Qualität der Batterien auch bei längerer Einsatzdauer zu erhalten und dies auch zu messen, kann hier deutlich an Ressourcen gespart werden.
Als Beispiel sei hier eine optimierte Intervallladung der Batterien „Telekom 4“ bis „Telekom 6“ diskutiert.
Eine Ladung dieser Batterien (Spannungen unter 12,2 V vor der Intervallladung) mit einer kontinuierlich anliegenden Stromstärke bis zu einer definierten Endspannung (Laderegime, wie es derzeit in den Anlagen umgesetzt wird) führt meist zu frühzeitiger Gasung der positiven Platte und damit zum

Einsetzen einer starken Sauerstoffentwicklung, die wiederum eine verstärkte Sauerstoffreduktion an der negativen Platte notwendig macht. Damit verbunden ist, wie oben ausgeführt, aufgrund der Exothermie der ablaufenden Reaktionen, eine signifikante Temperaturerhöhung der Batterie. Durch eine Intervallladung - die Ladespannung wird für eine bestimmte Zeitspanne abgeschalten und das System kann relaxieren – kann der Zeitpunkt der Gasung (Sauerstoffentwicklung) zu deutlich höheren Ladezuständen verschoben und damit die Temperaturerhöhung weitgehend vermieden werden. Es wird eine ausgezeichnete Ladungsaufnahme, messbar durch signifikant höhere Batteriespannung nach einer Relaxationszeit, erreicht.

Tabelle 25: Widerstandswerte (in milliOhm) einiger Batterien nach Intervallladung (C/10 und jeweils 5 Minuten Pause nach 15 Minuten Ladezeit bis zu einer Batteriespannung von 13,65 V; die in Klammern angegebenen Potentiale sind die Werte nach einer Stunde Relaxation nach Abschalten des Ladestroms; die Werte in der dritten und vierten Spalte beziehen sich auf Messungen nach 12 h Relaxation – „open circuit“ – Situation; Messparameter wie für Tabelle 24). .

	Messung 1h Relaxation		Messung 12h Relaxation		
	Pseudo RD [mOhm]	Elektrolyt [mOhm]	PseudoRD [mOhm]	Elektrolyt [mOhm]	100mHz [mOhm]
Telekom 4 (12, 6485 V)	16,9	10,8	18,6	11	26,9
Telekom 5 (12, 6400 V)	18,3	11,8	21,5	13	25
Telekom 6 (12, 5838 V)	21,7	12,24	23,9	14	28

Es konnte weiters gezeigt werden, dass durch entsprechend modifizierte Intervallladung eine Steigerung der Batterieleistung erreicht wird und eine Anpassung der Eigenschaften von bereits ausgeschiedenen Batterien an die qualitativ noch entsprechenden Batterien erfolgt. Durch entsprechendes Monitoring der 12 V-Einzelbatterien einer Gesamtbatterie können deren Qualitäten – Ladezustand und Potentiallage nach einer Ausgleichsladung - laufend überprüft und die für eine Verlängerung der Lebensdauer notwendigen Laderoutinen gezielt durchgeführt werden.
Als Parameter für eine optimale Lade-Routine können die Länge der Pausen sowie die Höhe der angelegten Ströme modifiziert werden. Durch Messung der Änderung der Spannung nach dem Abschalten des Ladestroms in einem definierten Zeitintervall (d U/dt) können Einzelzellen und einzelne 12V-Batterien verglichen werden und die Effizienz der verschiedenen Laderoutinen überprüft werden. Die zusätzliche Messung des Impedanzverlaufs während der Ladung bzw. während der Relaxationszeit nach Abschalten des Ladestroms ermöglicht ebenfalls eine die geeignete Laderoutine ausgewählt und umgesetzt werden.

Eine weitere Messmöglichkeit besteht im Monitoring der dU/dt Werte bei kurzfristiger hoher Strombelastung der 12V-Batterien. Entladeraten in der Größenordnung zwischen 1C und 10C für wenige Sekunden und anschließendes Messen des Spannungsverlaufs erlauben ebenfalls eine Beurteilung der Batteriequalität und zudem eine Prognose der noch zu erwartenden Lebensdauer bei gleichbleibender Funktionalität. Die Integration der Messroutine erfordert neben einer schnellen und präzisen Messwerterfassung aber einen entsprechenden Eingriff in das Steuerungssystem der „backup"-Anlage.
Eine Integration des Monitorings der Batteriequalität über präzise Potentialmessung und eine Realisierung der Möglichkeit von spezifisch adaptierbarer Intervallladung in die bestehenden Softwarepackages für das Handling der Batteriepakete in den Mobilfunkstationen sowie die Möglichkeit des getrennten Ansteuerns der 12 V-Einzelbatterien sichert eine zumindest doppelte wenn nicht dreifache Lebensdauer der derzeit eingesetzten Batterien. Diese Vorgangsweise ist zudem von wesentlicher Bedeutung, wenn die Batterien als Speicher für alternativ gewonnene elektrische Energie verwendet werden sollen. Bei dieser Verwendung ist die Vermeidung von unkontrollierter Überladung der Batterien eine wesentliche Voraussetzung für eine längere Lebensdauer bei gleichzeitiger Zyklenstabilität.

10 Erprobung Anlagenkomponenten

10.1 Standortauswahl und Ausführungsvarianten

Der Einsatz von erneuerbaren Energietechnologien bei Mobilfunksendeanalgen ist eine komplexe Thematik, welche von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig ist. Die Anforderungen für die Installation einer Photovoltaikanlage an der Mastinfrastruktur sind diffiziler, als bei konventionellen Einsatzgebieten (Dachflächen, Freiflächen). Der Prioritätsschwerpunkt der einzelnen Parameter ist für jeden Anlagenstandort spezifisch und stets neu zu definieren. Für die Standortauswahl wurden die nachfolgende Faktoren näher betrachtet:

- Anlagenstandort
  Aufgrund der reputierlichen Höhe einer stationären Mastanlage werden diese primär außerhalb von Orts- bzw. Stadtgebieten bzw. an exponierten Lagen situiert. Die Lage der jeweiligen Mobilfunkanlagen orientiert sich an der Position und Antennenausrichtung der benachbarten Stationen, wodurch von einer stets unterschiedlichen räumlichen Ausrichtung der Mastholme auszugehen ist. Auch die relevanten Umgebungsbedingungen (Beschattung) und die Himmelsrichtung (Azimutwinkel), als auch die Montageposition der Mastaufstiegsleiter stellen bezugnehmend auf die potentiellen Montagemöglichkeiten für Photovoltaik-Module oder eines Kleinwindkraftrades, jeweils standortspezifisch neu zu evaluierende Parameter dar.

- Mobilfunkmasttype
  Bei der Auswahl der verschiedenen Masttypen (Schleuderbeton, Gittermast Hohlrohr, Gittermast Vollstahl) wurde das Hauptaugenmerk vor allem auf Stahlrohrgittermasten gelegt. Der Rohrgittermast ist in Österreich die meist verbreitete Masttype und ermöglicht eine einfachere Montage der Befestigungskonstruktion für Photovoltaik-Module. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Antennenbelegung von Mobilfunkanlagen und etwaige bereits deklarierte Reserven für neue

Antennen, da diese einen direkten Einfluss auf die Tragfähigkeit bzw. die Statik des Mobilfunkmasten haben.

- Stromversorgungskonzept
  Die technische Infrastruktur stellt ein wesentliches Kriterium für die Konzeptionierung des Energiemanagement-Systems dar. Die Ausführung der Stromversorgung der Anlagen erfolgt je nach Anforderung als Outdoor-(Verteilerkasten) oder Indooranlage (Container). Dabei sind Containeranlagen zu präferieren, da bei Indooranlagen wesentlich mehr Technikflächen und Einbaureserven für den Ausbau des technischen Equipments (Controller, Wechselrichter, etc.) zur Verfügung stehen.

Die Auswahlkriterien wurden für die relevanten Standorte in einer Tabelle zusammengefasst und analysiert, gemäß Tabelle 26. Gemeinsam mit den projektunterstützenden Betreiberfirmen T-Mobile Austria GmbH und der A1 Telekom Austria AG wurden drei Standorte für eine praktische Umsetzung selektiert. Die Erprobung der Anlagenökologisierung wurde an den T-Mobile Austria Standorten Zemendorf und Kirchfidisch sowie am A1-Standort in Oberwart realisiert. Die Selektion der Teststandorte reduzierte sich auf Mobilfunkanlagen mit einem Container im Burgenland, welcher die elektronischen Bauteile vor Witterungseinflüssen schützt und für durchgeführte Erprobungs- und Messreihen entsprechende Vorteile bietet. An den drei ausgewählten Mobilfunkstandorten wurden unterschiedliche Energietechnologien kombiniert und unterschiedliche Konzepte (Energiemanagement) erarbeitet.

Tabelle 26 Standortauswahl für die Erprobung der Anlagenkomponenten

	Technische Infrastruktur			Mast			Standortdaten		
Standort	Indoor	100m Abstand zu beb. Geb.	Lage/ Zugang	Masttype	Antenne	Masthöhe	Lage Aufstiegs-leiter	Ausrichtung potent. Mastseite	Beschattung
Ehrenschachen	x	x	Umzäunung	Stahlrohr-gittermast	2-Antennen	27m	Nord / Ost	Süd	nein
Zemendorf	x	x	Umzäunung	Rohrgittermast	2-Antennen GSM 4xRichtfunk	36m	Nord / Ost	Süd / Ost	gering
Parndorf	x	x	Umzäunung	Rohrgittermast	4xGSM	36m	Nord	Süd / Ost Süd / West	gering
Schattendorf	x	x	Umzäunung	Rohrgittermast	3xAntenne - 1x Richtfunk	40m	Süd / West	Süd / Ost	gering
Kirchfidisch	x	x	Umzäunung	Gittermast Hohlrohr	2xAntenne 2xRichtfunk	24m	West	Süd / Ost	nein
Oberwart	x	x	Umzäunung	Gittermast	3xAntenne 2xRichtfunk	37m	Süd	Süd	nein
Stegersbach	x	Nein	Frei	Rohrgittermast	7xAntenne - 5x Richtfunk	30m	Nord/West	Süd/West	gering
St.Michael	x	Nein	Frei	Stahlgittermast	3xAntenne - 2x Richtfunk	36m	Süd	Süd	gering
Bad Tatzmannsdorf	x	x	Frei	Gittermast	3xAntenne - 1x Richtfunk	36m	Süd	Süd	hoch

Basierend auf die Erkenntnisse der Standortauswahl und der unterschiedlichen vorherrschenden Rahmenbedingungen wurden für die selektierten Teststandorte die nachstehenden Ausführungsvarianten entwickelt, welche an die örtlichen Gegebenheiten angepasst wurden.

- Horizontales Mast-Montagesystem für Photovoltaikanlagen
  Die Anwendung eines solchen Montagesystems wurde bereits im Vorfeld im Rahmen einer einzelnen Feldversuchsanlage erprobt. Diese Montagekonstruktion ist in der Umsetzung sehr flexibel konzipiert, um geringere Abweichung von Süden zu kompensieren und dadurch optimale Solarerträge zu erzielen.
  Auf dem bestehenden Rohrgittermast werden dabei an der nach Süden orientierten Mastseite die entwickelten Befestigungsvorrichtungen für Photovoltaik-Module (Stahlkonstruktion) montiert. Der Mobilfunkmast wird grundsätzlich mit der maximal möglichen Modulbelegung ausgestattet, wie in Abbildung 43 (links) dargestellt. Die Photovoltaik-Paneele werden horizontal positioniert und nach Süden ausgerichtet. Die vertikale Modulneigung wird mit 30° ausgeführt.

- Vertikales Mast-Montagesystem für Photovoltaikanlagen
  Für Wartungs- und Montagearbeiten ist bei jedem Mobilfunkmasten an einer der Mastseiten eine Aufstiegsleiter angeordnet, welche einen problemlosen Auf- und Abstieg der Monteure bei Montage- und Wartungsarbeiten gewährleisten soll. Daraus lässt sich ableiten, dass südorientierte Mastseiten mit einer Aufstiegsleiter für die Montage von Photovoltaikmodulen nicht geeignet sind.
  Aufgrund der großen Anzahl von Mobilfunkstationen mit Aufstiegsleitern auf der Südseite (siehe Abbildung 43) wurde ein vertikales Montagesystem entwickelt, welches auch die Montage von Photovoltaikpaneelen auf Mastseiten mit einer Aufstiegsleiter ermöglicht, wie in Abbildung 43 (Mitte) veranschaulicht. Die Module werden bei dieser Montagevariante links und rechts neben der Aufstiegsleiter positioniert, wodurch ein barrierefreier Zugang für Wartungsarbeiten gewährleistet wird.

- Kleinwindkraftanlage
  Sende- und Empfangsstation bieten aufgrund ihrer Masthöhe grundsätzlich günstige Voraussetzung für die Anbringung von Kleinwindkraftanlagen. Diese Energieerzeuger bilden in der Regel eine optimale Ergänzung zur Photovoltaiktechnologie an Standorten mit hohen Windgeschwindigkeiten.
  Aus statischen Aspekten ist es günstig, wenn durch die angedachte Windkraftanlage am Mast eine symmetrische Belastung hervorgerufen wird. Es ist somit zielführend das Kleinwindkraftrad direkt an der Mastspitze zu situieren. Basierend auf diesen Sachverhalt sind für den gegenständlichen Anwendungsfall Kleinwindkraftanlagen mit einer vertikalen Drehachse zu präferieren.

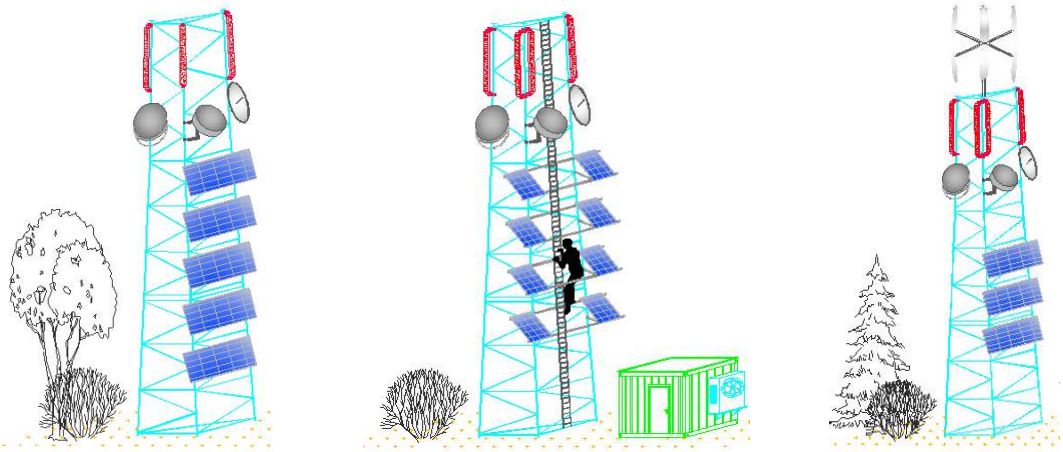


Abbildung 43 Ausführungskonzepte für erneuerbare Energien am Mobilfunkmasten - Horizontales Montagesystem (Links); Vertikales Montagesystem (Mitte); Kombination Kleinwindrad und Photovoltaik (Rechts)

Bei allen genannten Ausführungsvarianten sind stets Reserveflächen für die Belegung der Mobilfunkmasten mit weiteren Antennen zu berücksichtigen. Es wurden im Rahmen der Standortauswahl auch die Technikcontainer als Belegungsfläche für Photovoltaikmodule analysiert. Auf den Dachflächen der Container wurden Verschattungsmessung durchgeführt und ausgewertet. Das Ergebnis der Verschattungsmessung am Containerdach ist in Abbildung 44 dargestellt und widerspiegelt auch die Verschattungssituation an den anderen beiden Teststandorten.

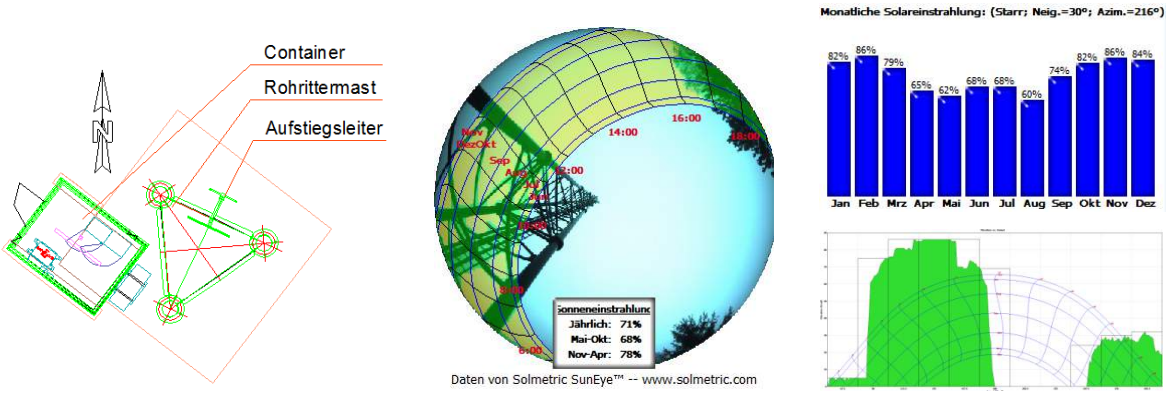


Abbildung 44 - Auswertung Verschattungssituation Standort Zemendorf - Sonneneinstrahlung und Hinderniselevation

Aufgrund der geringen Bauhöhe der Container spielt die Verschattung durch die Umgebung (Waldflächen, Nachbargebäude, etc.) eine essentielle Rolle. Des Weiteren wirkt sich die unmittelbare Nähe und die meistens ungünstige Ausrichtung des Containers zum Mobilfunkmast negativ auf die Verschattungssituation aus. Bei der Errichtung von neuen Sende- und Empfangsstationen könnten diese Kriterien bereits berücksichtigt werden.

Ein Montagekonzept für die Installation von Modulen am Technikcontainer wurde in diesem Zusammenhang nicht detailliert ausgearbeitet, da die geeigneten Montageflächen und die ungünstigste Verschattungssituation nur limitierte Potentiale für die Situierung von Photovoltaik-Modulen repräsentiert.

10.2 Energiemanagementkonzept Mobilfunkstationen

Die Stromversorgung von Mobilfunkstationen in Österreich erfolgt über das öffentliche Stromnetz. Das Anlagenschaltkonzept gliedert sich dabei in eine Wechsel- und Gleichstromseite. Die Wechselstromseite versorgt primär Anlagenteile bzw. Komponenten, welche für die Infrastruktur essentiell sind wie z.B. Klimaanlage, Lüftungsanlage, Licht, Alarmverteiler. Das technische Equipment für die Kommunikation (GSM, UMTS, LTE) und Datenübertragung wird von der 48V-Gleichstromseite versorgt. Diese Betriebsspannung wird von der Rectifier bzw. den Netzgleichrichter bereitgestellt, welche den netzkonformen Wechselstrom in Gleichstrom umwandelt. Des Weiteren sind Akkumulatoren als Back-Up System in stationären Sende- und Empfangsanlagen installiert, welche bei Netzausfall die Stromversorgung temporär übernehmen.

Die entwickelten Konzepte basieren auf dem Prinzip der Direktversorgung entsprechend der Abbildung 45. Es werden die Verbraucher auf der Gleich- und Wechselstromseite (Telekommunikation, Richtfunk, Batteriesystem) direkt mit Gleich- und Wechselstrom von der Photovoltaikanlage und der Kleinwindkraftanlage versorgt.

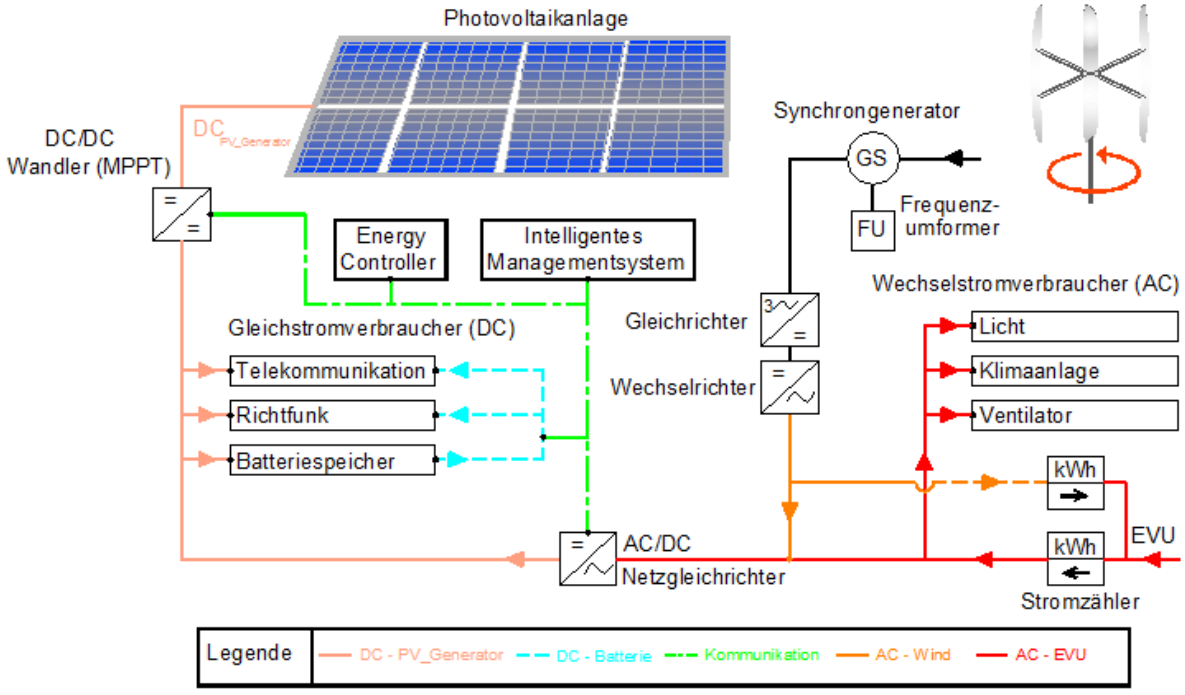


Abbildung 45 - Funktionsschema - Ökologisierung von Mobilfunkstationen

Das entwickelte, intelligente Speicher- und Verbrauchermanagementsystem koordiniert die bereitgestellte Energie mit dem aktuellen Verbrauchsprofil der Anlagen. Basierend auf die selektierten Teststandorte zur Erprobung der Anlagenkomponenten wurden die nachstehenden Kompontenen-Kombinationen für den Testbetrieb selektiert:

- Horizontales Montagesystem | Photovoltaik-Anlage ohne Wechselrichter | Intelligentes Managementsystem mit Batterierefreshingprozess
- Vertikales Montagesystem | Photovoltaik-Anlage ohne Wechselrichter zur Eigenstromnutzung
- Horizontales Montagesystem | Photovoltaik-Anlage ohne Wechselrichter | Kleinwindkraftanlage

10.3 Anlagenerprobung

Der Einsatz der Photovoltaik zur regenerativen Stromerzeugung bildet die Grundlage der Energiekonzepte. Des Weiteren wurden die Entwicklungsschwerpunkte bei den einzelnen Varianten für das intelligente Energiemanagementsystem und dem Batteriespeichermanagement festgelegt. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Anlagenkonzepte für die einzelnen Teststandorte näher erläutert.

10.3.1 Kirchfidisch (T-Mobile Austria)

Dieser Mobilfunkstandort befindet sich im Südburgenland und wurde vom Mobilfunkbetreiber T-Mobile Austria realisiert. Als Montagevariante wurde die entwickelte Befestigungsvorrichtung für Photovoltaik-Module (Stahlkonstruktion) am Rohrgittermast ausgeführt. Die Mastanlage wurde mit der maximalen möglichen Anzahl an Photovoltaik-Modulen (5 monokristalline Module mit je 300Wp Modulnennleistung) bedient, wie in Abbildung 46 dargestellt. Die Anzahl der Module wurde basierend auf die durchgeführte Statikberechnung für den Gittermasten ermittelt, welche maßgebend für die Belegung des Masten ist.
Die Positionierung der Photovoltaikelemente erfolgte horizontal und mit einer vertikalen Modulneigung von 30° ausgeführt. Durch die unterschiedliche Länge der Ausleger (Rundstahlrohre) der Montagekonsole konnten geringe Abweichungen der Mastanlagen gegenüber Süden (30°) kompensiert werden.

Hinsichtlich der Realisierung war basierend auf eine erfolgreiche Betriebsgenehmigung eine umfassende Vorbereitungsphase essentiell, um die unterschiedlichen Beteiligten (Schlosser, Elektriker, Statiker, Systemtechniklieferant (Huawei), Mobilfunkbetreiber) zu koordinieren. Im Zuge der Montagearbeiten wurden auch die Messgeräte (Pyranometer, Schalenkreuzanemometer, Umgebungstemperatursensor PT1000) installiert. Die Implementierung der Module in das Stromversorgungssystem der Sendeanlage erfolgte in Kombination mit einer Huawei Solar-Supply-Unit (SSU), welche in die bestehenden Energieversorgungseinheit (Huawei) eingebunden wurde. Die „richtige“ Dimensionierung der Photovoltaikanlage stellt bezugnehmend auf die zu berücksichtigenden Parameter wie Statik, Verbrauchsverhalten der Anlage (Lastprofil) und richtige Modulverschaltung, eine große Herausforderung dar. Für die Datenauswertung und die Steuerung der Energieflüsse mittels eines intelligenten Managementsystems wurde ein entsprechendes Datenloggingsystem ausgeführt. Des Weiteren wurde eine externe Datenanbindung für den Standort realisiert, um einen Fernzugriff auf die Messdaten und die Parametrierung zu ermöglichen.

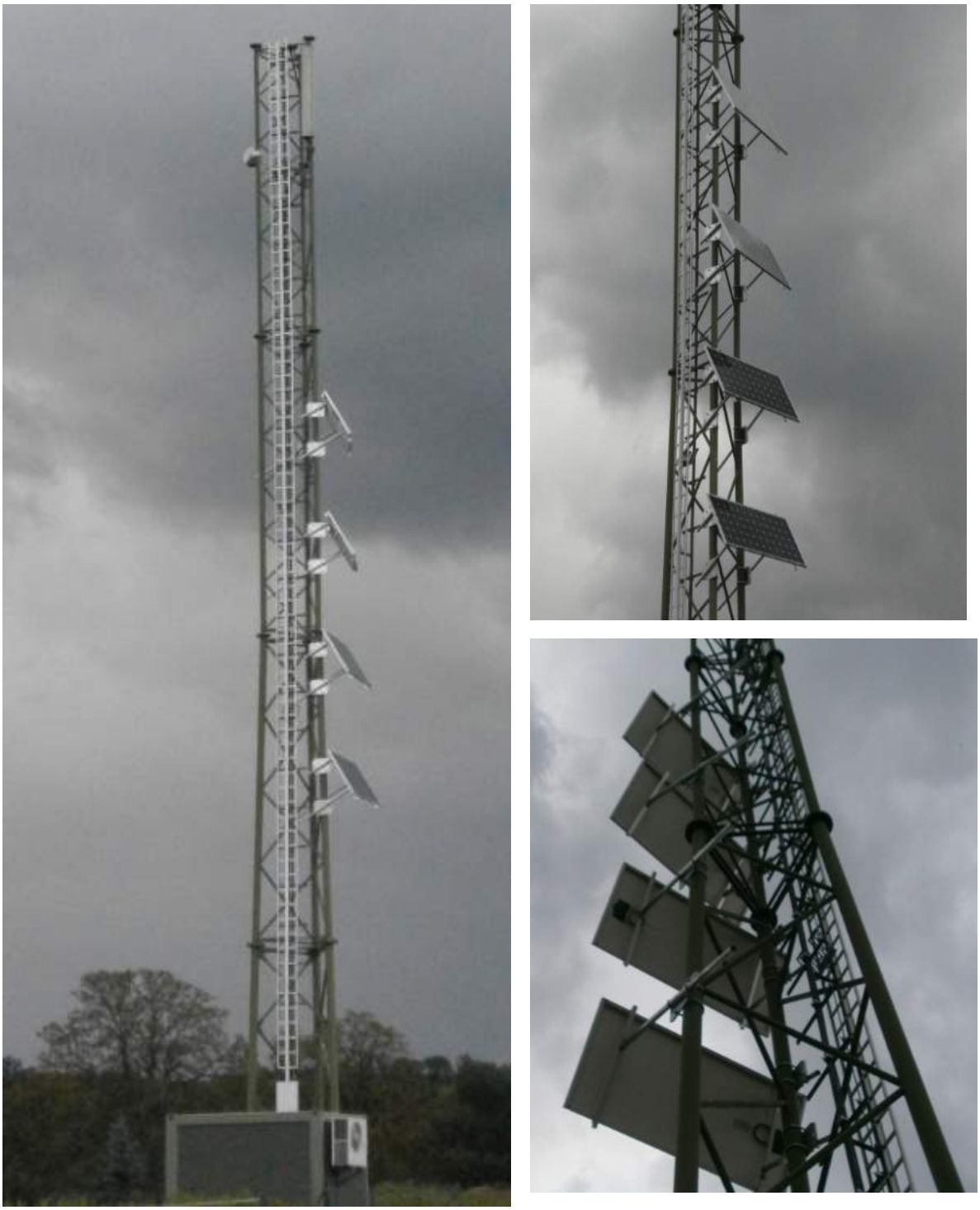


Abbildung 46 – Montagesystem | Photovoltaikanlage Kirchfidisch

Der Mobilfunkstandort in Kirchfidisch wurde als erste Sendeanlage ökologisiert. Die Erkenntnisse aus dieser ersten Realisierungsphase bildeten die Grundlage für die weiteren Erprobungsvorhaben. Die Umsetzung einer Photovoltaikanlage auf einem Mobilfunkmasten ist in der Mobilfunkbranche eine essentielle Neuerung, welche auch entsprechende Probleme und Anlaufschwierigkeiten mit sich bringt. Nachfolgend werden die einzelnen Phasen des Ökologisierungsvorhabens bezugnehmend auf die Anlage in Kirchfidisch chronologisch erläutert:

Planung und Behördenabwicklung

Im ersten Schritt wurde eine Bestandsaufnahme des Standorts Kirchfidisch mit allen Projektbeteiligten durchgeführt. Dabei wurden die relevanten Parameter (Energieverbrauch, Masttauglichkeit für Photovoltaik, Analyse Energiemanagementsystem, etc.) identifiziert. Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde ein Energie- bzw. Messkonzept erstellt. Von der Realisierung eines horizontalen Montagesystems für Photovoltaikmodule am Mobilfunkmast sind einige Planungsschritte zu durchlaufen. Die Leistungsdimensionierung der Photovoltaikanlage orientierte sich primär am bestehenden Stromverbrauch der Rectifier.

Für die Planung der Befestigung der Photovoltaikpaneele wurden die Angaben (Materialliste, Übersichtspläne) der bereits erprobten Versuchsanlage im Vorfeld herangezogen. Diese Detailpläne wurden hinsichtlich des Verschattungsabstands und der Modulausrichtung optimiert und in weiterer Folge einer statischen Prüfung unterzogen. Das Ergebnis der statischen Berechnung belegte, dass am Standort maximal 5 Module verbaut werden können. Aufgrund der geringen Belegungsfläche und der begrenzten Modulanzahl, wurden monokristalline Photovoltaikmodule projektiert. Des Weiteren wurden Module mit einer hohen Zellanzahl verwendet, wodurch eine reputierliche Leistung auf einer geringen Belegungsfläche realisiert werden konnte.

Im nächsten Schritt wurde die Vorabstimmung mit der zuständigen Baubehörde durchgeführt, um die verwaltungsrechtlichen Voraussetzung für die Anbringung einer Photovoltaikanlage am Mobilfunkmasten zu erheben. Da es sich bei diesem Bauvorhaben um eine Montage von Photovoltaik-Paneelen abseits eines Gebäudes handelt, wurde seitens der Gemeinde das Verfahren gemäß §17 des burgenländischen Baugesetzes festgelegt. Mit der Zielsetzung eine Baufreigabe zur erhalten, wurden die erforderlichen Unterlagen – Einreichplanung, Baubeschreibung und Zustimmungserklärung der Grundeigentümer – bei der Behörde eingebracht., wobei die Baufreigabe in weiterer Folge ohne Beanstandungen erteilt wurde.

Realisierung der Photovoltaikanlage

Basierend auf einen Evaluierung des Montagekonzept mit geeigneten Stahlbauunternehmern unternehmen und die Fertigung der Stahlbauteile erfolgten die Mastmontagearbeiten innerhalb eines Zeitfensters von zwei Werktagen.

Implementierung des Energiemanagementsystems

Bei den im Vorfeld bewerkstelligten Erhebungen der Funktionalitäten und Schnittstellen der am Standort befindlichen Huawei Systemtechnik musste festgestellt werden, dass die Entwicklung und Umsetzung eines geeigneten produktunabhängigen Controllers nicht zielführend ist. Ausgehend von einer zu gewährleistenden Kompatibilität mit den leistungselektronischen Komponenten reduzierte sich die Systemauswahl der erforderlichen Zusatzkomponenten auf Komponenten des Systemausrüsters Huawei. Um in weiterer Folge einen reibungslosen Betrieb gewährleisten zu können, mussten diese Zusatzkomponenten vor der Installation und Inbetriebnahme am Standort Kirchfidisch, hinsichtlich des Einsatzes in Zusammenhang mit dem entwickelten Managementsystem, noch einer Testreihe in einem Labor unterzogen werden. Durch den Testbetrieb wurde sichergestellt, dass es während der Installation der Zusatzkomponenten zu keinen Komplikationen kommt und dadurch die Versorgungsfunktionalität des Standortes uneingeschränkt gewährleistet werden kann.

In der ersten Testphase konnten nur drei Module in die Anlage integriert werden, da die Huawei Solar Supply Unit (DC/DC-Wandler) zwar für eine elektrische Leistung von 3kW ausgelegt war, jedoch bei einer seriellen Verschaltung von 5 Modulen (1,5kWp) die maximale Eingangsspannung am Controller überschritten wurde. Für die Beschaltung des DC/DC-Wandlers wurde das Schaltschema des Herstellers berücksichtigt. Die vorgeschlagenen Lösungskonzepte, um 5 Module in der Anlage zu integrieren, wurden im Vorfeld von den Experten der Firma Huawei als nicht möglich erachtet. Die Empfehlungen des Herstellers reduzierten sich auf die Einbindung der gesamten Module in einem DC/DC-Wandler, wie in Abbildung 47 dargestellt. Bei diesen Verschaltungsvarianten hätte stets ein Paneel nicht in Anlage integriert werden können.

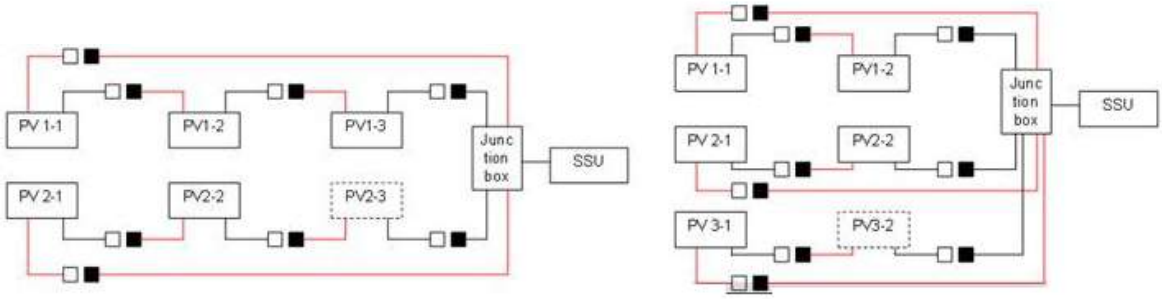


Abbildung 47 - Verschaltungskonzepte Huawei

Nach einigen Diskussionen und Evaluierungen konnte eine weitere Solar Supply Unit (DC/DC-Wandler) im System implementiert werden, wie in Abbildung 48 dargestellt.

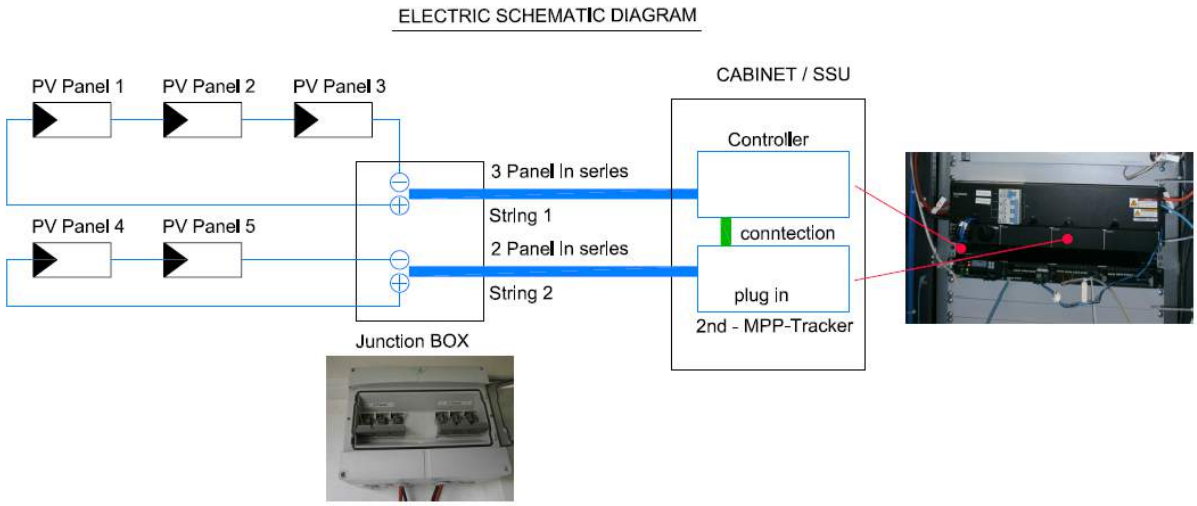


Abbildung 48 - PV-Schaltschema der Anlage in Kirchfidisch

Installation Monitoringsystem (Datenlogger)

Zur Protokollierung und Aufzeichnung der Messdaten wurde als Monitoringsystem der Datenlogger Solar-Log 1200 der Firma Solare Datensysteme GmbH mit zugehöriger Sensor-Box selektiert und eingesetzt.. Für das Herstellen einer Datenübertragung . Hinsichtlich der benötigten Internetanbindung (Fernauslesung, Wartung, etc.) musste eine externe Datenanbindung mit einer Datenkarte und einem zugehörigen Router realisiert werden.

10.3.2 Oberwart

Auch die zweite ausgewählte Erprobungsstation ist im Südburgenland angesiedelt und mit dem Mobilfunkbetreiber A1 Telekom Austria AG realisiert. Die potentielle Mastseite für den Einsatz einer Photovoltaikanlage ist nach Süden ausgerichtet und mit einer Aufstiegsleiter ausgestattet. Für diesen Standort wurde erstmals das neu konzipierte vertikale Montagesystem installiert, welches auch eine Montage auf jener Mastseite ermöglicht, auf der die Aufstiegsleiter situiert ist.

Die Anordnung der Photovoltaikpaneele erfolgte vertikal und mit einer horizontalen Neigung von 30° nach Süden ausgerichtet. Die Mastinfrastruktur wurde mit vier Konstruktionselemente im Abstand von jeweils 3,2m auf der Mastsüdseite ausgestattet. Auf jedem Montageelement erfolgte je am linken und rechten Außensegment die Installation von zwei monokristallinen Photovoltaikmodulen (250Wp). Zwischen Modulen wurde ein entsprechender Freibereich berücksichtigt, um den Servicemonteuren einen ungehinderten Aufstieg für Installations- und Wartungsarbeiten zu ermöglichen. In

Abbildung 49 ist die Photovoltaikanlage am A1 Teststandort in Oberwart dargestellt.



Abbildung 49 - Photovoltaikanlage mit vertikalem Montagesystem in Oberwart

Planung und Umsetzung

Die Projektierung (Bestandsaufnahme, etc.) und Behördenabwicklung konnte für diesen Standort bereits effizienter durchgeführt werden, da das Prozedere von der Planung bis zur Realisierung der Photovoltaikanlage bereits am Teststandort Kirchfidisch erprobt wurde. Die Erprobung des neu entwickelten vertikalen Montagesystems verlangte dabei besonderes Augenmerk. Die Generatorleistung orientiere sich wiederum an der bestehenden Leistungsaufnahme der Rectifier. Nach einer akribischen Planungsphase (Statikberechnung, Prototypenfertigung, Optimierungsmaßnahmen für die Befestigung am Masten) konnten die Module innerhalb von zwei Werktagen am Masten situiert werden.

Energiemanagementsystem

Am Teststandort Oberwart ist die Systemtechnik der Firma Nokia Siemens Networks (NSN) im Einsatz. Diese Equipment-Generation ist bereits über einen längeren Zeitraum in Betrieb. Um die Kompatibilität zwischen den Komponenten zu gewährleisten wurde, aufgrund der Erkenntnisse bei der Selektion der Bauteile für den Standort Kirchfidisch, primär der Kontakt zu Nokia Siemens Networks gesucht. Die Installation einer Controllereinheit von Nokia Siemens Networks war nicht möglich, das seitens des Herstellers keine Komponenten für den Bereich Photovoltaik geführt werden. Als Alternative wurde in weiterer Folge in Abstimmung mit Standortbetreiber ein Solarcontroller der Firma Eltek (Flatpack2 Hybrid) evaluiert (siehe Abbildung 50), welcher seitens Nokia Siemens Networks für den Einsatz mit der gegenständlichen Systemtechnik freigegeben wurde. Das bestehende Nokia Siemens Networks Servicerack (Rectifier) wurde mit der Eltekanlage erweitert, da die alten Sitemodule nicht CAN-Bus kompatibel waren. Die vorrangige, zu beanwortende Fragestellung bei der Kombination von Nokia Siemens Networks - und Eltek-Komponenten ist, inwieweit Probleme bei der Steuerung des Eltek-Controllers mit dem alten System auftreten und inwieweit sich die verschiedenen Gerätschaften im Zusammenspiel konfiguriert werden können.

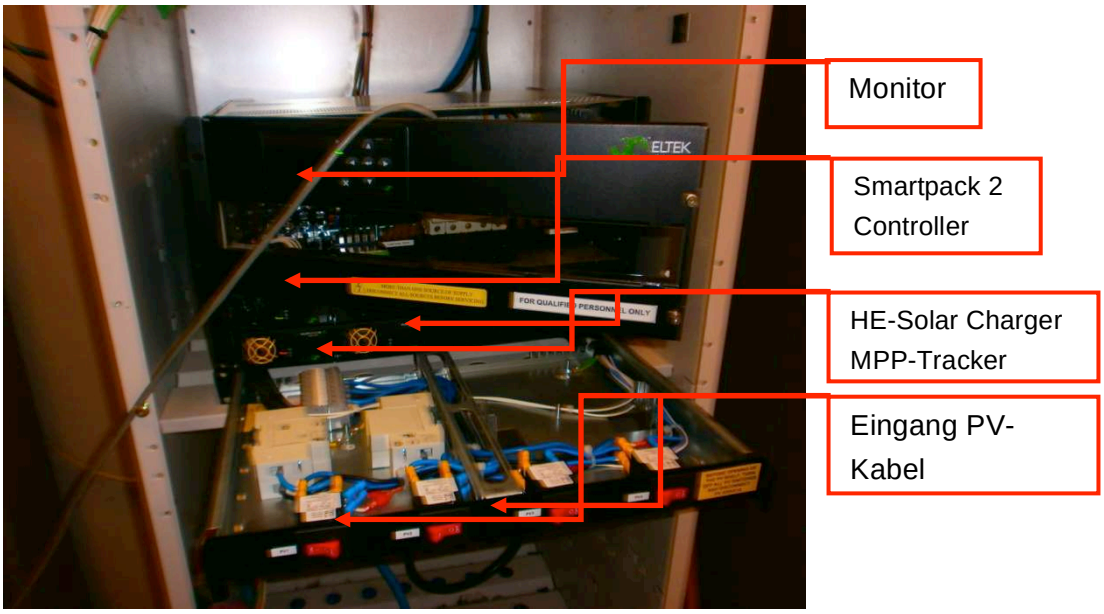


Abbildung 50 - Flatpack 2-HE Hybridsystem - FP2 48V 8+6kW

Installation Monitoringsystem (Datenlogger)

Für die Datenaufzeichnungen wurden die seitens des Eltek Smartpack 2- Controllers aufgezeichneten Daten verwendet. Der Solarcontroller dokumentierte die Solarerträge in Stunden- und Wochenabständen. Mithilfe einer neu installierten externen Internetverbindung am Standort Oberwart werden die Daten per Fernverwaltung abgerufen.

10.3.3 Zemendorf

Betreffend der Erprobung der Kleinwindkraftanlage wurden die zur Auswahl stehenden Standorte detaillierter untersucht. Eine erste Vorselektion und Evaluierung wurde bereits durch entsprechende Recherchen und Analysen durchgeführt. Auf Basis dieser Erkenntnisse konnte im Bundesland Burgenland das größte Standort-Potenzial für die Umsetzung einer Kleinwindkraftanlage identifiziert (gemäß Abbildung 1) werden. Um eine fundierte standortbezogene Aussage über die Windverhältnisse im Burgenland treffen zu können, wurden von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) Windmessdaten vom Kalenderjahr 2012 bezogen. Ausgehend von den Messdaten erfolgte die nähere Betrachtung von zwei Messstationen. Die Messstelle in Kleinzicken im Südburgenland und die Messstation Mattersburg im Nordburgenland stellten dabei geeignete Standorte dar. Die geographische Lage dieser beiden Messstationen ist schematisch in der Burgenlandkarte in der Abbildung 51 dargestellt. Es wurde eine Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der erreichten Stundenanzahl für das Jahr 2012 erstellt. In Abbildung 51 ist ein deutliches Nord-Süd Gefälle erkennbar. Aufgrund der reputierlichen Masthöhe (36m) und der günstigen Windverhältnisse im Nordburgenland, konnte die Sendeanlage Zemendorf-Stöttera für die Realisierung der Technologiekombination aus Photovoltaik und Kleinwindkraft selektiert werden..

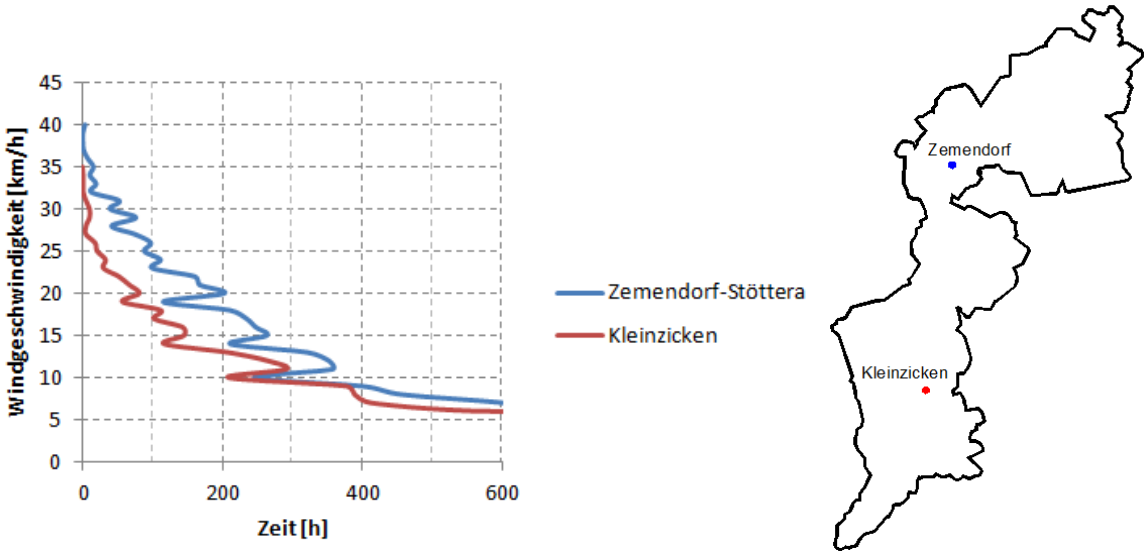


Abbildung 51 - Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für das Jahr 2012 auf Basis von ZAMG-Daten (Links); Geographische Lage der analysierten Standorten im Burgenland (Rechts)

An der Spitze der Mastinfrastruktur erfolgte die Montage einer geeigneten Tragkonstruktion samt dazugehörigem Kleinwindradgenerator (Vertikalläufer). Die Anlagengesamthöhe wurde dadurch um 3,4m, auf 39,4m erhöht. Um die Übertragung von Schwingungen auf den Gittermast zu vermeiden, erfolgte die Konzeption und Installation eines Schwingungsdämpfungselements.

Auswahl Kleinwindkraftrad

Ein Vielzahl von am Markt verfügbarer Klein-Windkraftanlagen wurden erhoben und analysiert. Für die Selektion eines erprobten Windrads sollte additiv auf Testergebnisse der im Energieerlebnispark Lichtenegg (Untersuchung von 10 verschiedenen Kleinwindkraftanlagen) erprobten Anlagen reflektiert werden. Zum für die Auswahl des Anlagentyps relevanten Zeitpunkt lagen seitens des Projektbetreibers jedoch noch keine verwertbaren Ergebnisse vor.

Als essentieller Einflussfaktor für die Auswahl der Kleinwindkraftanlage wurde die statische Beanspruchung des Mobilfunkmasten identifiziert. Die Aufgabe einer Windkraftanlage ist die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in mechanische Arbeit. Aus statischen Aspekten ist es günstig, wenn durch die Windkraftanlage an der Mastspitze der Sendeanlage eine symmetrische Belastung hervorgerufen wird. Basierend auf dieses Anforderungsprofil wurde für die Windkrafterzeugung ein potentiell geeigneter Vertikalläufer selektiert.

Unter Berücksichtigung der Reserveflächen für die Antennenbelegung und der durch die Positionierung der Photovoltaikanlage (Module und Unterkonstruktion) resultierenden Zusatzlasten, konnte Identifiziert werden, welche durch das Kleinwindrad verursachten Lasten zusätzlich von der Mastanlagen aufgenommen werden können. Ein weiterer Parameter für die Auswahl des Windrads war der Wechselstromverbrauch der Mobilfunkanlage. Dieser Verbrauchswert war in Relation zum Gleichstromverbrauch als eher gering einzuordnen, wodurch das erforderliche zu bewerkstelligende Leistungsspektrum auf einen Bereich von 200W bis 1000W eingegrenzt wurde. Das Windrad Amperius VK-58 erfüllte die notwendigen Anforderungen und wurde für den Standort in Zemendorf zur Erprobung selektiert. Die Angaben sind in der unten angeführten Tabelle dargestellt.

Der Vorteil von Vertikalachsläuferanlagen gegenüber horizontalen Windkraftanlagen liegt darin, dass die Windkraft aus jeder Windrichtung genutzt werden kann. Eine zusätzliche Nachführung der Rotorblätter ist nicht erforderlich. Ein Anlauf der Rotorblätter ist lt. Herstellerangaben bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten möglich, da durch den Verzicht auf ein zusätzliches Getriebe ein geringerer Anlaufwiderstand erzeugt wird.

Tabelle 27 Technische Daten des Windrads - Amperius VK-58

Elektrische Daten:		**Mechanische Rotordaten:**	
Nennleistung:	1.000W	Durchmesser:	2,4m
Einschaltgeschwindigkeit:	3 m/s	Höhe:	2,4m
Ausschaltgeschwindigkeit:	14 m/s	Rotorfläche:	5,8m²
Generatorbauart:	permanenterregt	Blattzahl:	3
Spannung (gleichgerichtet):	max. 390V	Drehzahl:	300 U/min
Strom:	max. 5A	Material:	GFK / CFK
Elektronik:	Drehzahl- u. Spannungsbegrezung über Dumpload Hauptbremse über Generatorkurzschluss Sturmerkennung / Generatorüberwachung	Anlagengewicht:	160kg
Wechselrichter:	SMA WB 1200		
Einspeiseleistung:	Max. 1200W		
Ausgangsspannung AC:	230V (1-phasig)		

- Detailplanung

➢ Einfluss des Windrads auf die Maststatik

Im Rahmen der Detailplanung wurde die Maststatik mit der ausgewählten Kleinwindradtype näher untersucht. Für Statik-Berechnungen wurde zusätzlich ein vom Hersteller des Kleinwindkraftrades empfohlener, spezialisierter Statiker für Schwingungsentkopplung beigezogen. Basierend auf die vorgegebenen Rahmenbedingungen (5 PV-Module am Mast mit horizontaler Ausrichtung, Antennenbelegung inkl. Reserveflächen und Kleinwindrad an der Mastspitze) konnten nachstehende Erkenntnisse identifziert werden:

Negative Auswirkungen der dynamischen Lasten durch das Windrad bei „starrer“ Verbindung mit der Mastspitze:

- Die dynamische Beanspruchung des Mastes durch das Windrad gefährdet im Laufe der Jahre die Tragfähigkeit des Mastes (Materialermüdung durch ständigen Lastwechsel)
- Die Verformungen durch dynamische Beanspruchung wäre mit fortdauerndem Einsatz des Windrades vermutlich größer als für die Richtfunktauglichkeit (Grenzwerte Verdrehung) zulässig
- Die dynamischen Lasten (Resonanzen, Schwingungen, Eigenfrequenz, etc.) würden im zeitlichen Verlauf zu einer Verformung des Mastes führen

Abhilfe zu diesen negativen Auswirkungen der „starren“ Windradmontage:

- Geeignete Maßnahmen zur Schwingungs-Entkopplung zwischen Rotor und Tragwerk

Als Resultat dieser detaillierten statischen Betrachtung konnte festgestellt werden, dass eine Montage des Windrads ohne schwingungsdämpfende Maßnahmen nicht zielführend ist. In weiterer Folge wurde daher der Schwingungsentkoppler des Windradherstellers eingesetzt, welcher speziell auf die Amperius-Windkraftanlage abgestimmt ist. Dieser patentierte Schwingungsdämpfer entkoppelt die Windkraftanlage von der Unterkonstruktion und minimiert dadurch die dynamische Lastenübertragung auf den Rohrgittermast. Der Schwingungsentkoppler wurde mit einem Verbindungsrohr zwischen Windrad und Mastdreibein an der Mastspitze befestigt. Die Konstruktion des Amperius-Schwingungsdämpfers ist in Abbildung 52 dargestellt.



Abbildung 52 - Schwingungsentkoppler zwischen Mast und Windkraftanlage AMperius-VK58

Behördenabwicklung

Für die praktische Umsetzung der Kleinwindkraftanlage auf einem Mobilfunkmasten wurden zahlreiche Vorgespräche mit den zuständigen Behörden – Land Burgenland Abt. 5 – Anlagenrecht, Umweltschutz und Verkehr, der Burgenländischen Umweltanwaltschaft, der Raumordnung und der Bezirkshauptmannschaft Mattersburg - geführt.

Unter der Voraussetzung, dass alle Auflagen (Elektrotechnik, Maschinenbau, Zustimmung Eigentümer Nachbargrundstück) erfüllt werden, konnte die Möglichkeit einer vorerst bis Ende 2014 befristete Genehmigung für die Photovoltaik-Anlage sowie eine für den Zeitraum 05/2014 bis 09/2014 befristet Genehmigung für das Kleinwindkraftrad identifiziert werden.

In den Abstimmungsgesprächen mit dem zuständigen Referenten und den Sachverständigen wurde festgehalten, dass die zeitliche Befristung dieses Projektvorhabens bedingt, dass das Windrad

ausschließlich im Zeitraum vom 01.05.2014 bis 30.09.2014 installiert, betrieben und wiederum demontiert wird. Seitens des Anlagenbetreibers wurde additiv eine Bestätigung vom Windradhersteller eingefordert, dass das Windrad bei negativen Auswirkungen auf den Mastkörper der Sendeanlage sofort rückgebaut wird.
Die temporäre Genehmigung für das Windrad ist auf folgende Faktoren zurückzuführen:
Kurzfristig war nur diese befristete Bewilligung (von April bis Oktober) möglich, da hierfür bereits im Vorfeld basierend auf die geführten Diskussionen alle bau- und naturschutzrechtlichen Aspekte (mit der geprüft werden konnten. Für eine etwaige unbefristete Bewilligung wären seitens der Behörden erweiterte Prüfkriterien anzusetzen gewesen, welche auch zeitlich ausgedehntere Prüffristen nach sich gezogen hätten. Des Weiteren wären die nachfolgenden Sicherheitskriterien in einer wesentlich intensiveren Ausprägung zur Bewertung herangezogen worden:

- **Eisabfall und Eisabwurf**
  Der befristetet Erprobungszeitraum für das Kleinwindrad erstreckt sich von 01.05. - 30.09.2014. Nach Ablauf dieser Frist erfolgt ein Rückbau der Anlage. Eine etwaige gefährdende Vereisung der Rotoranlage ist während dieses Zeitfensters nicht zu erwarten.
- **Schattenwurf**
  Der Kleinwindkraftradstandort befindet abseits des bebauten Ortsgebietes. Im unmittelbaren Umfeld des Windrades befinden sich keine Wohnobjekte bzw. kein Bauland, wodurch auch keine Beeinträchtigungen aufgrund von Schattenwurf zu erwarten sind.
- **Schallemissionen**
  Die Ausgangssituation betreffend etwaiger Schallemissionen ist analog zur Schattenwurf-Problematik einzuordnen. Auch potentielle Lärmbelästigungen sind basierend auf die örtlichen Gegebenheiten und die Schallemissionswerte lt. Herstellerangaben nicht zu erwarten.

Realisierung

Die Montage der Photovoltaikanlage und der Kleinwindkraftanlage erfolgte in zwei Etappen. In der ersten Phase (Anfang Juni) wurde die Photovoltaikanlage am Sendemast angebracht. Die Vorgehensweise für die Installation der Photovoltaikanlage mit horizontalem Montagesystem wurde analog dem Umsetzungsprozedere für den Teststandort Kirchfidisch abgehandelt.
Die Installation der Kleinwindradanlage wurde mit Hilfe eines Autokrans durch die beauftrage Fachfirma Ende Juni 2014 innerhalb von zwei Werktagen bewerkstelligt.



Abbildung 53 - Kleinwindkraft- und Photovoltaikanlage am Mobilfunkmast in Zemendorf

Energiemanagementsystem

Photovoltaik

Als vorhandene Power Management Unit (PMU) konnte wiederum (gemäß Teststandort Oberwart) eine Eltek-Anlage berücksichtigt werden. Bezugnehmend auf die gewonnenen Erkenntnisse bei der Evaluierung der Eltek-Anlage in Oberwart konnte davon ausgegangen werden, dass das bestehende Energiemanagementsystem mit Eltek-Komponenten kompatibel ist. Eine Einbindung der 1,5kWp Photovoltaikanlage erfolgte daher auch mit Hilfe des Solarcontrollers der Fa. Eltek (Flatpack2 Hybrid). Die fünf Photovoltaik-Module wurden seriell verschaltet und auf den DC/DC Wandler (Flatpack HE Solar/1500W) angeschalten.

Windkraft

Die Einspeisung der elektrischen Energie auf der Gleichstromseite wurde als nicht sinnvoll eingestuft, da der Amperius-VK58 serienmäßig mit einem Wechselrichter (SMA - Windy Boy 1200) ausgestattet ist. Dieser Wechselrichter ist mit einem Gleichrichter und einer Leistungselektronik für den Schutz vor Überspannung ausgestattet, welcher als Protection Box tituliert ist. Diese transformiert die variable Wechselspannung eines permanent erregten Synchrongenerators der Kleinwindenergieanlage in Gleichspannung um. Der Wechselrichter wandelt anschließend die DC-Spannung der Protection Box in

eine netzkonforme einphasige AC-Spannung um. Eine detaillierte Darstellung des Anlagenschemas der Kleinwindradanlage ist in Abbildung 54 angeführt.

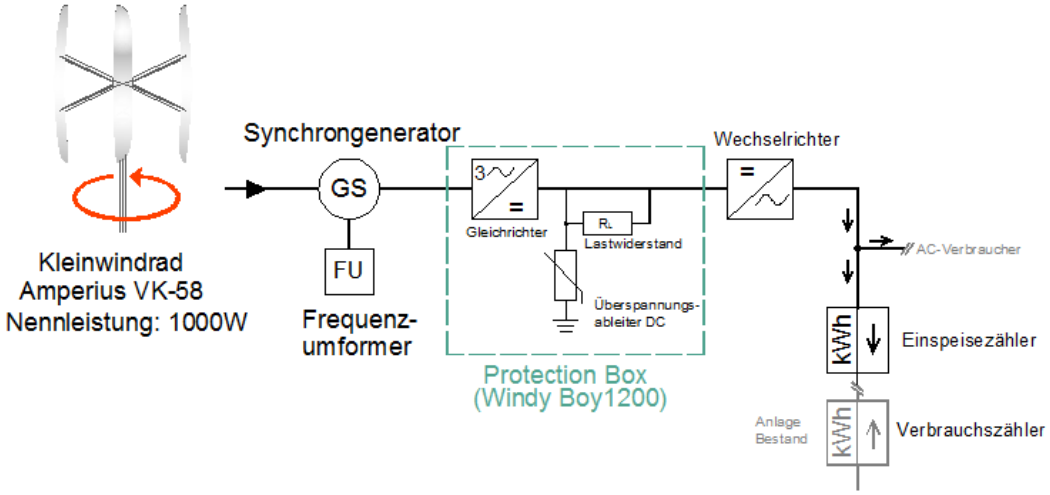


Abbildung 54 - Übersichtsschaltbild der Kleinwindradanlage Amperius VK-58

Eine Einbindung der Kleinwindenergieanlage auf der Gleichstromseite hätte die Erfordernis einer weiteren Umwandlung der Wechselspannung nach sich gezogen, wodurch der Gesamtwirkungsgrad der Windkraftanlage weiter negativ beeinträchtigt worden wäre. Daraus resultiert, dass die durch die Kleinwindkraftanlage generierte Energie auf Wechselstromseite genutzt werden kann und die Überschussenergie in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird..

Vor Inbetriebnahme der Windradanlage wurde ein Testbetrieb durchgeführt. Simultan erfolgte die für die Erlangung der Betriebsgenehmigung Bereitstellung der relevaten Unterlagen (Sicherheitsprüfprotokoll, Prüfbefunde, etc.). Während der Testbetriebsphase mussten die SMA-Windy Boy Komponenten der Anlagen einmalig ausgetauscht werden, da ein technischer Defekt die Bauteile außer Betrieb gesetzt hat. Der Windradhersteller stellte eine äquivalente Wechselrichtertype zur Verfügung. Als Ersatzgerät wurde der Wind Grid Tie (GCI-1.5K-W Inverter) vom Hersteller Gin-Long installiert, siehe Abbildung 55. Nach einer weiteren Testphase und einer Unterweisung der Servicetechniker des Anlagenbetreibers, konnte das Windrad schlussendlich ordnungsgemäß in Betrieb genommen werden.



Abbildung 55 - Wechselrichter Gin-Long - GCI-1.5K-W Inverter

Installation Monitoringsystem (Datenlogger)

Für die Datenaufzeichnungen wurden die seitens des Eltek Smartpack 2- Controllers aufgezeichneten Daten verwendet. Der Eltek-Solarcontroller ist in Abbildung 56 dargestellt. Der Solarcontroller dokumentierte die Solarerträge in Stunden- und Wochenabständen. Weiters wurde am Standort eine Datenlogger der Type Solar-1200 (Solare Datensysteme GmbH) inkl. Einer zugehörigen Sensorbox realisiert. Mithilfe einer neu installierten externen Internetverbindung am Standort Oberwart werden die Daten per Fernverwaltung abgerufen.



Abbildung 56 - Eltek-Flatpack2 Hybrid mit HE Solar 1500 (links); Monitoringsystem Solar-Log 1200 (rechts)

11 Messergebnisse

Die Messaufbauten für die einzelnen Teststandorte wurden bereits im Kapitel - Funktionsweise angepasster Managementsysteme – näher erläutert. Während der Erprobungsphase wurden die definierten Messdaten (Betriebszustände) mit den herstellerspezifischen Systemtechnikkomponenten (Eltek und Huawei) sowie den Solar-log Systemen aufgezeichnet und mit Hilfe einer Excel- Tabelle ausgewertet.

11.1 Teststandort Oberwart

Die Überwachung der Anlage in Oberwart erfolgte primär über ein Fernverwaltungssystem. Hierfür wurde die firmenspezifische Software des Eltek-Hybridsystems (Flatpack 2) verwendet. Das System stellt eine zentrale Steuer- und Meldeeinheit dar. Dadurch konnten die erforderlichen Messwerte und Betriebszustände der Stromversorgungsanlage einfach erfasst werden. Die einzelnen verfügbaren Messgrößen sind in der Abbildung 57 dargestellt. Diese visualisierten Messdaten wurden auch in der Datenbank des Flatpack 2 archiviert und bilden die Basis für die Auswertung der standortspezifischen Messdaten. Die Photovoltaikanlage wurde Ende November 2013 in Betrieb genommen.

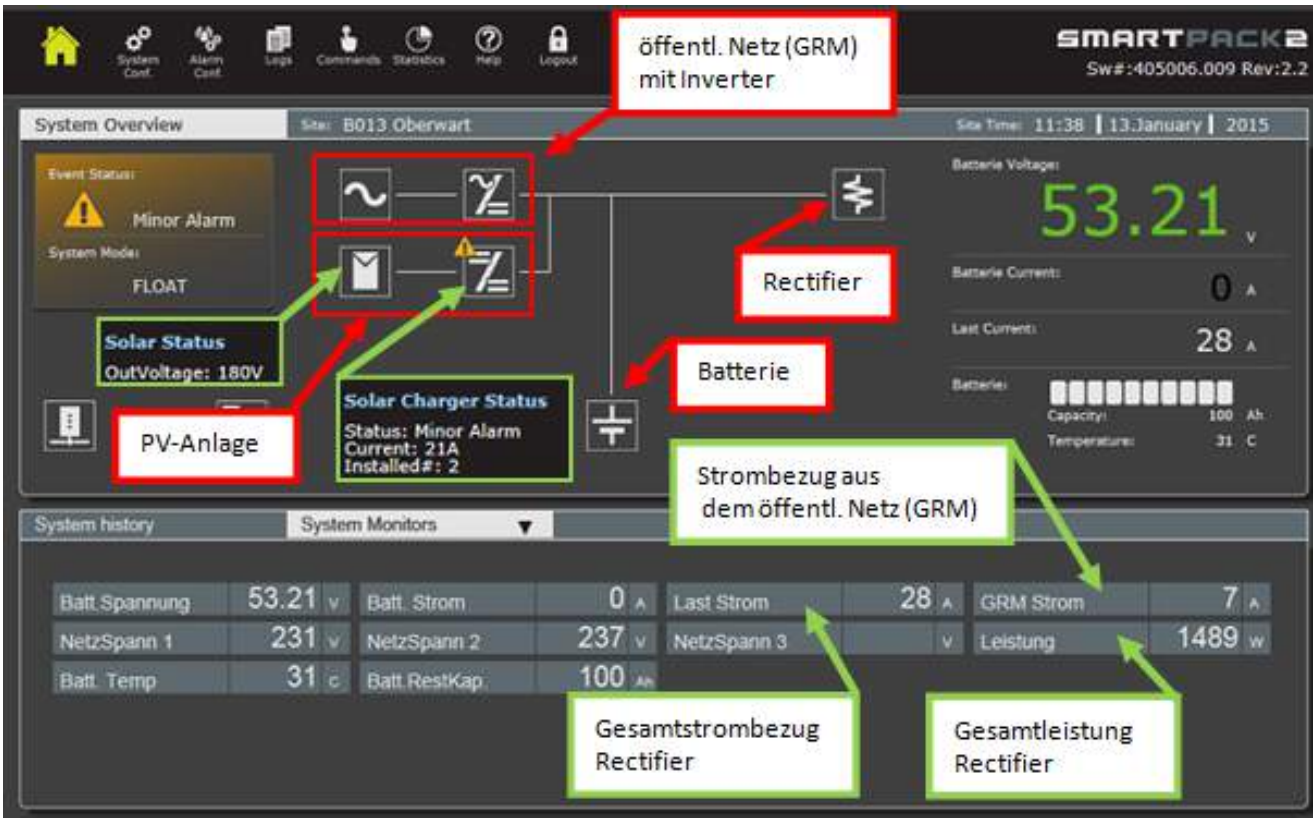


Abbildung 57 - Auszug aus der Bildschirmoberfläche des Flatpack 2

Als Kernthema betreffend der Integration der Photovoltaikmodule in die Telekommunikationseinheit war auch an diesem Standort die Konzeption der Verschaltung der Module mit den firmenspezifischen DC/DC-Wandlern einzuordnen.. In der ersten Betriebsphase wurden zwei Strings zu je vier Modulen in Serie auf jeweils einen Eltek Gleichrichter (Flatpack HE Solar/1500W) angeschalten. Die ‚Erstinbetriebnahme der Gleichrichter erfolgte bei einer Gleichspannung von 150V(DC). Dieser Wert konnte basierend auf die serielle Verschaltung der Photovoltaikmodule (38,3 Vdc je Modul) erreicht werden. Die Konfiguration ermöglichte die Einbindung aller installierter Photovoltaikmodule. Die Abbildung 58 zeigt deutlich, dass die Einschaltspannung (Start-up voltage) während der ersten Betriebstage jedoch nur sehr selten erreicht wurde. Der Betrieb der Gleichrichter erfolgte im Teillastbereich, da durch die Verschaltung der Module eine nominale Stringleistung von 1000Wp erzielt wurde. Der MPP-Tracker im DC/DC Wandler, sollte dabei die maximale Energieausbeute im Teillastbereich gewährleisten. Die nominale Spannung wurde jedoch in der Regel nur bei Sonnenhöchststand am jeweiligen Tag erreicht. Die realen Spannungsverluste (lange Stringleitung, Freischalteinrichtung, etc.) führten ebenfalls zu einer Reduktion der Gesamtstringspannung. Des Weiteren schaltet der Flatpack2 HE Solar bei der Unterschreitung von einer Spannung von 85Vdc ab und kann erst wieder beim Erreichen der Start-up voltage aktiviert werden. In dieser Phase des Probebetriebs wurde versucht, die Gesamtleistung der Photovoltaikanlage zu nutzen. Die genannten Umstände ermöglichten jedoch keinen stabilen Betrieb im Teillastbereich.

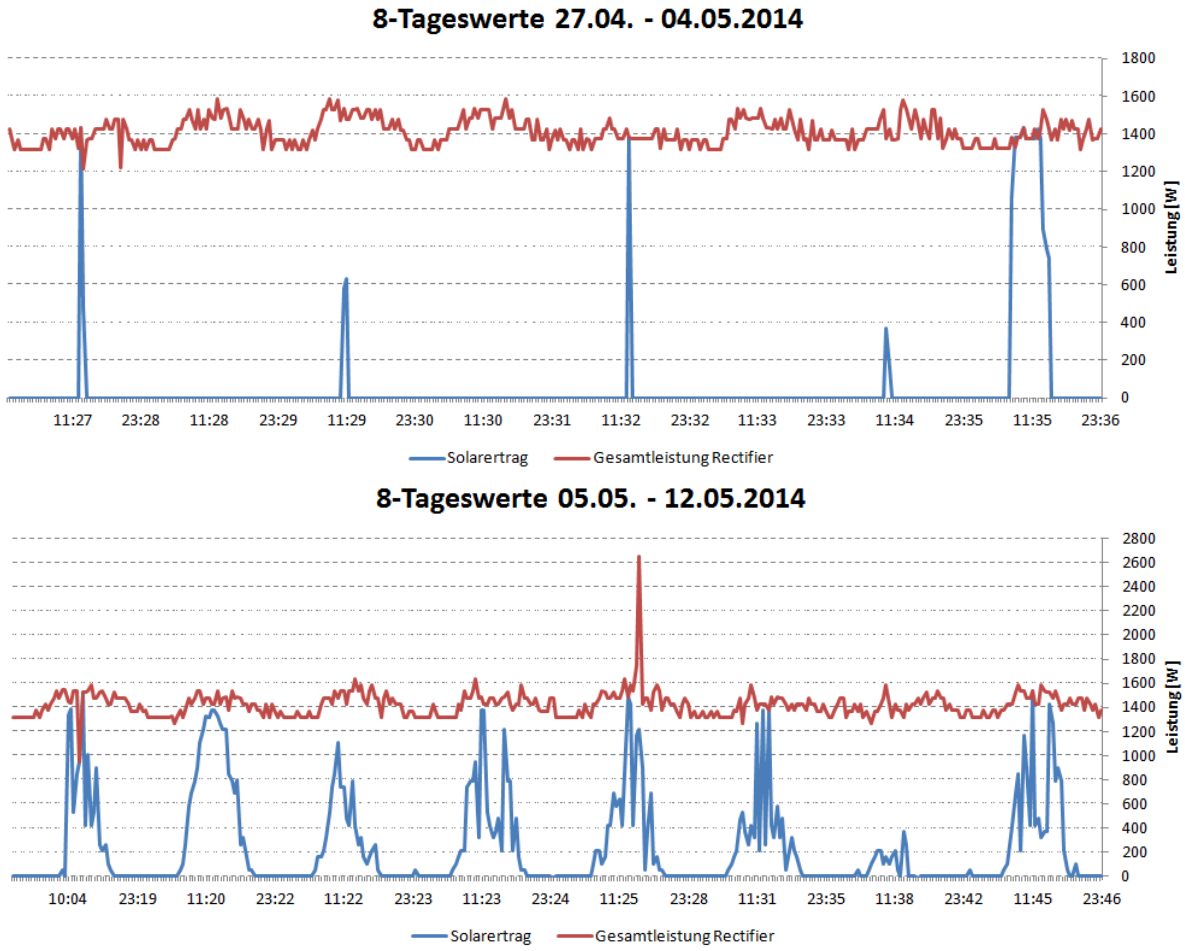


Abbildung 58 - Solarertragsanteil am Gleichstromverbrauch im April bzw. Mai 2013 vor (oben) und nach (unten) der Adaptierung der Modulverschaltung

Um eine bessere Auslastung zu erreichen und die Betriebsstunden des Gleichrichters zu erhöhen, musste die Modulverschaltung adaptiert werden. Daher wurde in weiterer Folge, basierend auf die gewonnenen Erkenntnisse, sechs Module seriell (Gesamtleistung von 1,5kWp) auf einen Gleichrichter geschalten. Diese Anlagenleistung entspricht der maximalen Leistungsaufnahme des Flatpack2 Solar Controllers. Durch diese Maßnahme wurde jedoch die nutzbare Leistung der Photovoltaikanlage von 2kWp auf 1,5kWp reduziert. Die Adaptierung der Modulverschaltung erfolgte Anfang Mai 2014 (05.05.2014). Vor der Änderung der Stringverschaltung wurde die Anlage im Teillastbereich betrieben.. Die Leistungsreduzierung führte zu einer konstanten Betriebsweise und es konnte mit einem Gleichrichter die Nennleistung von 1,5kWp erreicht werden, wie in Abbildung 58 (unten) illustriert.
Die verbleibenden beiden installierten Photovoltaik-Paneele können bei dieser Konfiguration nicht genutzt werden. Die Einbindung aller Module auf einen Gleichrichter hätte die maximal zulässige Spannung des Flatpack HE Solar Controllers überschritten. Bei der Verschaltung der Module mit einem zweiten Gleichrichter wäre die Einschaltspannung nicht erreicht worden. Durch die Adaptierung der Modulverschaltung konnte schlussendlich ein optimaler Anlagenbetrieb sichergestellt werden.
Die drei ertragreichsten Monatstage wurden detaillierter analysiert. In Abbildung 59 ist die charakteristische Glockenkurve der Solarerträge deutlich erkennbar. Bei bewölktem Wetter reduzierte sich aliquot die Eingangsspannung am Gleichrichter. Die adaptierte Verschaltung ermöglichte es, diese sonnenlosen Zeitfenster zu überbrücken und die notwendige Einschaltspannung (Start-up voltage) des Flatpack HE Solar Controllers stets zu gewährleisten. Die Leistungsaufnahme der Rectifier zeigt einen nahezu konstanten Leistungsverlauf. Des Weiteren wurde die Zielsetzung für den Teststandort Oberwart erfüllt da keine Energieüberschüsse generiert wurden. Die Auslastung der Rectifier deckt sich mit der maximalen Leistung der Photovoltaikanlage. Auch die Lastspitzen der Rectifier korrespondieren mit der maximalen Auslenkung der Solarerträge, um die Mittagszeit.

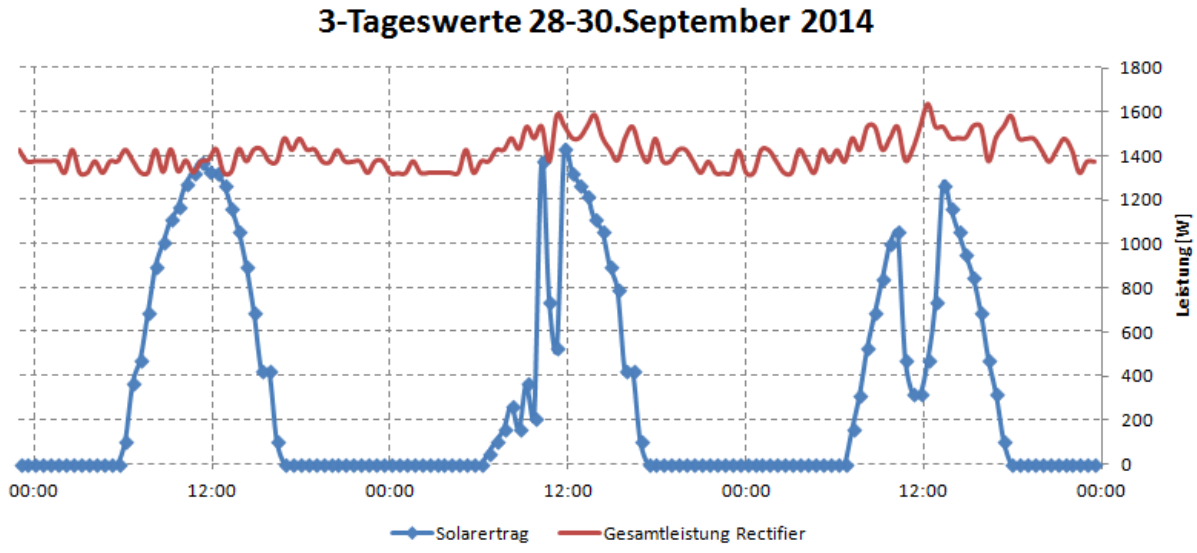


Abbildung 59 - Leistungsverlauf der Rectifier und der Photovoltaikanlage

Abbildung 60 stellt den bilanziellen Solarstromanteil am Gesamtenergieaufkommen der Rectifier für die drei ertragreichsten Monatstage im September 2014 dar. Es wurde eine Differenzierung zwischen dem Solarertragsanteil am Tag bei Sonnenschein (7:30 - 17:30Uhr) und dem Solarertragsanteil während des gesamten Tages durchgeführt. Während der Zeit in der Solarstrom zur Verfügung steht, liegt der Eigenverbrauchsanteil zwischen 44-64% vom Gesamtenergieaufkommen der Rectifier. Im Betrachtungszeitraum eines ganzen Tages beträgt der Eigenverbrauchsanteil zwischen 20-28%.

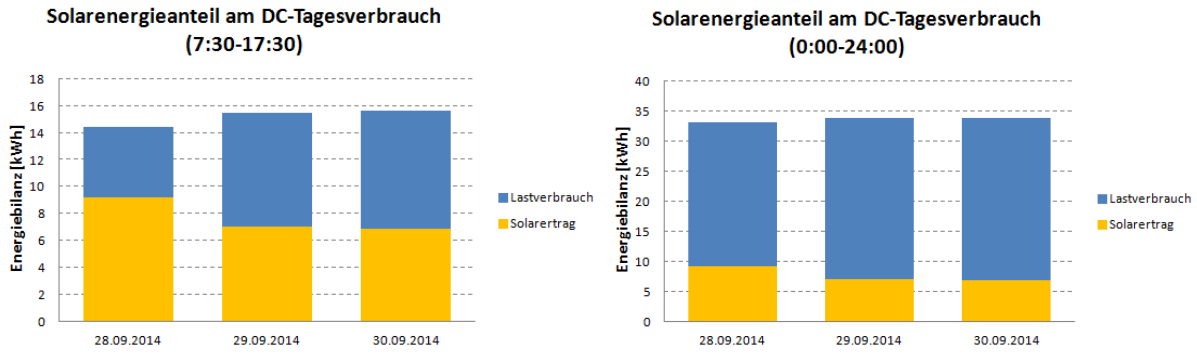


Abbildung 60 - Anteil der Solarenergie am täglichen Gesamtenergieaufkommen der Rectifier

In Abbildung 61 ist die Jahresanalyse des Solarenergieanteils am Gesamtenergieaufkommen der Rectifier dargestellt. Im Jahresverlauf beträgt der solare Deckungsanteil rund 10% vom Gleichstromverbrauch. Die Anpassung der Modulverschaltung im Mai 2014 führte zu einer essentiellen Steigerung des Solarertragsanteils vom monatlichen Gesamtenergieaufkommen auf der Gleichstromseite.

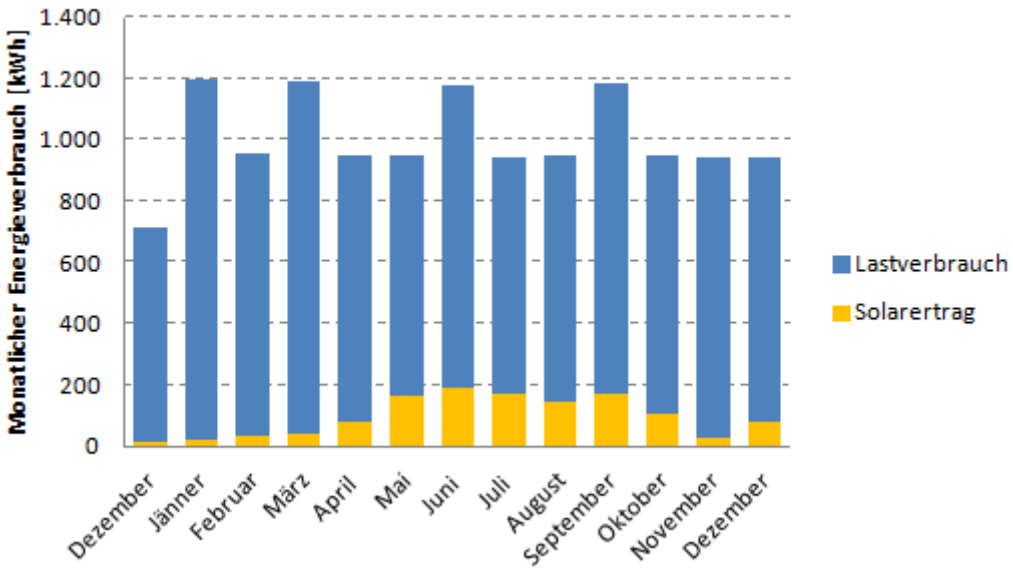


Abbildung 61 - Anteil der Solarenergie am monatlichen Gesamtenergieaufkommen der Rectifier 2014

11.2 Teststandort Zemendorf

Die Zielsetzung für diese Testanlage ist in der Erprobung der Kombination einer Photovoltaikanlage mit einer Kleinwindkraftanlage zu sehen. Der Solar-Log 1200 fungierte als Datenlogger für die Aufzeichnung der Energieflüsse am Standort. Neben den Wetterdaten wurde auch der Gesamtenergieverbrauch der Mobilfunkanlage und der Energieertrag des Kleinwindkraftrads erfasst. Die Aufzeichnung der Ertragsdaten der Photovoltaikanlage erfolgte mit dem Smartpack 2-Controller (Eltek). Nachfolgend werden die Ergebnisse der Energiebereitstellungssanlagen näher erläutert:

- Kleinwindkraft

Der Zeitraum für die Untersuchung des Betriebsverhaltens der Kleinwindkraftanlage beschränkte sich aufgrund der zugehörigen erteilten befristeten Genehmigung von Mai – September 2014.
Der Ausfall des SMA-Wechselrichters während der Testphase und die Organisation eines gleichwertigen Ersatzgeräts, führten zu Verzögerungen des planmäßigen Anlagenstarts. Bezugnehmend auf die langen Lieferzeiten des neuen Wechselrichters und den neuerlich erforderlichen Testbetrieb, konnte mit der relevanten Datenaufzeichnung erst mit Ende August 2014 begonnen werden. Der Demontagetermin für das Kleinwindkraftrad konnte basierend auf mehrere Interventionen bis Ende Oktober 2014 verschoben werden.
Das Spektrum der Messdatenerfassung erstreckte sich von der ordnungsgemäßen Inbetriebnahme am 26.08. bis zum Rückbau der Kleinwindradanlage am 27.10.2014. Aufgrund der geringen Nennleistung (1kW) der Windkraftanlage Amperius-VK58 und der geringen Auslastung liegt der Anteil der Windenergie bei ca. 1-3% am Gesamtenergieverbrauch, wie in Abbildung 62 dargestellt. Die Strombereitstellung reduzierte sich lediglich auf die ersten Betriebswochen (KW35-KW39). Im Oktober konnten keine Energieerträge vom Kleinwindkraftrad registriert werden.

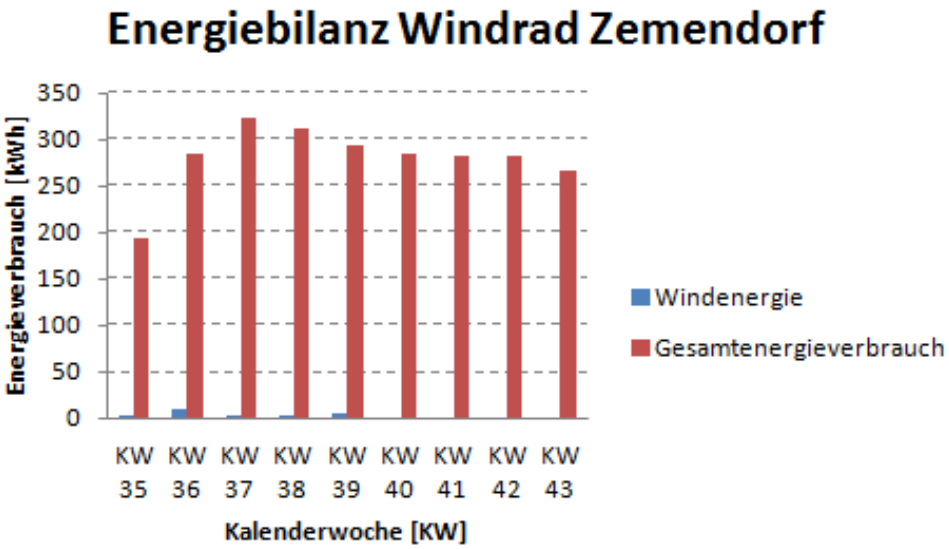


Abbildung 62 - Anteil der Windenergie am wöchentlichen Gesamtenergieaufkommen der Mobilfunkanlage

Für eine Detailanalyse des Betriebsverhaltens der Windenergieanlage, ist es essentiell die Eigenschaften des Amperius-VK58 näher zu erläutern. Die nachfolgende Beschreibung des Betriebsverhaltens wurde basierend auf die Montageaufwände, dem Betriebsverhalten und der Betriebsanleitung erstellt:

- Gebremste / ausgeschaltete Anlage
  Bei einer Aktivierung der Bremseinrichtung (externer 2-stufiger Bremswiderstand) dreht der Rotor nur sehr langsam und produziert keine Leistung
- Anlauf bei Windgeschwindigkeiten von 3-12 m/s
  Beim Einschalten der Anlage beschleunigt der Rotor bis die Drehzahl den Betriebspunkt erreicht. Bei schwachen Windverhältnissen kann dies mehrere Minuten dauern. Nach der Aktivierung des Einspeisewechselrichters dauert es ca. 2 Minuten bis die elektrische Leistung eingespeist wird.
- Anlauf bei Windgeschwindigkeiten > 12-20 m/s
  Bei großen Windgeschwindigkeiten kann die Beschleunigung des Rotors so stark werden, dass die maximale Drehzahl erreicht wird, bevor der Wechselrichter mit der Stromeinspeisung begonnen hat. Dies führt zu einer automatischen Abschaltung der Windkraftanlage und die Bremse wird aktiviert wodurch der Rotor annähernd bis zum Stillstand gedrosselt wird. Die Bremse wird nach wenigen Sekunden wieder gelöst und der Rotor beginnt sich wieder zu drehen.
  Bei Windstärken über 20m/s wird die automatische Sturmerkennung aktiviert und ein kontinuierliches Hochfahren der Anlage wird verhindert.
- Manuelles Ausschalten
  Die Windkraftanlage kann jederzeit mit einem Ein/Aus-(Not-)Schalter deaktiviert werden.

Basierend auf diesen Angaben resultiert eine Aktivierung des Windrads bei Windgeschwindigkeiten zwischen 3-13m/s. Um die Volllaststunden des Amperius-VK58 näher analysieren zu können, wurde die Messdaten des Schalenkreuzanemometers (Sensor-Box) ausgewertet. Das Windmessgerät wurde an der Mastspitze, in der Nähe des Windrads, angebracht. Die Auflösung der Messdaten entspricht 5-minuten Mittelwerten. Für eine Auswertung der Stundenwerte wurde der arithmetische Mittelwert der Windmessdaten gebildet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 63 dargestellt. Die relevanten Windgeschwindigkeiten für den Betrieb der Windkraftanlage wurden während der Testmonate primär Ende August und dem Monat September erreicht. Die optimalen Windbedingungen (8-13m/s) für die Stromerzeugung der Kleinwindkraftanlage wurden im Oktober nur sehr selten erreicht.

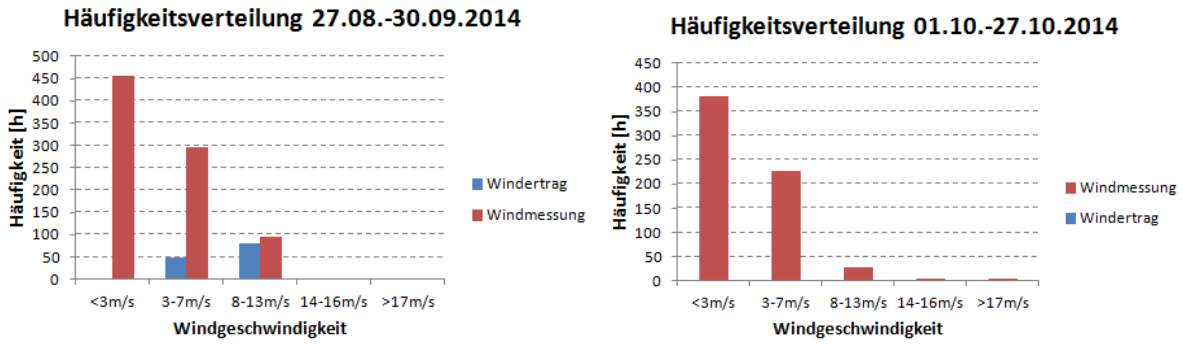


Abbildung 63 - Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Zemendorf

Die beste Auslastung der Kleinwindkraftanlage findet bei der angegebenen Nennleistung zwischen 8-13m/s statt, wie die Abbildung 64 zeigt. Hierzu wurden die Ertragsdaten des Amperius-VK58 in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit untersucht. Es wurde lediglich der Zeitraum näher betrachtet, in welchem durch das Windrad auch Energie bereitstellte wurde.
Für Kleinwindradanlagen gibt es bislang noch keine genauen Begriffsdefinitionen. Ein Anlauf des Rotors bzw. die Einschaltgeschwindigkeit ist nicht gleichzusetzten mit dem tatsächlichen Strom-Bereitstellungsverhalten. Als Anlauf bzw. Einschaltung des Kleinwindkraftrads könnte auch die Drehbewegung des Rotors deklariert werden.

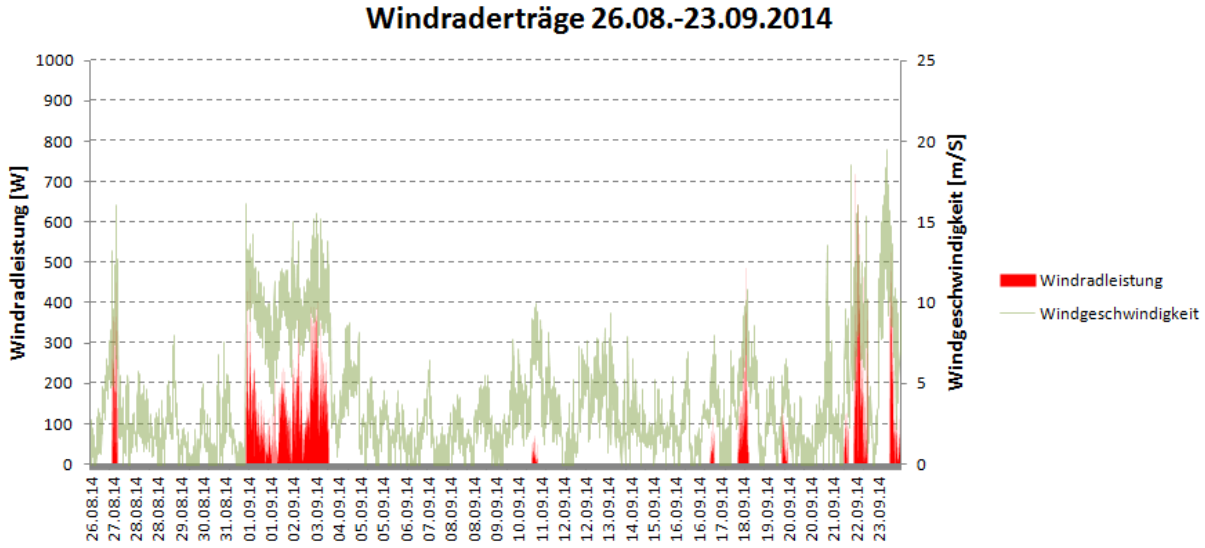


Abbildung 64 - Monatsbilanz der Windenergieerzeugung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

Auf Basis der Windenergiebilanz von 26.08.-23.09. wurden die drei ertragreichsten Tage detaillierter analysiert. Der Tagesverlauf in Abbildung 65 zeigt deutlich einen Zusammenhang der Windgeschwindigkeit mit der bereitgestellten Energie bzw. den zugehörigen Leistungswerten. Sobald eine Durchschnittswindgeschwindigkeit von etwa 7m/s erreicht ist, liefert die Kleinwindkraftanlage Energie.

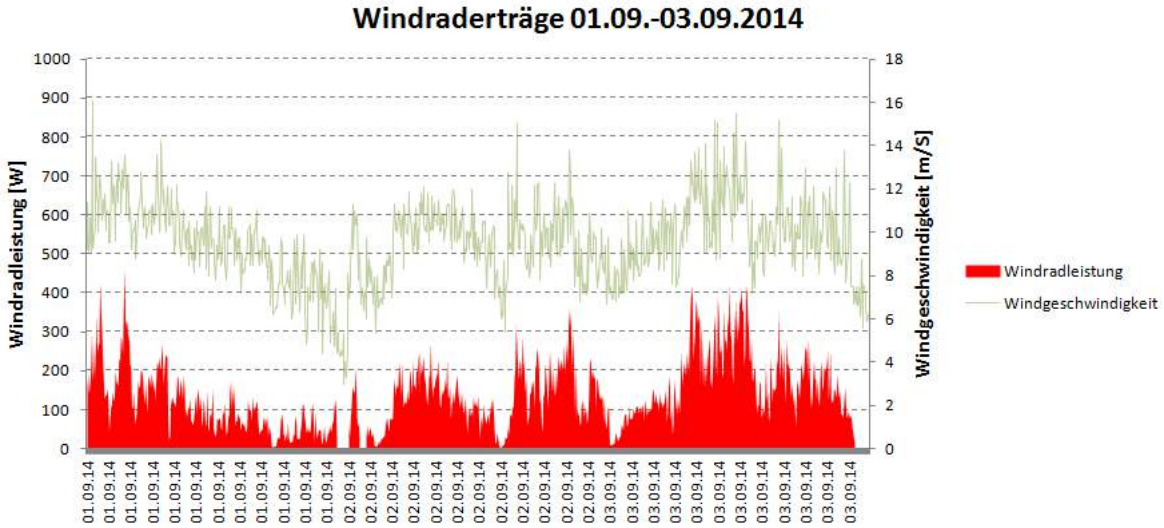


Abbildung 65 - Tagesverlauf der Windenergieerzeugung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Der Tagesverlauf zeigt auch, dass die Nennleistung (1000W) bzw. die maximale Leistung (1200W) auch nicht an den ertragreichsten Tagen abgerufen werden konnte. Die Leistungsangaben der Windenergieanlage wurden vom Hersteller bezugnehmend auf eine Nabenhöhe von 8m (auf einem freistehenden Masten) definiert. Trotz der hohen Montageposition des Vertikalläufers (36m) wurde die Nennleistung nicht erreicht. Die maximale Leistung betrug 734W (22.09.| 12:30 Uhr) bei einer Windgeschwindigkeit von 16m/s.
Um das Einschaltverhalten des Kleinwindrads zu charakterisieren, wurden die Betriebsstunden zusammen mit den zugehörigen Ertragsdaten analysiert. Der arithmetische Mittelwert der Winderträge (bei welchem das Windrad während der 5-Minutenwerte aktiv war) bildete die Datengrundlage für die reale Leistungskurve. Analysiert wurden dabei die Windgeschwindigkeit von 4,5 bis 15,0m/s. Der zu berücksichtigende Messintervall der 5-Minuntenmittelwerte bezieht sich auf eine Schrittweite von ±0,25m/s. Die reale Leistungskennlinie und das Leistungsverhalten gemäß den Herstellerangaben ist in Abbildung 66 dargestellt. Das reale Betriebsverhalten weist große Differenzen gegenüber der Leistungskurve gemäß den Herstellerangaben auf. Im unteren Leistungsbereich (bis 6m/s) korrespondieren die beiden Kennlinien gut. Bei höheren Leistungen differieren die beiden Ertragskurven exorbitant.

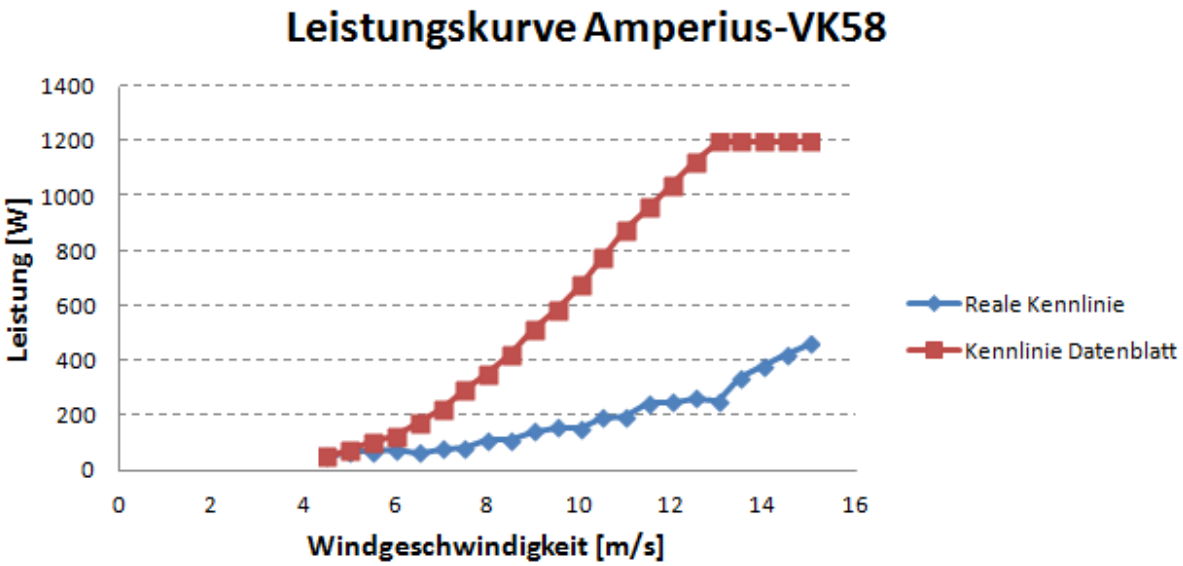


Abbildung 66 - Anlagenkennlinie des Amperius-VK58

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Windkraftanlage bei den relevanten Windgeschwindigkeiten einen entsprechenden Energieertrag liefert. Der geringe Ertragsanteil am Gesamtenergieaufkommen ist mitunter auf Nennleistung (1kW) der Kleinwindkraftanlage zurückzuführen, wobei die für die Auswahl des Windrades vorrangig die statischen Gegebenheiten der Mastanlagen zu berücksichtigen sind. Für den Teststandort Zemendorf wurde die Windkraftanlagen-Größe basierend auf die vorliegenden statischen Berechnungen ausgereizt. Die Positionierung eines Kleinwindkraftrades kann grundsätzlich als Ergänzung für Photovoltaikanlagen an Mobilfunksendeanlagen herangezogen werden. Verbesserungspotenzial gibt es primär bei den Windrad-Technologien (Vollaststunden bzw. Energieausbeute). Das Hauptaugenmerk bei der Diskussion betreffend der Installation eines Windrades ist einerseits auf die statischen Gegebenheiten, sowie andererseits auf behördliche Auflagen zu legen.
Für die Aktivierung (Energielieferung) der Windkraftanlage sind konstante Windverhältnisse über einen Zeitraum von mindestens 5 Minuten erforderlich. Kurzfristige Überlastungen (bis ca. 14m/s) sind im Toleranzbereich der Leistungserzeugung und führen zu keinem abrupten Abschalten der Anlage.

- Photovoltaik

Für den Teststandort Zemendorf wurde die Photovoltaikanlage analog der Anlage in Kirchfidsch (Montagesystem, Anlagenleistung) umgesetzt. Die Datenerfassung der solaren Erträge erfolgte mit dem Smartpack 2-Controller. Aufgrund von langen Lieferzeiten verzögerte sich der Einbau der Flatpack 2-HE Hybridsystemanlage um mehrere Monate. Der Betrieb der Photovoltaikanlage konnte daher erst mit Mitte Oktober 2014 aufgenommen werden. Basierend auf den späten Inbetriebnahmetermin, stand für die Datenauswertung der Solarerträge nur ein Zeitraum von einigen Wochen zur Verfügung. Der Solarertragsanteil am Lastverbrauch der Rectifier ist in Abbildung 67 dargestellt. Der solare Deckungsanteil am wöchentlichen Gesamtenergieaufkommen der Rectifier liegt zwischen 6-10%.

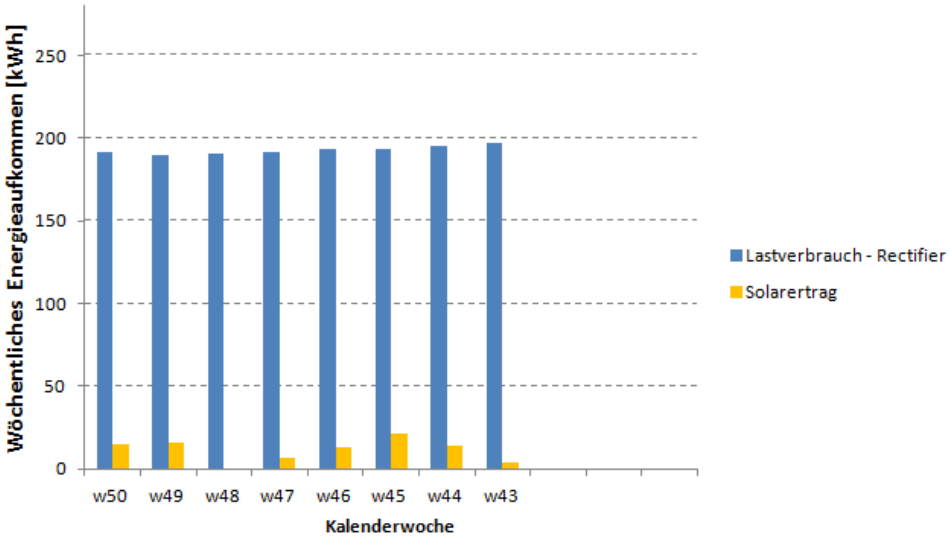


Abbildung 67 - Solarenergieanteil der Photovoltaikanlage Zemendorf am DC-Wochenverbrauch

Um eine aussagekräftige Bewertung der Photovoltaikanlage durchführen zu können, wurden die solaren Ertragsdaten von Zemendorf mit den Ertragsdaten vom Teststandort Oberwart verglichen. Das Ergebnis ist in Abbildung 68 dargestellt.

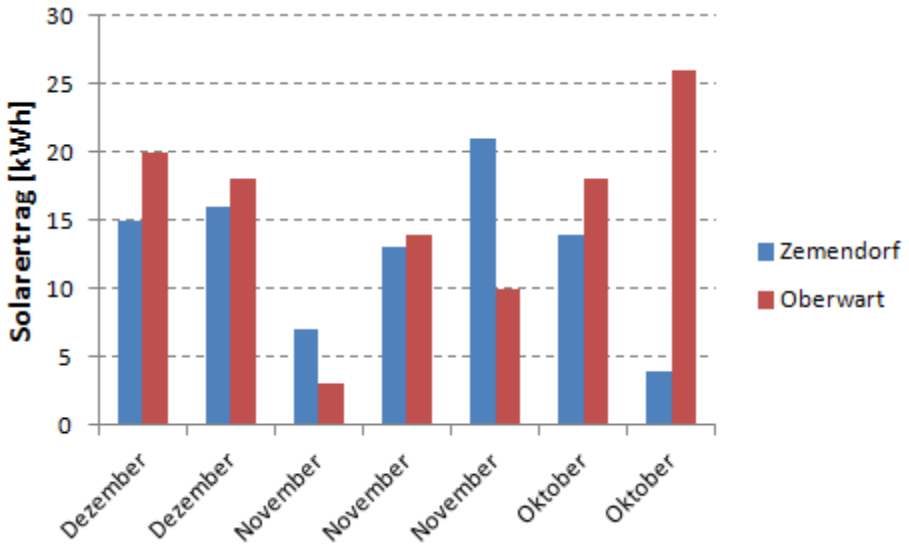


Abbildung 68 - Solarenergieertrag Zemendorf und Oberwart für die Monate Oktober bis Dezember 2014

Die Gegenüberstellung der beiden Standorte gibt auch Auskunft darüber, welche Erträge bei den unterschiedlichen Modulneigungswinkeln erzielt werden, da beide Standorte mit einer Photovoltaikleistung von je 1,5kWp ausgestattet wurden. Des Weiteren wurden die Sendeanlagen Zemendorf und Oberwart mit dem identen Solarcontroller (Eltek Flatpack) bedient. Gesamthaft wurde während der Testwochen am Standort in Oberwart mehr Solarenergie bereitgestellt als in Zemendorf. Der zeitliche Ertragsverlauf von den Photovoltaikanlagen ist in Abbildung 69 dargestellt. Dieser direkte Vergleich der Anlagen zeigt ein annähernd gleiches Betriebsverhalten während des betrachteten Zeitraums.

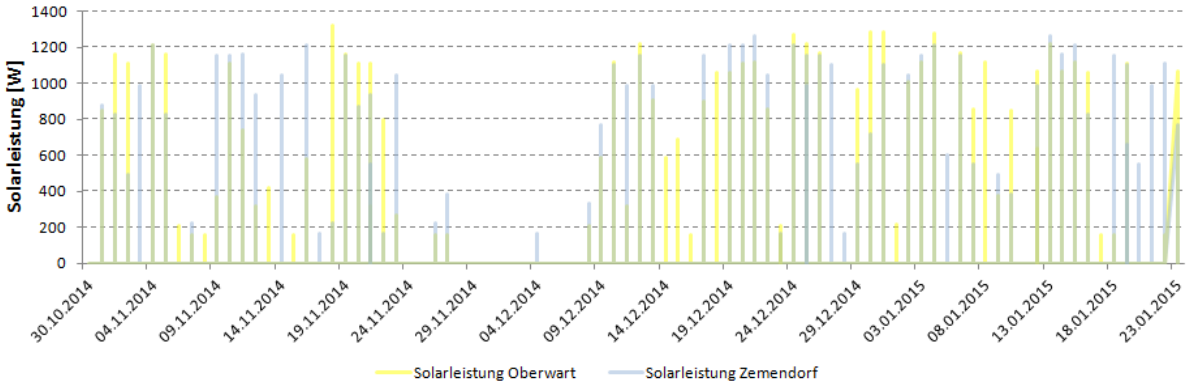


Abbildung 69 - Vergleich der Photovoltaikanlagen Teststandorte Zemendorf und Oberwart

In Abbildung 70 ist die Analyse der drei ertragreichsten Monatstage im November der Testanlage in Zemendorf dargelegt. Der Verlauf ist nahezu analog dem Betriebsverhalten der Testanlage in Oberwart (Abbildung 59). Auch hier ist ein Absenkung der Rectifierleistung zur Mittagszeit zu beobachten. Diese

Leistungsreduktion führt zu diesem Zeitpunkt zu einem signifikanten Ertragsrückgang der Photovoltaikanlagenleistung. Dieser symptomatische Abfall des Energiebedarfs zur Mittagszeit bei den Teststandorten in Oberwart und Zemendorf könnte in Verbindung mit dem Verbraucherverhalten der Mobilfunknutzer gebracht werden.

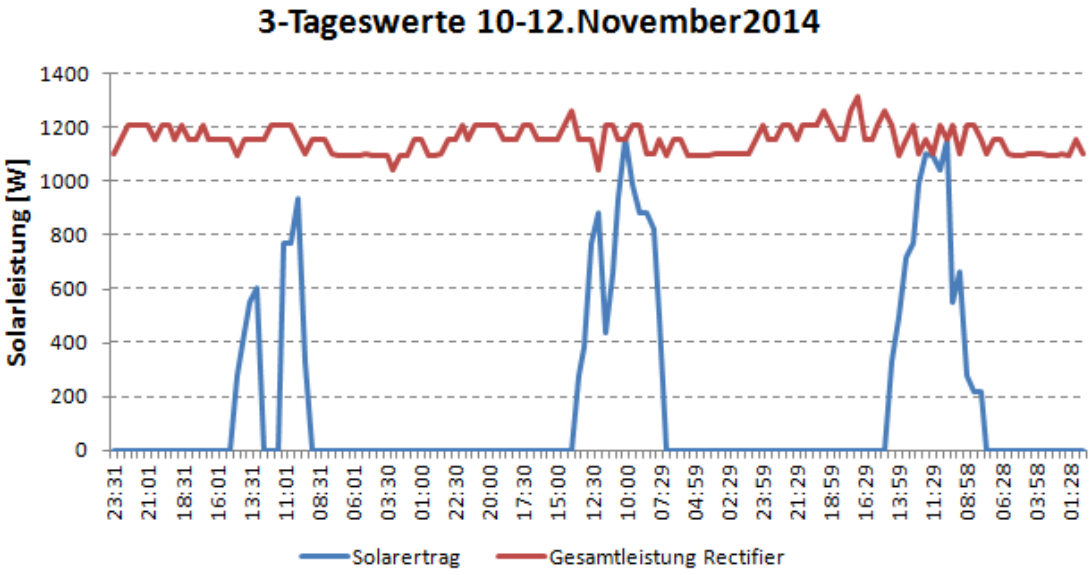


Abbildung 70 - Leistungsverlauf der Rectifier und der Photovoltaikanlage

11.3 Teststandort Kirchfidisch

Für den Mobilfunkstandort Kirchfidisch wurde ebenfalls, in Abhängigkeit von den statischen Gegebenheiten, die maximal mögliche Modulanzahl realisiert. Des Weiteren wurden Module mit einer möglichst hohen Nennleistung installiert (300Wp).
Das Monitoring bzw. die Datenaufzeichnung wurde mit Hilfe mehrerer Messkomponenten bewerkstelligt. Die Verbrauchsdaten der Sendeanlage wurde mit einem Solar-Log 1200 erhoben. Es wurde dabei sowohl der Gesamtverbrauch auf der Gleichstromseite als auch der Gesamtverbrauch (Gleich- und Wechselstrom) der Anlage mit geeigneten S0-Zählern (ISKRA) aufgezeichnet. Des Weiteren wurden die Messwerte der Sensorbox (Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung) mit dem Solar-Log protokolliert. Der bewerkstelligte Solarertrag wurde anhand der Daten des Huawei SSU-Controller erhoben. Aufgrund von Kommunikations- und Schnittstellenproblemen zwischen der Huawei PSU und SSU, sowie der Verbindungsabbrüchen bei der externen Webanbindung, konnten während des Testzeitraums nur zwei Kalendermonate lückenlos erfasst werden.

- Solarertrag

In Abbildung 71 sind die solaren Energieerträge der Photovoltaikanlage für den Zeitraum März bzw. April 2014 dargestellt. Für die Datenauswertung wurde der arithmetische Mittelwert der erfassten 5-Minuten Werte gebildet. Um die Plausibilität der Solarerträge zu verifizieren, wurde eine dynamische Simulation hinsichtlich des solaren Ertrags mithilfe der Planungssoftware PV*SOL Expert 5.0 durchgeführt, wobei jeweils die identen Anlagenparameter (Modultype, Modulneigung, Anlagenleistung) herangezogen wurden. Als Klimadaten wurden die seitens der Software zur Verfügung gestellten standortspezifischen Klimadatensätze übernommen (Dr. Valentin Energiesoftware GmbH 2013 für den Zeitraum 1998-2010).

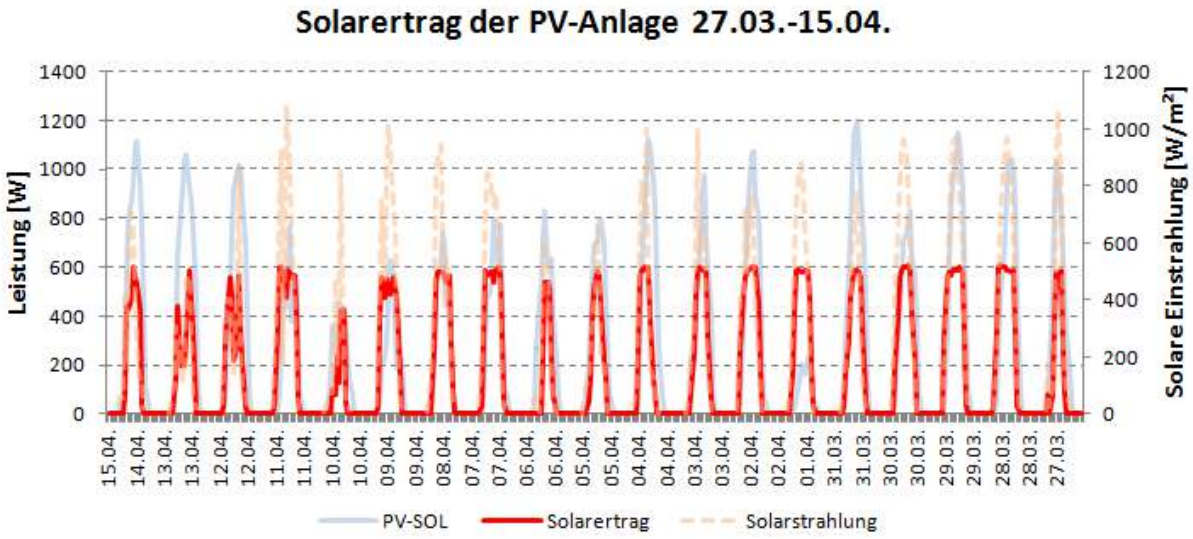


Abbildung 71 - Solarenergieertrag der Photovoltaikanlage Kirchfidisch für die Monate März/April 2014

Um einen aussagekräftigen Vergleich anstellen zu können, wurden die dynamischen Ertragsdaten der DC-Leistungen ausgewertet. Die Auflösung der simulierten Ertragsdaten entspricht Stundenwerten. Zusätzlich wurden die Daten der Solarstrahlung von der Sensor-Box für den jeweiligen Tag als

Ertragsindikator herangezogen. Der Solarertrag der Photovoltaikanlage folgt dem Verlauf der Solarstrahlung. Des Weiteren korrespondieren die realen Leistungserträge mit den Simulationswerten. Die Leistungsabweichung ist einerseits auf die Durchschnittswerte der Klimadaten (große Anzahl der Referenzjahre) und andererseits auf die Idealisierung der Modulverschaltung, wo die Umwandlungsverluste durch den Gleichrichter nicht berücksichtigt wurden, zurückzuführen. In Abbildung 72 ist ein wesentlich besserer Zusammenhang zwischen den Simulationswerten und den Realwerten zu erkennen.

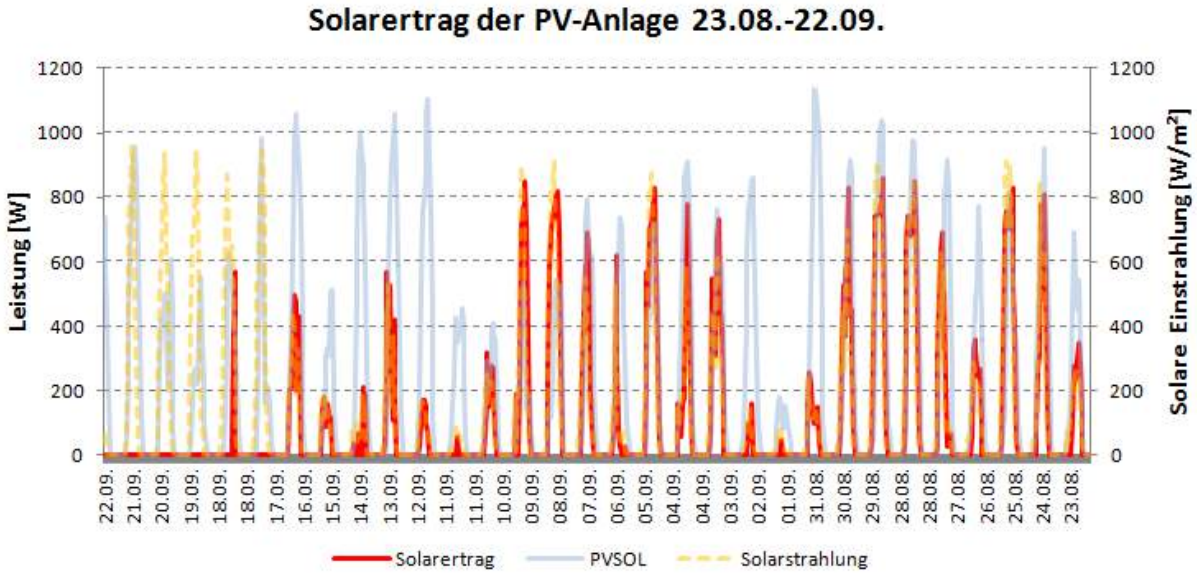


Abbildung 72 - Solarenergieertrag der Photovoltaikanlage Kirchfidisch August/September

Eine genauere Betrachtung des Solarertragskurve wurde für die ertragreichsten Tage im August durchgeführt. Der Neigungswinkel des Strahlungspyranometers entspricht dem Aufstellwinkel der Photovoltaikmodule, da der Strahlungssensor direkt an der Oberkante des Paneels befestigt wurde. Das Verhältnis der solaren Einstrahlung zum Leistungsertrag ist in Abbildung 73 dargestellt. Diese Darstellung repräsentiert einen vereinfachten Vergleich der Einstrahlungsenergie auf die Fläche von 1m² in Relation zum tatsächlichen Leistungsertrag der SSU. Die Daten der Solarstrahlung [W/m²] wurden anhand der aufgezeichneten 5-Minutenwerte aufbereitet. Der spezifische Solarenergieertrag [Wh/m²] wurde anhand des aufgezeichneten Solarertrags [kWh] der SSU in Relation zur Nettofläche der Photovoltaikmodule ermittelt. Durch den steilen Anstellwinkel der Module entsteht keine klassische Glockenkurve, sondern ein flaches Ertragsmaximum, welches über mehrere Stunden ausgedehnt wird. Zum Zeitpunkt der maximalen Solarstrahlung für die jeweiligen Tage würde dies einem Anlagenwirkungsgrad von ca.10% entsprechen.

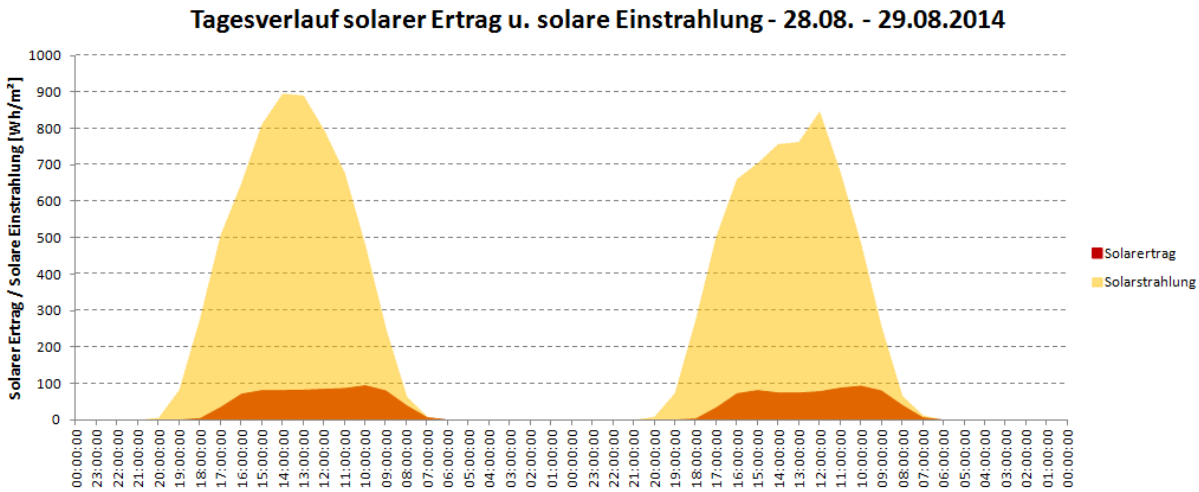


Abbildung 73 - Tagesverlauf des solaren Ertrags bzw. der solaren Einstrahlung

- Betriebsverhalten

Um eine Aussage über das Zusammenhang der bereitgestellten Solarenergie mit dem Stromverbrauch der Mobilfunkanlage treffen zu können, wurden zwei charakteristische Tagesverläufe für die Monate März und August detaillierter analysiert.

In Abbildung 74 ist das Verhalten des solaren Stromertrags in Relation zum Verbrauch der Sendeanlage dargestellt. Der Leistungskonsum der Rectifier ist nahezu konstant, da nur minimale Leistungsschwankungen in den Nachtstunden auftreten. Das Gesamtverbrauchsverhalten ist dem Verbrauchsverhalten auf der Gleichstromseite angepasst. Lediglich in den Morgenstunden sind Leistungsanstiege auf der Wechselstromseite zu beobachten. Dies könnten vorprogrammierte Aktivierungen von Geräten (z.B. Ventilator) sein, da diese Leistungssteigerung zu identen Zeiten an verschiedenen Tagen zu beobachten ist. Es ist deutlich erkennbar, dass die während des Tages die Stromversorgung von der Solarstromanlage übernommen wird, da der Verbrauch der Rectifier signifikant bis auf den Nullpunkt der Ordinate absinkt. Die Verbraucher der Wechselstromseite werden weiterhin vom öffentlichen Stromnetz versorgt, da bezugnehmend auf einen fehlenden Wechselrichter keine Überschussenergie für die Wechselstromverbraucher zur Verfügung gestellt wird.

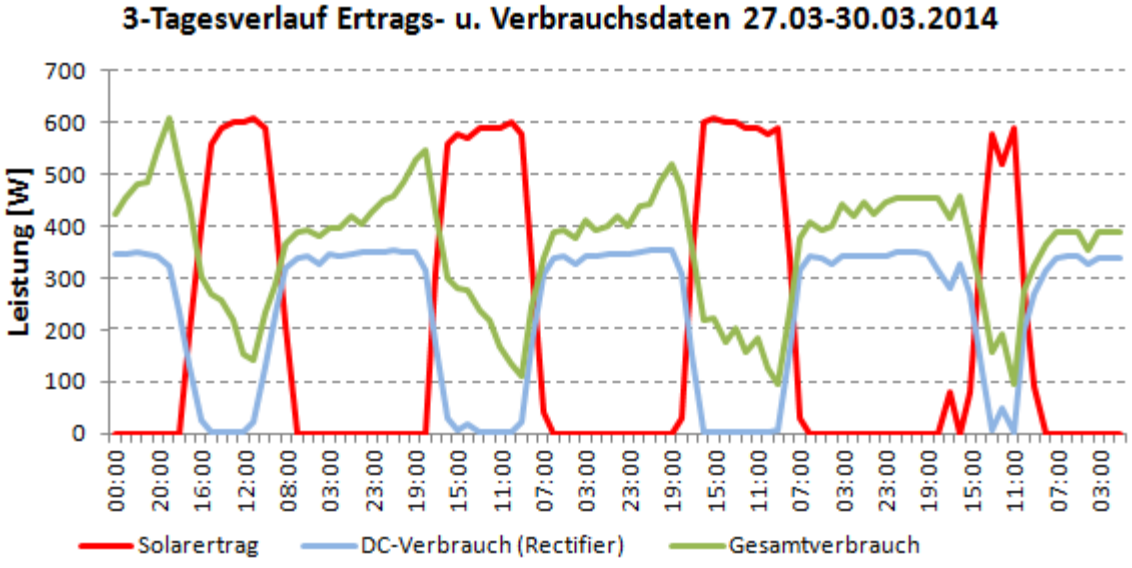


Abbildung 74 3-Tagesverlauf des solaren Ertrags im Verhältnis zum Anlagenverbrauch im März

Für den Zeitraum 27.08. bis 29.08.2014 konnten im Vergleich mit dem Monat März wesentlich höhere Solarstromertragsdaten erzielt werden, wie in Abbildung 75 dargestellt ist. Die Darstellungen zeigen, dass die Photovoltaik-Anlage tagsüber die Leistungsversorgung der Rectifier übernimmt. Durch das annähernd konstante Lastverhalten der Sendeanlage, könnten die Solarerträge gezielter verwertet werden. Ein Optimierungspotenzial besteht hinsichtlich der Verwendung der Überschussenergie. Um einen höheren Eigenverbrauch zu erzielen, wäre die Umwandlung des überschüssigen Gleichstroms in Wechselstrom zu Spitzenzeiten durchaus vertretbar. Durch die Speicherung der Energieüberschüsse während des Tages, kann in den Nachtstunden der Leistungsbedarf erheblich reduziert werden.

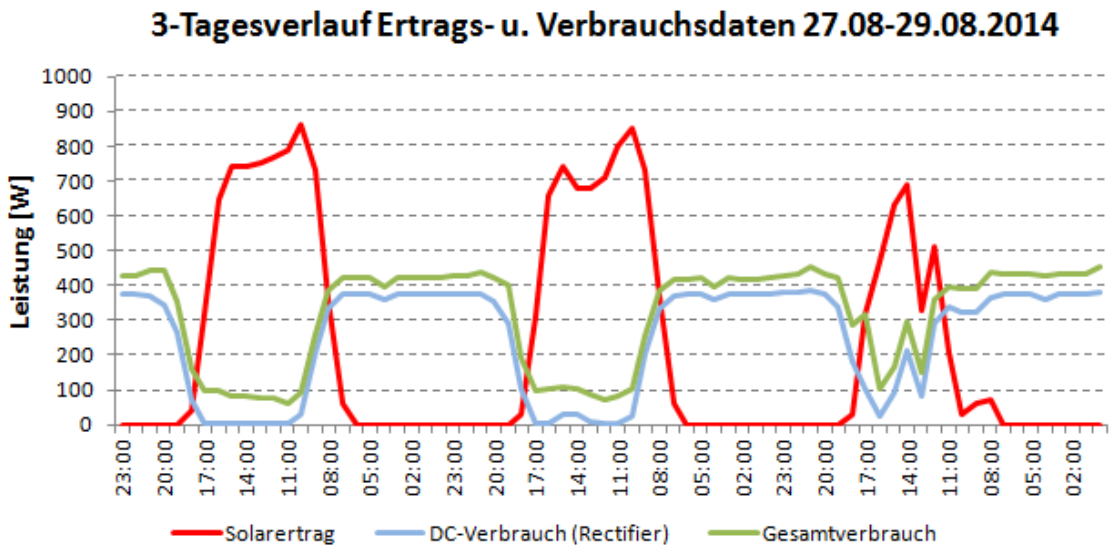


Abbildung 75 3-Tagesverlauf des solaren Ertrags im Verhältnis zum Anlagenverbrauch im August

- Energiebilanz

Für die analysierten Tagesverläufe des Standorts Kirchfidisch resultiert z.B. im März ein solarer Deckungsanteil (Tagesbasis - 00:00Uhr - 24:00Uhr) von rund 50% und während der Sommermonate von mehr als 50%. Die Verwertung der Überschussenergie durch die Nutzung der Akkus kann bezugnehmend auf eine Sendeanlagen-Konfiguration gemäß dem Teststandort Kirchfidisch, einen solarer Deckungsanteil von über 60% ermöglichen.

Eine Energiejahresbilanz kann leider nicht gebildet werden, da sich der Testzeitraum lediglich über ca. 6 Monate erstreckte. Wie im gegenständlichen Bericht für den Teststandort Kirchfidisch bereits dargestellt, reduziert sich der Strombedarf der Sendeanlage bei der Verfügbarkeit von Solarstrom. Der Photovoltaikstrom hat jedoch auf den Verbrauchsanteil für die Wechselstromverbraucher keinen Einfluss. Wenn kein Solarstrom bereitgestellt wird, stellt die Summe der Verbrauchswerte (Gleichstromverbrauch und Wechselstromverbrauch) das Gesamtenergieaufkommen dar. Daraus lässt sich schließen, dass sich der Gesamtenergiebedarf für die Mobilfunkanlage aus dem Solarstromertrag (Tag) bzw. der Rectifier (Nacht) und dem Verbrauchsanteil der Wechselstromverbraucher zusammensetzt. Basierend auf diesen Annahmen wurde die Energiebilanz für den Erprobungszeitraum

berechnet, wie in Abbildung 76 dargestellt. Aufgrund des plausiblen Zusammenhangs zwischen den dynamischen Simulationswerten und den Realdaten, wurden die Solarertragsdaten mittels der Planungssoftware PV*Sol 7.0 für den Standort Kirchfidisch berechnet. Diese Energiebilanz ist mit gewissen Unsicherheitsfaktoren behaftet, da die herangezogenen Klimadaten den Durchschnittswerten von 13 Jahren (1998-2010) und nicht dem Wetterdaten des Testzeitraums entsprechen. In den Sommermonaten wird mehr Solarleistung produziert als die Gleichstromverbraucher benötigen. Der Energieüberschuss wurde in den meisten Fällen nicht verwertet und auch nicht explizit gemessen bzw. aufgezeichnet. Diese Umstände führen vermutlich zu einen überhöhten Solarertragsanteil. Die Abbildung 76 repräsentiert Richtwerte für den solaren Ertragsanteil am Gesamtenergieaufkommen je Monat.

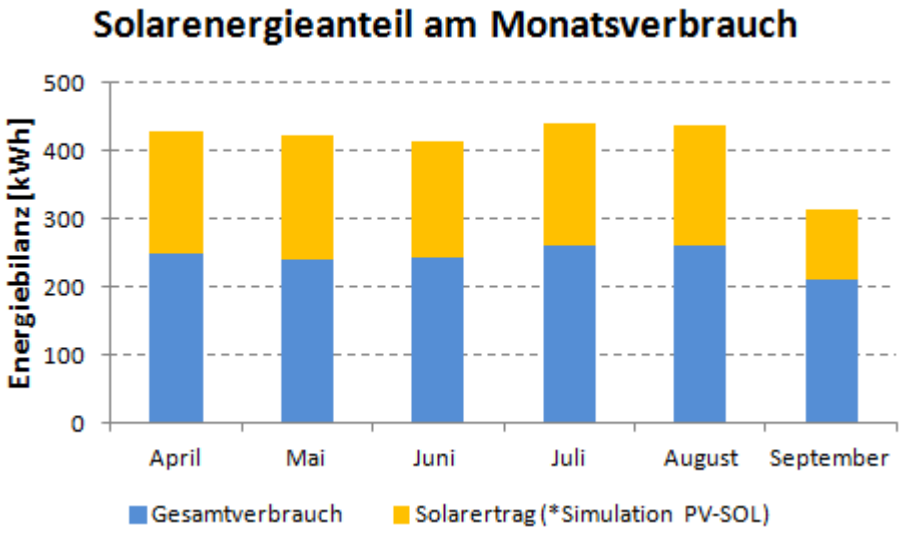


Abbildung 76 - Anteil des simulierten Solarenergieertrags am monatlichen Gesamtenergieaufkommen

In Abbildung 77 sind die realen Messdaten dargestellt. Der durchschnittliche Solarertrag für den Testzeitraum liegt bei ca. 100kWh im Monat liegen.

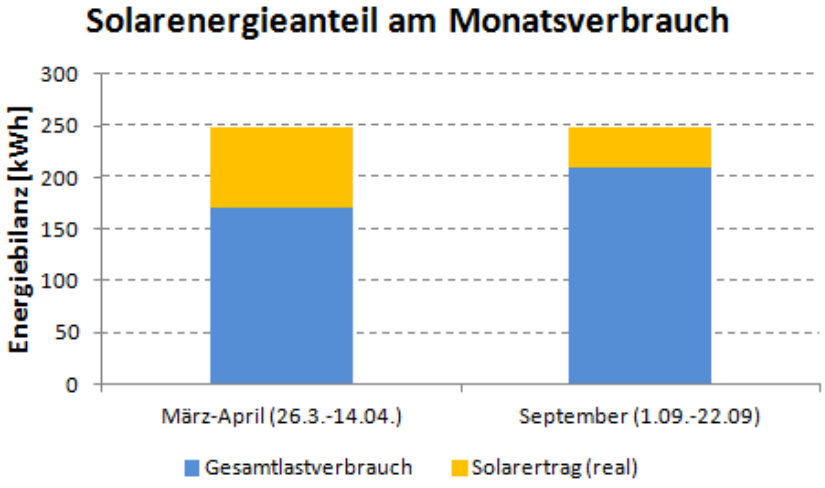


Abbildung 77 - Anteil des realen Solarenergieertrags am monatlichen Gesamtenergieaufkommen

Dies ist darauf zurückzuführen, dass bereits innerhalb von 3Wochen ca. 75kWh im Monat März erzeugt wurden. Der geringe Solaranteil am Gesamtenergieaufkommen im September ist auf die geringe Solarstrahlung (siehe Abbildung 72) und den Betriebsausfällen Ende September zu erklären.
Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass bei höheren Solarstromwerten in Relation zum Leistungsbedarf, ein hoher solarer Deckungsanteil erreicht werden kann. Der steile Anstellwinkel bewirkt keine klassische Glockenkurve, sondern zu einem flachen Ertragsmaximum. Dieses Verhalten widerspiegelt sich auch in den einzelnen Monaten und führt zu einer annähernd gleichen Leistungsverteilung des Solarertrags. Dies wirkt sich durchaus positiv auf das Zusammenspiel der Leistungserzeugung aus der Photovoltaikanlage und dem Leistungsbedarf der Mobilfunkanlage aus.

12 Planungstool, Dienstleistungs- und Produktdefinitionen

Basierend auf die recherchierten Erkenntnisse zu den eingesetzten Technologien, den am Telekommunikationsmarkt vorherrschenden Rahmenbedingungen, den Erfahrungen aus den Genehmigungsverfahren sowie den Resultaten der Erprobungsphase, wurde ein innovativer Planungsprozess entwickelt, welcher essentielle Entscheidungen in der ersten Phase der Konzeptionierung von Ökologisierungsmaßnahmen für Mobilfunksendeanlagen ermöglicht. Die Zielsetzung kann in der Entwicklung eines standardisierten Verfahren gesehen werden, welches in Abhängigkeit von dem jeweiligen Anwendungsfall ein technologisch maßgeschneidertes Maßnahmenpaket für den Einsatz regenerativer Energiequellen auf Mobilfunksendestationen ermöglichen soll. Diese Planungshilfe soll der Interessentin eine erste Indikation für die sinnvoll möglichen Realisierungsschritte darstellen. Vordefinierten Produktpakete sollen additiv einen effizienten Prozess im Rahmen der Ökologisierungsvorhaben, mit wesentlichen Zeit und Kosteneinsparungen im Vergleich zu einer konventionellen Vorgehensweise, sicherstellen. Die einzelnen Produkt- und Dienstleistungspakete gliedern sich in folgende Kategorien:

Dienstleistungsportfolio:

- Planungstool zur Indikation von potentiellen Sendeanlagen-Standorten
- Abwicklung des Planungs- und Behördenprozesses
- Begleitung der standortspezifischen Realisierungsmaßnahmen
- Überwachung und Optimierung der energierelevanten Anlagenparameter

Produktportfolio:

- Photovoltaik-Anlage inkl. Montagesystem für Mastmontage
- Photovoltaik-Analge inkl. Montagesystem für Containermontage
- Photovotlaik-Anlage inkl. Montagesysetm für Rooftopmontage
- Energie-Managementunit zur Steuerung- und Regelung von Energieflüssen sowie zur Etablierung eines Akku-Refreshing –Systems
- Monitoring System

12.1 Aufbau Planungstool

Das Planungstool ist modular aufgebaut. In den ersten Modulen (Modul A, Modul B) wird die grundsätzliche Eignung des Standorts (unter Bezug auf die bestehende Infrastruktur) geprüft. Unter der Voraussetzung, dass die Prüfung ein positives Ergebnis auswirft, werden weitere Module abgefragt. Hierbei soll zunächst das technische Potenzial für die Installation der Photovoltaikanlage überprüft werden (Modul C, Modul D). Darauf basierend kann eine erste Betriebs- bzw. Ertragsprognose erstellt werden. Die einzelnen Module werden in den jeweiligen Unterkategorien näher spezifiziert. Das Planungstool stellt einen Anforderungskatalog dar, welcher chronologisch abgearbeitet werden muss. Dabei werden die einzelnen Prüfkategorien mit Inputdaten versorgt, welche in den Outputdaten einen Aufschluss über den jeweiligen Status geben. Mithilfe dieses modularen Aufbaus ist der Nutzer verpflichtet, sich mit den spezifischen Anforderungen der Anlagenplanung auseinanderzusetzen. Dies gibt ihm simultan einen Überblick über die erforderlichen Angaben, welche notwendig sind, um ein ordnungsgemäßes Ergebnis zu erzielen. Eine detailliertere Erläuterung der einzelnen Module wird im Anschluss gegeben.

12.1.1 Modul A - Angaben zum Mast

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Eignung des Mastes für die Montage von Photovoltaikmodulen. Die nachfolgenden Unterkategorien des Modul A sollen Aussagen über einen möglichen Einsatz der entwickelten Montagesysteme geben. Ein Überblick über das Planungsprozedere ist in Tabelle 28 dargestellt.

Modul A1 - Masttype

Das Modul A1 betrifft die Definition der Masttype. Um eine pauschale Aussage über die Positionierung von Photovoltaikanlagen auf Mastanlagen treffen können, ist es essentiell die unerschiedlichen Masttypen zu berücksichtigen. Hierbei unterscheidet man hauptsächlich die Baustoffart, aus welchem der Mast errichtet wurde wie z.B. Beton oder Stahl. Durch die Beschränkung der Anwendung von Montagesystemen für Photovoltaikmodule auf Gitter- bzw. Rohrmasten, ist es relativ einfach ein Ergebnis zu erzielen. Beim Einsatz von Solarstrompaneelen auf Gitter- bzw. Rohrmasten muss in weiterer Folge zwischen Neubau- und Bestandsmasten unterschieden werden. Bei Mastneubauten spielt die Statik eine untergeordnete Rolle, da diese in der Regel eine maximale Belegung einer Mastseite mit Photovoltaikmodulen zulassen. Bestehende Masten müssen hinsichtlich der Maststatik näher untersucht werden, da verschiedene Einflussfaktoren (Antennenbelegung, Baujahr, Windlasten, etc.) zu berücksichtigen sind.

Modul A2 - Mastnutzung

Diese Rubrik Tool-Abschnitt behandelt die rechtlichen Rahmenbedingungen von Mobilfunkstandorten. Der §8 Abs 2 Telekommunikationsgesetz (TKG 2003) beschreibt das Recht zur Mitbenutzung der für den Betrieb notwendigen Infrastruktur (Technik, Mast) eines öffentlichen Kommunikationsnetzes wie Feuerwehren, Rettungsdienste sowie Sicherheitsbehörden zu gestatten. Auch das freiwillige Site Sharing mit anderen Mobilfunkbetreibern für eine gemeinsame Nutzung der Infrastruktur muss

berücksichtigt werden. Vor der Ökologisierung von Mobilfunkmaststandorten ist vorrangig die Eigentumssituation betreffend der Grundstücks- und Sendeanlage zu hinterfragen. Die vertragliche Regelung der Mastnutzung ist hinsichtlich der erforderlichen Umbaumaßnahmen und möglichen Veränderungen in den vereinbarten Mitbenutzungsrechten zu beachten bzw. ist in weiterer Folge im Vorfeld die Zustimmungserklärung des Site Sharing Partner einzuholen.

Modul A3 - Mastgeometrie

Aus der Höhe von Mobilfunkmasten resultieren, bezugnehmend auf eine in der Regel günstige Verschattungssituation, gute Voraussetzungen für den Einsatz von Photovoltaikanlagen. Dabei können sowohl neue, als auch bestehende Mobilfunkmasten mit einer geeigneten Montagekonstruktion mit Photovoltaikmodulen ausgestattet werden. Die relevante Belegungslänge berechnet sich aus der Gesamthöhe des Masten abzüglich der folgenden Sperrlängen:

- Antennenbelegung Mastspitze
  Am Hochpunkt der Mobilfunkmasten befinden sich die wichtigen Komponenten für die Kommunikationsübertragung wie z.B. Richtfunkantennen, GSM/UMTS/LTE Antennen. Diese technischen Sendevorrichtungen reduzieren die potenzielle Photovoltaikfläche der relevanten Mastseite.
- Reserve Antennenbelegung
  Für einen zukünftigen Ausbau der Mobilfunkinfrastruktur am Mobilfunkmast werden Reserveflächen vorgehalten. Diese Fläche ist im Rahmen der Eignungsprüfung zu berücksichtigen bzw. zu definieren.
- Abstand vom Boden
  Um den Verschattungseinflüssen (Gebüsche, Technikcontainer, etc.) im Bodenbereich präventiv entgegenzuwirken, ist es zielführend, einen Mindestabstand von der Geländeoberkante einzuhalten.

Modul A4 - Position Aufstiegsleiter

Bei einem dreistieligen Rohrgittermast ist mindestens eine Mastseite nach Süden (Süd/Ost bzw. Süd/West) ausgerichtet. Für Wartungs- und Reparaturarbeiten ist eine Aufstiegsleiter auf einer der drei Mastseiten angeordnet. Bei freistehenden Mobilfunkmasten können sowohl das horizontale, als auch das vertikale Montagesystem eingesetzt werden. Eine Ausrichtung der potenziellen Mastseite nach Süden, welche mit einer Aufstiegsleiter ausgestattet ist, beschränkt die Auswahl des Befestigungssystems. Bei solchen Gegebenheiten kann nur das vertikale Montagesystem verwendet werden. Deshalb spielt die Identifikation der Positionierung der Aufstiegsleiter in der Planungsphase eine wesentliche Rolle.

Tabelle 28: Darstellung der Planungsschritte des Planungstools für das Modul A

MODUL A - ANGABEN ZUM MAST

	INPUTDATEN		OUTPUTDATEN		Zielsetzung
A1	**Masttype**				Übersicht über die Mastarten unter Berücksichtigung der Maststatik
	→ Schleuderbeton	→	keine Anwendung		
	→ Holzmast				
	→ Gittermast Hohlrohr		Bauart		
	→ Gittermast Vollstahl	→	→ Bestand	→ statischer Nachweis	
	→ Rohrmast		→ Neubau	→ kein statischer Nachweis	
A2	**Mastnutzung**				Berücksichtigung der rechtl. Rahmenbedingungen
	→ Mastneubau	→	keine Auflagen		
	→ Sharingstandort	→	Einholung der Zustimmung vom Sharingpartner		
	→ Sonstiges (EVU, Wohnhaus, etc.)	→	Einholung der Zustimmung Anrainer		
A3	**Mastgeometrie**			Berechnung der rel. Belegungslänge:	Basis für die Ermittlung der Anlagenleistung
	→Masthöhe	→	Angabe in [m] →	Gesamthöhe	
	→ Antennenbelegung Mastspitze	→	Angabe in [m] →	- Sperrlänge Antennen	
	→ Reserve Antennenbelegung	→	Angabe in [m] →	- Sperrlänge Reserve	
	→ Abstand vom Boden	→	Angabe in [m] →	- Abstand vom Boden	
				= relevante Belegungslänge	
A4	**Position der Aufstiegsleiter**				Auswahl des geeigneten Montagesystems
	Aufstiegsleiter auf der relevanten Belegungsseite vorhanden	→ JA	→	Vertikales Montagesystem	
		→ NEIN	→	Horizontales Montagesystem	

12.1.2 Modul B - Klima- und Standortdaten

Für eine Ertragsprognose des solaren Energieaufkommens ist eine standortbezogene Zuordnung der Sendeanlage von essentieller Bedeutung. Basierend auf die Lokalisierung des selektierten Standorts mittels der Adresse oder Grundstücksnummer, können durch den Zugriff auf eine Klimadatenbank, die solaren Einstrahlungswerte abgerufen werden.

Einen weiteren wichtigen Parameter stellt in diesem Zusammenhang die jeweilige den Anlagenstandort (Mast, Container, Dach) betreffende Verschattungssituation dar. Durch die Durchführung einer Hinderniselevation kann im Vorfeld der Einfluss der Verschattung am Mobilfunkstandort kategorisiert werden. Mithilfe von Fotos der Mobilfunkanlage oder durch Bestandsaufnahmen, kann eine empirische Einstufung der Verschattungssituation (gering, mittel, stark) vorgenommen werden. In Abhängigkeit der Verschattungsstärke wird ein Korrekturfaktor eingeführt, welcher aliquot den Solarertrag für die Ertragsabschätzung reduziert. Für eine fachgerechte Beurteilung der Verschattungssituation ist eine Verschattungsmessung (Verschattungsanalysetool für die Standortbeurteilung) empfehlenswert. Anhand der Unterkategorien der Module B1 und B2 kann eine klimatische Eignung des Standorts evaluiert werden, wie in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29: Darstellung der Planungsschritte des Planungstools für das Modul B

MODUL B - KLIMA U. STANDORTDATEN

	INPUTDATEN		OUTPUTDATEN	Zielsetzung
B1	**Standortauswahl**			Erfassung der Solarstrahlung für die Ertrags-abschätzung
	Position des Standorts (PLZ)	→	Globalstrahlungsdaten für den selektierten Standort → Erstellen einer Klimadatenbank	
B2	**Verschattungssituation**			Berück-sichtigung der Verschattungs-situation
	→ Keine → Mittel → Hoch		Korrekturfaktor von 0 bis 100% für den Solarertrag	

12.1.3 Modul C - Technische Infrastruktur

Die Integration einer Photovoltaikanlage in die technische Infrastruktur ist ein diffiziles Unterfangen. Um die Umwandlungsverluste zu minimieren und vorrangig den zumeist größten elektrischen Verbrauch einer Mobilfunkanlage (Systemtechnik) versorgen zu können, ist die Einbindung der solaren Stromerträge auf der Systemtechnikseite (= Gleichstromseite) förderlich. Eine Bestandsaufnahme der technischen Infrastruktur bildet dabei eine wichtige Grundlage für die weiteren Planungsschritte. Der Leitfaden für diese Modul ist in Tabelle 30 dargestellt.

Modul C1 und C2 – Platzangebot Systemtechnik und Akkus

Diese Unterkategorien sind ein wichtiger Indikator für die Erweiterbarkeit der Systemtechnik. Es werden in der Mobilfunkbranche primär Indoor- und Outdoor-Schutzschränke verwendet, in welchen die Systemtechnik verbaut ist. Outdooranlagen sind mit einem Schutzschrank (19“ Rack) im Außenbereich ausgestattet. Dadurch ist das Platzangebot für eine technische Erweiterung der Mobilfunkanlage sehr stark eingeschränkt. Eine Nachrüstung von Systemtechnikgerätschaften gestaltet sich daher als sehr schwierig, wodurch die Ökologisierungsmaßnahmen erschwert werden. Indooranlagen sind in der Regel mit einem Technikcontainer (3m x 2,4m) ausgerüstet. Dieser fungiert dabei als großräumiger Schutz des technisches Equipment und der Elektronikbaugruppen vor Umwelteinflüssen. Diese zusätzliche Technikfläche bietet ein großes Maß ein Flexibilität in Hinblick auf die Erweiterung der Systemkomponenten. Die Evaluierung der Systemtechnik gibt Auskunft darüber, ob eine problemlose Nachrüstung des Standorts mit Photovoltaik möglich ist (Indooranlagen) oder weitere Maßnahmen für die Ökologisierung durchzuführen sind.

Aufbauend auf diesen Informationen ist die Anwendung der Speichertechnologie zu analysieren. Bei Indooranlagen bietet sich die Möglichkeit einer Stromspeicherung am Standort an. Hierfür kann das bestehende Back-Up-System (Batteriespeicher) verwendet werden. Es besteht auch die Möglichkeit den aktuellen Batteriespeicher zu erweitern oder einen anderen Stromspeicher einzusetzen. Die Speicherkapazität ist dabei auf die Ertragskapazität der vorgesehenen Photovoltaikanlage abzustimmen.

Modul C3 - Energiemanagementsystem

Die Einbindung der solaren Stromerzeugnisse bedingt eine detaillierte Analyse des bestehenden Energiemanagementsystems. Im Sinne einer wirtschaftlich zielführenden Lösung sowie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Sendeanlage ist es anzustreben, primär die Solarkomponenten (Gleichrichter, Solarcontroller, etc.) des jeweiligen Systemtechnik-Herstellers zu verwenden. Diese Solar-Controller sind mit konfigurierbaren Alarmsignalen ausgestattet, welche in die bestehende Alarmstruktur implementiert werden können. Störungen werden vom Controller am Monitor visualisiert und gleichzeitig als Fehlermeldung an die Schaltzentrale übermittelt. Auch die Kompatibilität der Rectifier und der Solarkomponenten mit der eingesetzten Systemtechnik ist durch die Verwendung von Systemtechnik-Hersteller-Komponenten nicht gefährdet. Nach der Identifizierung der Parameter für den Einsatz des Energiemanagementsystems kann das System gesamthaft konzipiert werden.

Modul C4 - Stromverbrauch

Ein weiterer wichtiger Dimensionierungsfaktor für die Photovoltaikanlage ist der Stromverbrauch der Sendeanlage. Dabei ist eine Differenzierung zwischen Wechsel- und Gleichstromverbrauch vorzunehmen. Den größten Stromverbrauch verursachen in der Regel die Systemtechnikkomponenten (Gleichstromseite), wodurch eine Einbindung der Anlage auf der Gleichstromseite förderlich ist. Bei Mobilfunkanlagen mit einem höheren Wechselstrombedarf ist auch die Versorgung der Wechselstromseite mithilfe der Photovoltaikanlage in Erwägung zu ziehen.

Tabelle 30: Darstellung der Planungsschritte des Planungstools für das Modul C

MODUL C - TECHNISCHE INFRASTRUKTUR

	INPUTDATEN		OUTPUTDATEN	Zielsetzung
C1	**Systemtechnik**			Indikation für die techn. Infrastruktur
	→ Outdooranlage	→	→ Kein Container	
	→ Indooranlage	→	→ Technikcontainer	
C2	Stromspeicherung			
	→ Aktuelle Batteriekapazität	→	Prüfung der Speicherfähigkeit anhand der aktuellen Batteriekapazität	
	→ Erweiterung der Batteriekap.	→	Erweiterung der Batteriespeicher anhand des Platzbedarfs im Container	
C3	**Energiemanagementsystem**			Auswahl des Energie-management-systems
	→ NSN → Eltek → Huawei → Sonstige	→	Auswahl der herstellerspez. Komponenten für die Einbindung der Photovoltaikanlage in die Systemtechnik des Energiemanagementsystems	
C4	**Elektrischer Stromverbrauch**			Richtwert für die Leistungsgröße der PV
	→ Gleichstromseite (DC)	→	Leistungsangabe in [kW]	
	→ Wechselstromseite (AC)	→	Leistungsangabe in [kW]	

12.1.4 Modul D - Photovoltaik

Dieses Modul bildet den letzten Baustein um die relevanten Eckdaten für die Ermittlung der Erzeugungsanlagentype mit der zugehörigen Anlagenleistung zu erheben und die Ertragsprognose durchzuführen.

Modul D1 - Moduldaten

Nach der Erhebung der technischen (Mastsituation, Infrastruktur) und klimatischen (Standortdaten) Rahmenbedingungen, stellt die Modulauswahl den finalen Schritt für die Bestimmung der Anlagenleistung dar. Aus den jeweiligen Produktdatenblättern lassen sich die elektrischen Daten (Leistung, Wirkungsgrad) eines potentiellen Moduls bestimmen. Ein weiterer wichtiger Parameter sind dabei die mechanischen Daten. Anhand der Modulabmessungen wird die Modullänge unter Berücksichtigung der Verschattungsabstände und Moduleinbausituation ermittelt. Aus der berechneten Belegungslänge (Modul A3) und der Modullänge kann in weiterer Folge die Anlagenleistung für den zu betrachtenden Standort definiert werden.

Modul D2-D5 - Montageart

Für die Montage von Photovoltaikmodulen können nachstehende Montagemöglichkeiten selektiert werden:

- D2 - Mastmontage
  Diese Montageart wird mit Hilfe der beiden entwickelten Montagesystemvarianten charakterisiert. Grundsätzlich kommen sowohl das horizontale, als auch das vertikale Montagesystem für die Befestigung von Photovoltaikpaneelen am Mobilfunkmast in Frage. Das Kriterium bei der Selektion des Montagesystems ist die Position der Aufstiegsleiter und die Auswahl der Modultype. Eine erste Vorauswahl des Montagesystems erfolgte bereits in Modul A4. Wenn sich eine Aufstiegsleiter auf der relevanten Belegungsseite befindet, kann nur noch das vertikale Montagesystem eingesetzt werden.

- D3 - Containermontage
  Die Verschattung durch die Umgebung (Waldflächen, Nachbargebäude, etc.) spielt aufgrund der geringen Bauhöhe der Container, eine essentielle Rolle. Auch die Ausrichtung des Containers zum Mobilfunkmast kann sich negativ auf die Verschattungssituation auswirken.
  Einen potenziellen Anwendungsfall stellen neue Sendestationen dar. Bei neu geplanten Anlagen können die genannten Kriterien bereits berücksichtigt werden und als Ergänzung bzw. Alternative zur Mastinstallationen herangezogen werden.

- D4 - Freiflächenanlage
  Diese Variante der Umsetzung einer Photovoltaikanlage hat bei bestehenden Mobilfunkstationen einen geringen Stellenwert, da sich die verfügbare Grundstücksfläche meistens aus ökonomischen Gesichtspunkten auf den maximal benötigten Flächenbedarf reduziert. Die Umsetzung einer Freiflächenanlage spielt nur bei neu zu errichtenden Mobilfunkstationen eine Rolle, da im Rahmen

der Regelung der Grundstückeigentumsverhältnisse, der benötigte Flächenbedarf für die Freiflächenanlage berücksichtigt werden kann.

- D5 – Rooftopanlage
  Die Positionierung von Photovoltaikanlagen auf Flach- und Schrägdächern stellt vorrangig im innerstädtischen Bereich einen zu berücksichtigenden Anwendungsfall dar. Ident zur Kategorie Freiflächenanlage ist jedoch eine eingehende Prüfung des in Abhängigkeit von Nutzungsvertrag verfügbaren Flächenangebots durchzuführen.

Unabhängig von der Montageart, gelten für die Modulausrichtung (Azimut- und Aufstellwinkel) dieselben Anforderungen. Die Abweichung von Süden und der Modulwinkel haben einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Photovoltaikanlage. In Abhängigkeit von diesen Parametern ist die Erstellung einer Matrix ein wichtiges Instrument, um anhand der Inputdaten einen Korrekturfaktur für die Ertragsprognose zu erstellen. An der Abszisse wird die Ausrichtung der Module (Azimutwinkel) aufgetragen und an der Ordinate der Neigungswinkel. Das Ergebnis dieser Inputdaten ist der prozentuelle Anteil vom maximal möglichen Solarertrag. Die Planungsschritte des Modul D sind in Tabelle 31 dargestellt.

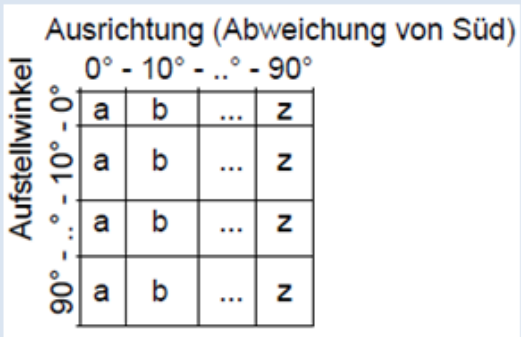
Tabelle 31: Darstellung der Planungsschritte des Planungstools für das Modul D

MODUL D - PHOTOVOLTAIK

	INPUTDATEN		OUTPUTDATEN	Zielsetzung
D1	**Moduldaten**			Bestimmung der Anlagen-leistung
	Modulleistung	→	Parameter für die Ertragsprognos und Basis für die Ermittlung der Anlagenleistung	
	Wirkungsgrad			
	Modulabmessungen	→	Ermittlung der Modullänge pro Laufmeter	
	→ Breite [m]			
	→ Höhe [m]			

	MONTAGEART			Ertrags-prognose; Ermittlung der Anlagen-leistung
D2	**Mastmontage**			
	→ Horizontal	→	1 Modul pro Modulreihe	
	→ Vertikal		2 Module pro Modulreihe	
	Modulausrichtung	→	**Ermittlung der Korrekturfaktoren**	
	→ Abweichung von Süden [°]			
	→ Aufstellwinkel [°]			

D3	**Containermontage**			
	Containerabmessungen			
	→ Breite [m]			
	→ Höhe [m]			
	Modulausrichtung	→		
	→ Abweichung von Süden [°]			
	→ Aufstellwinkel [°]			
D4	**Freiflächenanlage**			
	Abmessungen der Freifläche			
	→ Breite [m]			
	→ Höhe [m]			
	Modulausrichtung	→		
	→ Abweichung von Süden [°]			
	→ Aufstellwinkel [°]			



13 Rahmenbedingungen eines virtuellen Kraftwerks

Das Kapitel 13 beschreibt die Rahmenbedingungen, die hinsichtlich der Konzipierung und Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks relevant sind. Die Ergebnisse werden nachfolgend dargestellt:

13.1 Definition virtuelles Kraftwerk

Da es in der Fachliteratur keine einheitliche Definition eines „virtuellen Kraftwerks“ (VK) gibt, kann für das vorliegende Projekt der Begriff folgendermaßen erläutert werden: Als virtuelles Kraftwerk (in diesem Sinn auch als Schwarmkraftwerk und DEA-Cluster = Cluster aus Dezentralen Erzeugungsanlagen bezeichnet) wird ein Zusammenschluss mehrerer dezentraler Energieerzeuger zu einem Verbund verstanden, der die verteilt eingespeiste Erzeugung zentral koordinieren (regeln) und vermarkten kann. Wesentliches Merkmal ist die Steuerung (mit zugehöriger IT) der dezentralen Anlagen in einer zentralen Steuereinheit. Hinsichtlich der Vermarktung ist dabei ggf. auch Bereitstellung von Regelenergie aus dem Verbund möglich. Die genaue Ausprägung eines virtuellen Kraftwerks ist stark vom jeweiligen Betriebskonzept und den zugehörigen Anlagentypen abhängig. Zusammengefasst sind virtueller Kraftwerke grundsätzlich gekennzeichnet durch:

- Vernetzte Erzeugeranlagen
- Dezentrale Erzeugung an mehreren Standorten
- Zentrale Steuerung und Fernüberwachung
- Flexible Erzeugerkapazitäten
- Strategisch individuell einsetzbarer Anlagenverbund
- Gemischte Erzeugungsarten

Insbesondere durch einen Mix von Erzeugungsanlagen verschiedener Erzeugercharakteristik können sich verschiedene Synergien ergeben.
Im Rahmen der gegenständlichen Betrachtung werden ausschließlich Photovoltaik und Windkraft als potentielle dezentrale Energieerzeuger behandelt.

13.2 Allgemeine Rahmenbedingungen und Gestaltung eines virtuellen Kraftwerks

Ökologisch und ökonomisch interessant ist vor allem ein Mix aus gut regelbaren (konventionellen) Erzeugern (z.B. BHKWs) und volatileren erneuerbaren Erzeugern wie Wind und Photovoltaik. Durch die Kombination von steuer- und vorhersagbaren Erzeugern und solchen, die auf nicht beeinflussbare Primärenergieträger (Wind, Sonne) basieren, lassen sich die weniger gut zur Einzelfahrplanvermarktung geeigneten Anlagen in eine Vermarktungssystem integrieren. Damit sind die in einem VK zusammengefassten Anlagen wie ein einzelnes Großkraftwerk vermarktbar. Vor allem wenn sich in einem virtuellen Kraftwerksverbund auch Verbraucher befinden, können sich darüber hinaus durch die leittechnische Zusammenlegung dezentraler Erzeugeranlagen (und ggf. Verbraucher) zu einem VK im Vergleich zum unkoordinierten Betrieb der Einzelanlagen auch Einsparpotenziale bei Regel- und Ausgleichsenergiekosten ergeben.

Da der Betrieb eines VK auf Prognosen (Strom, Wetter, Preise) beruht, ist es entscheidend, dass ein VK nicht nur zur Ermittlung eines Fahrplans z.B. für den Folgetag eingesetzt wird, sondern dass auch ein zyklischer (z.B. alle 15 Minuten) Abgleich und eine neue Optimierung stattfindet. (Der im Rahmen der Fahrplanerstellung am Vortag gefundene bzw. prognostizierte Fahrplan wird somit mit den besseren Prognosen am laufenden Tag iterativ nachoptimiert.) Folgende Darstellung zeigt die Datenflüsse hierbei.

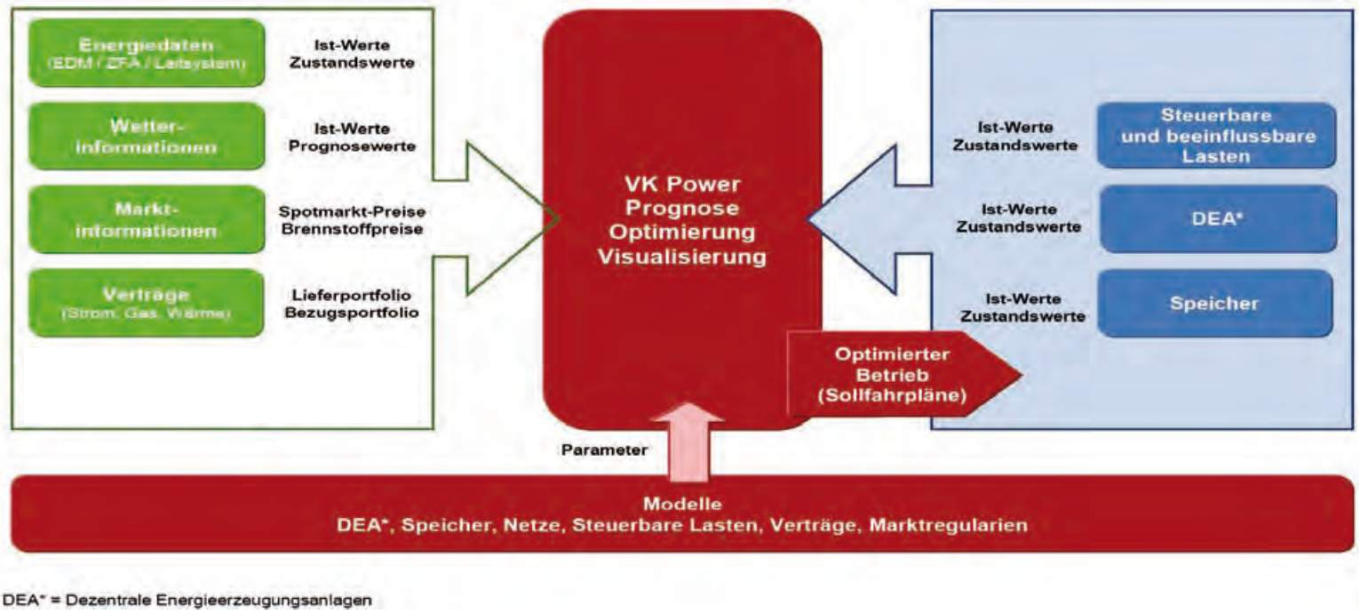


Abbildung 78 Informationsflüsse für das virtuelle Kraftwerk [VDE 2008]

Mit steigender Zahl der zu berücksichtigenden Einzelanlagen wird deutlich, dass alleine aus wirtschaftlichen Gründen nicht alle Daten von jeder Einzelanlage zu einer Zentrale individuell übertragen werden können. Auch ein aus bis zu hunderten bis tausenden von Einzelanlagen bestehendes Optimierungsmodell ist mathematisch nur mit hohem Aufwand lösbar. Dem kann mit z.B. mit einem kaskadischen Ansatz begegnet werden. Dabei werden auf regionaler Ebene Anlagen zunächst zu kleineren Clustern / „regionalen VK“ zusammengefasst. Diese Ebene des VK wird dann wiederum in einer übergeordneten Ebene erneut als VK behandelt. So können auf oberster Ebene die Bilanzguppen- und Netzanforderungen und auf den unterlagerten Ebenen die hier geltenden Randbedingungen wie Teilnetzengpässe berücksichtigt werden.
Hinsichtlich der technischen Infrastruktur müssen die dezentralen Anlagen mit der zentralen Leit- und Steuereinheit bidirektional verbunden werden. Folgende Abbildung zeigt die verschiedenen Regelungsebenen.

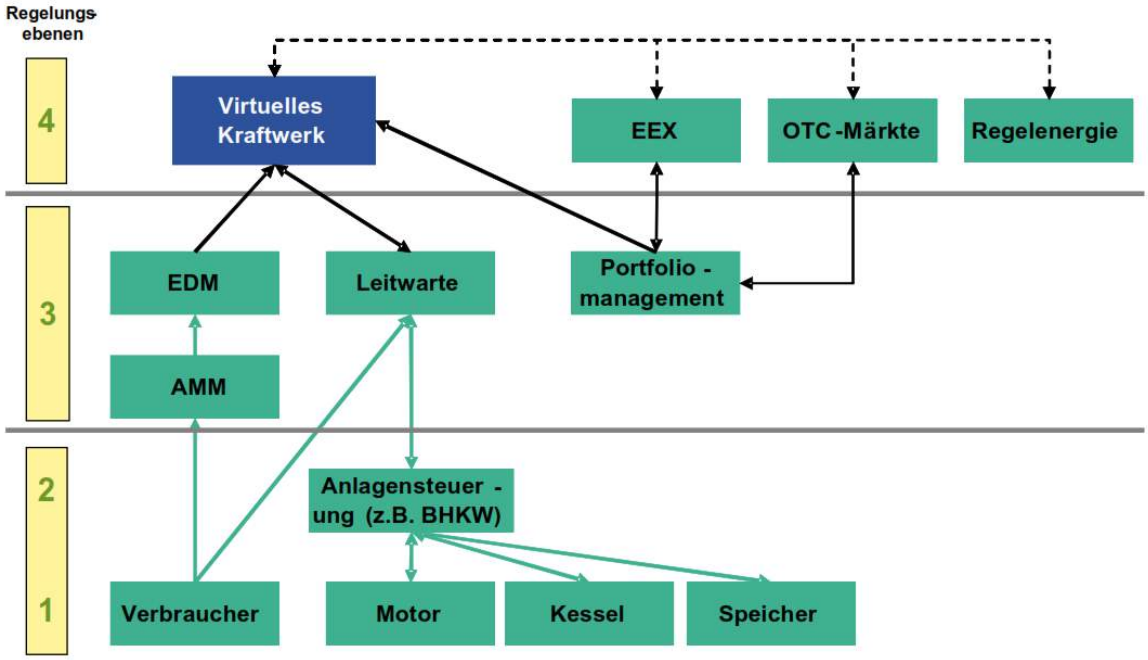


Abbildung 79 Informationsverbindungen des virtuellen Kraftwerks und Regelungsebenen [VDE2008]

Wesentlichen Einfluss auf die Betriebs- und Investitionskosten und damit auf die Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks haben die Kosten der Fernüberwachung und –steuerung der dezentralen Anlagen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die (Investitions-)Kosten oft nicht mit der installierten Anlagenleistung direkt skalierbar sind. Vor allem in einem größeren Verbund ist ein modulares Konzept wichtig, welches neben der Visualisierung der Anlagen eine flexible Prozessankopplung erlaubt – modulare Erweiterbarkeit sollte gegeben sein, im Idealfall „Plug&Play" verschiedener Anlagen (je nach verwendeten Protokollen – siehe auch Abschnitt „Technische Rahmenbedingungen").

13.3 Technische Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden daher nur jene Aspekte behandelt, die für die technische Infrastruktur und darüber hinaus in einem virtuellen Kraftwerksverbund relevant sind – dies betrifft vor allem die Steuer- und Regeltechnik bzw. erforderliche IKT-Infrastruktur.

Kommunikation in Übertragungsnetzen und regionalen 110 kV Netzen wird heute in Europa flächendeckend eingesetzt. Hierbei werden in der Regel eigene Kommunikationskanäle der Netzbetreiber eingesetzt, wobei unterschiedliche Technologien wie LWL oder Kupferkabel und TFH (Trägerfrequenzübertragung auf den Hauptleitungen des Stromnetzes) zum Einsatz kommen. Eine kommunikative Einbindung von Netzkomponenten unterhalb der Mittelspannungsebene wurde in der Vergangenheit (vor allem aus Kosten-Nutzen-Gründen) in der Regel nicht vorgenommen.

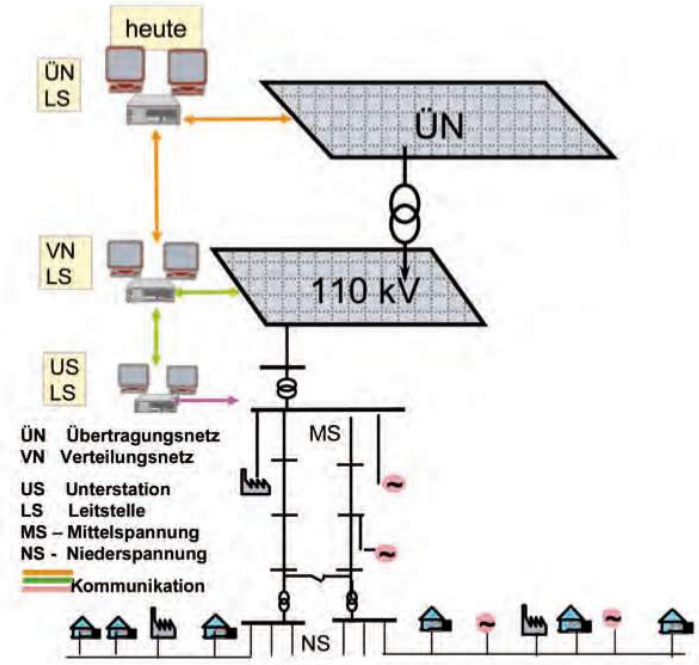


Abbildung 80 Heutige Kommunikation im Stromnetz [VDE 2008]

Für die Bildung virtueller Kraftwerke auf der Basis vieler dezentral verteilter Erzeuger, Speicher (und ggf. regelbarer Lasten) ist eine erweiterte Kommunikation für das dezentrale Energiemanagement auf Verteilnetzebene erforderlich.

Für die Umsetzung eines VK sind hierbei folgende Teilbereiche relevant:

- Kommunikationsschicht (WAN-Techniken wie Powerline und (Funk-)Rundsteuerung etc.)
- Kommunikationsgrammatik
- Kommunikationssemantik für aktuelle Bedarfsanforderungen
- Kommunikationsprotokoll (vorzugsweise ein asynchrones, asymmetrisches, ereignisgesteuertes Protokoll)
- Nachrichtenstandardisierung
    - Leistungsanforderungen (Energiemenge, vermutliche Dauer, spätestmögliche Lieferung)
    - Leistungsnachforderung (Energiemenge, vermutliche Dauer, höchstmögliche Ausfallzeit)
    - Leistungsangebot (Energiemenge, vermutliche Dauer, geschätzte Kosten usw.)

Da vor allem in Hinblick auf die IKT-Anforderungen virtuelle Kraftwerke (wie der gesamte „smart grids“ Bereich) eine relativ junge Entwicklung darstellen gibt es in einigen Bereichen (noch) keine umfassenden Standards für einheitliche Informations- und Kommunikationstechnologie bzw. müssen bestehende Standard weiterentwickelt / ausgeweitet werden. In diesem Bereich gibt es international Bestrebungen, einheitliche Standards bzw. Normen für die (internetbasierte) Steuerung eines VK wie auch einen automatisierten Handel mit Strom zu schaffen. Zu nennen sind hierbei vor allem die für Normung im Bereich Elektrotechnik und Elektronik zuständige internationale Normungsorganisation IEC (International Electrotechnical Commission) und die mit der IEC vergleichbare, für die europäische Normung zuständige CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique - Europäisches

Komitee für elektrotechnische Normung), die für die Entwicklung dieser Standards Arbeitsgruppen bzw. Komitees betreiben. Folgende Abbildung gibt einen Überblick über die „Smart Grid Standards Map“ der IEC für den gesamten Smart Grids Bereich, worin für einzelne Bereiche bzw. Komponenten bestehende Standards sowie Use Cases zugeordnet sind (die jeweils zugeordneten Standards und Use Cases sind in der online verfügbaren Smart Grid Standards Map unter http://smartgridstandardsmap.com/ ersichtlich). Als Standard für die Leittechnik dezentraler Erzeugeranlagen in einem virtuellen Kraftwerksverbund ist nach derzeitigem Stand eine Erweiterung des Kommunikationsprotokolls IEC 61850-7-420 vorgesehen. Die Norm *IEC 61850 Communication networks and systems in substations* der International Electrotechnical Commission (IEC) beschreibt ein allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen, das TCP/IP als Basisübertragungsprotokoll verwendet. Der Teilbereich IEC 61850-7-420 betrifft das Kommunikationssystem für die dezentrale Energieerzeugung und definiert Objektmodelle spezifischer Informationen, die zwischen verteilten Energieressourcen und entsprechenden Überwachungs- und Steuerungssystemen ausgetauscht werden können.

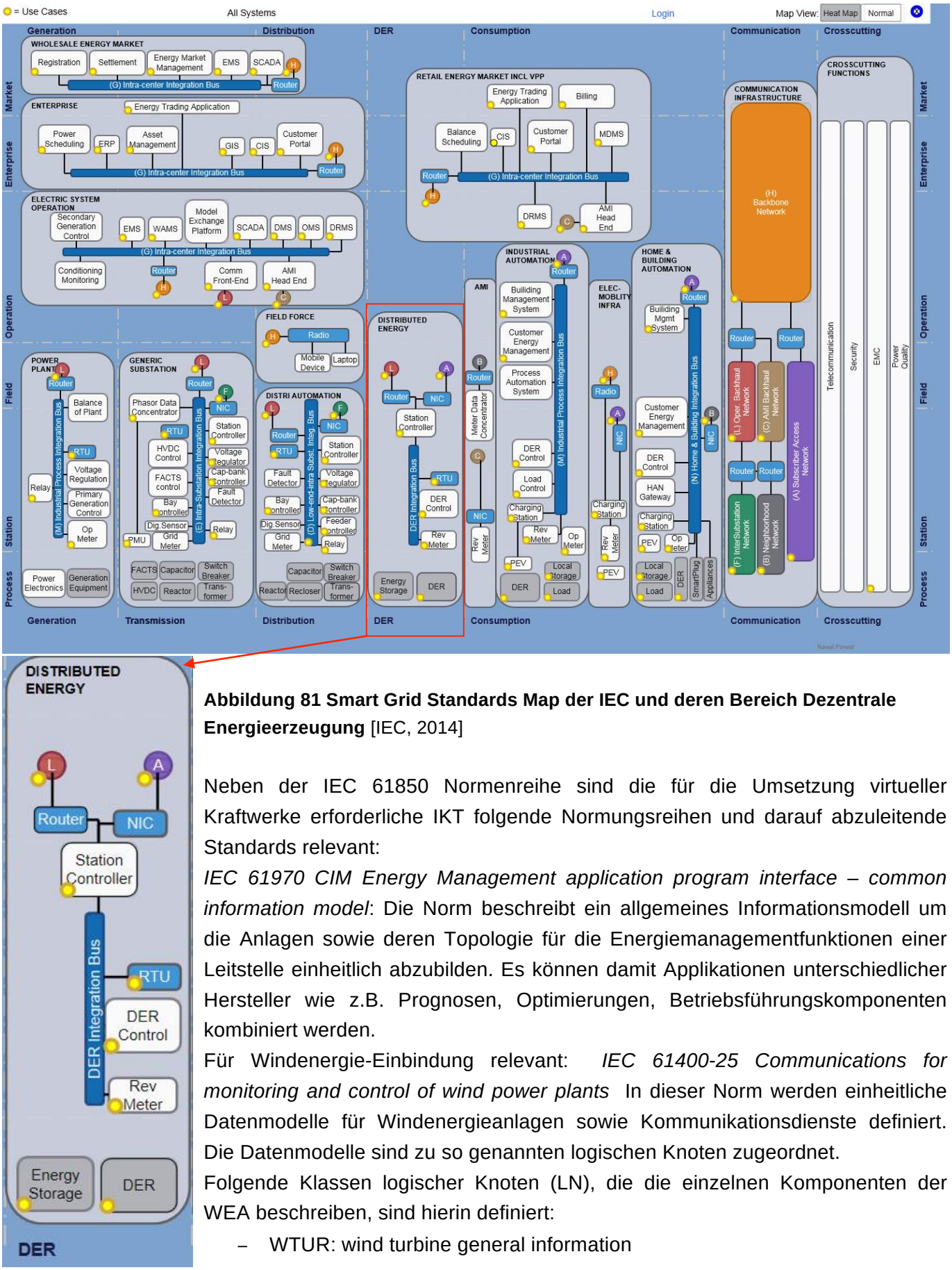


Abbildung 81 Smart Grid Standards Map der IEC und deren Bereich Dezentrale Energieerzeugung [IEC, 2014]

Neben der IEC 61850 Normenreihe sind die für die Umsetzung virtueller Kraftwerke erforderliche IKT folgende Normungsreihen und darauf abzuleitende Standards relevant:

IEC 61970 CIM Energy Management application program interface – common information model: Die Norm beschreibt ein allgemeines Informationsmodell um die Anlagen sowie deren Topologie für die Energiemanagementfunktionen einer Leitstelle einheitlich abzubilden. Es können damit Applikationen unterschiedlicher Hersteller wie z.B. Prognosen, Optimierungen, Betriebsführungskomponenten kombiniert werden.

Für Windenergie-Einbindung relevant: *IEC 61400-25 Communications for monitoring and control of wind power plants* In dieser Norm werden einheitliche Datenmodelle für Windenergieanlagen sowie Kommunikationsdienste definiert. Die Datenmodelle sind zu so genannten logischen Knoten zugeordnet.

Folgende Klassen logischer Knoten (LN), die die einzelnen Komponenten der WEA beschreiben, sind hierin definiert:

- WTUR: wind turbine general information

- WROT: wind turbine rotor information
- WTRM: wind turbine transmission information
- WGEN: wind turbine generator information
- WNAC: wind turbine nacelle information
- WYAW: wind turbine yawing information
- WTOW: wind turbine tower information
- WCNV: wind turbine converter information
- WGDC: wind turbine grid connection information
- WALM: wind turbine alarm information
- WSLG: wind turbine state log information
- WALG: wind turbine analogue log information
- WREP: wind turbine report information
- WMET: wind power plant meteorological information

Zu jeder der angeführten LN-Klassen gibt es ein Informationsmodell, welches Statusinformationen, Messwerte, Kommandos und Parameter beschreibt. Zur Einbindung der Anlagen in eine übergeordnete Betriebsführung wie z.B. in Form eines VK sowie für die aus Wartungsgründen notwendige Anlagenkomponentenüberwachung sind die folgend angeführten zusätzlichen Klassen von logischen Knoten relevant:

- WAPC: wind power plant absolute power constraint control
- WGRA: wind power plant gradient control
- WDEL : wind power plant delta control
- WREA: wind power plant reactive power control
- WFRQ: wind power plant frequency control
- WTCC: wind turbine component condition monitoring

Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht von heute für die Netzbetriebsführung eigesetzten Kommunikationsstandards der IEC in den verschiedenen Kommunikationsebenen. Neben den IEC Standards haben sich auch regional weitere „Quasistandards“ etabliert, wie Modbus, Profibus, DNP

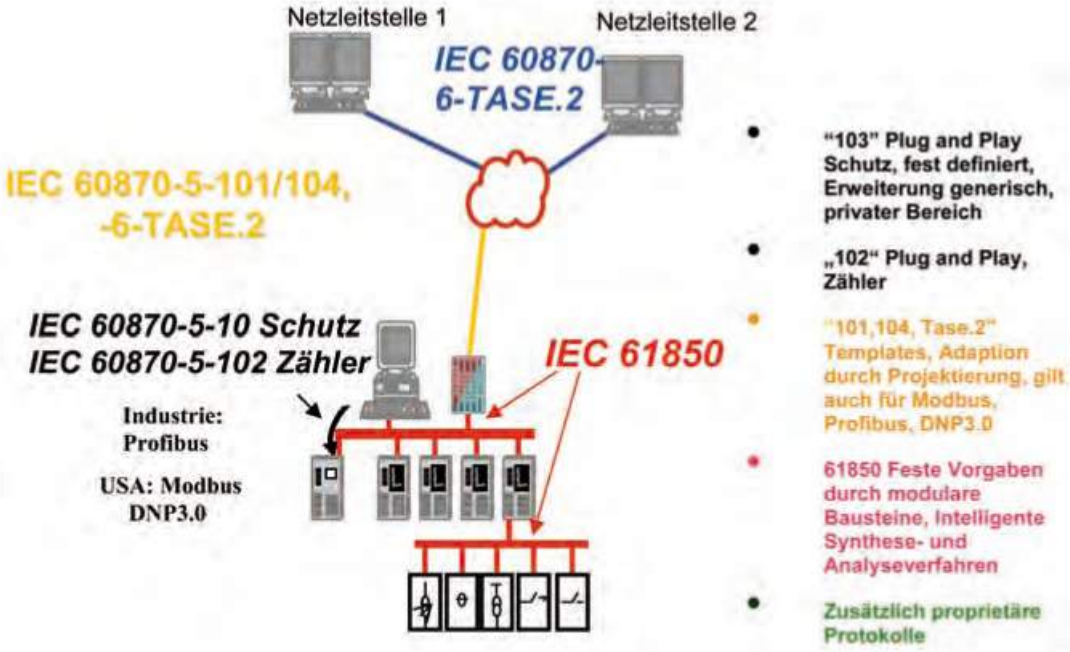


Bild 7.5.1 IEC-Standards und IEC-Standards und regional verbreitete Quasistandards für Kommunikation

Die dargestellten Standardisierungsansätze sollen in Zukunft eine auf technischer Ebene einfachere Umsetzung virtueller Kraftwerke auf Basis International einheitlicher Standards ermöglichen. Hinsichtlich der Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks unter derzeit geltenden Rahmenbedingungen und noch nicht einheitlich umgesetzter Standards für die erforderliche Kommunikation sind hinsichtlich der kommunikativen Anbindung einer dezentralen Erzeugungsanlage in einen möglichen VK-Verbund bzw. an eine Leitzentrale folgende Bereiche bzw. Schnittstellen und die Möglichkeiten seitens Hard- und Software-Komponenten verfügbarer Hersteller zu berücksichtigen:
Messdatenauskopplung: herstellerspezifische Automatisierungssysteme von Erzeugeranlagen; Datenauskopplung zum Fernzugriff erfolgt zumeist mit herstellerspezifische Software, wobei ein Eingriff in diese zur Auskopplung relevanter Daten für den virtuellen Kraftwerksbetrieb aus Garantie- bzw. Gewährleistungsgründen problematisch ist
Kommandoübergabe: zu klären ist wie die herstellerspezifische Anlagensteuerung lokal bzw. über fernzugriff erfolgt und in welcher Form eine Kommandoübergabe (Start / Stopp) ermöglicht wird.
Zählwerterfassung: der Datenzugriff für die abrechnungstechnische Erfassung am Netzeinspeisepunkt erfolgt grundsätzlich durch den Netzbetreiber.

Hinsichtlich der möglichen konkreten Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks sind die Anforderungen an ein VK als Bestandteile eines **technischen Lastenheft** folgend zusammengefasst (Auer et al.2006):

1 Einleitung
1.1 Zweck des Dokuments
1.2 Gültigkeit des Dokuments
1.3 Begriffsbestimmungen und Abkürzungen
1.4 Zusammenhang mit anderen Dokumenten

2 Allgemeine Beschreibung eines virtuellen Kraftwerks
2.1 Zweck des gewünschten Systems
2.2 Abgrenzung und Einbettung des gewünschten Systems
2.3 Überblick über die geforderte Funktionalität
2.4 Allgemeine Einschränkungen
2.5 Vorgaben zu Hardware und Software
2.6 Benutzer des gewünschten Systems

3 Detaillierte Beschreibung der Anforderungen an ein virtuelles Kraftwerk
3.1 Abläufe (Szenarien) von Interaktionen mit der Umgebung
3.1.1 Planungsfunktion
3.1.2 Betriebsführungsfunktion
3.1.3 Adminstiration
3.2 Ziele des Benutzers
3.3 Funktionale Anforderungen an die VK-Leitstelle
3.3.1 Prognose
3.3.1.1 Wetterprognose
3.3.1.2 Verbrauchsprognose
3.3.1.3 Erzeugungsprognonse
3.3.2 Einsatzplanung
3.3.3 Übergaberegelung
3.3.3.1 Austauschüberwachung
3.3.3.2 Online Optimierung
3.3.4 Überwachung und Steuerung
3.3.4.1 Erzeugungsmanagement
3.3.4.2 Lastmanagement
3.4 Funktionale Anforderungen an die VK-Anlagenschnittstelle
3.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen
3.4.2 Anlagendatenmodell
3.4.2.1 Anlagenmessdatenerfassung
3.4.2.2 Anlagenstatuserfassung
3.4.2.3 Anlagenkommandoausgabe
3.5 Funktionale Anforderungen an das Kommunikationskonzept
3.5.1 Kommunikationstopologie
3.5.2 Kommunikationsprotokoll
3.6 Externe Schnittstellen des gewünschten Systems
3.6.1 Benutzerschnittstellen (User Interfaces)
3.6.2 Systemschnittstellen
3.6.2.1 Bilanzgruppenmanagement des Betreibers
3.6.2.2 Marktteilnehmern
3.7 Sonstige Anforderungen

3.7.1 Geschwindigkeitsanforderungen
3.7.2 Ressourcenanforderungen
3.7.3 Schutzanforderungen
3.7.4 Sicherheitsanforderungen
3.7.4 Stabilitätsanforderungen
3.7.4 Benutzbarkeitsanforderungen

13.4 Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die grundsätzlichen rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich Errichtung, Netzanschluss und Betrieb von Erzeugeranlagen wurden in „Rahmenbedingungen“ dargestellt.
Hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen für die technische Umsetzung bzw. die Errichtung der technischen Infrastruktur ist festzuhalten, dass der elektrizitätsrechtliche Rahmen in Österreich den Begriff „virtuelles Kraftwerk“ nicht dezidiert vorsieht. Gemäß ElWOG, geltenden Ausführungsgesetzen und Bestimmungen der österreichischen Netzbetreiber sind die Anlagen hinsichtlich Errichtungs- und Anschlussbedingungen als Einzelanlagen zu behandeln. Diesbezüglich sind des weiteren die Anforderungen an Messgeräte (Messgeräteverordnung) sowie an verwendete Elektrizitätszähler (Eichung) zu berücksichtigen).

Anlagenrechtliche Genehmigungspflichten für Erzeugungsanlagen:

Anschluss an das Verteilnetz:
Hinsichtlich eines Netzanschlusses sind die geltenden gesetzlichen Bestimmungen, die technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), die den Regelungen zugrunde liegenden Normen und den auf diesen Bestimmungen basierenden Bedingungen des Netzbetreibers zu berücksichtigen. Für den Anschluss ans Verteilernetz sind insbesondere die Bestimmungen in den folgenden Abschnitten der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) zu berücksichtigen:

- TOR Teil C „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“ (E-Control, 2009)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln“, Hauptabschnitt D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ (E-Control, 2006)
- TOR Teil D „Besondere technische Regeln“, Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ (E-Control, 2008b)

Grundsätzlich ist für den Netzanschluss die Zustimmung des Verteilernetzbetreibers (VNB) basierend auf einer durch ihn vorgenommenen Anschlussprüfung erforderlich. Neue oder abzuändernde Netzanschlüsse werden in diesem Zusammenhang auf Netzrückwirkungen und weitere betriebsbedingte Einflüsse (Gefährdung der Versorgungssicherheit, Betriebssicherheit etc.) hin überprüft. Die Anschlussbeurteilung und Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Anlagen von Netzbenutzern durch den VNB zielt grundsätzlich auf die längerfristige Einhaltung der in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011) festgehaltenen Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (E-Control, 2009;

siehe auch Abschnitt 3.1.3). Bei Netzanschlüssen sind gemäß TOR Teil C unter anderem die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Netzanbindung (Art und Weise der Ausführung)
- Maximaler Umfang der Netznutzung
- Sternpunktbehandlung
- Minimale und maximale Netzkurzschlussleistung
- Maximale und minimale Betriebsspannung
- Schutzkonzept
- Zuschaltbedingungen
- Spannungsqualität an der Übergabestelle
- Zulässige Netzrückwirkungen
- Mess- und Zähleinrichtungen

Heranzuziehen sind insbesondere die Bestimmungen gemäß TOR Teil D, Hauptabschnitt D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ (E-Control, 2008b). Gültig sind diese Bestimmungen für alle Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen), wenn diese parallel mit öffentlichen Nieder- oder Mittelspannungsnetzen betrieben werden sollen. Für die Anwendung dieser Bestimmungen ist unerheblich, ob die Erzeugung elektrischer Energie mittels Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren oder verschiedenen Arten von Gleichstromquellen erzeugt wird und ob die Einspeisung in das Netz direkt, über Transformatoren oder Wechselrichter/Umrichter erfolgt. Die in TOR D4 enthaltenen Bestimmungen geben einen allgemeinen Rahmen für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen vor, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass technische Besonderheiten des Netzbetriebs in Einzelfällen zusätzliche Spezifikationen und Maßnahmen erforderlich machen

Eigentümer

In Bezug auf bauliche Maßnahmen bei Mobilfunksendeanlagen ist die Eigentumssituation der Infrastruktur und des Grundstücks zu berücksichtigen. Mobilfunkstationen befinden sich zumeist in exponierten Lagen. Die Grundstücksgröße ist aus ökonomischen Gesichtspunkten auf den maximal benötigten Flächenbedarf der technischen Infrastruktur (Mast, Container) abgestimmt. In den meisten Fällen befinden sich die Grundstücke nicht im Eigentum des Mobilfunkbetreibers bzw. wird nicht das Eigentum sondern nur ein Nutzungsrecht erworben. Je nach vertraglicher Gestaltung handelt es sich um ein Baurecht oder ein Superädifikat. Nach österreichischer Rechtsordnung fallen in Österreich grundsätzlich das Eigentum am Grundstück und das Eigentum an einem Bauwerk auf diesem Grundstück zusammen – nach ABGB gehört ein mit Grund und Boden fest verbundenes Gebäude dem Grundstückseigentümer (unabhängig wer das Bauwerk errichtet und finanziert). Das Superädifikate und das Baurecht bilden die einzigen Ausnahmen hiervon. Auf Basis des Baurechtsgesetzes besteht die Möglichkeit das (dingliche, veräußerliche und vererbliche) Recht einzuräumen, auf einem fremden Grundstücks ein Bauwerk zu haben. Der Grundstückseigentümer verrechnet für diese Nutzungsbewilligung üblicherweise einen Bauzins an den Bauberechtigten. Ein Baurecht wird im Grundbuch in der belasteten Liegenschaft eingetragen und durch Eröffnung einer Baurechtseinlage selbstständig behandelt (wodurch eine entsprechende Rechtssicherheit für den Bauberechtigten gegeben ist). Bei einem Superädifikat dagegen handelt es sich im ein Bauwerk, das auf einem fremden

Grundstück (mit Zustimmung des Grundeigentümers und üblicherweise gegen Entgelt) und das lt. lt § 435 ABGB mit der Absicht errichtet wird, dass es dort nicht stets verbleiben soll (fehlende Belassungsabsicht). Im Unterschied zum Baurecht ist das Superädifikat eine bewegliche Sache und der Eigentumserwerb erfolgt nicht durch Verbücherung sondern durch die Urkundenhinterlegung bei Gericht. Je nach vertraglicher Gestaltung ist daher darauf zu achten, welche Umbaurechte an dem Bauwerk auf einem gemieteten Grundstück dem Nutzungsberechtigten übertragen wurden bzw. ob vom Grundstückseigentümer Einverständniserklärungen erforderlich sind, insbesondere da die Installation von Stromerzeugungsanlagen hinsichtlich der Nutzung in einem virtuellen Kraftwerk nicht dem eigentlich Zweck des Bauwerks als Mobilfunkeinrichtung dient.

Site Sharing

Gemäß §8 Abs 2 Telekommunikationsgesetz (TKG 2003) müssen Eigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte eines Antennentragemastes (oder eines Starkstromleitungsmastes) dessen Mitbenutzung durch Bereitsteller eines öffentlichen Kommunikationsnetzes durch Feuerwehren, Rettungsdienste sowie Sicherheitsbehörden gestatten, soweit dies technisch, insbesondere frequenztechnisch möglich ist. Das Recht zur Mitbenutzung beinhaltet auch die Mitbenutzung der für den Betrieb notwendigen Infrastruktur. Neben diesem Mitbenutzungsrecht gemäß §8 Abs 2 TKG 2003 kann Site Sharing aber auch freiwillig zwischen Mobilfunkanbietern als gemeinsame Nutzung von Infrastruktur im Rahmen von Kooperationen vereinbart werden (wobei im vorliegenden Dokument auf Voraussetzungen hinsichtlich Wettbewerbsimplikationen nicht näher eingegangen wird). Die Telekom-Control-Kommission der Regulierungsbehörde RTR hat 2001 ein Positionspapier zum Thema Infrastructure Sharing in Mobilfunknetzen (RTR. 2011) veröffentlicht, worin Zielsetzungen Leitlinien für Site-Sharing und Kooperationsformen festgelegt werden. Site-Sharing kann auf aktiver und passiver Ebene erfolgen. Unter passivem Site Sharing versteht man die Mitbenutzung von Sendemasten durch einen oder mehrere andere Mobilfunkbetreiber. Dabei kann es zur gemeinsamen Nutzung der Anlagenelemente von Standort, Fundament, Mast, Antenne, Stromversorgung oder Klimaanlagen kommen. Beim aktiven Site-Sharing hingegen werden Übertragungs- oder Vermittlungseinrichtungen wie z.B. Node B, BTS etc. von mehreren Betreibern gemeinsam genutzt. Site-Sharing hat grundsätzlich ein Potential für Energieeinsparungen, da insgesamt die Effizienz erhöht wird, indem Verlustleistungen des Equipments reduziert werden bzw. eine bessere Auslastung erzielt wird (Bogner et al, 2013).
Im Fall von Site Sharing Verträgen ist daher auf die vertragliche Regelung hinsichtlich der erforderlichen Umbaumaßnahmen und möglichen Veränderungen in den vereinbarten Mitbenutzungsrechten zu achten.

Elektrizitätsrechtliche- und –wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

Im Folgenden werden die geltenden elektrizitätsrechtlichen- und –wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung eines VK im Hinblick auf den Elektrizitätsmarkt näher betrachtet.
Allgemein ist festzuhalten, dass die Wettbewerbsbedingungen für den Betreiber eines VK auf Basis erneuerbarer Energieträger in einem hohen Maß vom geltenden regulatorischen Rahmen bestimmt werden: Das betrifft zum einen das installierte Fördersystem für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern, da der Absatz von Ökostrom über ein etabliertes Förderregime die wesentliche konkurrierende Alternative zum wettbewerbsorientierten Konzept des VK darstellt. Zum anderen betrifft

der regulatorische Rahmen die konkrete Ausgestaltung der genehmigten Marktregeln für die Elektrizitätswirtschaft. Im österreichischen Fall sind das die so genannten Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB), die Technischen und Organisatorische Regeln (TOR) und die Sonstigen Marktregeln (Auer et al 2006; deBruyn et al 2014).

Stromlieferung und Stromhandel / Vertragliche Gestaltung des Elektrizitätsverkaufs

Stromlieferungsvertrag und darauf anwendbare Rechtsvorschriften:

Gegenstand des Stromlieferungsvertrages ist der dauerhafte Bezug von Elektrizität zum Betrieb von Anlagen gegen Entgelt.[10] Nach der herrschenden Ansicht ist Elektrizität eine körperliche Sache im Sinne des § 292 ABGB. Der Energielieferungsvertrag ist ein Kaufvertrag in Form eines Sukzessivlieferungsvertrags,[11] der Stromlieferungsvertrag wird dabei als ein Dauerschuldverhältnis angesehen.[12] Stromlieferungsverträge unterliegen den Bestimmungen des bürgerlichen Rechts und sofern der Strom von Unternehmern an Konsumenten verkauft wird, dem Konsumentenschutzgesetz (KSchG). Nach § 2 Abs 1 KSchG ist ein Unternehmen jede auf Dauer angelegte Organisation selbständiger wirtschaftlicher Tätigkeit, mag sie auch nicht auf Gewinn gerichtet sein. Die Unternehmereigenschaft des Erzeugers wird in den hier zu untersuchenden Konstellationen im Regelfall vorliegen. Nicht anwendbar sind die Bestimmungen des KSchG, wenn der Strom nicht an Konsumenten, sondern an Unternehmen geliefert wird. Die konkrete Ausgestaltung der Stromlieferungsverträge unterliegt aufgrund der Privatautonomie der freien Gestaltung der Parteien.[13]

Meldepflicht von Stromlieferungsverträgen gemäß § 14 ElWOG

Nach § 14 ElWOG sind Stromlieferungsverträge mit einer ein Jahr übersteigenden Laufzeit und einem Umfang von mehr als 500 Millionen kWh im Jahr, die den Bezug von elektrischer Energie aus dem Gebiet der Europäischen Union zur inländischen Bedarfsdeckung zum Gegenstand haben, der Regulierungsbehörde zu melden. Die Regulierungsbehörde ist die Energie-Control GmbH, welche diese Stromlieferungsverträge zu verzeichnen hat. Alle anderen Stromlieferungsverträge bedürfen keiner Meldung. Im vorliegenden Fall ist daher davon auszugehen, dass diese Bestimmung nicht zur Anwendung gelangt.

Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie

Versorger sind gemäß der Grundsatzbestimmung des § 80 Abs 1 ElWOG verpflichtet Allgemeine Geschäftsbedingungen (idF kurz: AGB) für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen.[14] Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem In-Kraft-Treten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Für die Belieferung von Kunden, deren Verbrauch mit einem

---

10 *Thurnher V*, Durchleitungs- und Stromlieferverträge, in *Pauger*, Ein Jahr ElWOG (2001) 76 (77).
11 OGH 11.10.2010, 6 Ob 190/10z.
12 RIS-Justiz RS0019996.
13 *Koziol/Welser*, Bürgerliches Recht I[13] (2005) 94.
14 Diese Bestimmung wurde von den meisten Ausführungsgesetzen übernommen (vgl § 39 Bgld ElWG, § 57 Ktn ElWOG, § 45 NÖ ElWG 2005, § 36a Sbg LEG, § 36a Stmk ElWOG, § 66 Tir Elektrizitätsgesetz 2012, § 45a Vbg ElWG und § 44a WelWG 2005).

Lastprofilzähler gemessen wird, steht es dem Versorger frei AGB zu vereinbaren. Dies ist aber nicht zwingend notwendig. Nach § 51b OÖ ElWOG sind zudem für Kunden, deren jährlicher Stromverbrauch weniger als 100.000 kWh beträgt, ebenfalls keine AGB zu erstellen. Änderungen der Geschäftsbedingungen und der vertraglich vereinbarten Entgelte sind nur nach Maßgabe des ABGB bzw des KSchG zulässig und dem Kunden schriftlich in einem persönlich an sie gerichteten Schreiben oder auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen (§ 80 Abs 2 ElWOG).
Diese AGB oder Vertragsformblätter zwischen Versorgern und Kunden haben gemäß § 80 Abs 3 ElWOG zumindest zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Versorgers;
2. erbrachte Leistungen und angebotene Qualität sowie den voraussichtlichen Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung;
3. den Energiepreis in Cent pro kWh, inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben;
4. Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses, Vorhandensein eines Rücktrittsrechts;
5. etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität, einschließlich fehlerhafter und verspäteter Abrechnung;
6. Hinweis auf die zur Verfügung stehenden Beschwerdemöglichkeiten;
7. die Bedingungen, zu denen eine Belieferung im Sinne des § 77 erfolgt;
8. Modalitäten, zu welchen der Kunde verpflichtet ist, Teilbetragszahlungen zu leisten, wobei eine Zahlung zumindest zehn Mal jährlich jedenfalls anzubieten ist.

Inhalte des Stromlieferungsvertrages

Wie bereits oben dargelegt, bestehen keine besonderen Formvorschriften für Stromlieferungsverträge. Liegen diesen Verträgen AGB zugrunde, unterliegen diese der Inhalts- und Gültigkeitskontrolle des KSchG und des ABGB.
Inhaltlich sollten insbesondere folgende Punkte geregelt werden:

- Geltung von AGB,
- Vertragsdauer,
- Liefermenge,
- Preis (allenfalls mit Wertsicherung),
- Stromqualität,
- Übergabestelle,
- Art der Messung der bezogenen Strommenge,
- Abrechnungs- und Zahlungsmodalitäten,
- Regelungen bei Mehr- oder Minderbezug bzw Mehr- oder Minderleistung,
- Regelungen bei Zahlungsverzug,
- Voraussetzungen einer Lieferunterbrechung,
- Kündigungsmöglichkeiten,
- Erforderliche technische Spezifikationen der technischen Anlagen des Kunden,
- Haftungsregelungen,
- Datenschutzerklärung,

- Rechtsnachfolgeregelungen,
- Gerichtsstand.

Bilanzgruppen:

Das Bundes-ElWOG versteht unter Bilanzgruppe "die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt" (§ 7 Abs 1 Z 4 ElWOG). Nach § 66 Abs 1 Z 1 ElWOG haben die Ausführungsgesetze der Länder Erzeuger zu verpflichten, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Erzeuger im Sinne des § 7 Abs 1 Z 17 ElWOG ist eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt. Sämtliche Ausführungsgesetze verpflichten Netzbenutzer bzw. Erzeuger dazu, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Die Formulierungen weichen im Detail unwesentlich voneinander ab.[15]

Ausübungsvoraussetzungen für Erzeugung und Verkauf von elektrischer Energie:

Gewerberecht

Der Verkauf und die Erzeugung von elektrischer Energie ist gemäß § 2 Abs 1 Z 20 GewO 1994 von deren Anwendungsbereich ausgenommen: Die Gewerbeordnung ist nicht anzuwenden auf den Betrieb von Elektrizitätsunternehmen (§2 Z20 GewO). Für die Definition von Elektrizitätsunternehmen ist § 7 Z 11 ElWOG 2010 maßgeblich:

„Elektrizitätsunternehmen“ ist eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher. (§7 Abs. 1 ElWOG, 2010)

Das bedeutet, die Tätigkeit eines Stromerzeugers und Stromhändlers ist aus berufsrechtlicher Sicht frei gestellt. Elektrizitätserzeuger unterfallen als solche weder einer Bewilligungspflicht, noch einer Anzeigepflicht, noch einer Untersagungsbefugnis. Elektrizitätsrechtlich ist daher die Erwirkung einer Konzession oder Berechtigung nicht erforderlich.[16]

Pflichten des Stromhändlers / Erzeugers nach dem Bundes-ElWOG 2010

Erzeuger und Stromhändler unterliegen elektrizitätsrechtlichen Pflichten. Zwar würde die Legaldefinition des Stromhändlers in § 7 Z 65 Bundes-ElWOG ("natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft;") dem Wortlaut auch Erzeuger erfassen, die Elektrizität auch in Gewinnabsicht verkaufen. Dessen ungeachtet sehen die

[15] Die entsprechenden Bestimmungen finden sich in § 40 Abs 1 Bgld ElWG 2006, § 58 Abs 1 Ktn ElWOG, § 46 Abs 1 NÖ ElWG 2005, § 23 Abs 1 OÖ ElWOG, § 36 Abs 1 Z 1 Sbg LEG, § 37 Abs 1 Z 1 Stmk ElWOG, § 59 Abs 1 lit a Tir Elektrizitätsgesetz 2012, § 47 Abs 1 Vbg ElWG und § 45 Abs 1 WelWG 2005.

[16] Vgl näher *Hauer*, Elektrizitätserzeuger und Stromhändler, in *Hauer*, Beiträge zum Elektrizitätsrecht (2009) 157 (157 ff).

elektrizitätsrechtlichen Bestimmungen auch mehrere Verpflichtungen für Stromerzeuger vor, die im Folgenden kurz umrissen werden sollen:

- Nach § 65 Bundes-ElWOG sind Stromhändler und sonstige Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, verpflichtet, Verträge über den Datenaustausch mit dem Verantwortlichen der Bilanzgruppe, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Kunde angeschlossen ist, sowie mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen.
- Weiters sind Stromhändler und sonstige Lieferanten, die Endverbraucher beliefern verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich der Regulierungsbehörde (e-control) in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifkalkulator zu übermitteln.
- Stromhändler und sonstige Lieferanten, zu deren Tätigkeitsbereich die Versorgung von Haushaltskunden zählt, haben nach § 77 Bundes-ElWOG ihren Allgemeinen Tarif für die Grundversorgung von Haushaltskunden in geeigneter Weise (zB Internet) zu veröffentlichen. Sie sind verpflichtet, zu ihren geltenden AGB[17] und zu diesem Tarif Verbraucher und Kleinunternehmen, die sich ihnen gegenüber auf die Grundversorgung berufen, mit elektrischer Energie zu beliefern (Pflicht zur Grundversorgung). Der Allgemeine Tarif der Grundversorgung für Verbraucher darf nicht höher sein als jener Tarif, zu dem die größte Anzahl ihrer Kunden, die Verbraucher sind, versorgt werden und darf zudem nicht höher sein als jener Tarif, der gegenüber vergleichbaren Kundengruppen Anwendung findet. Dem Verbraucher, der sich auf die Grundversorgung beruft, darf im Zusammenhang mit der Aufnahme der Belieferung keine Sicherheitsleistung oder Vorauszahlung abverlangt werden, welche die Höhe einer Teilbetragszahlung für einen Monat übersteigt. In Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG legte der Gesetzgeber in § 77 ElWOG 2010 die Pflicht zur Grundversorgung, die maximale Höhe der Entgeltverrechnung sowie die maximale Höhe der forderbaren Vorauszahlung/Sicherheitsleistung fest.[18] I
- § 78 ElWOG 2010 verpflichtet Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, einmal jährlich auf oder als Anhang zu ihrer Stromrechnung sowie auf relevantem Informationsmaterial für Endverbraucher den Versorgermix auszuweisen, der die gesamte Stromaufbringung des Stromhändlers für Endverbraucher berücksichtigt. Diese Verpflichtung besteht auch hinsichtlich des an Endverbraucher gerichteten kennzeichnungspflichtigen Werbematerials. Die Ausweisung hat auf Basis der gesamten vom Versorger an Endverbraucher verkauften elektrischen Energie (Versorgermix) zu erfolgen. Weiters sind Stromhändler und sonstige Lieferanten die in Österreich Endverbraucher beliefern verpflichtet, einmal jährlich auf oder als Anhang zu ihrer Stromrechnung für Endverbraucher die Umweltauswirkungen, zumindest über CO2-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität, auszuweisen. Diese Verpflichtung besteht auch hinsichtlich des an Endverbraucher gerichteten Werbematerials. Die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben erfolgt durch die Regulierungsbehörde.

Zusammenfassend trifft den Stromhändler daher die Pflicht

17 Vgl dazu bereits oben Pkt 7.3.
18 RV 994 BlgNR 24.GP 27.

- zum Datenaustausch gem. § 65 ElWOG 2010
- zur Grundversorgung gem. § 77 ElWOG 2010
- zur Ausweisung der Herkunft (Labeling) gem. § 78 ElWOG 2010.

Die Ausführungsgesetze übernehmen im Wesentlichen den Wortlaut dieser Bestimmungen.[19]

Pflichten des Stromhändlers nach dem Ökostromgesetz 2010

Gemäß § 40 ÖSG 2010 sind Stromhändler verpflichtet, den ihnen gemäß § 37 Abs. 1 Z 3 zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der Ökostromabwicklungsstelle das Entgelt jedenfalls in Höhe des Abnahmepreises sowie des gemäß § 10 Abs. 8 und Abs. 12 (vgl 6.1) festgelegten Preises monatlich zu entrichten. Die Ökostromanlagenbetreiber und Netzbetreiber haben der Ökostromabwicklungsstelle die für eine optimale Fahrplanerstellung und Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs erforderlichen Daten, wie die Ganglinien der Stromerzeugung für vergangene Perioden sowie Prognosewerte zur Verfügung zu stellen. Die Fahrpläne, welche über die jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen abzuwickeln sind, sind unter Bedachtnahme auf die Minimierung der Kosten für Ausgleichsenergie von der Ökostromabwicklungsstelle zu erstellen und von den Bilanzgruppenverantwortlichen zu übernehmen.

Mit Juli 2012 trat das neue Ökostromgesetz 2012 in Kraft und brachte einen neuen Aufbringungsmechanismus für die Kosten der Ökostromförderung mit sich. Dieser neue Aufbringungsmechanismus sieht einen Ökostromförderbeitrag vor, der bei den Netzgebühren gesondert ausgewiesen wird. Er wird jährlich per Verordnung neu festgelegt. Bei dem Ökostromförderbeitrag handelt es sich um einen einheitlichen prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungs- (NNE) und Netzverlustentgelt (NVE).Daneben wird noch die separat bei den Netzkosten ausgewiesene Ökostrompauschale (vormals Zählpunktpauschale) eingehoben. Die Ökostrompauschale als zweite Finanzierungskomponente des Ökostromfördersystems ist ein jährlicher Fixbetrag pro Zählpunkt und ist nach Netzebenen gestaffelt. Sie entspricht im alten System der Zählpunktpauschale, wobei sich die Pauschale der einzelnen Netzebenen etwas geändert hat. Auf Netzebene 7 waren es früher z.B. 15 EUR pro Kalenderjahr und nun sind es 11 EUR pro Kalenderjahr.

Zuweisung von Ökostrom an Stromhändler: gemäß Ökostromgesetz (BGBl I Nr. 75/2011)[20]

§ 40. Z1 Ökostromgesetz besagt, dass die Stromhändler verpflichtet sind, den ihnen gemäß § 37 Abs. 1 Z 3 zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der Ökostromabwicklungsstelle das Entgelt jedenfalls in Höhe des Abnahmepreises gemäß § 41 Abs. 2 sowie des gemäß § 10 Abs. 8 und Abs. 12 festgelegten Preises monatlich zu entrichten.

„Abnahmepreis“ jenen Preis, zu dem die Stromhändler verpflichtet sind, den ihnen von der Ökostromabwicklungsstelle zugewiesenen Ökostrom abzunehmen;

§37 Ökostromgesetz besagt, dass die Ökostromabwicklungsstelle die Aufgabe hat, die gemäß Z 1 erworbenen Mengen an Ökostrom samt den dazugehörigen Herkunftsnachweisen gemäß den geltenden Marktregeln an Stromhändler, soweit sie Endverbraucher im Inland beliefern, zum Abnahmepreis sowie dem Preis gemäß § 10 Abs. 8 und Abs. 12 täglich zuzuweisen und zu verrechnen. Die Zuweisung erfolgt

[19] Die entsprechenden Bestimmungen finden sich in § 39 Bgld ElWG, § 56 Ktn ElWOG, § 45 NÖ ElWG 2005, §§ 51a, 51b OÖ ElWOG, § 35 Sbg LEG, § 36b Stmk ElWOG, § 66 Tir Elektrizitätsgesetz 2012, §§ 45, 45a Vbg ElWG und in §§ 43a, 44 WelW 2005.

[20] http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem

in Form von Fahrplänen an die jeweilige Bilanzgruppe, in der der Stromhändler Mitglied ist, im Verhältnis der pro Kalendermonat an Endverbraucher in der Regelzone abgegebenen Strommengen. Die Verrechnungsstellen haben die erforderlichen Daten automationsunterstützt zur Verfügung zu stellen. Für den jeweiligen Kalendermonat berechnet sich die Quote nach dem Monat, welcher drei Monate zurückliegt. Bei neu eintretenden Stromhändlern wird der Wert des ersten vollen Monats herangezogen.
Welcher Stromhändler wie viel Ökostrom zugewiesen bekommt, hängt davon ab, wie viel Strom er an Endverbraucher liefert. Zum Beispiel bekommt ein Stromhändler mit einem Marktanteil von 5% auch 5% der insgesamt von der OeMAG abgenommenen Ökostrommenge zugewiesen. Dieser Prozentanteil wird monatlich von der OeMAG festgesetzt. Die OeMAG weist diesen Strom an die einzelnen Stromhändler zu, die dafür den aktuellen Börsenpreis (Day ahead Spotmark-Stundenpreis) bezahlen. Außerdem müssen die Stromhändler die Kosten für die Strom-Herkunftsnachweise an die OeMAG abführen.

Stromvermarktung:

Ökostromförderungssystem:
Der Großteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern – mit Ausnahme der Erzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW – fließt bilanzierungstechnisch in die Ökobilanzgruppen der jeweiligen Regelzonen. Die Ökobilanzgruppenverantwortlichen sorgen für einen österreichweiten Ausgleich durch eine Zuweisung des Ökostroms an alle Händler im Verhältnis der an Endverbraucher verkauften Strommengen. Ein vergleichsweise geringer Anteil an Ökostrom wird von den Erzeugern in konventionelle Bilanzgruppen eingespeist: Dies ist einerseits für die Bilanzgruppen von Ökostromanbietern der Fall, andererseits setzt die Vergütungsstruktur für Strom aus Kleinwasserkraft Anreize für die Betreiber, temporär aus der Ökobilanzgruppe in den freien Wettbewerb zu.
Der derzeit geltende Rahmen der Ökostromförderung (ÖSG 2012) sieht keine Möglichkeit vor, dass ein (virtueller) Zusammenschluss dezentral verteilter, an unterschiedlichen Einspeisepunkten ans Netz angebundener Erzeugeranlagen eine Tarifförderung erhält. „Eine Kombination verschiedener Technologien, beispielsweise Photovoltaik und Windkraft, unter einem Zählpunkt ist abrechnungstechnisch nicht möglich. In solchen Fällen wäre es für uns nicht nachvollziehbar aus welcher Quelle der Strom produziert wird.“ [Monschein, 2013]. Auch für ein virtuelles Kraftwerk, welches nur eine Technologie zur Energiegewinnung nutzt, ist eine Tarifförderung für die Einspeisung von Strom nicht möglich. „Für eine OeMAG-Tarifförderung des eingespeisten Stroms ist es erforderlich, dass jede Erzeugungseinheit unter einem eigenen Zählpunkt einspeist.“ [Monschein, 2013] Vom Ökostromförderungssystem erfasst können daher nur die jeweiligen Einzelanlagen werden.
Aber selbst in Hinblick darauf, dass dies möglich wäre: Für eine Umsetzung eines Virtuellen Kraftwerks im Sinne einer sinnvollen Regelung und Steuerung der Anlagen bestünde im Rahmen des geltenden Tarifförderungssystem allerdings auch kein Anreiz. Die geförderte Einspeisevergütung sieht einen „Flat-Tarif“ für die Einspeisung der gesamten Erzeugung (Volleinspeisung) vor. Unabhängig davon erlangt die auf Sendeanlagen installierbare Anlagenlagenleistung in der Regel eine Leistung kleiner 5kWp und erfüllt somit nicht die Fördervoraussetzungen gemäß Ökostromgesetz.
D.h. für die Betreiber von tarifgeförderten Anlagen besteht kein Anreiz, steuerungstechnisch in den Betrieb ihrer Anlagen einzugreifen, da sie für jede kWh Strom, welche in die Ökobilanzgruppe

Eingespeist wird, die Vergütung entsprechend der festgelegten Einspeisetarife unabhängig davon erhalten, zu welchem Zeitpunkt die Einspeisung erfolgt und ob zu Zeiten der Lieferung Tatsächlich ein Bedarf besteht. Die Ökobilanzgruppenverantwortlichen sind zwar von Gesetzes wegen dazu angehalten, auf eine Abstimmung der Planung der Stromzuweisungen auf die erwartende Einspeisung zu achten und aus diesem Grund Prognosen der Einspeisung zu erstellen, letztendlich tragen sie kein unternehmerisches Risiko für Abweichungen, sondern erhalten die Kosten für Ausgleichsenergie in voller Höhe vergütet. Diese Kosten werden unter allen Verbrauchern sozialisiert.

Vermarktungskonzepte:
Grundsätzlich geben Anlagenleistung und Flexibilität der Erzeugung die Möglichkeiten zur Vermarktung vor. Für die Teilnahme eines virtuellen Kraftwerks am Strommarkt bieten sich prinzipiell folgende Möglichkeiten

- Energiehandel (insbesondere am Spotmarkt - Day ahead, Intraday Handel)
- Systemdienstleistungen (Regelenergiemarkt)

Ein dem deutschen Ansatz vergleichbares System der Direktvermarktung bzw. Marktprämienmodell des EEG gibt es in Österreich derzeit nicht.+

Energiehandel – Vermarktung über die aktive Teilnahme am (börslichen) Energiehandel:
Betreiber von VKs haben neben dem direkten Verkauf (over the counter, OTC) die Möglichkeit, Strom an der Energiebörsen zu verkaufen. Während der Großteil des gehandelten Stroms über bilaterale OTC Geschäfte zwischen Lieferanten und Erzeugern direkt gehandelt und verkauft wird, dienen die Börsepreise meist als Referenz für die Preisbildung von OTC Geschäften. Die Möglichkeiten der Teilnahme am Börsenhandel und die damit verbundenen Erlöspotenziale sind stark vom Flexibilitätsgrad der Erzeugerkapazitäten abhängig. Für die Teilnahme am Börsenhandel stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- die kurzfristige Vermarktung am Spotmarkt und
- die mittel- bis langfristige Vermarktung am Terminmarkt.

Die verschiedenen Geschäfte und handelbaren Produkte sind in folgender Abbildung dargestellt.

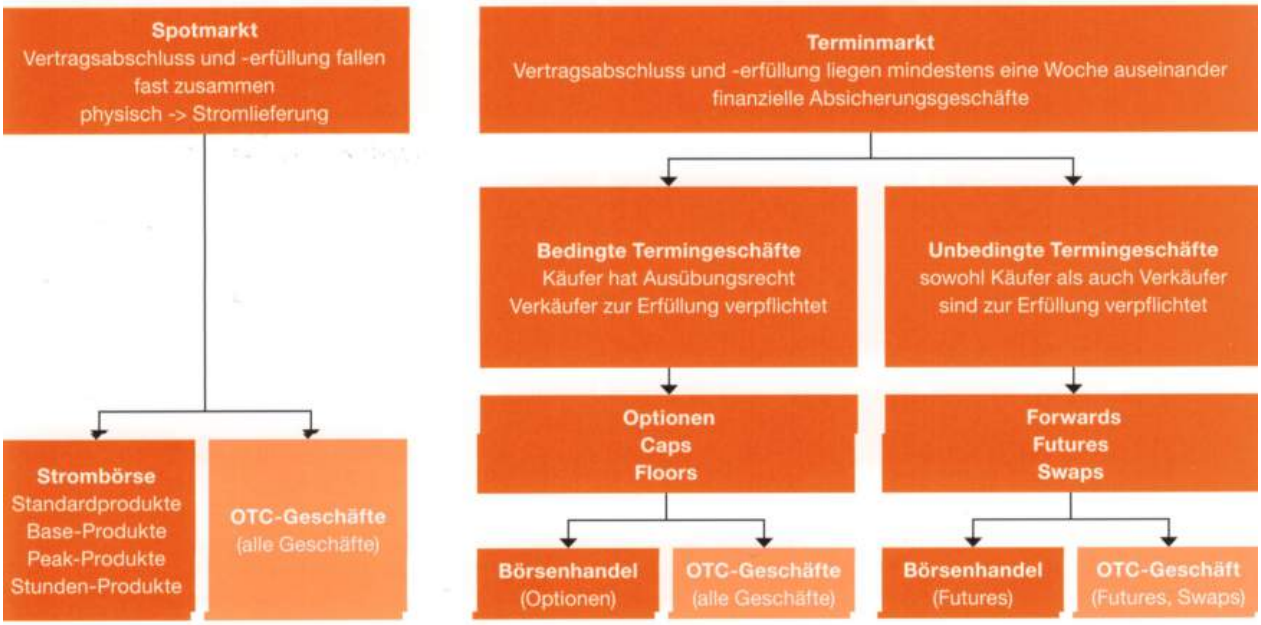


Abbildung 82 Arten von Produkten und Geschäften im börslichen Energiehandel (inklusive OTC) [Albermann et al. 2012]

Für Spotmarktgeschäfte für physische Stromlieferung in Österreich und alle deutschen Regelzonen ist die EXAA Handelsplatz. Daneben sind für den börslichen Energiehandel für Österreich, Deutschland, Frankreich und der Schweiz der EPEX SPOT (European Power Exchange, Paris) für Spotmarktgeschäfte und der Terminmarkt der EEX (European Energy Exchange, Leipzig) relevante Handelsbörsen. An den Börsen werden unterschiedliche standardisierte Produkte angeboten, die sich vor allem hinsichtlich der Lieferperiode unterschieden. Am Spotmarkt (Day-Ahead-Markt) werden Strommengen auf Stundenbasis gehandelt, wobei als der Lieferzeitpunkt der darauffolgende Tag festgelegt ist. Aus dem arithmetischen Mittelwert aller Stundenpreise ergibt sich der Base Index, während der Peak Index für den Großteil der europäischen Börsen das arithmetische Mittel der Stunden 8 Uhr bis 20 Uhr ist.

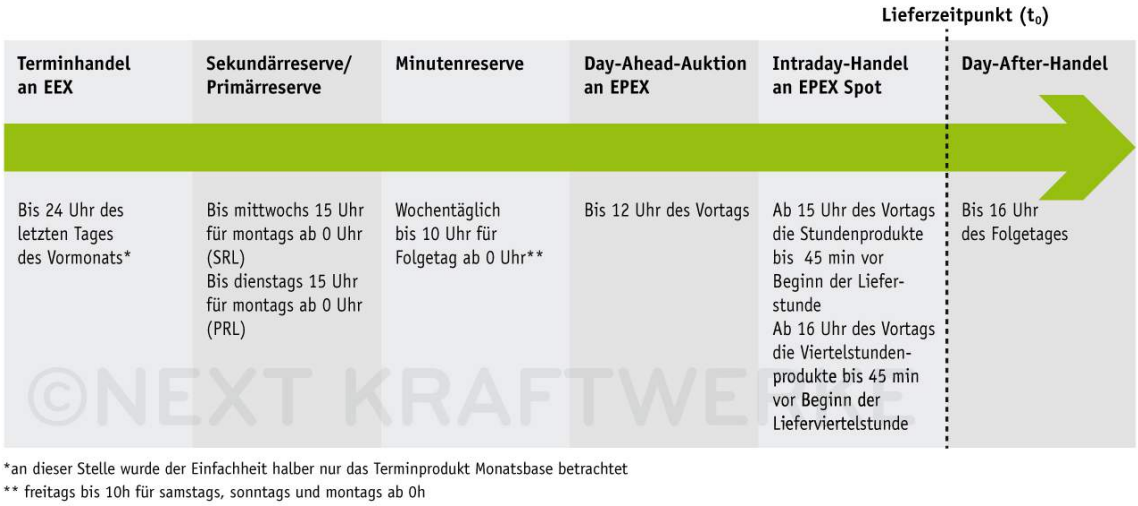


Abbildung 83 Handel an Strommärkten (Markte und Fristen) [NextKraftwerke 2014]

Da OTC-Preise eine sehr hohe Korrelation mit Börsepreisen aufweisen, können Großhandelspreise anhand der Notierungen der einzelnen Strombörsen verfolgt werden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen die Preisentwicklung für Day-Ahead Base- bzw. Peak-Indizes an der EXAA. Da an der österreichischen Strombörse keine Terminprodukte angeboten werden, wird in der Futures-Grafik die Preisentwicklung an der Leipziger EEX abgebildet [e-control 2014].

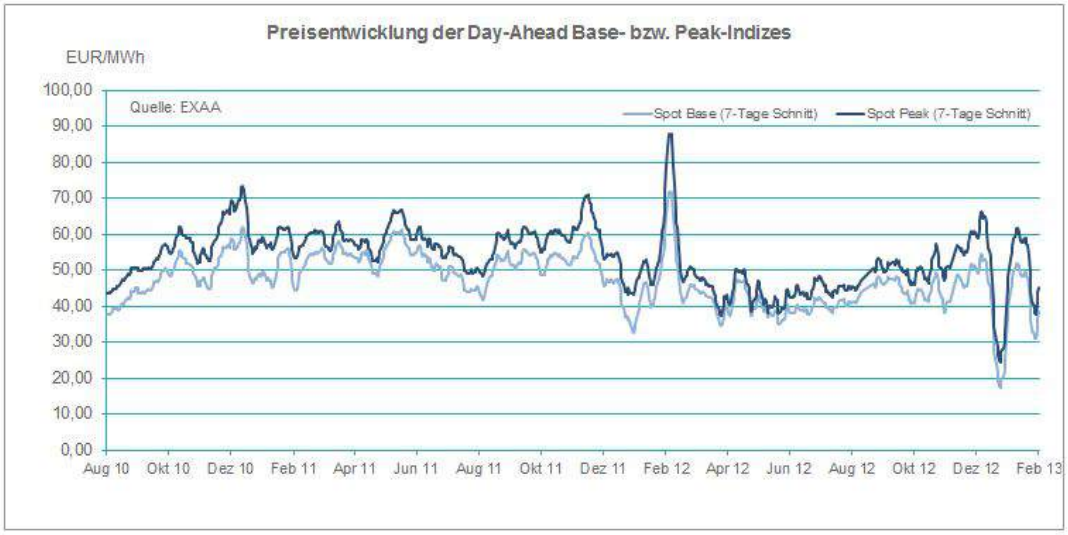


Abbildung 84 Preisentwicklung der Day Ahead Base- bzw. Peak-Indizes an der EXAA [e-control 2014]

Am EXAA Spotmarkt wird auch mit „Grünstrom“, d.h. mit Herkunftsnachweisen versehenen Stroms aus erneuerbaren Quellen gehandelt (Handelsprodukte „GreenPower“; gehandelt werden HKN und physische Stromlieferung gekoppelt). Die diesbezügliche Day-Ahead-Auktion an der EXAA erfolgt in zwei Stunden, wobei zeitlich zuerst „Grünstrom“ auktioniert wird und eventuelle Überhänge hieraus in die folgende „Graustrom“-Auktion (übriger gehandelter Strom) übernommen und auktioniert werden können. Kriterien für die Teilnahme von Erzeugern an dieser „Grünstrom“-Auktion (EXAA 2014):

- Strom aus Wasser- oder Windkraft
- HKNs müssen in Österreich zum Labeling zugelassen sein
- HKNs müssen elektronisch von und auf ein österreichisches bzw. AIB Hub Register überwiesen werden können
- TÜV SÜD Erzeugung EE+ Zertifizierung oder Ablesung des Stromlastprofils ermöglicht
- Der Stromfluss muss nahtlos nachverfolgt werden können
    - Kraftwerk im österreichischen oder deutschen Netz
    - stündliche cross-border Nominierung nachweisbar
    - Kauf/Verkauf in und aus AT/DE Market Coupling nachweisbar

13.5 Bestehende virtuelle Kraftwerke

13.5.1 Virtuelle Kraftwerke in Deutschland, Österreich und Spanien

(Demonstrations- und Pilotanlagen sowie Potentialanalysen)

Tabelle 32 Übersicht virtueller Kraftwerke in Deutschland Österreich und Spanien

Name	Projekt-art und Projekt-start	Stand-ort	Betreiber	Technologie	Charakteristik	Energiemanage-ment	Sonstiges
EDISon[1)]	1999-2003	Karlsruhe /DE	k.A.	Brennstoff-zelle(PEM)	1x250 kWel, 1x 2 kWel; Batterie: 100kW, 1h Mittelspannungs-Gleichstrom-Kopplung 2 MVA	Siemens DEMS	Kommunikation mittels PLC Tech-nologie
Virtuelles Kraftwerk Unna[2)]	Ab 2001	Unna/DE	Stadt-werke Unna	Blockheiz-kraftwerk (BHKW), Windkraft-anlage(WKA),Wasserkraft-werk(WKW), Photovoltaik (PV)	BHKW: 5x 5 MWel, 10 WKA: 10 MWel, PV: 0,3 Mwel	EUS-Produkt	k.A.
EUVPP[3)]	FP5 1.11.2001 bis 31.03.2005[27)]	Essen/DE	E.ON Energie, Gasunie in NL[27)]	Brennstoff-zelle(PEM)	6 PEM "Euro1", 25 PEM "Euro2" 4,6 kWel, 9 kWth	CCS	Kommunikation via Rund-steuerung
Energie-park KonWerl 2010[4)]	F&E von 2001 – 2004[25)]	Werl/DE	SFW GmbH, Saar-brücken	Biomasse-BHKW, Windkraft-anlage(WKA),Photovoltaik (PV), Heiz-werk(HW)	Biomasse-BHKW: 0,5 MWel, 3,3 MWth, WKA:1,8MW, PV:12kW, Heizwerk: 2x 4,5 MWth	Siemens DEMS	Kommunikations-wege: Profibus DP, M-Bus, KNX Übertragungsmedien: Kupfer, Lichtwellenleiter, Betriebsfunk und GSM[25)]
Das virtuelle Regel-kraftwerk[5)]	k.A.	Saarbrücken/DE	Evonik Power Saar GmbH	k.A.	Kunden-kraftwerke:400MW el	Bietagent	Kommunikation via Internet-verbindung
Virtuelles Kraftwerk Harz[6)]	2004-2007	Clausthal /DE	IEE, TU Claus-thal	Block-heizkraftwerk (BHKW)	16 BHKW à 5,5 kWel, 12,5kWth, sowie abschaltbare Lasten (25MWel)	Eigenentwicklung	Kommunikation via Rund-steuerung

Am Steinweg[7)]	2001-2005	Karls-ruhe /DE	MVV	Blockheiz-kraftwerk (BHKW), Photovoltaik (PV)	BHKW: 1x 28 kWel, PV 35kW, Bleiakku: 100 kWh	PoMS	k.A.
GZV Ost[8)]	k.A.	Karls-ruhe /DE	k.A.	Blockheizkraft-werk(BHKW)	BHKW(Senertec Dachs, 5,5kWel, 12,5kWth, 1000l Speicher) und eine Bleibatterie mit einer Nennkapazität von 100 kWh (Beladung 5-30kWel Entladung 5-100kWel)	PoMS	k.A.
Technical Demon-stration Center[8)]	k.A.	San Agustin del Guadalix /ESP	k.A.	Photovoltaik (PV), Windkraft-anlage(WKA),Di esel-generator	Gesamt-nennleistung: 1,7MWel	PoMS	k.A.
Virtuelles Kraftwerk RLP[9)]	k.A.	Bingen/D E	SP Energyco ntrol GmbH[26)]	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Windkraft-anlage(WKA),Ph otovoltaik (PV)	52,4 Mwel gebündelt aus KWK, WKA, PV	k.A.	Kommunikation in der Regel über Mobilfunknetz [26)]
Virtplant[10)]	2005-2008	Freiburg/ DE	Fraunhof er-Institut für Solare Energies ysteme ISE,bade nova	Blockheiz-kraftwerk (BHKW), Photovoltaik (PV), Windkraft-anlage(WKA)	Summierte elektrische Leistung: BHKW: 12,8Mwel, PV 6,1 MW, WKA: 10,8 MW	Eigenent-wicklung, optimierung mittelsGGLP; Solver: CPLEX	Kommunikation: Lesender Zugriff von Leitwarte via IEC 60870-5-101, manuelle Übernahme des Fahrplans
Regeneratives Kombikraftwe rk[11)]	2006-2008	Kassel/D E	Institut für Solare Energiev ersorgun gstechnik e.V.	Windkraft-anlage(WKA),Ph otovoltaik (PV), Biogas-Blockheiz-kraftwerk	WKA 12,6 MW, PV 5,5 MW, Biogas-BHKW 4 MW, Pumpspeicher +/-1,06 MW, WG 77%, 100 MWh (modelliert)	Eigenent-wicklung, Webservice	k.A.
ProViPP[12)]	PA von 2008-2010 [21)] Seit 2012 KB [21)]	Köln /DE	RWE Energy	Wasserkraft-anlage	9 Wasserkraft-anlagen mit Einzelgrößen zwischen 150 kW,und 1100 kW, Summe 8,6 MW	Siemens DEMS	Kommunikation via Mobilfunk (GPRS) [21)]

Zuhause Kraftwerk[13)]	KB seit Herbst 2010 [22)]	Ham-burg /DE	Licht-blick	eco Blue Erdgasmotor (BHKW)	800 Gasmotoren à 19 kWel, 36 kWth, Speicher 2m³, el. WG 33%, th. WG 59%	Schwarm-Dirigent (Lichtblick) [22)]	Kommunikation via Mobilfunk [22)]
Kombikraftwerk2[14)]	PA von 2010-Ende 2013 [23)]	Kassel/DE	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energie-systemtechnik (IWES)	Windkraft-anlage(WKA),Photovoltaik (PV), Biogas-Kraftwerk	2 Windparks mit 16 MW und 36 MW, PV: 883 kWp, 4 Biogas-anlagen: 2x 0,5 MWel, 2x 1,2 MWel [23)]	Eigenentwicklung (Fraunhofer) [24)]	Kommunikation via UMTS, DSL, Satellit [24)] OPC-XMLDA, IEC61850 und Proprietäre-Protokolle [24)]
Virtuelles Kraftwerk von Vattenfall[15)]	k.A.	Berlin/DE	Vatten-fall Europe Wärme AG	Blockheizkraftwerk(BHKW),Wärme-pumpe	BHKW mit 5,5 bis 2.000 kWel insg. 50 MWel und 5 kWth/70m², Wärmepumpen mit 10 bis 25 kWth	Eigenent-wicklung (basierend auf CPLEX und GAMS)	k.A.
Virtual Green Power Plant[16)]	k.A.	Öster-reich	k.A.	Klein-wasserkraft, Wind, Biomasse, Photovoltaik	k.A.	k.A.	k.A.
Virtuelle Kraft-werke für autarke Regionen[17)]	k.A.	Öster-reich	k.A.	Wasserkraft, Wind, Biomasse, Photovoltaik	k.A.	k.A.	k.A.
Helios Sonnen-kraftwerk[18)]	k.A.	Ober-öster-reich	k.A.	Photovoltaik (PV)	k.A.	k.A.	k.A.
Sonnen-kraftwerk Hartberg[19)]	k.A.	Hartberg	k.A.	Photovoltaik (PV), Biogas-BHKW, Trinkwasserturbinen/Klein-wasser-kraftwerke	k.A.	k.A.	k.A.
Virtuelles Kraftwerk[20)]	k.A.	Salzburg	k.A.	BHKW	k.A.	k.A.	k.A.
Sonnen-kraftwerk Burgenland[21)]	k.A.	Burgen-land	k.A.	Photovoltaik (PV)	k.A.	k.A.	k.A.

[1)] FFE, 2013a; [2)] FFE, 2013b; [3)] FFE, 2013c; [4)] FFE, 2013d; [5)] FFE, 2013e; [6)] FFE, 2013f; [7)] FFE, 2013g; [8)] FFE, 2013h; [9)] FFE, 2013i; [10)] FFE, 2013j; [11)] FFE, 2013k; [12)] FFE, 2013l; [13)] FFE, 2013m; [14)] FFE, 2013n; [15)] FFE, 2013o; [16)] EdZ, 2013a; [17)] EdZ, 2013b; [18)] Helios, 2013; [19)] Stadtwerke Hartberg, 2013; [20)] SmartGrid Salzburg, 2013; [21)] RWE, 2013a; [22)] Lichtblick, 2013a; [23)] IWES, 2013a; [24)] IWES, 2013b; [25)]KonWerl, 2013a; [26)]RLP, 2013a; [27)]EUVPP, 2013a; [28)]Sonnenkraftwerk Burgenland, 2013;

Abkürzungen: PA = Pilotanlage; KB = kommerzieller Betrieb; F&E = Forschungs- und Entwicklungsprojekt; FP5 = Fifth Framework Programme

13.5.2 Wirtschaftlichkeit der bestehenden virtuellen Kraftwerke, Pilotanlagen und Konzepte

Edison:

Als ein Projektergebnis wird festgehalten, dass der Aufbau eines virtuellen Kraftwerks auf der Basis von vorhandenen Kommunikationsstrukturen im Verhältnis zu dem zu erwartenden technischen wie ökonomischen Gewinn zu teuer ist. Die technische Realisierung mittels eines Kommunikations-Servers der Firma EUS stellte hierbei kein Problem dar. Betrachtet wurden neben der Kommunikation via PLC konventionelle Kommunikationswege wie Standleitung, ISDN oder analoges Modem. Ein weiteres Ergebnis war, dass für ein dezentrales Managementsystem Messdaten benötigt werden, deren Erfassung zu teuer sei.
Über die Auswirkung der Liberalisierung des Strommarktes und die Zuordnung des VKW-Betreibers zu den Rollen „Netzbetreiber“, „Erzeuger“ oder „Händler“ bestand Unklarheit. [SWKA-01 05]

EUVPP:

Ergebnisse laut Abschlussbericht des EUVPP:

- Die Kosten der Technologie müssen signifikant sinken, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen.
- Das System muss einfacher werden, um die Zuverlässigkeit zu erhöhen.
- Die Temperatur der Wärmeauskopplung muss steigen, um in herkömmliche Heizsysteme integrierbar zu sein und um Kraft-Wärme-Kälte-Produktion betreiben zu können. [EUVPP-01 07]

Kon Werl:

Der Probebetrieb des virtuellen Kraftwerks zeigte die technische Beherrschbarkeit. Siemens DEMS wurde erfolgreich für die Prognose-, Planungs-und Steuerungsaufgaben eingesetzt. Die gesetzlichen und finanziellen Rahmenbedingungen standen allerdings einem wirtschaftlichen Betrieb entgegen. [FHSWF-01 09]

Am Steinweg:

Ziel des Verbundbetriebs war eine Netzflussoptimierung und ein wirtschaftlicher Erlös durch verminderte Netznutzungsgebühren (Peak Shaving). Systemdienstleistungen wurden hingegen nicht angeboten. Als Ergebnis wurde angegeben, dass ein wirtschaftlicher Betrieb durch Peak Shaving bei Serienfertigung der PoMS Hard-und Software darstellbar ist. [ISET-01 03]

Virtplant:

Die praxistaugliche Einbindung der Optimierung in den operativen Leitwartenprozess konnte gezeigt werden. Eine direkte Steuerung der dezentralen Anlagen fand nicht statt, wäre jedoch prinzipiell möglich. Die gesetzlichen Vermarktungsmöglichkeiten (EEG, KWKG) wurden bewusst ausgeklammert, um die Kopplung der Produktion an den schwankenden Marktpreis zu demonstrieren. [ISE-01 08]

Regeneratives Kombikraftwerk

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass „eine Vollversorgung von Deutschland mitelektrischer Energie durch erneuerbare Energieträger leistbar ist“. Mit dem modellierten Speicher und dem Auslandsaustausch konnte jedoch nicht die volle Windstromerzeugung genutzt und damit eingespeist werden. [ISET-01 08]

ProViPP

Laut /SIE-0209/ speisen die vernetzten Anlagen in 2009 nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz ein, eine zukünftige Vermarktung an der Börse wird angestrebt.

Zuhausekraftwerk

LichtBlick betreibt derzeit in Deutschland rund 850 ZuhauseKraftwerke und optimiert die Stromvermarktung über die von IT- und Energieexperten entwickelte Software SchwarmDirigent. Das Ziel ist es, in Zukunft einmal 100.000 dezentrale ZuhauseKraftwerke in den Markt zu bringen und über den SchwarmDirigenten energiewirtschaftlich zu optimieren. [Zuhausekraftwerk, 2013]

Kombikraftwerk 2:

Eine sichere und stabile Stromversorgung Deutschlands aus 100% erneuerbaren Quellen ist zukünftig technisch möglich, wenn erneuerbare Erzeugung, Speicher und Backupkraftwerke mit erneuerbarem Gas intelligent zusammenwirken.
Erneuerbare Energien können technisch schon heute wichtige Systemdienstleistungen erbringen. Die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration müssen dafür angepasst werden.
Um die Netzsicherheit zu gewährleisten müssen auch dezentrale Erneuerbare Energien-Anlagen mit sicheren und leistungsfähigen Kommunikationsstandards überwacht und gesteuert werden können. Durch die Verknüpfung in Kombikraftwerken erweitert sich dabei der Handlungsspielraum. [Kombikraftwerk, 2013]

13.6 Möglichkeiten des Betriebs

Grundsätzliche Möglichkeiten der Einspeisung in das öffentliche Netz bestehen durch

- Einspeisung der überschüssigen Energie der dezentralen Energieerzeuger
- Einspeisung aus dem Pufferspeicher

Die Optimierung von Eigenverbrauch vs. Einspeisung und Verkauf ist durch entsprechende Optminierungssoftware in der zentralen Steuer –und Leittechnik erforderlich

1. Aufgaben des Management-Systems:

Regelung und Steuerung aller dezentralen Energieerzeuger in einem virtuellen Kraftwerk. Dazu gehört auch die Kontrolle der Energieabgabe in das öffentliche Netz .

2. Mögliche Szenarien des Stromflusses einer dezentralen Erzeugeranlage bei einer Mobilfunkanlage:

   - Fall1: Pufferspeicher (Akku) ist geladen, kein wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen schlecht

   In diesem Fall kann Strom aus dem Pufferspeicher über einen Wechselrichter in das öffentliche Netz eingespeist werden und/oder die Mobilfunkstation damit versorgt werden.

   - Fall2: Pufferspeicher (Akku) ist geladen, kein wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen gut

   In diesem Fall kann Strom aus dem Pufferspeicher und/oder überschüssiger Strom der dezentralen Energieerzeuger in das öffentliche Netzt eingespeist werden. Falls Strom aus dem Pufferspeicher bezogen wurde, kann dieser über die Windkraftanlage und Photovoltaik-Anlage wieder geladen werden.

   - Fall3: Pufferspeicher (Akku) ist geladen, wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen schlecht

   Der Strom muss in diesem Fall vom Netz bezogen werden, da der Storm aus dem Pufferspeicher für einen möglichen Netzausfall gebraucht wird.

   - Fall4: Pufferspeicher (Akku) ist geladen, wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen gut

Der überschüssige Strom aus den dezentralen Energieerzeugern kann ins öffentliche Netz eingespeist werden. Der Pufferspeicher sollte aufgrund eines möglichen wetterbedingten Stromausfalls unberührt bleiben.

- Fall5: Pufferspeicher (Akku) ist leer, kein wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen schlecht

Es kann kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden, die Mobilfunkanlage muss Strom vom Netz beziehen. Der Pufferspeicher sollte rasch aufgeladen werden.

- Fall6: Pufferspeicher (Akku) ist leer, kein wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen gut

Der überschüssige Strom der dezentralen Energieerzeuger sollte zuerst den Pufferspeicher vollständig laden, bevor ins öffentliche Netz eingespeist wird.

- Fall7: Pufferspeicher (Akku) ist leer, wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen schlecht

Der Pufferspeicher muss sofort mit Strom aus dem öffentlichen Netz geladen werden. Keine Einspeisung möglich.

- Fall8: Pufferspeicher (Akku) ist leer, wetterbedingter Stromausfall wird vermutet, aktuelle Wetterbedingungen gut

Der überschüssige Strom der dezentralen Energieerzeuger sollte zuerst den Pufferspeicher vollständig laden, bevor ins öffentliche Netz eingespeist wird.

3. Potentialanalyse hinsichtlich der Betrachtung mehrerer Mobilfunkstationen

Dazu sind folgende Punkte zu beachten:

- Stromverbrauch der Mobilfunkstation
- Leistung der verbauten PV-Module sowie der installierten Windkraftanlage
- Ertragsberechnung mittels ortspezifischer Wetterdaten
- Ertragsmöglichkeiten für Stromverkauf
- Netzausfall

14 Potenziale eines virtuellen Kraftwerks

Aus Basis der Daten der Erprobungsstationen und Gesprächen mit Mobilfunkanbietern bzgl. der möglichen Anzahl von geeigneten Mobilfunkstationen wird das Potenzial eines möglichen virtuellen Kraftwerks abgeschätzt.

14.1 Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk

Für die Konzepterstellung eines virtuellen Kraftwerks ist es essentiell im Vorfeld die entsprechenden Potenziale zu erfassen, das Verbrauchsverhalten zu charakterisieren und die Schwerpunkte (z.B. Versorgungsszenario bei Netzausfall) zu definieren. Der Betrachtungsfokus liegt hierbei auf der elektrischen Energieform, welche primär aus Photovoltaikanlagen und maginal aus Kleinwindradanlagen erzeugt wird. Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der entwickelten Konzepte ist das Demand-Side-Management. Im Rahmen der Datenerfassung konnte festgestellt werden, dass die Gleichstromverbraucher (Rectifier, etc.) einen nahezu konstanten Lastverbrauch haben. Dieser Umstand bietet günstige Voraussetzungen für die Verwaltung der elektrischen Energie in Kombination mit Ertragsprognosen. Als Kommunikationsstruktur für zukünftige Anwendungen könnte das intelligente Energiemanagementsystem fungieren, welches die verschiedenen Systemabläufe (Verwaltung, Steuerung, Regelung) koordiniert. Eine vollständige Energieautarkie wird für die nachfolgenden Konzepte nicht angestrebt. Die Fluktuationen der regenerativen Stromerzeuger können in Schwachlastzeiten zu Stromausfällen führen, welche in weiterer Folge zu einem Ausfall des Mobilfunknetzes führen würde. Das öffentliche Stromnetz gewährleistet zum einen die Ausfallsicherheit und kann für zukünftige Anwendungen als Speicher bzw. Marktchance angesehen werden. Aufbauend auf den gewonnen Erkenntnissen der Erprobungsphase und der relevanten Rahmenbedingungen wurden zwei Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk konzipiert:

14.1.1 Konzept 1 - Verwaltung der Überschussenergie

Dieser Entwurf für ein virtuelles Kraftwerks beschränkt sich auf eine dezentrale Ausführung auf regionaler Ebene. Der Mobilfunkstandort bildet bei diesem Konzept die Bilanzgrenze. Als Energiequelle werden die erneuerbaren Energiesysteme aus Wind und Photovoltaiktechnologie definiert. Diese regenerativen Energieformen können problemlos bei bestehenden Mobilfunkstandorten nachgerüstet werden. Daraus resultiert, dass der Strom für den jeweiligen Standort flexibel und lokal erzeugt werden kann. Die Zielsetzung dieses Konzepts ist es, den Eigenverbrauchsanteil am Strombedarf signifikant zu erhöhen, um den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu reduzieren. Eines der größten Potenziale für lokale Applikationen zur Steigerung des Energieautarkiegrades wird dabei dem Mobilitäts- und Speicherbereich zugeordnet. Der Stromlastgang von den größten Stromverbrauchern von Mobilfunkanlagen (Systemtechnik) hat einen approximativ konstanten Verlauf. Während wärmen Temperaturperioden kann der Einsatz von Klimageräten zu Schwankungen in der Lastkurve führen. Um die volatilen Stromerträge der erneuerbaren Energien zu kompensieren, können an geeignete stellen

Elektrotankstellen als elektrische Verbraucher eingesetzt werden. Ein Einsatz der Ladeinfrastruktur bei einer ausgewählten Anzahl von Mobilfunkstandorten in Österreich, könnte den lokalen Energieverbrauch in Spitzenlastzeiten erhöhen. Die überschüssige Energie wird anschließend von Elektrofahrzeugen wieder genutzt. Durch diese Maßnahme würde die E-Ladeinfrastruktur bundesweit forciert werden und dadurch einen vermehrten Einsatz der E-Mobilität ermöglichen. Als Voraussetzung für den Einsatz von E-Ladestationen wäre die Umrüstung des Fuhrparks von Mobilfunk- und Drittanbietern auf Elektrofahrzeuge. Die Reichweite der Elektrofahrzeuge würde mit diesem Ausbau der E-Ladestationen nicht im Vordergrund stehen, da eine Aufladung der Akkus beim nächstgelegenen Mobilfunkstandort möglich wäre.

Eine weitere Möglichkeit die lokalen Stromüberschüsse zu kompensieren, wäre die Speicherung der Energie in Batteriesystemen. In Schwachlastzeiten könnte der gespeicherte Strom für die örtlichen Anwendungen wie E-Tankstelle und Eigenenergieverbrauch der Mobilfunkanlage bereitgestellt werden.

Die Regelung bei diesem Konzept erfolgt vorrangig über den Verbrauch. Nicht verwertbare Energieüberschüsse werden in das öffentliche Stromnetz abgegeben. Das Schema eines solchen virtuellen Kraftwerks ist in Abbildung 85 veranschaulicht.

Um eine optimale Balance zwischen dem Erzeugungs- und Lastprofil zu bewerkstelligen, ist die Einführung einer zentralen Kommunikationsstruktur erforderlich. Diese zentrale Regelungseinheit soll die unterschiedlichen Produktions- und Verbrauchseinheiten im System miteinander vernetzen und dadurch eine zielgerichtetes Energiemanagement ermöglichen.

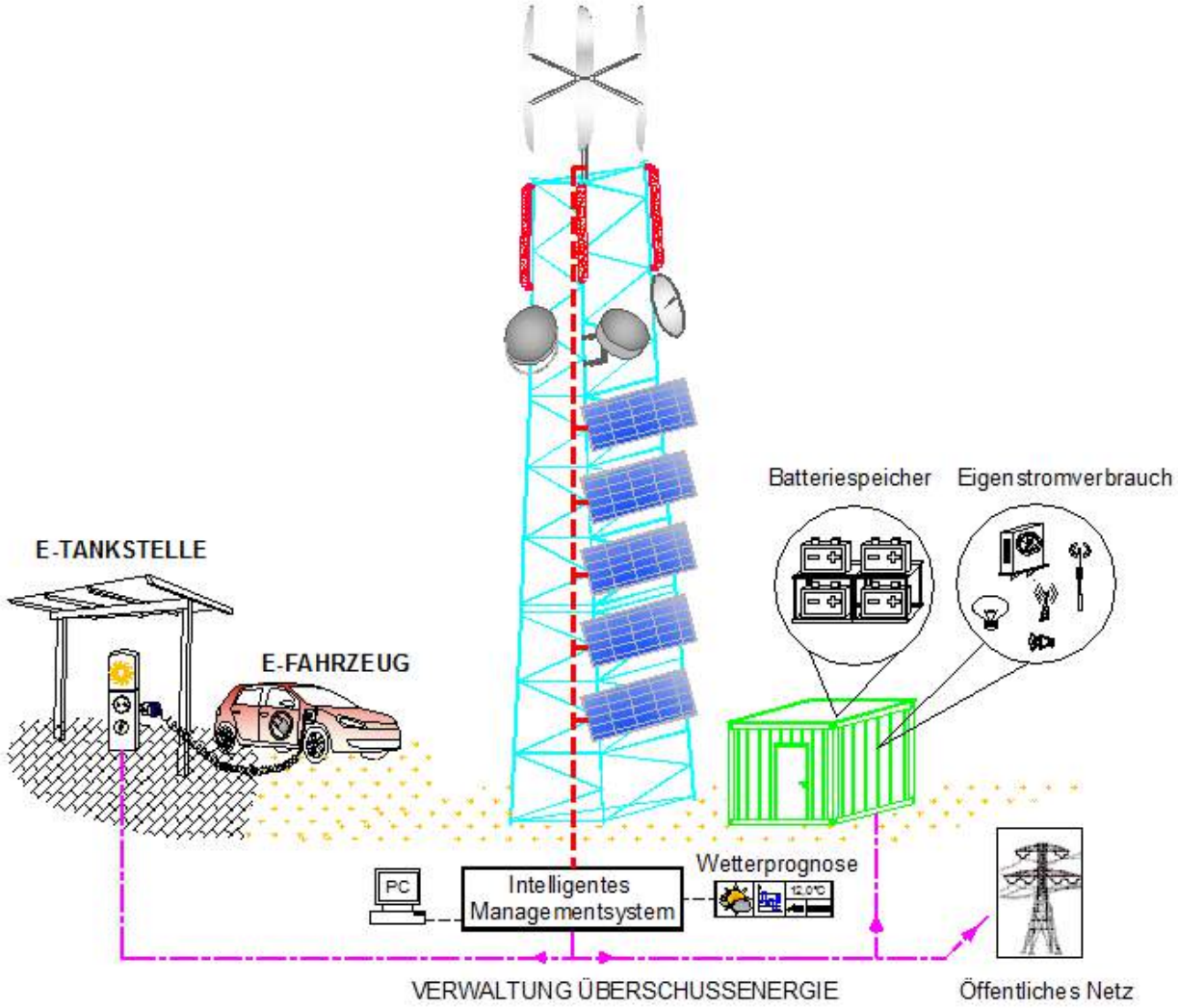


Abbildung 85 - Konzept 1 - Virtuelles Kraftwerk - Verwaltung der Überschussenergie

Das Demand-Side-Management für dieses dezentrale Energiekonzept basiert auf der Einbindung neuer Verbraucher (Batteriespeicher, Elektroautos). Dieses Energiemanagement wird von der dezentralen Intelligenz (intelligentes Managementsystem) durchgeführt. Diese zentrale Regelungseinheit verwaltet die Energieflüsse im System und muss für eine zukünftige Anwendung folgende Anforderungen erfüllen:

- Ertragsprognose und Datenerfassung der elektrischen Verbraucher
  Um die volatilen Erträge der Kleinwindkraft und der Photovoltaikanlage verwalten zu können, ist die Implementierung einer Wetterprognoseeinheit essentiell. Eine substanzielle Verwertung der Ertragsdaten ist in Kombination mit einer Erfassung des Energiestatus der Verbrauchsenergieeinheiten (E-Ladestation, Mobilfunkanlage, Batteriespeicher) wesentlich. Das Monitoring dieser Prognose- und Messdaten könnte auf einem lokalen Computersystem im Technikcontainer realisiert werden.
- Prioritätsstruktur
  Ein weiterer Aspekt zur Steigerung des Eigenenergieverbrauchs ist die Einführung einer Prioritätsstruktur in der zentralen Regeleinheit. In Abhängigkeit des Energiestatus der einzelnen

Verbraucher, sollen die elektrischen Erträge den jeweiligen Bedarfsträgern zugeordnet werden. Dabei ist eine hierarchische Zuordnungsstruktur zu formulieren, welche die Verbrauchseinheit gemäß ihrer Relevanz priorisiert. Die Energieerträge sollen primär den Eigenverbrauchseinheiten zugeführt werden und erst in letzter Konsequenz in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

14.1.2 Konzept 2 - Vernetzung von Sendeanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk

Ein vermehrter Einsatz von erneuerbaren Energieträgern im Mobilfunkbereich würde in Zukunft zu einem signifikanten Anstieg von dezentralen Energiesystemen führen. Dadurch bietet sich Mobilfunkbetreibern ein wesentlich breiteres Anwendungsspektrum im Bereich der Energieversorgung. Der Zusammenschluss von ökologisierten Mobilfunkstationen ermöglicht die Vernetzung der einzelnen Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk. Die verschiedenen Betriebskonzepte von virtuellen Kraftwerken könnten in Zukunft für die Mobilfunkbetreiber lukrative Geschäftsmodelle darstellen.

Es wurde ein Konzept für ein virtuelles Kraftwerk für eine überregionale Vernetzung von Mobilfunkstationen konzipiert. Dieses Konzept stellt eine zukünftige Form der Netzinfrastruktur zur Energiebereitstellung dar. Der Verbund mehrerer einzelner Mobilfunkstationen zu einem virtuellen Kraftwerk mit einer zentralen- und dezentralen Regeleinheit soll die volatilen Energieerträge aus den erneuerbaren Energien zwischen den Standorten ausgleichen und neue Impulse für die Integration innovativer Regel- und Ausgleichsenergiemodelle am österreichischen Strommarkt liefern. Das System baut auf einer intelligenten Kommunikation der einzelnen Mobilfunkstandorte mit einer übergeordneten Zentraleinheit auf. Es soll aber auch die Autonomie der einzelnen Standorten und der Nutzeranforderungen weiterhin gegeben sein. Eine dezentrale Energiemanagementeinheit soll gemäß dem Vorbild des Konzept 1 die lokale Energieverwaltung für den jeweiligen Mobilfunkstandort übernehmen. Die Zielsetzung dieses Konzepts ist die Eröffnung neuer Marktmodelle in der Energiewirtschaft für Mobilfunkanbieter aufzuzeigen. Als potenzielle Möglichkeit wurde die aktive Teilnahme am österreichischen Strommarkt identifiziert.

In Österreich gibt es ca. 20.000 Mobilfunkstationen. Eine Ausstattung von lediglich 10% dieser Mobilfunkstationen mit einer Photovoltaikleistung von 1,5kWp (5 Module) würde ausreichen, um eine Leistung von mehr als 2MW bereitzustellen. Eine Vernetzung dieser Standorte zu einem virtuellen Kraftwerkverbund würde eine Teilnahme am Regelenergiemarkt in Österreich ermöglichen.

Die Primärregelung ist jene Leistung, welche am gesamten Verbundnetz bereitgestellt werden muss, um spontane Laständerungen (Erzeugung / Verbrauch) in der Leistungsbilanz auszugleichen und damit die Netznennfrequenz aufrecht zu erhalten. Im Bedarfsfall muss von Energieerzeugungseinheiten eine Mindestleistung von 2MW innerhalb von 30Sek. und über einen Zeitraum von 15min zur Verfügung gestellt werden. (Wolter & Rendel, 2011)

Die Koordination der Bereitstellung dieser Mindestleistung könnte durch die zentrale Regeleinheit bewerkstelligt werden. Mithilfe von Smart Grids und den dezentralen IKT-Systemen wird der Status der einzelnen Stationen hinsichtlich Speicher- und Verbrauchszuständen abgefragt. Durch das Monitoring dieser Energiebilanzen der dezentralen Einheiten in Kombination mit Wetterprognosen, können die Zeiten verifiziert werden, an denen der Strom am Spotmarkt angeboten werden kann. Die zentrale Regeleinheit führt für diesen Zeitpunkt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch, um zu eruieren, ob es

für den prognostizierten Zeitpunkt günstiger ist den produzierten Strom zu verkaufen oder bei den einzelnen Standorten selbst zu verbrauchen. Für die Verwaltung dieser Prozessabläufe ist wiederum eine Hierarchiestruktur essentiell. Als Leitstelle fungiert dabei die Zentraleinheit, welche die verfügbaren Energieressourcen der einzelnen Mobilfunkstationen verwertet und analysiert. Die dezentralen Einheiten koordinieren die Energieflüsse auf lokaler Ebene und geben die disponiblen Energiemengen (Speicher und Erzeugung) im Bedarfsfall an die Zentraleinheit ab. Das Konzept dieses virtuellen Kraftwerks als Anwendungsfall für zukünftige Geschäftsmodelle ist in Abbildung 86 dargestellt.

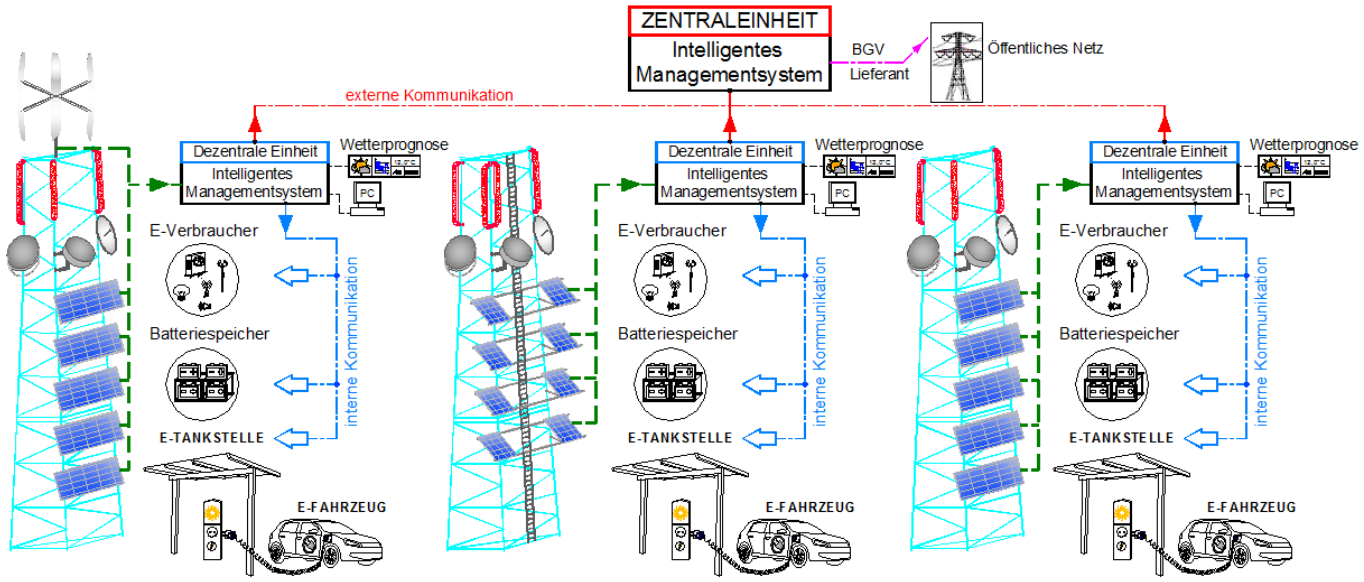


Abbildung 86 - Konzept 2 - Virtuelles Kraftwerk - Vernetzung von Mobilfunkstandorten zu einem virtuellen Kraftwerk

Durch die Liberalisierung des Strommarkts in Österreich im Jahr 2001 ist es den Stromkunden heutzutage möglich den Stromlieferanten frei auszuwählen. Diese Öffnung des Strommarkts veränderte auch die Struktur der Elektrizitätswirtschaft fundamental. Der offene Wettbewerb in Energiebranche ermöglicht es Stromerzeugern den produzierten Strom selbst zu vermarkten. Die relevanten Kommunikationsstrukturen und Prozesse zwischen den Marktteilnehmern sind in den Strommarktregeln definiert. In Abbildung 87 ist das aktuelle Strommarktmodell von Österreich dargestellt. Viele Unternehmen sehen daher die aktuellen Veränderungen der Energieproduktion von zentralen Kraftwerken hin zu dezentralen Energieerzeugern als potenzielle Geschäftsfelder.

Das Marktmodell für die Bereitstellung von Regelenergie von Mobilfunkanbietern am Strommarkt in Österreich könnte durch die Bildung einer Bilanzgruppe entwickelt werden. Als eigene Bilanzgruppe mit einem Bilanzgruppenverantwortlichen oder als Bilanzgruppenmitglied könnte man sich als Markteilnehmer profilieren. Gleichzeitig könnte man mithilfe dieser Bilanzgruppe als Stromlieferant gegenüber dem Endkunden auftreten. Als potenzieller Stromanbieter bzw. Bilanzgruppenverantwortlicher ist die Kommunikation von Fahrplänen an den Bilanzgruppenkoordinator und den Regelzonenführer grundlegend. Der Bilanzgruppenkoordinator ist simultan die Verrechnungsstelle, welche die Abrechnung der Ausgleichsenergie mit Bilanzgruppenkoordinator

durchführt. Die relevanten Markteilnahmepotenziale für eine Etablierung von virtuellen Kraftwerken am Regelenergiemarkt sind in Abbildung 87 rot dargestellt. Dieses Marktmodell beschränkt sich auf Anwendung im Bereich des Stromhandels und der Stromlieferung. Dabei fungiert man als Netzbenutzer im österreichischen Strommarktmodell, bei welchen man durch die Benutzung der bestehenden Stromnetze die Energiemengen verteilt.

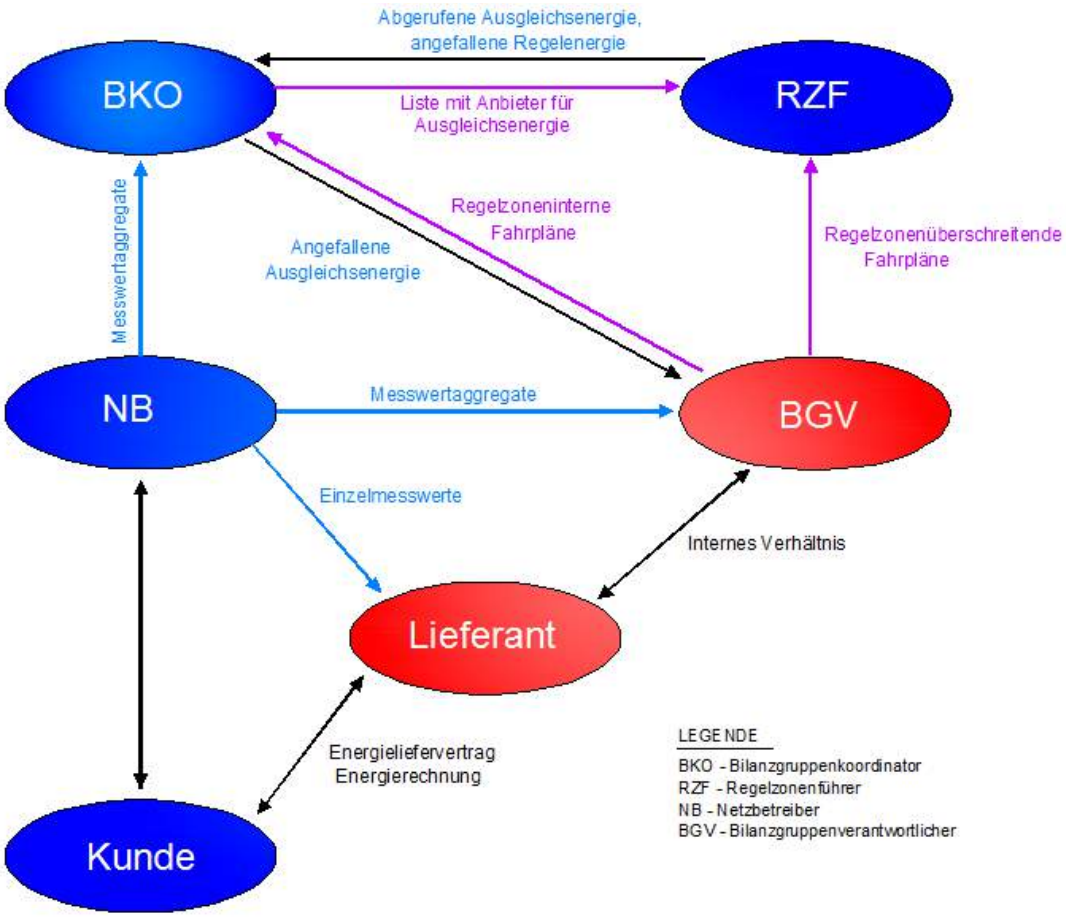


Abbildung 87 - Strommarktmodell Österreich - Überblick über Kommunikation und Datenflüsse zwischen Marktteilnehmern (nach E-Control, 2013b)

Für die Etablierung eines virtuellen Kraftwerks als Marktmodell in der Energiewirtschaft müssen in Zukunft noch einige Aspekte berücksichtigt werden:

- Vorrangregeln für virtuelle Kraftwerke mit erneuerbare Energien
  Die Stromerzeugnisse aus regenerativen Energiesystemen ist primär von den Witterungszuständen und der Jahreszeit abhängig. Bei der Auswahl des Anbieters für Regel- bzw. Ausgleichenergie am Spotmarkt sollten in Zukunft die erneuerbaren Energieträger präferiert werden. Mithilfe von Einspeiseprognosen können die Energieerträge sehr genau vorhergesagt werden. Dadurch können in Spitzenlastzeiten die Stromerzeugnisse aus erneuerbaren Energien in Schwachlastzeiten besser verwertet werden.
- Entwicklung eines Betriebsmodells für Stromspeicher
  In Kombination mit erneuerbaren Energien ist der Ausbau von Speichersystemen unabdingbar. Die Einführung von Regelungen für die Vorhaltung von Speicherkapazitäten bei virtuellen Kraftwerken ist

dabei essentiell. Dadurch könnte die Einspeisegarantie für die Bereitstellung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie gesteigert und damit Ausfallsicherheiten gewährleistet werden.

Um eine Realisierung von virtuellen Kraftwerken für die Mobilfunkbranche in naher Zukunft zu ermöglichen sind folgende Zielsetzungen näher zu betrachten:

- Potenzielle Ansätze für Energiedienstleistungskonzepte
  Die innovativen Geschäftsmodelle für virtuelle Kraftwerke sind für zukünftige Anwendungen in gleicher Qualität anzubieten wie konventionelle Kraftwerke. Um eine Koordinierung der einzelnen Mobilfunkstationen sowie die Verwaltung der Energieflüsse zu bewerkstelligen, ist die Einführung von Energiedienstleistungen fundamental. Für einen nachhaltigen Ausbau von Ökomobilfunkstationen gilt es individuelle Systemdienstleistungen zu entwickeln, welche das zentrale- und dezentrale Energiemanagement der einzelnen Standorte bewältigen. Bei einer Marktteilnahme als aktiver Energielieferant sind des Weiteren Servicestellen und Vertriebskonzepte zu entwickeln. Auch die Instandhaltung, Abrechnung und Bereitstellung von Energiefahrplänen des virtuellen Kraftwerks ist ein essentieller Bestandteil von zukünftigen Geschäftsmodellen.
- Konstituierung von wirtschaftlichen Einspeisemodellen
  Durch die Schaffung von ökonomischen Anreizen für den Ausbau von virtuellen Kraftwerken ist die Bildung von geförderten Einspeisetarifen, Vorrangregeln für erneuerbare Energiesysteme und kommerzieller Begünstigungen für zeitvariable Stromtarife ein wesentlicher Faktor.
- Administrative und rechtliche Barrieren
  Die aktuelle Marktsituation sowie die gegenwärtige Rechtslage machen eine Realsierung eines virtuellen Kraftwerks in naher Zukunft nicht sehr wahrscheinlich. Ein erster Ansatz für die Etablierung von solchen Kraftwerksverbunden wäre die Schaffung von vereinfachten Marktzugängen. Hierfür wäre die Einführung einer eigenen Bilanzkreisgruppe bzw. einer separaten Marktteilnehmergruppe förderlich. Des Weiteren müssten dezidierte Gesetzesvorgaben geschaffen werden, welche die Rahmenbedingungen für einen Markzugang am österreichischen Strommarkt ermöglichen. Auch eine definierte Verwertung der Stromerzeugnisse aus virtuellen Kraftwerken am Markt sollte einer klaren Richtvorgabe zugeordnet werden.

14.2 Ausblick

Das tatsächlich realisierbare technische Gesamtpotenzial von Mobilfunkanlagen in Österreich zum Einsatz als virtuelles Kraftwerk bzw. virtuelle Kraftwerke auf Basis der Ausrüstung mit PV- und gegebenenfalls auch Windenergieanlagen kann basieren auf den vorliegenden Ergebnissen der Erprobungsstandorte noch nicht abgeschätzt werden. Aus den Messergebnisse der im Rahmen dieses Projekts umgesetzten Teststandorte geht hervor, dass die realisierten Anlagen bilanziell keine Erzeugungsüberschüsse produzieren und die am Standort erzeugte Energie bei geeignetem Speichereinsatz und Eigenverbrauchsoptimierung vollständig an den vorliegenden Stationen verbraucht wird. Eine Hochrechnung hinsichtlich des Potenzials für alle gesamtösterreichische Stationen ist aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen an den einzelnen Stationen im Rahmen dieses Projektes nicht möglich.

Hinsichtlich der Möglichkeiten bei tatsächlichem Vorliegen eines realisierbaren technischen Potenzials sind folgende Zielsetzungen näher zu betrachten, um eine Realisierung von virtuellen Kraftwerken für die Mobilfunkbranche in naher Zukunft zu ermöglichen:

- Potenzielle Ansätze für Energiedienstleistungskonzepte: Die innovativen Geschäftsmodelle für virtuelle Kraftwerke sind für zukünftige Anwendungen in gleicher Qualität anzubieten wie konventionelle Kraftwerke. Um eine Koordinierung der einzelnen Mobilfunkstationen sowie die Verwaltung der Energieflüsse zu bewerkstelligen, ist die Einführung von Energiedienstleistungen fundamental. Für einen nachhaltigen Ausbau von Ökomobilfunkstationen gilt es individuelle Systemdienstleistungen zu entwickeln, welche das zentrale- und dezentrale Energiemanagement der einzelnen Standorte bewältigen. Bei einer Marktteilnahme als aktiver Energielieferant sind des Weiteren Servicestellen und Vertriebskonzepte zu entwickeln. Auch die Instandhaltung, Abrechnung und Bereitstellung von Energiefahrplänen des virtuellen Kraftwerks ist ein essentieller Bestandteil von zukünftigen Geschäftsmodellen.
- Konstituierung von wirtschaftlichen Einspeisemodellen: Durch die Schaffung von ökonomischen Anreizen für den Ausbau von virtuellen Kraftwerken ist die Bildung von geförderten Einspeisetarifen, Vorrangregeln für erneuerbare Energiesysteme und kommerzieller Begünstigungen für zeitvariable Stromtarife ein wesentlicher Faktor.

Administrative und rechtliche Barrieren: Die aktuelle Marktsituation sowie die gegenwärtige Rechtslage machen eine Realsierung eines virtuellen Kraftwerks in naher Zukunft nicht sehr wahrscheinlich. Ein erster Ansatz für die Etablierung von solchen Kraftwerksverbunden wäre die Schaffung von vereinfachten Marktzugängen. Hierfür wäre die Einführung einer eigenen Bilanzkreisgruppe bzw. einer separaten Marktteilnehmergruppe förderlich. Des Weiteren müssten dezidierte Gesetzesvorgaben geschaffen werden, welche die Rahmenbedingungen für einen Markzugang am österreichischen Strommarkt ermöglichen. Auch eine definierte Verwertung der Stromerzeugnisse aus virtuellen Kraftwerken am Markt sollte einer klaren Richtvorgabe zugeordnet werden.

15 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Projekt Ökomobilfunk hat gezeigt, dass eine Implementierung von Photovoltaik– und Kleinwindkraftanlagen in Kombination mit einem intelligenten Managementsystem bei Mobilfunkstationen möglich ist. Im Rahmen der Erprobungsphase konnten drei Mobilfunkstationen mit unterschiedlichsten Technologiekombinationen und mit zwei renommierten Mobilfunkbetreibern in Österreich ökologisiert werden. Die umfassende Recherche der verfügbaren Technologien und der relevanten Rahmenbedingungen bildeten die Grundlage für die Ökologisierung von Mobilfunkstationen. Es wurden intelligente Managementsysteme entwickelt, umfangreiche Labortests und Messungen mit modernen Charakterisierungsmethoden durchgeführt und geeignete Speichermethoden erarbeitet. Im Zuge der Umsetzungsphase wurden innovative Montagesysteme erprobt, welche eine problemlose Nachrüstung von Photovoltaikmodulen an Rohrgittermasten ermöglichen. Basierend auf den recherchierten Erkenntnissen hinsichtlich der Technologien bzw. den Rahmenbedingungen und den Resultaten der Erprobungsphase, wurde ein innovativer Planungsprozess entwickelt, wodurch essentielle Entscheidungen in der ersten Phase der Konzeptionierung von ökologisierten Mobilfunkstationen getroffen werden kann. Es wurde ein standardisiertes Verfahren erstellt, welches eine technologisch maßgeschneiderte Anwendung für die Planung von Photovoltaikanlagen auf Mobilfunkmasten ermöglicht.
Aufbauend auf den gewonnen Erkenntnissen der Erprobungsphase und der relevanten Rahmenbedingungen wurden zwei Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk entwickelt. Die entwickelten Konzepte stellen die zukünftigen Anwendungsmöglichkeiten und Marktchancen von ökologisierten Mobilfunkstationen für Mobilfunkbetreiber dar.

Intelligentes Managementsystem

In Mobilfunkstationen sind firmenspezifische Power Supply Units (PSU) eingebaut, welche verschiedene Anforderungen an Kompatibilität, Kommunikation und Alarmstruktur bei Fehlermeldungen aufweisen. Die Projektergebnisse haben gezeigt, dass ein intelligentes Managementsystem nicht universell für verschiedene Mobilfunkanbieter entwickelt werden kann, da die technischen Systeme sehr unterschiedlich sind. Für die Entwicklung eines universalen Managementsystems müsste die Kompatibilität mit allen gängigen Energiemanagementsystemen am Mobilfunksektor sichergestellt sein. Die Konstruktion eines solchen Systems würde viele Jahre in Anspruch nehmen, um die am Markt erhältlichen Systeme zu testen, zu integrieren und auf dem aktuellen Stand zu halten. Dies würde auch einen expliziten Eingriff in die bestehende Infrastruktur von Mobilfunkstationen erforderlich machen. Das Energiemanagementsysteme müsste ebenfalls über eine Alarm- bzw. Fehlerprotokollstruktur verfügen, welche mit den Systemen der Mobilfunkbetreiber kompatibel ist, um die Ausfallsicherheit von Mobilfunkanlagen zu gewährleisten.

Speicherbetrieb

Es konnte gezeigt werden, dass durch entsprechend modifizierte Intervallladung eine Steigerung der Batterieleistung erreicht wird und eine Anpassung der Eigenschaften von bereits ausgeschiedenen Batterien an die qualitativ noch entsprechenden Batterien erfolgt. Um eine doppelte wenn dreifache Lebensdauer der derzeit eingesetzten Batterien zu erreichen, ist die Integration eines Monitorings der

Batteriequalität essentiell. Dies ist mittels einer präzisen Potentialmessung und einer Realisierung der Möglichkeit von spezifisch adaptierbarer Intervallladung in die bestehenden Softwarepackages für das Handling der Batteriepakete in den Mobilfunkstationen sowie die Möglichkeit des getrennten Ansteuerns der 12 V-Einzelbatterien möglich. Die Realsierung eines solchen Monitorings sind sehr zeit- und kostenintensiv.

Kleinwindkraft

Die Windradleistung beim Einsatz auf Mobilfunkmasten ist generell von den statischen Rahmenbedingungen abhängig. Die Untersuchung der Leistungskurve des Windrads zeigte, dass das reale Betriebsverhalten große Differenzen gegenüber der Leistungskurve gemäß den Herstellerangaben aufweist. Der Tagesverlauf zeigt auch, dass die Nennleistung (1000W) bzw. die maximale Leistung (1200W) auch nicht an den ertragreichsten Tagen abgerufen werden konnte. Die technischen Daten der Windenergieanlage sind bei einer Höhe von 8m auf einem freistehenden Masten definiert. Trotz der hohen Montageposition des Vertikalläufers (36m) wurde die Nennleistung nicht erreicht.

Für Kleinwindradanlagen gibt es bislang noch keine genauen Begriffsdefinitionen. Ein Anlauf des Rotors bzw. die Einschaltgeschwindigkeit ist nicht gleichzusetzten mit der tatsächlichen Stromerzeugung. Als Anlauf bzw. Einschaltung des Windrads könnte auch die Drehbewegung des Rotors deklariert sein. Diese unterschiedlichen Begriffe machen eine Zuordnung der Windgeschwindigkeit zur entsprechenden Leistungserzeugnis schwierig.

Der Einsatz eines Schwingungsdämpfer, um negative Auswirkungen beim Einsatz auf Mobilfunkmasten entgegenzuwirken, die behördlichen Auflagen und die fehlenden Subventionen für Kleinwindradanlagen machen einen flächendeckenden Einsatz auf Mobilfunkstationen momentan unattraktiv.

Photovoltaik

Die Messergebnisse zeigten, dass bei einer Dimensionierung der Photovoltaikanlage gemäß dem Betriebsverhalten der Gleichstromverbraucher (Rectifier) ein solarer Jahresdeckungsanteil von rund 10% am Gleichstromverbrauch erzielt werden kann.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass bei allen untersuchten Mobilfunkanlagen der Leistungskonsum der Rectifier nahezu konstant ist. Durch das annähernd konstante Lastverhalten der Mobilfunkanlage, könnten die Solarerträge viel gezielter verwertet werden. Ein Optimierungspotenzial besteht hinsichtlich der Verwendung der Überschussenergie, bei überdimensionierten Photovoltaikanlagen (maximale Mastbelegung). Um einen höheren Eigenverbrauch zu erzielen, wäre die Umwandlung des überschüssigen Gleichstroms in Wechselstrom zu Spitzenzeiten durchaus vertretbar. Durch die Speicherung der Energieüberschüsse während des Tages, könnte in den Nachtstunden der Leistungsbedarf erheblich reduziert werden.

Virtuelles Kraftwerk

Virtuelle Kraftwerkskonzepte zeigen die möglichen Zukunftsanwendungen von ökologisierten Mobilfunkstationen auf, welche neue Energiestrategien und innovative Geschäftsmodelle am Mobilfunksektor charakterisieren. Der steigende Anteil an dezentralen Energiesystemen in Kombination mit intelligenten Energiemanagementsystemen stellt ein innovative Marktsegment für Energiedienstleistungen dar.

Die Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk für Ökomobilfunkstationen wurde einerseits für eine dezentrale Anwendung auf regionaler Ebene und andererseits für eine überregionale Vernetzung von Mobilfunkstationen erstellt. Die Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk ist als zukünftiger Anwendungsfall für innovative Geschäftsmodelle entwickelt worden. Der Mobilfunkbetreiber fungiert hierbei als Energieversorger seiner Mobilfunkstandorte und koordiniert die Energieflüsse mithilfe von Smart Grids und dezentralen IKT-Systemen in dieser Versorgungseinheit. Diese Zukunftsszenarien sind vor allem mit der Einführung von variablen Stromtarifen (Strombörse) und intelligenten Managementsystemen (Wettervorhersagen) als Energieverwaltungseinheit ein interessantes Anwendungsgebiet. Mit der Etablierung von solchen Systemen bietet dies ein renommiertes Forschungsgebiet für innovative Energiedienstleistungskonzepte.

16 Ausblick und Empfehlungen

Der Einsatz von erneuerbaren Energiesystemen bei Mobilfunkstationen bietet in ein großes Zukunftspotential. Mithilfe des Planungstools wurde ein standardisiertes Verfahren entwickelt, welches eine technologisch maßgeschneiderte Anwendung für die Planung von Photovoltaikanlagen auf Mobilfunkmasten ermöglicht. Dadurch können essentielle Entscheidungen hinsichtliche der Umsetzung von Photovoltaikanlagen auf Mobilfunkmasten in der ersten Phase der Konzeptionierung von ökologisierten Mobilfunkstationen getroffen werden. Das innovative Planungswerkzeug und die entwickelten Montagesysteme bilden die Grundlage für eine flächendeckende Umrüstung bestehender Stationen und für einen hinsichtlich der Anwendung dezentraler Energieerzeugungsanlagen optimierten Aufbau neuer Anlagen. Der Einsatz eines universellen Energiemanagementsystems ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Für die Entwicklung eines universalen Managementsystems müsste die Kompatibilität mit allen gängigen Energiemanagementsystemen am Mobilfunksektor sichergestellt sein.
Durch die Umsetzung des realisierbaren Potentials für den Einsatz von Photovoltaikanlagen am Mobilfunkmast, könnte die aktive Nutzung von elektrischen Speichersysteme eine wesentliche Rolle spielen. Im Rahmen dieses Projekts wurden ausschließlich Batteriespeichersysteme untersucht und geeignete Speicherkonzepte entwickelt. Der Einsatz von anderen Energiespeichersystemen (Lithium-Ionen, PSM, etc.) in Kombination mit intelligenten Managementsystemen könnte eine interessante Alternative zur Integration von dezentralen Energiesystemen darstellen.
Eine Realiserung der entwickelten
Die entwickelten Konzepte für ein virtuelles Kraftwerk stellen die zukünftigen Anwendungsmöglichkeiten und Marktchancen von ökologisierten Mobilfunkstationen für Mobilfunkbetreiber dar. Die aktuelle Marktsituation sowie die gegenwärtige Rechtslage machen eine Realsierung eines virtuellen Kraftwerks in naher Zukunft nicht sehr wahrscheinlich. Hierfür müssen in Zukunft folgende Rahmenbedingungen geschaffen werden:

- Schaffung von Marktzugängen
  Hierfür wäre die Einführung einer eigenen Bilanzkreisgruppe bzw. einer separaten Marktteilnehmergruppe förderlich. Des Weiteren müssten dezidierte Gesetzesvorgaben geschaffen werden, welche die Rahmenbedingungen für einen Markzugang am österreichischen Strommarkt ermöglichen. Auch eine definierte Verwertung der Stromerzeugnisse aus virtuellen Kraftwerken am Markt sollte einer klaren Richtvorgabe zugeordnet werden.
- Konstituierung von wirtschaftlichen Einspeisemodellen
  Die Schaffung eines zeitvariablen Stromtarifs in Kombination mit ökonomischen Anreizen, wäre ein essentieller Faktor für den Ausbau von virtuellen Kraftwerken (Vorrangregeln für erneuerbare Energiesysteme und kommerzieller Begünstigungen). Durch die Forcierung von virtuellen Kraftwerksverbunden wäre der Einsatz eines intelligenten Managementsystems unerlässlich.

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist der Energiepreis. Die Weiterentwickklung von intelligenten Managementsystemen sowie der Ausbau von erneuerbaren Energiesystemen ist direkt an den Energiepreis für fossile Energieträger gekoppelt und machen den Einsatz zum aktuellen Zeitpunkt unrentabel.

17 Literaturverzeichnis

Aircon, 2012a: Aircon (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Aircon http://www.ivrenergy.de/deutsch/firmenunterlagen/images/Info_Unterlagen_WIKA_10KW.pdf (25.06.2012; 11:52)
Aircon, 2012b: Aircon (2012): http://www.aircon-international.com/images/downloads/pdf/datenblatt_aircon-10s.pdf (25.06.2012; 11:47)
Albermann, J., Bahn, D., Baum, I., Farin, S., Fecht, T., Reuter, R. Stiefelhagen, T. (2012): Virtuelle Kraftwerke als wikrungsvolles Instrument für die Energiewende. PriceWaterhouseCoopers, 2012
Antaris, 2012a: Antaris (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlagen Antaris Braun Wagner, 2012: Sergej Wagner Braun Windturbinen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 15:28)
Antaris, 2012b: Antaris (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen Antaris Braun Wagner, 2012: Sergej Wagner, Braun Windturbinen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 15:28)
Auer, H. et al (2006): Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2006.
Aurora 2012a: Aurora(2012): Datenblatt Wechselrichter Aurora 3,6kW und 4,2kW http://image.schrack.com/datenblaetter/h_pvi23600--_de.pdf (15.11.2012; 14:58)
Aurora 2012b: Aurora(2012): Preis Wechselrichter Aurora 3,6kW http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-pvi-3-6-outd-s-3-6-kw-1-ph-ip65-2-mpptracker.html (15.11.2012; 14:56)
Aurora 2012c: Aurora(2012): Preis Wechselrichter Aurora 4,2kW http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-pvi-4-2-outd-s-4-2-kw-1-ph-ip65-2-mpptracker.html (15.11.2012; 15:01)
Axitec, 2012a: Axitec (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Premium http://www.axitecsolar.com/tl_files/pdf/DB_60zlg_mono_premium_MiA_DE.pdf (06.08.2012; 10:17)
Axitec, 2012b: Axitec (2012): Preis monokristallines Solarmodul Premium 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulaxitecac255m-156-60smono.html (06.08.2012; 10:16)
Axitec, 2012c: Axitec (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul AXI Power 240Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/338/solarmodul_axitec_ac_230_240p_156_60s_datenblatt.pdf (13.08.2012; 15:42)
Axitec, 2012d: Axitec (2012): Preis polykristallines Solarmodul AXI Power 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulaxitecac240p156-60spoly.html (13.08.2012; 15:41)
Bosch, 2012a: Bosch (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul c-Si M60 http://www.pvline.de/fileadmin/files/PVLINE/Downloadbereich/Bosch/Datenblatt_Bosch_c-SiM60-EU42117_120703.pdf (06.08.2012; 10:23)
Bosch, 2012b:Bosch (2012): Preis monokristallines Solarmodul c-Si M60 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/bosch/solarmodulboschc-sim60255nr17mono.html (06.08.2012; 10:22)
CentroSolar, 2012a: CentroSolar (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul S-Class Professional 245Wp http://www.photovoltaik- (11.09.2012; 15:07)shop.com/downloads/dl/file/id/114/td_s_class_professional_de_20110901_1.pdf

CentroSolar, 2012b: CentroSolar (2012): Preis polykristallines Solarmodul S-Class Professional 245Wp www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduls-classprofessionals245p60poly.html (11.09.2012; 15:06)
Cleanthinking 2012: Cleanthinking (2012): Preisentwicklung Windkraftanlagen http://www.cleanthinking.de/wp-content/uploads/Windenergie-Studie-Preise.jpg (22.10.2012; 09:50)
Cleanvertec, 2012a: Cleanvertec (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Cleanvertec CVT-V10 http://cleanvertec.themen-page.at/media/PDF/datenblatt%20CVT-V10.pdf (25.06.2012; 17:33)
Cleanvertec, 2012b: Cleanvertec (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Cleanvertec CVT-V50 http://cleanvertec.themen-page.at/media/PDF/datenblatt%20CVT-V50.pdf (25.06.2012; 17:35)
Cleanvertec, 2012c: Cleanvertec (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Cleanvertec CVT-V100 http://cleanvertec.themen-page.at/media/PDF/datenblatt%20CVT-V100.pdf (25.06.2012; 17:37)
deBruyn, K.; Kollmann, K.; Bartos, B.; Markl, B.; Schwarz, M.; Hauer, A. (2014): Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2014
DonQi, 2012a: Datenblatt horizontale Windkraftanlage DonQi DonQi (2012): http://www.die-dezentrale.lu/files/technische_daten.pdf (03.09.2012; 16:54)
DonQi, 2012b: DonQi (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT0020000000000000000000100138210 (25.06.2012; 11:16)
Easywind, 2012a: Datenblatt horizontale Windkraftanlage Easywind Easywind (2012): http://www.easywind.org/de/produkt/techdaten (03.09.2012; 16:06)
Easywind, 2012b: Easywind (2012): http://www.easywind.org/de/node/52 (03.09.2012; 16:05)
Easywind, 2012c: Easywind (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT0020000000000000000000100142728 (03.09.2012; 16:03)
Eaton 2012a: Eaton(2012): Datenblatt Wechselrichter Eaton 2,8kW http://image.schrack.com/datenblaetter/h_pvi4xxxxxx_de.pdf (15.11.2012; 15:15)
Eaton 2012b: Eaton(2012): Preis Wechselrichter Eaton 2,8kW http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-eaton-isg1i-2800w-ac-1-phasig-ip43.html (15.11.2012; 15:12)
E-Control (2006): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. Version 2.2. http://E-Control.at/portal/ pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=55783, (15.10.2012 um 16:46 Uhr).
E-Control (2008a): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung ? 110 kV, Version 2.0, http://www.E-Control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-b-20081027-v2.pdf, (15.10.2012 um 16:49 Uhr).
E-Control (2008b): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen. Version 2.0 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-d4-20081217-v2-0.pdf, (15.10.2012 um 16:56 Uhr).
E-Control (2009): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil

C: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV. Version 2.0. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-d4-20081217-v2-0.pdf, (15.10.2012 um 16:58 Uhr).
E-Control (2011a): Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR). Übersicht. Version 1.95 http://www.e-control.at/portal/page/portal/ medienbibliothek/recht/ dokumente/pdfs/TOR_Uebersicht_20110303_v1-95.pdf, (15.10.2012 um 16:37 Uhr).
E-Control (2011b): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweise. Version 1.8. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/ dokumente/pdfs/ TOR_A_20110302_v1-8.pdf, (15.10.2012 um 16:39 Uhr).
e-control (2014): Preisentwicklung der Großhandelspreise für Strom, http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/grosshandelspreise (28.08.2014)
E-CONTROL, 2013a: E-CONTROL (2013): Kraftwerkbetreiber Seite 7 http://www2.e-control.at/portal/page/portal/PEE_HOME/UNTERRICHT/UNT_WEGSTROM/UNT_WEGSTROM_VERTINFOS1/MODUL2_PDF_22.pdf (06.08.2013; 10:50)
E-CONTROL, 2013b: E-CONTROL (2013): Das österreichische Strommarktmodell Seite 6 http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oesterreich_24022014.pdf (11.08.2014; 08:30)
Ecovent, 2012a: Ecovent (2012): Technische Daten horizontale Windkraftanlage Ecovent http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT0020000000000000000000100138212 (03.09.2012; 16:13)
Ecovent, 2012b: Ecovent (2012): http://www.hoffmann-partner.at/index_w.html?deutsch/windkraft/lieferprogramm.html~frmMain (03.09.2012; 16:16)
Ecovent, 2012c: Ecovent (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen Ecovent Ecovent Hoffmann, 2012: Ing. Walter Hoffmann Hoffmann & Partner GmbH Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 15:50)
EdZ, 2013a: EdZ (2013):Virtual Green Power Plant http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id4316 (12.07.2013; 07:47)
EdZ, 2013b: EdZ (2013): Virtuelle Kraftwerke für autarke Regionen, Seite 49 (41) http://www.energiederzukunft.at/nw_pdf/0658_virtuelle_kw_autarke_regionen.pdf (12.07.2013; 08:00)
Eging, 2012a: Eging (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul EG M60-C www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/119/eg_series_m60_c.pdf (06.08.2012; 10:31)
Eging, 2012b: Eging (2012): Preis monokristallines Solarmodul EG M60-C 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulegingegm-250m60-c250wpmono.html (06.08.2012; 10:30)
Eging, 2012c: Eging (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul EG P60-C 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/118/eg_series_p60_c.pdf (13.08.2012; 15:50)
Eging, 2012d: Eging (2012): Preis polykristallines Solarmodul EG P60-C 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulegingegm-245p60-c245wppoly.html (13.08.2012; 15:49)
Eoplly, 2012a: Eoplly (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul 156M/60 http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/285/eoplly_240_260_mono.pdf (06.08.2012; 10:35)
Eoplly, 2012b:Eoplly (2012): Preis monokristallines Solarmodul 156M/60 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduleoplly156m-60-250wpmono.html (06.08.2012; 10:34)

Eoplly, 2012c: Eoplly (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul 156P/60 245Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/282/eoplly_240_260_poly.pdf (13.08.2012; 15:56)
Eoplly, 2012d: Eoplly (2012): Preis polykristallines Solarmodul 156P/60 245Wp
EUVPP, 2013a: Vaillant (2013): Daten EUVPP Dauensteiner, 2013: Alexander Dauensteiner Vaillant GmbH Auskunft per E-Mail (17.09.2013; 10:59)
EUVPP-01 07: FFE (2012):Ergebnis EUVPP, Seite 18 (11) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
EXAA (2014):GreenPower@exaa.at Handelskonzpet http://www.exaa.at/exaa/regelwerk/greenpower/greenpower-exaa---handelskonzept.pdf (30.08.2014)
FFE, 2013a: FFE (2012):Daten Kraftwerk EDISon, Seite 14 (7) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013b: FFE (2012):Daten Kraftwerk Unna, Seite 16 (9) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013c: FFE (2012):Daten Kraftwerk EUVPP, Seite 17 (10) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013d: FFE (2012):Daten Energiepark KonWerl 2010, Seite 19 (12) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013e: FFE (2012):Daten Virtuelles Regelkraftwerk, Seite 20 (13) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013f: FFE (2012):Daten Virtuelles Kraftwerk Harz, Seite 22 (15) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013g: FFE (2012):Daten Am Steinweg, Seite 25 (18) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013h: FFE (2012):Daten GZV Ost und Technical Demonstration Center, Seite 26 (19) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013i: FFE (2012):Daten Virtuelles Kraftwerk Rheinland Pfalz, Seite 27 (20) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013j: FFE (2012):Daten Virtplant, Seite 28 (21) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013k: FFE (2012):Daten Regeneratives Kombikraftwerk, Seite 30 (23) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf

(29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013l: FFE (2012):Daten ProViPP Seite 32 (25)
http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf
(29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013m: FFE (2012):Daten ZuhauseKraftwerk, Seite 35 (28)
http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf
(29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013n: FFE (2012):Daten Kombikraftwerk2, Seite 37 (30)
http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf
(29.05.2013; 16:10)
FFE, 2013o: FFE (2012):Daten Virtuelles Kraftwerk Vattenfall, Seite 38 (31)
http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf
(29.05.2013; 16:10)
FHSWF-01 09: FFE (2012):Ergebnis Energiepark KonWerl 2010, Seite 20 (13)
http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf
(29.05.2013; 16:10)
Fronius 2012a: Fronius(2012):http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-F5B6DB57-577771D5/fronius_international/Daten_Fronius_RL_253209_snapshot.pdf (12.11.2012; 14:56)
Fronius 2012b: Fronius(2012): http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-fronius-rl-5-0-3-3phasig-ip65.html (12.11.2012; 14:59)
Fronius 2012c: Fronius(2012): http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-D2602721-17CBF420/fronius_international/DS_Fronius_IG_DE_151925_snapshot.pdf (12.11.2012; 15:32)
Fronius 2012d: Fronius(2012):http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-fronius-ig-60-hv-4-6kw-1ph-ip21-1-mpptracker.html (12.11.2012; 15:00)
Fronius 2012e:http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-4C28D5D2-63446D17/fronius_international/Fronius_IG_TL_EN_151229_snapshot.pdf (12.11.2012; 15:30)
Fronius 2012f: Fronius(2012):http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-fronius-ig-tl4-0-4kw-1ph-ip55-1-mpptracker.html (12.11.2012; 15:03)
Frontier, 2012a: Solar Frontier (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul Frontier SF150-L 150Wp
http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/127/solarmodul_frontier_sf_150l_dunnschichtmodul.pdf (17.09.2012; 15:53)
Frontier, 2012b: Solar Frontier (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul Frontier SF150-L 150Wp
http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsolarfrontiersf-150lduennschichtmodul.html (17.09.2012; 15:52)
Frontier, 2012c: Solar Frontier (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul Frontier SF155-L 155Wp
http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/128/ (17.09.2012; 15:59)
Frontier, 2012d: Solar Frontier (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul Frontier SF155-L 155Wp
http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsolarfrontiersf-155lduennschichtmodul.html (17.09.2012; 15:56)
Frühwald, O. & Ulrich, Ch.: Leitfaden zur Errichtung von Windkraftanlagen in der Steiermark. LandesEnergieVerein Steiermark, 2007.

GASCH, R. et al. (2010), Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 6. Auflage, Viehweg und Teubner, Wiesbaden
German Solar, 2012a: German Solar (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Powerline http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/129/germansolar_powerline_60zeller.pdf (06.08.2012; 10:46)
German Solar, 2012b: German Solar (2012): Preis monokristallines Solarmodul Powerline 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulgermansolarpowerlinegsm6-255-po60mono.html (06.08.2012; 10:45)
German Solar, 2012c: German Solar (2012): Preis monokristallines Solarmodul Powerline 260Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulgermansolarpowerlinegsm6-260-po60mono.html (06.08.2012; 10:51)
German Solar, 2012d: German Solar (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Silverline 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/133/germansolar_silverline.pdf (13.08.2012; 16:03)
German Solar, 2012e: German Solar (2012): Preis polykristallines Solarmodul Silverline 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulgermansolargsp6235wp-silverline-2.html (13.08.2012; 16:02)
German Solar, 2012f: German Solar (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Premiumline 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/132/germansolar_premiumline_60.pdf (13.08.2012; 16:11)
German Solar, 2012g: German Solar (2012): Preis polykristallines Solarmodul Premiumline 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulgermansolarpremiumlinegsp6-240-pr60poly.html (13.08.2012; 16:10)
Greenpower, 2012a: Greenpower (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Greenpower Torch Style http://w3.windmesse.de/anlage/457-greenpower-trade-torch-style-wt (03.09.2012; 17:26)
HANTSCH, S., MOIDL, S., NÄHRER, U. (2009), Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen, IG Windkraft, St. Pölten
Hartmann, 2012a: Hartmann (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Hartmann WG100 http://www.vertikale-windkraftanlage.de/images/Dokumente/WG100.pdf (03.09.2012; 17:34)
Hartmann, 2012b: Hartmann (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Hartmann FH-5 http://www.vertikale-windkraftanlage.de/images/Dokumente/FH-5_KW_Anlage.pdf (03.09.2012; 17:36)
Hartmann, 2012c: Hartmann (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Hartmann FH-10 http://www.vertikale-windkraftanlage.de/images/Dokumente/FH-10_KW_Anlage.pdf (03.09.2012; 17:38)
Hatmann, 2012d: Hartmann (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen Hartmann Hartmann Hartmann, 2012: Falk Hartmann Hartmann Auskunft per E-Mail (13.09.2012; 10:29)
Helios, 2013: Helios (2013): Daten Helios Kraftwerk http://www.helios-sonnenstrom.at/pages/index.php?mid=11&name=ECKPUNKTE (31.05.2013; 17:55)
Heywind, 2012a: Heywind(2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Heyind http://www.heyde-windtechnik.de/heywind.htm (25.06.2012; 16:53)
Heywind, 2012b: WinDual (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen WinDual WinDual Mäke, 2012: René Mäke Heyde Windtechnik Auskunft per E-Mail (12.09.2012; 08:16)
http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduleoplly156p-60-245wppoly.html (13.08.2012;

15:55)
Hyundai, 2012a: Hyundai (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul MG- Serie http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/142/solarmodul_his_s238_biss250_mg_mono.pdf (06.08.2012; 11:04)
Hyundai, 2012b:Hyundai (2012): Preis monokristallines Solarmodul MG- Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulhyundaihis-s250mgmono.html (06.08.2012; 11:03)
Hyundai, 2012c: Hyundai (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul HIS 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/144/solarmodul_hyundai_his_m228_bis_240mg_multi_und_poly.pdf (13.08.2012; 16:24)
Hyundai, 2012d: Hyundai (2012): Preis polykristallines Solarmodul HIS 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulhyundaihis-m240mgpoly.html (13.08.2012; 16:23)
IBC, 2012a: IBC (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Premiumline Monosol http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/152/solarmodul_ibc_monosol_tx_255_bis_265_mono.pdf (06.08.2012; 11:13)
IBC, 2012b: IBC (2012): Preis monokristallines Solarmodul Premiumline Monosol 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulibcmonosol255txmono.html (06.08.2012; 11:12)
IBC, 2012c: IBC (2012): Preis monokristallines Solarmodul Premiumline Monosol 260Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulibcmonosol260txmono.html (06.08.2012; 11:18)
IBC, 2012d: IBC (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Polysol TX 245Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/159/solarmodul_ibc_polysol_tx_240_bis_250_poly.pdf (13.08.2012; 16:31)
IBC, 2012e: IBC (2012): Preis polykristallines Solarmodul Polysol TX 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulibcpolysol245txpoly.html (13.08.2012; 16:30)
IBC, 2012f: IBC (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Polysol MS 240Wp
IBC, 2012g: IBC (2012): Preis polykristallines Solarmodul Polysol MS 240Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulibcpolysol240mspoly.html (13.08.2012; 16:37)
IEC (2014): Smart Grid Standards Map http://smartgridstandardsmap.com/ (25.08.2014)
IG Windkraft (2010):´, Kleinwindkraft; Technische Informationen. http://kleinewindkraft.wordpress.com/technische-faktoren/ (17.11.2012, 19:32 Uhr)
Inclin, 2012a: Inclin (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Inclin http://www.heyde-windtechnik.de/inclin.htm (25.06.2012; 16:48)
ISE-01 08: FFE (2012):Ergebnis Virtplant, Seite 29 (22) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
ISET-01 03: FFE (2012):Ergebnis Am Steinweg, Seite 26 (19) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
ISET-01 08: FFE (2012):Ergebnis Regeneratives Kombikraftwerk, Seite 31 (24)

http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
IWES, 2013a: IWES (2013): Daten Kombikraftwerk2 Agentur für Erneuerbare Energien Kirrmann, 2013: Sven Kirrmann Agentur für Erneuerbare Energien Auskunft per E-Mail (07.08.2013; 12:42)
IWES, 2013b: IWES (2013): Daten Kombikraftwerk2 IWES Knorr, 2013: Kaspar Knorr IWES Fraunhofer Auskunft per E-Mail (08.08.2013; 12:24)
JASolar, 2012a: JASolar (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul JAM6 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/298/solarmodul_jasolar_jam6_60_235_265_datenblatt.pdf (13.08.2012; 16:44)
JASolar, 2012b: JASolar (2012): Preis polykristallines Solarmodul JAM6 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduljasolarjam6-60245wp-1.html (13.08.2012; 16:43)
Jinko, 2012a: Jinko (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul 260M-96 www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/168/solarmodul_jinko_jkm_260_m_96_mono.pdf (06.08.2012; 11:27)
Jinko, 2012b: Jinko (2012): Preis monokristallines Solarmodul 260M-96 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduljinkojkm255m-96mono.html (06.08.2012; 11:25)
Jinko, 2012c: Jinko (2012): Preis monokristallines Solarmodul 260M-96 260Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduljinkojkm260m-96mono.html (06.08.2012; 11:31)
Jinko, 2012d: Jinko (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul JKM 245Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/166/solarmodul_jinko_jkm_245_p_60_poly.pdf (13.08.2012; 16:52)
Jinko, 2012e: Jinko (2012): Preis polykristallines Solarmodul JKM 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmoduljinkojkm245p-60poly.html (13.08.2012; 16:51)
KALTSCHMITT, M. (Hrsg.) (2009), Regenerative Energien in Österreich, Vieweg und Teubner, Wiesbaden
Kombikraftwerk (2013): Ergebnisse Kombikraftwerk 2 http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Praesentationen/Kombikraftwerk2_Ergebnispraesentation.pdf (11.11.2013; 12:15)
KonWerl, 2013a: TWS-Soest (2013): Daten Energiepark KonWerl Scholtes, 2013: Jörg Scholtes TWS-Soest Auskunft per E-Mail (19.09.2013; 17:00)

Kostal 2012a: Kostal(2012): Datenblatt Wechselrichter Kostal 4kW http://image.schrack.com/datenblaetter/h_pvi34000--_de.pdf (12.11.2012; 16:06)
Kostal 2012b: Kostal(2012): Preis Wechselrichter Kostal 4kW http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-piko-4-2-dcs-4-kw-3ph-ip-55-2-mpptracker.html (12.11.2012; 16:04)
Kostal 2012c: Kostal(2012): Datenblatt Wechselrichter Kostal 5kW http://image.schrack.com/datenblaetter/h_pvi35000--_de.pdf (12.11.2012; 16:09)
Kostal 2012d: Kostal(2012): Preis Wechselrichter Kostal 5kW http://shop.schrack.at/photovoltaik/pv-wechselrichter/wechselrichter-piko-5-5-dcs-5-kw-3ph-ip-55-3-mpptracker.html (12.11.2012; 16:07)
LG, 2012a: LG (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Mono X http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/178/solarmodul_lg_245_bis_260_s1c_mono.pdf (06.08.2012; 11:40)
LG, 2012b: LG (2012): Preis monokristallines Solarmodul Mono X 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodullg255s1cmono.html (06.08.2012; 11:36)

LG, 2012c:LG (2012): Preis monokristallines Solarmodul Mono X 260Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodullg260s1cmono.html (06.08.2012; 11:42)
LG, 2012d: LG (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Multi X 235Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/176/solarmodul_lg_230_bis_245_r1c_poly.pdf (11.09.2012; 15:16)
LG, 2012e: LG (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Multi X 235Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodullg235r1cpoly.html (11.09.2012; 15:15)
Lichtblick, 2013a: Lichtblick (2013): Daten ZuhauseKraftwerk Lichtblick Kampwirth, 2013: Ralph Kamwirth LichtBlick SE Auskunft per E-Mail (06.08.2013; 12:22)
Mact (Minvento), 2012a: Mact (Minvento) (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Macht http://www.minvento.it/file_allegati/m%272500.pdf (03.09.2012; 17:19)
Mact (Minvento), 2012b: Mact (Minvento) (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT00200000000000000000000100138215 (25.06.2012; 11:26)
Miasole, 2012a: Miasole (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul MS-Serie 120Wp bis 140 Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/182/solarmodul_miasole_ms_120_bis_140wp_dunnschichtmodul.pdf (17.09.2012; 16:04)
Miasole, 2012b: Miasole (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul MS-Serie 125 Wp
Miasole, 2012c: Miasole (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul MS-Serie 135 Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulmiasolems-135-135wpduennschichtmodul.html (17.09.2012; 16:10)
Mistral, 2012a: Mistral (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Mistral http://www.gavazzi.ch/energiefiles/BRO_Mistral_GER.pdf (03.09.2012; 16:35)
Mistral, 2012b: Mistral (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT00200000000000000000000100138213 (25.06.12; 11:07)
Monschein, 2013: Monschein S. (2013): Einspeisetarifförderung virtuelles Kraftwerk Monschein S, 2013: Stefan Monschein OeMAG Auskunft per E-Mail (08.08.2013; 17:51)
Nex Power, 2012a: Nex Power (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul NT-145AX und NT-155AX www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/183/solarmodul_nex_power_nt_145ax_bis_nt155ax_150wp_mikro_amorph.pdf (17.09.2012; 16:20)
Nex Power, 2012b: Nex Power (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul NT-145AX 145Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulnexpowernt-145ax145wpmikro-amorph.html (17.09.2012; 16:19)
Nex Power, 2012c: Nex Power (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul NT-150AX 150Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulnexpowernt-150ax150wpmikro-amorph.html (17.09.2012; 16:22)
NextKraftwerke (2014): Spotmarkt EPEX Spot, http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot (29.08.2014)
ÖSG, 2013a: ÖSG (2012): Ökostromgesetz 2012 §6 bis §9 http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/I/I_01223/fname_222923.pdf (19.04.2013; 10:02)

ÖVE/ÖNORM EN 50160 (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Panasonic, 2012a: Panasonic (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul HIT http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/185/panasonic_h2xx_produktinformation_0212.pdf (06.08.2012; 11:50)
Panasonic, 2012b: Panasonic (2012): Preis monokristallines Solarmodul HIT 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulpanasonicvbhh250ae01mono.html (06.08.2012; 11:48)
PV GIS (2012), Photovoltaic Geographical Information System, Solar radiation and photovoltaic electricity potential, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ (03.12.2012, 18:52)
PVT, 2012a: PVT (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul PVT-2xxMAE-A http://www.pvt-austria.at/fileadmin/downloads/Datenblaetter/Netz-Module/PVT-2xxMAE-A_235-255_Q1_12_plus_de.pdf (24.10.2012; 11:22)
PVT, 2012b: PVT (2012): Preis monokristallines Solarmodul PVT-2xxMAE-A 240Wp PVT Holemar, 2012: Thomas Holemar PVT- Austria Auskunft per E-Mail (23.10.2012; 16:59)
PVT, 2012c: PVT (2012): Preis monokristallines Solarmodul PVT-2xxMAE-A 255Wp PVT Holemar, 2012: Thomas Holemar PVT- Austria Auskunft per E-Mail (23.10.2012; 16:59)
PVT, 2012d: PVT (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul PVT-2xxAE-C54 http://www.pvt-austria.at/fileadmin/downloads/Datenblaetter/Netz-Module/PVT-2xxAE-C54_195-215_Q1_12_plus_de.pdf (24.10.2012; 11:22)
PVT, 2012e: PVT (2012): Preis polykristallines Solarmodul PVT-2xxAE-C54 215Wp PVT Holemar, 2012: Thomas Holemar PVT- Austria Auskunft per E-Mail (23.10.2012; 16:59)
PVT, 2012f: PVT (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul PVT-2xxAE-C http://www.pvt-austria.at/fileadmin/downloads/Datenblaetter/Netz-Module/PVT-2xxAE-C_220-240_Q1_12_plus_de.pdf (24.10.2012; 11:22)
PVT, 2012g: PVT (2012): Preis polykristallines Solarmodul PVT-2xxAE-C 240Wp PVT Holemar, 2012: Thomas Holemar PVT- Austria Auskunft per E-Mail (23.10.2012; 16:59)
Quietrevolution, 2012a: Quietrevolution (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Quietrevolution http://www.quietrevolution.com/qr5-turbine.htm (11.07.2012; 11:38)
REC, 2012a: REC (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Peak Energy Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/192/solarmodul_rec_225_bis_250_multi.pdf (11.09.2012; 15:28)
REC, 2012b: REC (2012): Preis polykristallines Solarmodul Peak Energy Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulrec250pemulti.html (11.09.2012; 15:27)
REFUSol 2012a: REFUSol(2012): Datenblatt Wechselrichter RefuSol 005k http://www.energy-team.at/uploads/pdfs/REFUsol_Flyer__04K-06K.pdf (15.11.2012; 16:15)
REFUSol 2012b: REFUSol(2012): Preis Wechselrichter RefuSol 005k http://www.energy-team.at/index.php?hm=1&sm=1&hs=58&prod_id=398 (15.11.2012; 16:20)
RIS, 2013a: BGBLA2012II (2012): Einspeisetarife Ökostrom, Seite 2 §5 und §6 http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2012_II_307/BGBLA_2012_II_307.pdf (02.02.2013; 11:50)
RIS, 2013b: EIWOG (2010):Erzeuger §66 http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2010_I_110/BGBLA_2010_I_110.pdf

(29.05.2013; 11:58)
RIS, 2013c: Messgeräteverordnung (2006):Messgeräteverordnung http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2006_II_274/BGBLA_2006_II_274.pdf(29.05.2013; 12:01)
RIS, 2013d: Maß- und Eichgesetz (2013): Maß- und Eichgesetz http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/10011268/MEG%2c%20Fassung%20vom%2029.05.2013.pdf (29.05.2013; 12:03)
RLP, 2013a: TSB (2013): Daten Virtuelles Kraftwerk RLP Sinß, 2013: Markus Sinß, M.Sc. TSB Auskunft per E-Mail (23.09.2013; 10:57)
RWE, 2013a: RWE (2013): Daten ProViPP RWE Kramer, 2013: Martin Kramer RWE Deutschland AG Auskunft per E-Mail (07.08.2013; 11:02)
S&W Energiesysteme, 2012a: S&W Energiesysteme (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage S&W Energiesysteme http://www.s-und-w-energie.de/S&W%207.5%20de.pdf (13.09.2012; 08:28)
Samsung, 2012a: Samsung (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul SP + Serie www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/318/1346_sam_244_250m_156_60_de_09_2011_spserie.pdf (06.08.2012; 12:04)
Samsung, 2012b: Samsung (2012): Preis monokristallines Solarmodul SP + Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsamsungpv-mba1ag250wpmono.html (06.08.2012; 12:03)
Sanyo, 2012a: Sanyo (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul HIT http://www.energy-team.at/uploads/pdfs/HIT-HxxxE01_-_DE%5B1%5D.pdf (06.08.2012; 12:13)
Sanyo, 2012b: Sanyo (2012): Preis monokristallines Solarmodul HIT 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsanyohit-h250e01mono.html (06.08.2012; 12:11)
Schachner, 2012a: Schachner (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT00200000000000000000000100138214 (3.9.12; 16:22)
Schachner, 2012b: Schachner (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Schachner SW08 http://www.kleinwind.at/Windrad-SW08 (3.9.12; 16:27)

Schachner, 2012c: Schachner (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Schachner SW5 http://www.kleinwind.at/Windrad-SW5 (3.9.12; 16:28)
Schachner, 2012d: Schachner (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Schachner SW10 http://www.kleinwind.at/Windrad-SW10 (3.9.12; 16:29)
Schachner, 2012e: Schachner (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen Schachner Schachner Gruber, 2012: Simon Gruber Schachner GmbH Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 14:45)
Schott, 2012a: Schott (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Perform http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/269/schott_perform_mono_2xx_produktinformation_0112.pdf (06.08.2012; 12:21)
Schott, 2012b: Schott (2012): Preis monokristallines Solarmodul Perform 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulschottperformmcs255wpmono.html

(06.08.2012; 12:20)
Schott, 2012c: Schott (2012): Preis monokristallines Solarmodul Perform 260Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulschottperformmcs260wpmono.html (06.08.2012; 12:23)
Schott, 2012d: Schott (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Perform 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/268/schott_perform_poly_2xx_produktinformation_0312.pdf (11.09.2012; 15:34)
Schott, 2012e: Schott (2012): Preis polykristallines Solarmodul Perform 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulschottperform250darkbluewppoly.html (11.09.2012; 15:33)
Schott, 2012f: Schott (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul Schott ASI 103Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/204/solarmodul_schott_protect_asi_100_bis107_dunnschichtmodul.pdf (17.09.2012; 16:37)
Schott, 2012g: Schott (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul Schott ASI 103Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulschottprotectasi103duennschichtmodul.html (17.09.2012; 16:36)
Sharp, 2012a: Sharp (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul ND-Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/219/solarmodul_sharp_nd_r_220_bis_250_w_a5_poly.pdf (11.09.2012; 15:40)
Sharp, 2012b: Sharp (2012): Preis polykristallines Solarmodul ND-Serie 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsharpnd-r250a5poly.html (11.09.2012; 15:39)
Sharp, 2012c: Sharp (2012): Datenblatt Dünnschicht Solarmodul NA- Serie 128Wp www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/216/solarmodul_sharp_na_121w_bis_135w_dunnschicht.pdf (17.09.2012; 16:56)
Sharp, 2012d: Sharp (2012): Preis Dünnschicht Solarmodul NA- Serie 128Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsharpna-f128gkduennschicht.html (17.09.2012; 16:55)
SIE-02 09: FFE (2012):Ergebnis ProViPP Seite 32 (25) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
Silentfuturetec, 2012a: Silentfuturetec (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Silentfuturetec http://www.silentfuturetec.at/index.php?option=com_content&view=article&id=69&Itemid=61&lang=de (25.06.2012; 17:11)
Silentfuturetec, 2012b: Silentfuturetec (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT00200000000000000000000100138303 (25.06.2012; 17:06)
SMA 2012a: SMA(2012): Datenblatt Wechselrichter Sunny Boy 5000TL http://www.energy-team.at/uploads/pdfs/SMA_SB_DDE102030.pdf (15.11.2012; 15:55)
SMA 2012b: SMA(2012): Preis Wechselrichter Sunny Boy 5000TL http://www.energy-team.at/index.php?hm=1&sm=1&hs=4&prod_id=9 (15.11.2012; 15:54)
SmartGridSalzburg, 2013: SmartGrid Salzburg (2013): Daten Virtuelles Kraftwerk Salzburg http://www.smartgridssalzburg.at/forschungsfelder/virtuelles-kraftwerk/ (12.07.2013; 08:29)
Sologico, 2012a: Sologico (2012): Preisentwicklung kristalliner Module

http://www.sologico.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE (13.08.2012; 16:10)
Sologico, 2012b: Sologico (2012): Preisentwicklung Dünnschicht Module http://www.sologico.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE (13.08.2012; 16:10)
Stadtwerke Hartberg, 2013: Stadtwerke Hartberg (2013): Daten Sonnenkraftwerk Hartberg http://www.stadtwerke-hartberg.at/tl_files/oekopark/news/sonnenkraftwerk_buegerbeteiligung_noehrer_ritter.pdf (31.05.2013; 18:00)
Suntech, 2012a: Suntech (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul STP http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/274/suntech_stp240s_245s_250s_20_wd_datenblatt.pdf (06.08.2012; 12:29)
Suntech, 2012b:Suntech (2012): Preis monokristallines Solarmodul STP 250Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsuntechstp250s-20wdmono.html (06.08.2012; 12:27)
Suntech, 2012c: Suntech (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul HiPerforma Pluto 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/341/stp_wdm_pluto_245_255_156_60_fs35_de.pdf (11.09.2012; 16:20)
Suntech, 2012d: Suntech (2012): Preis polykristallines Solarmodul HiPerforma Pluto 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulsuntechstppluto245s-wdmpoly.html (11.09.2012; 15:19)
Suntech, 2012e: Suntech (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Superpoly STP 295Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/342/stp_superpoly_285_295_156_72_de.pdf (11.09.2012; 16:34)
Suntech, 2012f: Suntech (2012): Preis polykristallines Solarmodul Superpoly STP 295Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodul-suntech-stp-superpoly-295-24-vd.html (11.09.2012; 16:33)
SWKA-01 05: FFE (2012):Ergebnis EDISon, Seite 15 (8) http://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (29.05.2013; 16:10)
VDI (Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik e.V.) (2008): Smart Distribution 2020. Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen - Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Frankfurt am Main, 2008.
VKW: http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/virtuelle-kraftwerke/asue-virtuelle-kraftwerke-0211.pdf (31.05.2013; 17:47)
Wiespeiner, 2013: Wiespeiner M. (2013): Anerkennung Ökostromanlage Wiespeiner M, 2013: Dr. Michael Wiespeiner Amt der steirischen Landesregierung Abteilung 13 Auskunft per E-Mail (07.08.2013; 07:36)
Windsolar, 2012a: Windsolar (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Windsolar 1500_2000W http://www.windsolar.at/ws_1500_2000w_ehs_neu.html (03.09.2012; 17:08)
Windsolar, 2012b: Windsolar (2012): http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=keinmesspunkt (25.06.2012; 11:21)
Windtronics, 2012a: Windtronics (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlage Windtronics http://www.windtronics-windturbinen.com/downloads/windtronics.pdf (25.06.2012; 11:41)
Windtronics, 2012b: Windtronics

(2012):http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=AT00200000000000000000010013820 9 (25.06.2012; 11:32)
WinDual, 2012a:WinDual (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlagen WinDual WinDual Weiss, 2012: Dipl.-Ing. Rolf WinDual Windkraftanlagen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 19:35)
WinDual, 2012b: WinDual (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen WinDual WinDual Weiss, 2012: Dipl.-Ing. Rolf WinDual Windkraftanlagen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 19:35)
WinDual, 2012c: WinDual (2012): Datenblatt horizontale Windkraftanlagen WinDual WinDual Weiss, 2012: Dipl.-Ing. Rolf WinDual Windkraftanlagen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 19:35)
WinDual, 2012d: WinDual (2012): Preis horizontale Windkraftanlagen WinDual WinDual Weiss, 2012: Dipl.-Ing. Rolf WinDual Windkraftanlagen Auskunft per E-Mail (10.09.2012; 19:35)
Wolter, M.; Rendel, T.; (2011): Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control Austria, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Hannover
www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/156/solarmodul_ibc_polysol_235_und_240ms_poly.pdf (13.08.2012; 16:38)
Yingli, 2012a: Yingli (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Panda 245Wp bis 265Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/256/solarmodul_yingli_panda_245c_bis_265c_30b_mono.pdf (06.08.2012; 12:34)
Yingli, 2012b: Yingli (2012): Preis monokristallines Solarmodul Panda 255Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulyinglipandayl255c-30bmono.html (06.08.2012; 12:33)
Yingli, 2012c: Yingli (2012): Datenblatt monokristallines Solarmodul Panda 260Wp bis 270Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/257/solarmodul_yingli_panda_yl260c_bis_yl270_30b_mono.pdf (06.08.2012; 12:39)
Yingli, 2012d: Yingli (2012): Preis monokristallines Solarmodul Panda 270Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulyinglipandayl270c-30bmono.html (06.08.2012; 12:38)
Yingli, 2012e: Yingli (2012): Datenblatt polykristallines Solarmodul Yingli YL 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/downloads/dl/file/id/278/solarmodul_yingli_yl235_240_245pt_29b_datenblatt.pdf (11.09.2012; 16:45)
Yingli, 2012f: Yingli (2012): Preis polykristallines Solarmodul Yingli YL 245Wp http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodule/solarmodulyingliyl245pt-29bpoly.html (11.09.2012; 15:44)
ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) (2010a), Windgefährdung und Windenergiepotential, http://wms1.zamg.ac.at/beauvort/ (02.12.2012, 19:48)
ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) (2010b), BEAUVORT - Bessere Wind Energie AUsnutzung - VerORTung der Windgefährdung, Endbericht für das Budgetjahr 2009, Wien
Zuhausekraftwerk, 2013: Lichtblick (2013):Ergebnis ZuhauseKraftwerk Lichtblick Kampwirth, 2013: Ralph Kamwirth LichtBlick SE Auskunft per E-Mail (06.08.2013; 12:22)

18 Kontaktdaten

ProjektleiterIn: Ing. Andreas Schneemann
Institut/Unternehmen: Ingenieurbüro Schneemann
Kontaktadresse (7551 Stegersbach, Oberbergen 29; Tel: +43 3326 52496, Fax: +43 3326 52496 4
e-mail: office@schneemann.cc; Webpage des Instituts/Unternehmen: http://www.schneemann.cc)

Projekt- bzw. KooperationspartnerInnen:
Name / Institut oder Unternehmen
DI(FH) DI Martin Schloffer / 4ward Energy Research GmbH
DI (FH) Dr. techn Richard Mair / FH Joanneum GmbH Elektronik und Technologiemanagement
Mag.rer.nat.Dr.phil.Gerhard E. Nauer / Universität Wien, Institut für Physikalische Chemie