

Studiengang Systemtechnik

Vertiefungsrichtung Power & Control

Diplom 2015

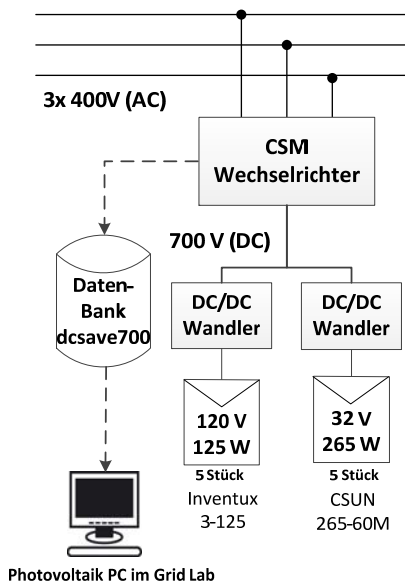
Choisissez un élément.

Ivan Bittel

*Überwachung & Optimierung einer
komplexen PV-Anlage*

-  Dozent/in
Dr. Christoph Ellert
-  Experte/Expertin
Andres Hügli
-  Datum der Abgabe des Schlussberichts
10.07.2015





Überwachung & Optimierung einer komplexen PV-Anlage

Diplomand/in Ivan Bittel

Ziel des Projekts

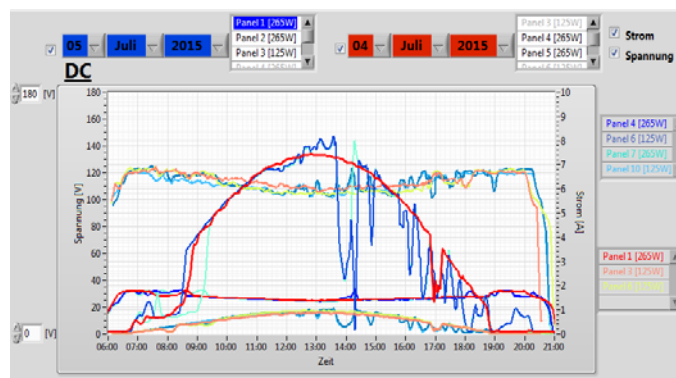
Für die von der Hesso Valais System Engineering entwickelte Solaranlage mit einem 700V DC-Bus, soll ein intelligentes Überwachungssystem erstellt werden und durch Vergleich mit Simulationen die Effizienz der Solaranlage analysiert werden.

Methoden | Experimente | Resultate

Die Übersicht erlaubt es dem Benutzer die Leistung zu jedem Zeitpunkt, sowie die Energie für jeden Tag, Monat und Jahr zu überwachen. Darüber hinaus sind noch genauere Analysen aller Ströme, Spannungen und Leistungen jedes Panels möglich. Durch Vergleich mit der Einspeiseseite vom 3-phasigen Niederspannungsnetz wird der Wirkungsgrad des Wechselrichters bestimmt.

Eine intelligente Selbstüberwachung meldet dem Benutzer mittels einer leicht verständlichen Fehlermeldung wann und wo ein Fehler auftritt. Ein einfacher Fehlerkatalog erlaubt eine erste Ursachenanalyse.

Die Stromsonden am Ausgang des Wechselrichters weisen Abweichungen von bis zu 400 mA auf. Diese müssen in naher Zukunft ersetzt werden, damit die akzeptable Toleranz von 100mA erreicht wird. Der Vergleich mit der PVsyst Simulation und der Sonneneinstrahlung, gemessen von der meteorologischen Station der Hesso Valais, zeigte auf, dass die Solaranlage im Rahmen der Wittertoleranz von 10% mit der Simulation übereinstimmt. Basierend auf der Sonneneinstrahlung konnte sogar der Energieverlust der nahestehenden Bäume berechnet werden.



Beispielhafte Darstellung der Detailgrößen Strom und Spannung einzelner Panels für die ausgewählten Tage

Diplomarbeit
| 2015 |

Studiengang
Systemtechnik

Anwendungsbereich
Power & Control

Verantwortliche/r Dozent/in
Dr. Christoph Ellert
christoph.ellert@hevs.ch

Partner
ESR

INHALTSVERZEICHNIS

1	Danksagung	3
2	Beschreibung und Ziel der Diplomarbeit	4
3	Einleitung zur Photovoltaik	5
3.1	Allgemeines	5
3.2	Anteil an Solarenergie in der Schweiz	5
3.3	Funktionsprinzip einer PV-Anlage	6
4	Anlage der Fachhochschule	8
4.1	Kommerzieller Solarmax	8
4.2	Von der Fachhochschule Hesso entwickelter DC-Bus	9
5	Grafisches Interface (LabVIEW)	11
5.1	Allgemein	11
5.1.1	Kommunikation	12
5.2	Übersichtsdarstellung	13
5.2.1	Tagesgraph	14
5.2.2	Monatsgraph	15
5.2.3	Jahresgraph	17
5.3	Fachmann	18
5.3.1	Graph für AC-Seite	19
5.3.2	Graph für Leistung einzelner Panels	21
5.3.3	Graph für den Strom und die Spannung einzelner Panels	23
5.4	Tabelle für Fehlereinträge	25
5.5	Allgemeine Funktionen	25
5.5.1	Erstellen des Monatsfile	25
5.5.2	Erstellen des Jahresfile	26
5.5.3	Bestimmen der Anzahl Panels	27
5.6	Selbstüberwachung	28
5.6.1	Fehler „Wechselrichter liefert keine Werte“	29
5.6.2	Fehler „PAC ist grösser als PDC“	31
5.6.3	Fehler „Mindestens ein Panel ist ausgefallen“	32
6	Effizienz der Anlage	34
6.1	Analyse zwischen PVsyst Simulation und effektiven Werten	34
6.1.1	Funktion der PVsyst Simulationskurve	34
6.1.2	Definition der Parameter für die Simulation	34
6.1.3	Ergebnisse	36
6.1.4	Vergleich zwischen PVsyst Simulation und den installierten Panels	37
6.1.5	Verbesserung der Anlage mit optimalem Neigungswinkel	38
6.1.6	Vordimensionierung für die Erweiterung der PV-Anlage	40
6.2	Wirkungsgrad des Wechselrichters	42
6.2.1	Einleitung	42
6.2.2	Auftretende Probleme	42
6.2.3	Messwerte erfassen mittels Messgerät von Fluke 435	43
6.2.4	Messwerte erfassen mittels Messgerät von PEL 103	45
6.2.5	Grafische Analyse des Fehlers	47
6.2.6	Schlussfolgerung	48
6.3	Genauigkeit der AC Stromwerte	49
6.3.1	Betrachtung der AC-Ströme am Morgen	49
6.3.2	Analyse der Messungen	50
6.3.3	Auswertung der Messungen	51

7	Analyse der Anlage	52
7.1	Schatten auf den Panels	52
7.2	Vergleich mit der Meteokurve	54
8	Summation Modul	55
8.1	Summationmodul Jahresgraph	55
8.2	Summationmodul Monatsgraph	56
8.3	Summationmodul Tagesgraph	57
9	Zukünftige Arbeiten	60
9.1	Alarmierung bei Fehlermeldung	60
9.2	Erweitern der Meteodaten	60
9.3	Austauschen der Messsonden	60
9.4	Auswerten der Messdaten	60
10	Schlussfolgerung	61
11	Datum und Unterschrift	62
12	Literaturverzeichnis	63
12.1	Bücher:	63
12.2	Internet	63
12.3	Tools	63
12.4	Rapport	63
13	Abbildungsverzeichnis	64
14	Tabellenverzeichnis	67
15	Grafikverzeichnis	68
16	Anhangsverzeichnis	69

1 DANKSAGUNG

Zu Beginn möchte ich mich bei all jenen bedanken, welche mich während dieser Diplomarbeit auf irgendeine Weise unterstützt haben und mir mit Rat zur Seite gestanden sind.

Ein ganz besonderer Dank gilt Herrn Dr. Ellert Christoph, welcher mich während der gesamten Arbeit betreut hat. Seine Inputs und Anregungen trieben mich stets voran und brachten mich dem Ziel meiner Arbeit Stück für Stück näher. Durch das industrieorientierte Arbeiten im Rahmen von Arbeitsmeetings durfte ich bereits einige erste Einblicke in die reale Arbeitswelt erfahren. Besten Dank für Ihre grosse Unterstützung.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei Herrn Michael Clausen und Herrn Thomas Sterren, welche mir mittels ihrer Arbeit an den Datenbanken die Werte für die Solaranlage zur Verfügung gestellt haben. Ohne diese Spezialisten wäre eine Visualisierung der Solaranlage nicht möglich gewesen.

Zusätzlich möchte ich mich bei Herrn Gilbert Maître bedanken, welcher mir sein Programm für die Berechnung der Sonneneinfallswinkel zur Verfügung gestellt hat

Weiterer Dank gilt Herrn Aldo Vaccari, welcher mir mit seiner jahrelangen Erfahrung mit LabVIEW bei Fragen stets zur Verfügung stand.

Zum Schluss möchte ich es mir nicht nehmen lassen, mich beim gesamten GridLab Team und um Didier Blatter, Line Barras, Thomas Ritler und Muhammed Öztürk zu bedanken. Sie standen mir bei Fragen stets zur Seite und gaben mir hilfreiche Tipps.

2 BESCHREIBUNG UND ZIEL DER DIPLOMARBEIT

Beschreibung

Die Fachhochschule Hesso in Sion hat in Zusammenarbeit mit der Firma ESR eine Solaranlage basierend auf einem 700 Volt Bus entwickelt. Eine solche PV-Anlage ist weltweit gesehen einzigartig. Das Besondere dieser Anlage ist, dass jedes Panel einen eigenen DC/DC Wandler besitzt und somit unabhängig von den restlichen Modulen am 700 Volt Bus ist. Für diese Anlage soll ein Interface entwickelt werden und anschliessend die Anlage analysiert werden

Ziele

- Dokumentation der aktuellen PV-Anlage
- Anzeigen aller aktuell installierten PV-Module sowie des DC/AC Konverters
- Integrieren der Daten aus der Meteostation
- Anzeigen einer Pvsyst Simulation
- Erstellen des Summationmodul für die Zusammenführung mit dem Solarmax in Zusammenarbeit mit einem Student aus Siders
- Erstellen einer Selbstüberwachung mit leicht verständlichen Fehlermeldungen
- Vergleich mit den angezeigten Meteodaten
- Quantitativer Vergleich der Messdaten mit der PVsyst Simulation
- Die Effizienz der Anlage analysieren
- Konzepterstellung zur Verbesserung der Anlage

3 EINLEITUNG ZUR PHOTOVOLTAIK

3.1 Allgemeines

Unter dem Begriff Photovoltaik ist die Technik zu verstehen, mit welcher die Energie der Sonnenstrahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Dieser Umwandlungsprozess wird als photoelektrischer Effekt bezeichnet. [2]

Auf den ersten photoelektrischen Effekt stiess Alexandre Edmond Becquerel (1820–1891) im Jahre 1839. Bei einem Experiment stellte er fest, dass der Strom von elektrolytischen Zellen bei Licht geringfügig grösser war als in der Dunkelheit. Bis zur Herstellung der ersten Solarzelle dauerte es jedoch mehr als ein Jahrhundert. Die erste brauchbare Solarzelle entwickelte das Bell Laboratories im Jahre 1954. Bereits 4 Jahre danach erfolgte erstmals die technische Anwendung in der Weltalltechnik. [1]

Durch die Energiekrise von 1973 stieg das Interesse an erneuerbarer Energie deutlich an. Ein weiterer Schub erlangte die Solarenergie durch die Atomkatastrophe von Tschernobyl im Jahre 1986. In den darauffolgenden Jahren wurde in die Forschung der Photovoltaik stark investiert und die Solarzellen weiter verbessert. Durch diese permanente Weiterentwicklung verbessert sich stetig der Wirkungsgrad der Solarzellen. Seit Mitte der 90er Jahre stieg das Wachstum von PV-Anlagen jährlich weltweit um 30-85%. Durch die Produktionsmengen konnte der Preis der Zellen in den letzten Jahren stark reduziert werden. [1] [2]

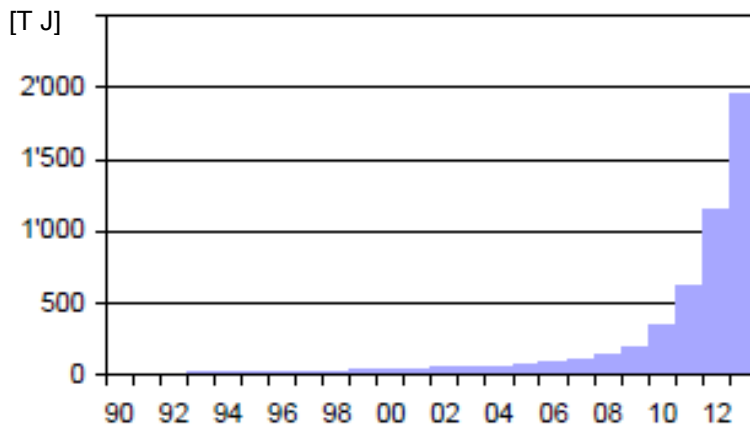


Abbildung 1: Entwicklung der PV-Anlagen seit 1990 in der Schweiz [4]

Die Abbildung 1 zeigt eine vom Bundesamt für Energie (BFE) durchgeführte Studie zur Wachstumsentwicklung der Photovoltaikanlagen in der Schweiz in den Jahren 1990 bis 2014. Im Jahr 2014 erreichte die Energieproduktion den bislang grössten Wert von 1900 Terra Joule pro Jahr. Die Tendenz zeigt ganz klar, dass die mittels Photovoltaik produzierte Energie stetig weiter ansteigen wird. [4]

3.2 Anteil an Solarenergie in der Schweiz

Trotz des Wachstums in den letzten Jahren ist der Anteil der mit Photovoltaik produzierten Energie, im Vergleich zur gesamten produzierten Energie in der Schweiz, sehr klein. Dieser liegt lediglich bei ca. 2000 TJ pro Jahr. [4]

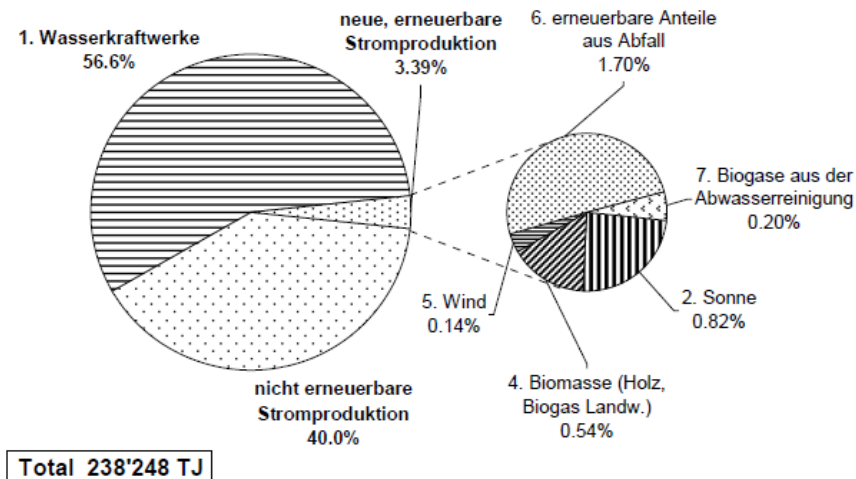


Abbildung 2: Diagramm zur in der Schweiz produzierten Energie vom BFE [4]

Die vom Bundesamt für Energie durchgeführte Statistik zeigt, dass im Jahre 2014 nur gerade 0.82% der gesamten erzeugten Energie aus Solarenergie bestand. Es gilt jedoch zu beachten, dass der Anteil bis zum Jahre 2006 kleiner als 0.1% war. Anhand dieser Entwicklung in den letzten 8 Jahren wird deutlich, welche Wichtigkeit der Solarenergie aktuell zukommt. Falls sich diese Tendenz fortsetzen würde, hätten wir bereits im Jahr 2020 einen Anteil von rund 10%. [4]

3.3 Funktionsprinzip einer PV-Anlage

Eine Photovoltaikanlage ist vom Grundprinzip her immer gleich aufgebaut. Die Solarzellen generieren mittels der Sonnenstrahlen eine Spannung am Ausgang des Moduls. Diese Ausgangsspannung wird in einem zweiten Schritt mittels eines DC/DC Aufwärtsstellers auf eine konstante Spannung gestellt. Durch einen Wechselrichter wird die Gleichspannung in eine Wechselspannung umgewandelt. Dies erfolgt meistens durch einen PWM gesteuerten Wechselrichter. Mittels der Pulsweitenmodulation kann eine veränderliche Spannung erzeugt werden, bei welcher die Amplitude und die Frequenz beeinflusst werden kann. Anschliessend muss die Wechselspannung noch gefiltert werden, um die Oberschwingungen des Stromes, welcher ins Netz eingespeist wird, zu begrenzen. Um einen solchen Filter zu realisieren, tendiert man häufig zu einem LCL-Filter. Zum Schluss wird die Ausgangsspannung mit dem Netz gekoppelt. [2] Die Abbildung 3 zeigt links den schematischen Aufbau einer Photovoltaikanlage, welche mit dem Netz gekoppelt ist. Rechts ist das Schema der PV-Anlage mit dem 700 Volt Bus der Fachhochschule dargestellt. Dieser Bus ist ein von der Schule eigens entwickeltes System, welches es ermöglicht die Solaranlage fortlaufend mit PV Modulen zu erweitern. Jedes Panel besitzt einen eigenen DC/DC Konverter und ist somit komplett unabhängig von allen anderen Panels. Zusätzlich ist an der Anlage der Schule eine Batterie angeschlossen, mit welcher die Speicherung von Energie möglich ist. Momentan ist die Anlage an das Netz des Hauses gekoppelt, in naher Zukunft wird sie zusätzlich mit dem Schweizer Netz verbunden werden.

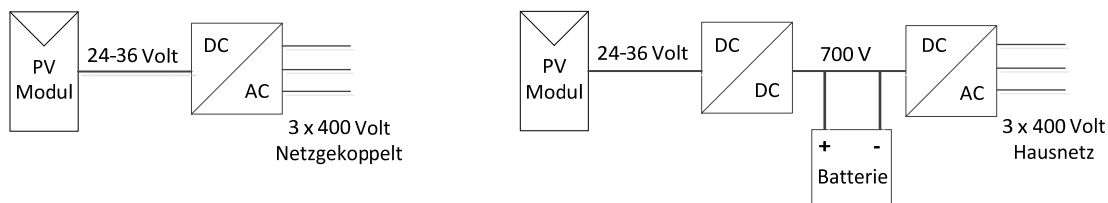


Abbildung 3: Funktionsprinzip einer netzgekoppelten PV-Anlage (Links) und der PV-Anlage der Fachhochschule mit einem 700 Volt und einer Batterie

Das PV-Modul besteht aus mehreren Solarzellen. Diese werden entweder in Serie oder parallel miteinander verbunden. Die Photovoltaikmodule können ganz unterschiedliche Leistungen produzieren. Je nach Modultyp kann dies von wenigen Watt bis hin zu 500 Watt reichen. Die Spannung, welche das Modul erzeugt, ist abhängig vom Modultyp. In der Regel liegt diese Ausgangsspannung zwischen 24 und 36 Volt. Die Stromstärke weist Werte zwischen 4,5 und 8 Amper auf.

4 ANLAGE DER FACHHOCHSCHULE

Im folgenden Kapitel wird die Solaranlage der Hesso kurz erläutert, weitere Informationen sind aus der Diplomarbeit von Frau Eliane El Khoury [7] zu entnehmen. Auf Grund der Tatsache, dass die Entwicklung und Nachfrage an Solarenergie in den letzten Jahren einen rasanten Aufschwung erlebt hat, beschloss die Fachhochschule Hesso Sion selbst eine Photovoltaikanlage auf dem Dach des Gebäudes B zu betreiben. Die installierte Anlage ist in Abbildung 4 dargestellt und besteht aus verschiedenen Technologien der Photovoltaik. Die drei angewendeten Prinzipien sind ein Solarmax, ein 500 Volt DC-Bus und ein 700 Volt DC-Bus. Die gesamte produzierte Energie dieser drei Systeme wird anschliessend ins Netz gespeist.

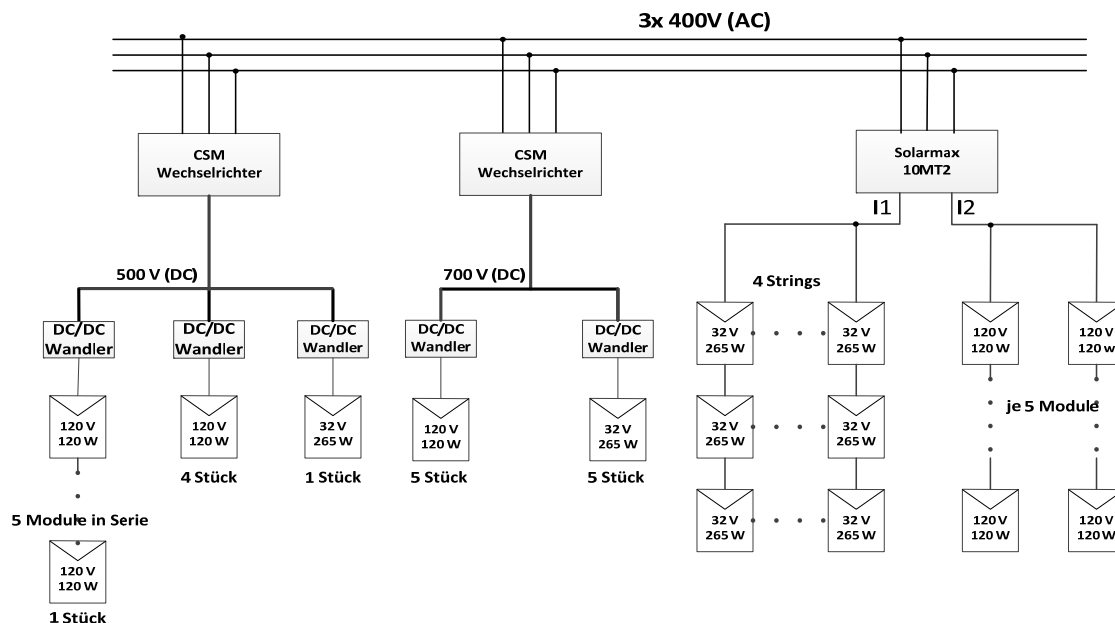


Abbildung 4: Übersicht Anlage der Fachhochschule

4.1 Kommerzieller Solarmax

Dieser Teil der PV-Anlage wird nur kurz beschrieben, da der Solarmax Teil der Diplomarbeit von Herr Kevin Wyer ist. Sputnik ist eine Schweizer Firma, welche zu den weltweit führenden Herstellern von netzgekoppelten Solarwechselrichter gehörte. Aufgrund ausbleibenden Gewinns musste der Betrieb jedoch vor einigen Monaten eingestellt werden. Der Solarmax Wechselrichter 10MT2 der Hesso Sion ist ausgelegt für die in der Tabelle 1 und 2 dargestellten Maximalwerte.

Eingangsgrößen	
MPP-Spannungsbereich	290...750 V
Minimale DC-Spannung	250 V
Maximale DC-Spannung	900 V
Maximaler DC-Strom	2 x 18 A
Anzahl MPP-Tracker	2
Max. PV-Generatorleistung pro	9'000 W

Ausgangsgrößen	
Nennleistung bei $\cos(\varphi) = 1$	10'000 W
Netznennspannung	3 x 400 V
Maximaler AC-Strom	3 x 16 A
Frequenz	50 Hz

Tabelle 1: Ein- und Ausgangsgrößen des Solarmax

Wirkungsgrad	
Max. Wirkungsgrad	98%
Europäischer Wirkungsgrad	97.5%

Tabelle 2: Wirkungsgrad des Solarmax

Der Solarwechselrichter 10MT2 ist als Zentralwechselrichter konfiguriert, dies bedeutet dass es nur einen einzigen Wechselrichter für alle Panels gibt. An den beiden DC-seitigen Inputs des Wechselrichters sind jeweils mehrere Strings angeschlossen, welche aus drei oder fünf Modulen bestehen. Auf dem Input 1 sind vier Strings mit jeweils drei PV-Modulen parallel angeschlossen. Diese Module sind vom Hersteller CSun und produzieren pro Einheit eine Leistung von 265 Watt. Dies ergibt eine Gesamtleistung am Input 1 von 3180 Watt. Am Input 2 sind nur zwei Strings angeschlossen. Dies bestehen jedoch pro String aus fünf Modulen. Bei diesen handelt es sich um Module des Herstellers Inventux, welche pro Einheit 125 Watt liefern. Somit beträgt die gesamte Leistung am Eingang 1250 Watt.

4.2 Von der Fachhochschule Hesso entwickelter DC-Bus

Im Rahmen meiner Diplomarbeit werde ich mit den Daten des DC-Busses arbeiten, da dieser in Zukunft um zusätzliche Panels erweitert wird und somit der Grossteil der PV-Anlage ausmachen wird. Dieses Prinzip ist eine Methode, welche von der Fachhochschule in Sion eigens entwickelt wurde und in dieser Form weltweit eine Einzigartigkeit darstellt.

In der Abbildung 5 ist der Aufbau des 700 Volt Buses dargestellt (Stand: Anfang Juli 2015). Beim DC-Bus System wird jeweils ein PV-Modul direkt an einen DC/DC Wandler angeschlossen, welcher als Modulwechselrichter arbeitet. Diese Wandler wurden von der Fachhochschule durch Herrn Florian Steiner [10] selbst entwickelt. Am Ausgang eines solchen Converters befindet sich ein 700 Volt Bus. Auf diesen Bus werden alle Modulwechselrichter geschaltet, welche bei guten Bedingungen pro Tag eine Gesamtenergie von rund 12 kWh erzeugen.

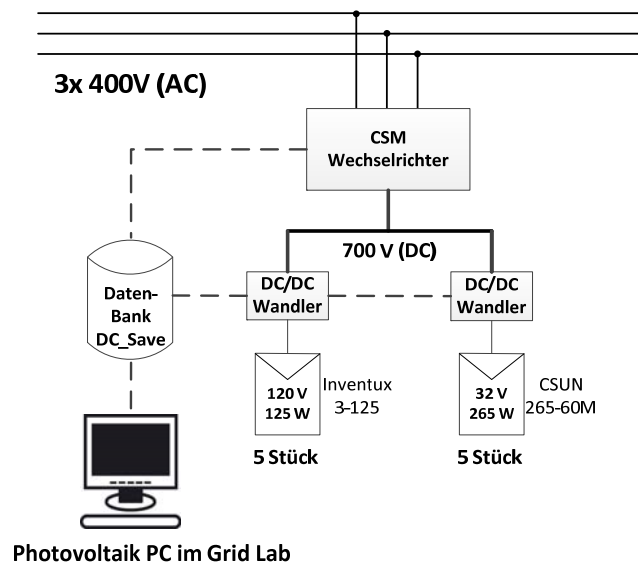


Abbildung 5: Aufbau des 700 Volt Buses (Stand: Juli 2015)

Dieser Bus wird fortlaufend mit zusätzlichen Panels erweitert. Die nächste Aufstockung der Anlage um weitere 30 Panels wird im Herbst 2015 erfolgen. Diese wird finanziert durch die Firma ESR.

Das Schema des 500 Volt Buses, welches in der Abbildung 6 dargestellt wird, ist praktisch identisch. Der einzige Unterschied liegt darin, dass es sich beim DC-Bus um eine 500 Volt Spannung handelt. Dieses System wird jedoch nicht mehr weiter ausgebaut, da sich das 700 Volt Prinzip als Industriestandard durchgesetzt hat. Die neuen Module werden allesamt an den 700er Bus angeschlossen. Auch die Module am 500 Volt Bus sollen eines Tages an den neueren Bus gebunden werden. Die Ursache für die Änderung der Grundspannung am DC-Bus liegt darin, dass mittels der 700 Volt Basisspannung allzeit eine Spannung am Ausgang des Wechselrichters garantiert werden kann. Beim 500 Volt Bus ist dies bei Spitzenwerten zwischen den verketteten Spannungen nicht immer der Fall, da diese bei rund 565 Volt liegen.

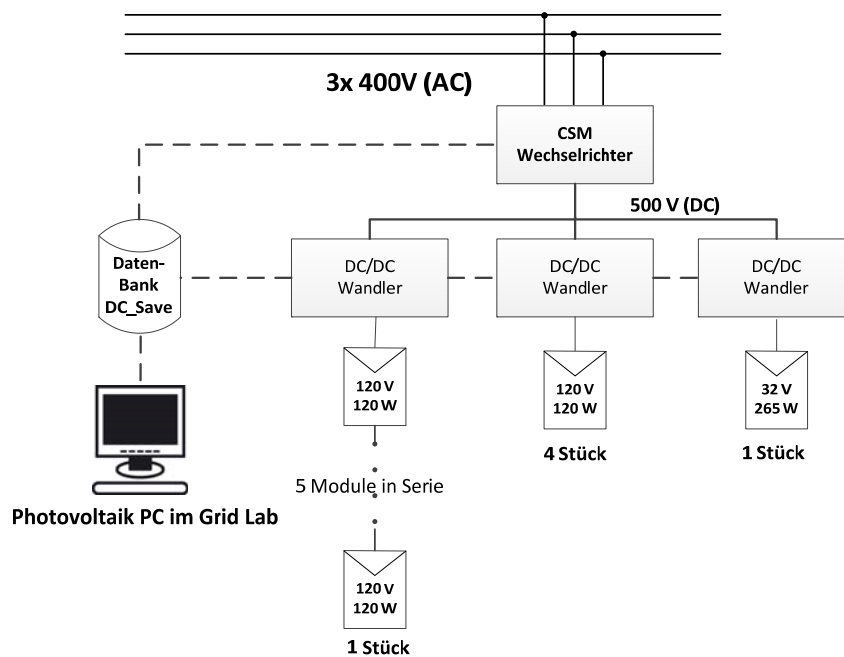


Abbildung 6: Aufbau des 500 Volt Buses (Stand: Juli 2015)

5 GRAFISCHES INTERFACE (LABVIEW)

5.1 Allgemein

Bildschirmdarstellung

Einer der wichtigsten Aspekte bei einer Photovoltaikanlage ist die Überwachung. Es muss dem Besitzer jederzeit möglich sein, die Effizienz seiner Solaranlage zu kontrollieren. Aus diesem Grund ist ein grafisches Interface unentbehrlich. Für die Anlage der Hesso Sion wird dieses Mittels LabVIEW erstellt. LabVIEW ist ein grafisches Programmiersystem von National Instruments. Die Lizenz für die Programmierung der Version 2014 SP1 wurde von der Hesso Sion zur Verfügung gestellt. Die Stärke dieser Software liegt in der grafischen Visualisierung und ist somit ideal geeignet für die Problemstellung der Diplomarbeit.

Das Interface ist so aufgebaut, dass in einem ersten Register „General“ die allgemeinen Daten lesbar sind. In einem zweiten Registerblatt „Fachmann“ werden detaillierte Angaben über die Solaranlage wiedergegeben. Im letzten Unterkapitel „Fehlermeldungen“ werden die an der Anlage auftretenden Fehler aufgelistet.

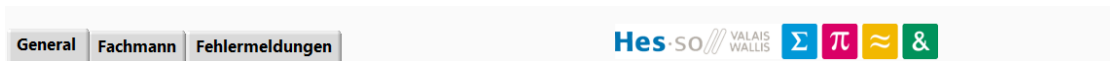


Abbildung 7: Übersicht der verschiedenen Registermöglichkeiten des Interfaces

Algorithmus

In der Abbildung 8 ist der generelle Ablauf des Programms dargestellt. Der Durchlauf des gesamten Programms dauert im Normalfall ca. 1,1 Sekunden. Jedoch kann dieser bei Spezialfällen wie z.B. dem Zählen der Anzahl Panels, welches einmal jeweils um 12:00 Uhr erfolgt, bis zu 40 Sekunden dauern. Die beiden Routinen „Selbstüberwachung“ und „Allgemeine Funktionen“ werden bei jedem Durchlauf ausgeführt. Diese laufen immer parallel zum eigentlichen Programm ab. Neben diesen permanenten Funktionen gibt es die Registerkarten, von welchen jeweils nur eine ausgeführt werden kann. Der Grund dafür ist, dass das Programm nicht dauernd alle Graphen berechnen muss und somit deutlich weniger Arbeitsspeicher des Computers benötigt. Im gewählten Register werden anschliessend alle darin enthaltenen Routinen ausgeführt. In den folgenden Kapiteln wird etwas genauer auf diese Routinen eingegangen.

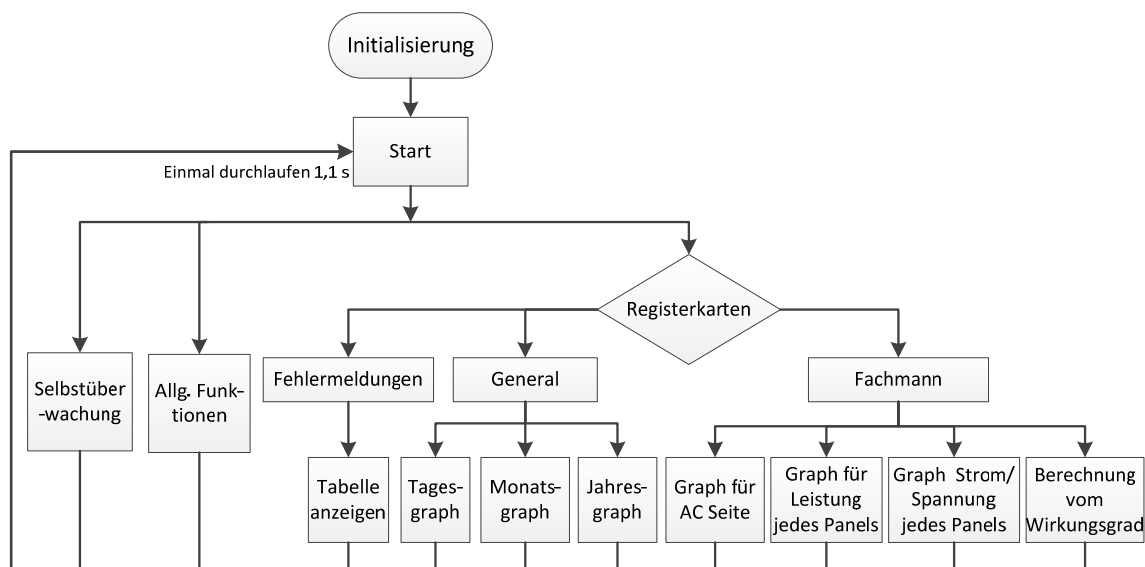


Abbildung 8: Flussdiagramm für das gesamte Programm

5.1.1 Kommunikation

In der Abbildung 9 ist eine Übersicht dargestellt, wie das Kommunikationsschema aussieht. Das LabVIEW Interface bezieht seine Werte ausschliesslich aus Datenbanken. Die Daten der 700 Volt DC/DC Converter werden alle 45 Sekunden vom Xbee via Raspberry Pie zur Datenbank MySQL geschickt. Dort werden diese in die Datenbank „*vlenrgcenter.hevs.ch*“ unter „*dcsave700 -> data*“ gespeichert. Die Daten des Wechselrichters befinden sich auf demselben Server, jedoch werden diese unter dem Namen „*dcsave700 -> inverter*“ und alle vier Sekunden abgespeichert. Die Übertragung zwischen den DC/DC Konvertern des 500 Volt Busses und der Datenbank erfolgt wiederum alle 45 Sekunden über ein Xbee und das Raspberry Pie. Diese Informationen werden an die MySQL Datenbank des „*vlenrgcenter.hevs.ch*“ gesendet und anschliessend in „*dcsave -> data*“ geschrieben. [8]

Für die Datenübertragung der Meteostation wird ein RESTful Webservice aufgerufen, welcher die Daten alle sechs Sekunden in die MySQL Datenbank schreibt. RESTful hat die Aufgabe genau einen Seiteninhalt wiederzugeben. Es beschreibt wie Web Standards in einer Web gerechten Weise eingesetzt werden können. [5] Diese befinden sich anschliessend in der Datenbank „*smartenergy.hevs.ch*“ unter dem Namen „*smartenergy -> meteo*“. In der Abbildung 10 ist der Kommunikationsfluss in Form eines Schemas wiedergegeben. Der Wechselrichter für den 500 Volt Bus verfügt über keine Kommunikationsschnittstelle.

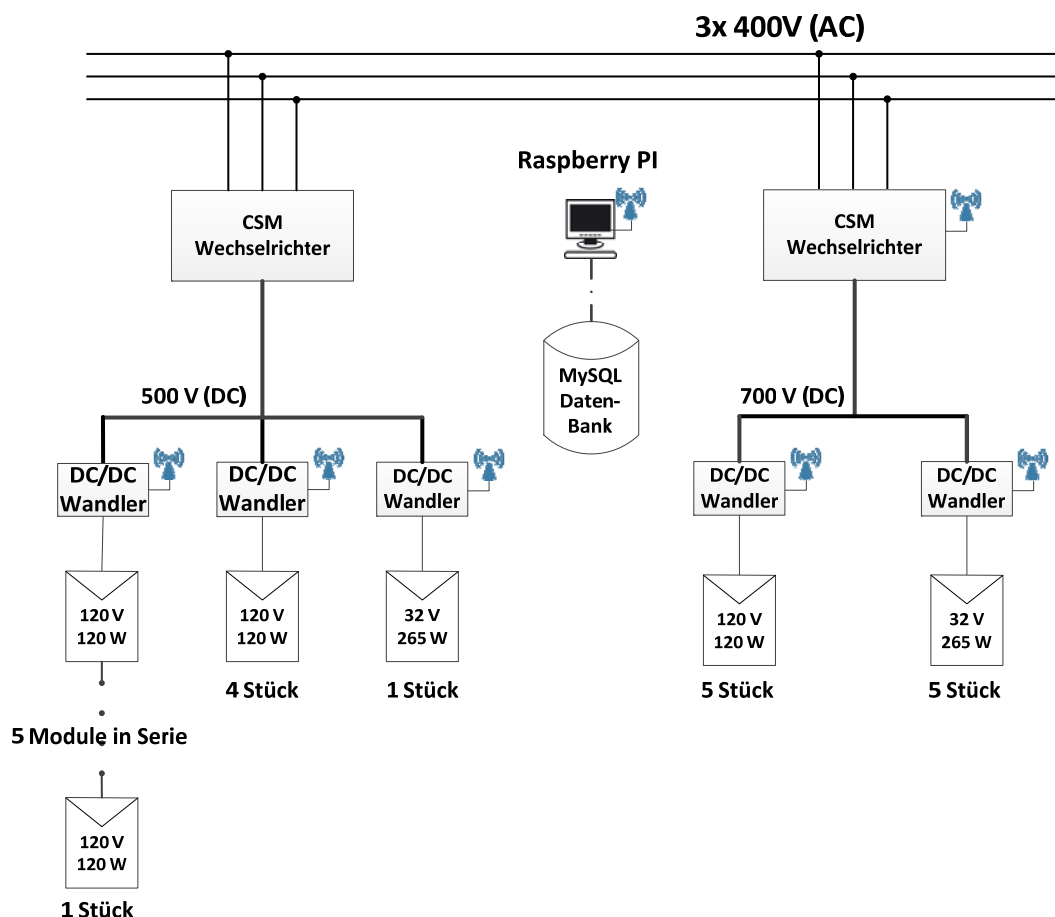


Abbildung 9: Kommunikation zwischen Datenbank und den einzelnen Elementen

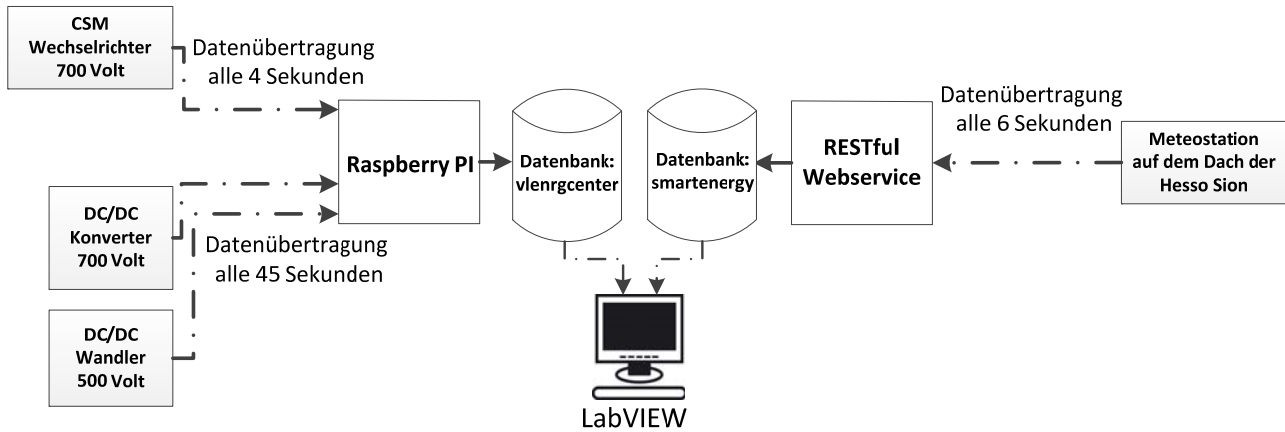


Abbildung 10: Kommunikationsfluss von den DC/DC Konvertern, dem Wechselrichter und der Meteostation bis zum LabVIEW Interface

5.2 Übersichtsdarstellung

Die Generalansicht ist das eigentliche Benutzerinterface für den Betreiber der Anlage. Auf den ersten Blick dieser Ansicht ist erkennbar, ob die Anlage die gewünschte Leistung bzw. Energie erreicht. Man erhält einen Einblick in die aktuellen Tages-, Monats- sowie Jahresgraphen für den 500 Volt DC-Bus und den 700 Volt DC-Bus. Mittels der hier aufgeführten Informationen ist ersichtlich wie viel Energie die Anlage produziert. Zudem besteht die Möglichkeit vergangene Daten als Referenzwerte zu nutzen. Zusätzlich sind in den jeweiligen Graphen auch Kurven eingezeichnet, welche den Sollwert der Anlage wiedergeben.

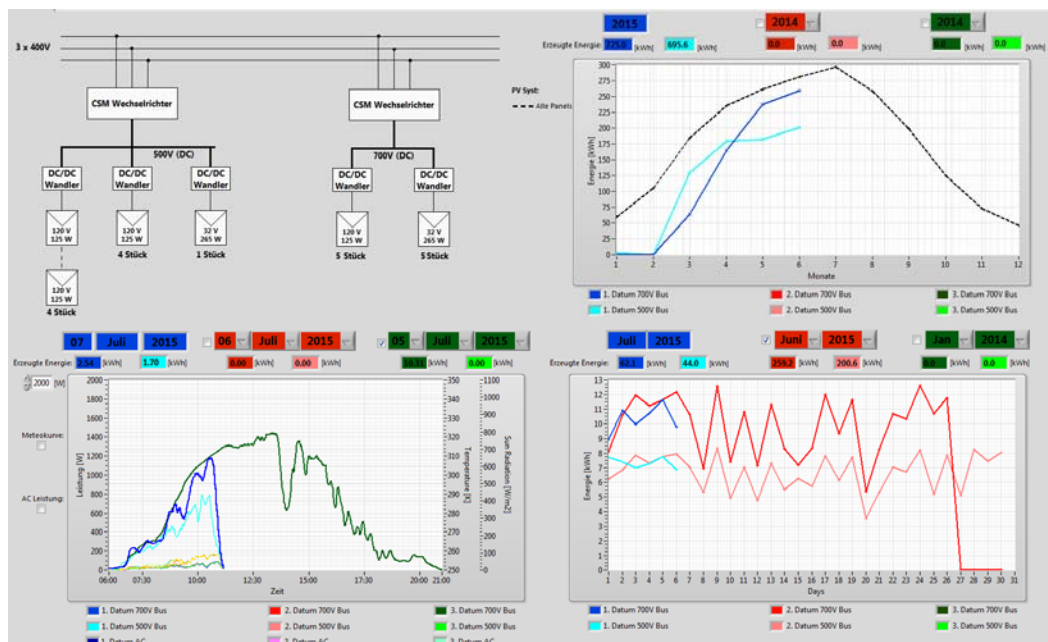


Abbildung 11: Ansicht des Registerblattes "General"

5.2.1 Tagesgraph

Bildschirmdarstellung

Im Tagesgraph wird die während eines einzelnen Tages produzierte Leistung angezeigt. Das aktuelle Datum, welches mit blauer Farbe hinterlegt ist, wird stets angezeigt. Die optionalen Daten (rot und grün) können bei Bedarf im Graph zusätzlich angezeigt werden. Des Weiteren lassen sich diese beiden Daten individuell einstellen. Jedes Datum zeigt die DC Leistung des 700 Volt- und jene des 500 Volt Buses an. In den Feldern unterhalb der Daten wird die am jeweiligen Tag produzierte Energie wiedergegeben. Neben den Gleichspannungsleistungen kann zudem die Wechselspannungsleistung mittels eines Mausklicks angezeigt werden. Der Strom und die Spannung für diese Leistung werden am Ausgang des Wechselrichters gemessen. Als zusätzliche Option kann die Anzeige um eine Meteokurve erweitert werden, mit welcher es möglich ist, die Anlage zu analysieren. Zusammen mit den Meteodaten wird zudem auch noch die Temperatur, welche von der Meteostation gemessen wird, in Kelvin angezeigt. Bei den Kurven, welche sich zwischen 0 und 200 Watt befinden, handelt es sich um die Leistungskurven der einzelnen Panels. Damit diese besser ersichtlich sind, lässt sich der maximale Wert der y-Achse einstellen.

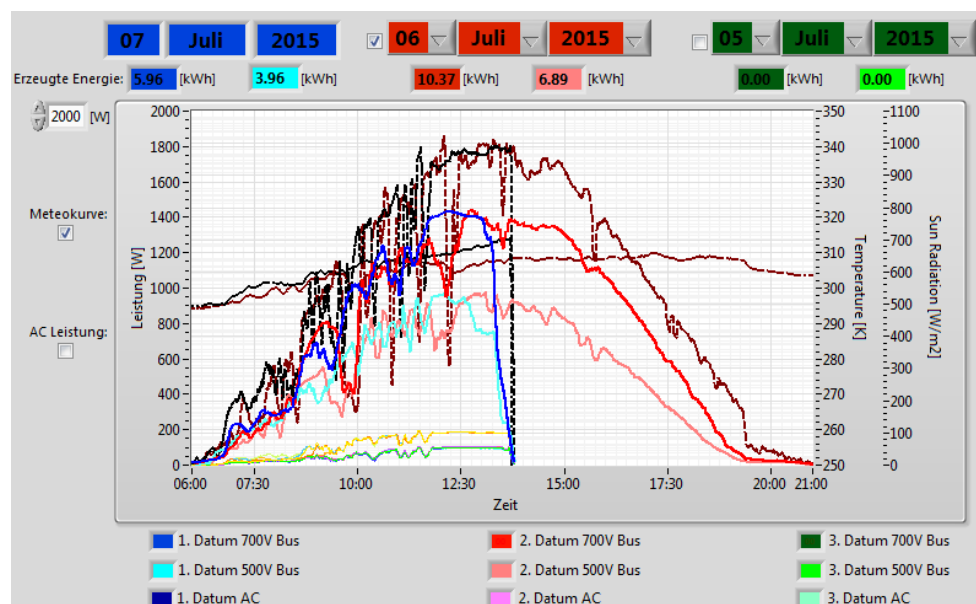


Abbildung 12 :Tagesgraph für den 12. Juni 2015 und den 9. Juni 2015

Algorithmus

Beim Programmablauf für den Tagesgraphen werden der Reihe nach die drei möglichen Daten bearbeitet. In einem ersten Schritt wird kontrolliert, ob der Button für die Meteokurve und die AC Leistung aktiv ist. Ist dies nicht der Fall, werden diese beiden Programmzweige nicht weiter ausgeführt. Ansonsten verläuft das Programm für die Meteokurve, die AC-Leistung, den 500 Volt und den 700 Volt DC- Bus parallel und fast identisch ab. Es wird jeweils kontrolliert, ob das entsprechende csv-File für das jeweilige Datum bereits existiert. Ist dies der Fall, werden die Daten ausgelesen. Ist dem nicht so, wird ein neues File erstellt und die Werte werden aus der Datenbank aussortiert und in die Datei gespeichert. Nach dem Aussortieren der gewünschten Informationen werden diese jeweils über eine unterschiedliche Anzahl Werte gemittelt. Für die AC-Leistung werden insgesamt 40 Einträge entnommen und ein Mittelwert gebildet. Der Grund für diese Zahl liegt in der Anzahl Messpunkten, der Wechselrichter liefert alle vier Sekunden neue Werte. Ohne diese Mittelung wäre der Graph auf Grund der Peaks und nicht mehr gut lesbar. Für die beiden DC- Leis

tungsgraphen wird ein Mittelwert über 10 Werte gebildet. Weil die Messungen der DC- Leistung weniger grosse Schwankungen in kurzer Zeit aufweisen, reicht dieser Wert vollkommen. Für die Meteodaten wird ein Mittelwert von 30 Werten gebildet, dies weil der Zeitabstand zwischen de Meteodaten nur 6 Sekunden beträgt. Zum Ende hin werden alle vier Kurven in einem Graph angezeigt und das Programm wurde einmal komplett durchgelaufen.

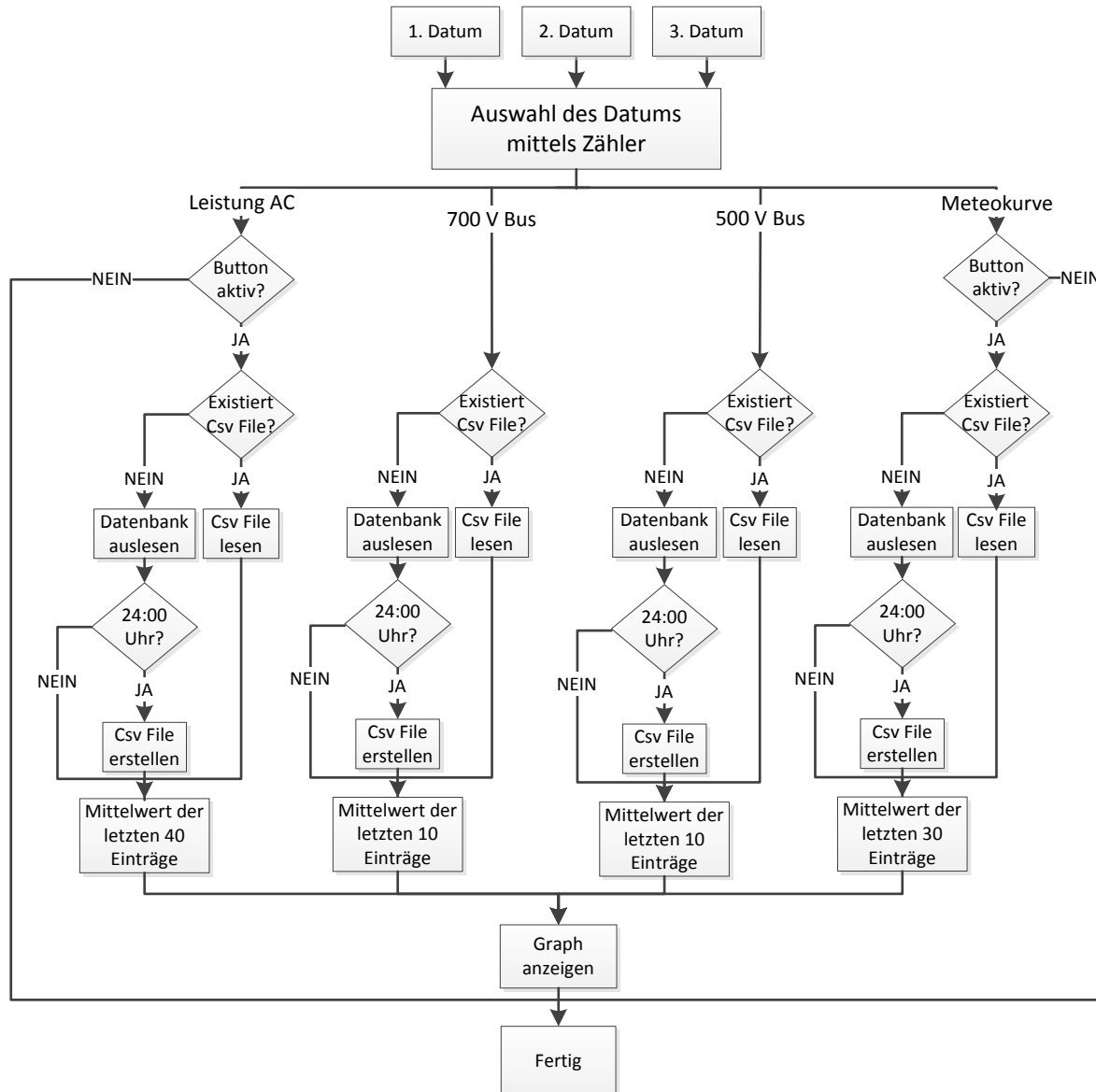


Abbildung 13: Flussdiagramm für den Tagesgraphen

5.2.2 Monatsgraph

Bildschirmdarstellung

Im Monatsgraph wird die produzierte Energie der einzelnen Tage dargestellt. Es besteht wiederum die Möglichkeit maximal drei Monate miteinander zu vergleichen. Der mit blauer Farbe umrahmte Monat entspricht jeweils dem aktuellen Monat und wird standartmässig immer angezeigt. Die beiden übrigen Monate können unabhängig ein- oder ausgeblendet werden. Pro Monat werden jeweils der 500 Volt- und der 700 Volt Bus angezeigt.

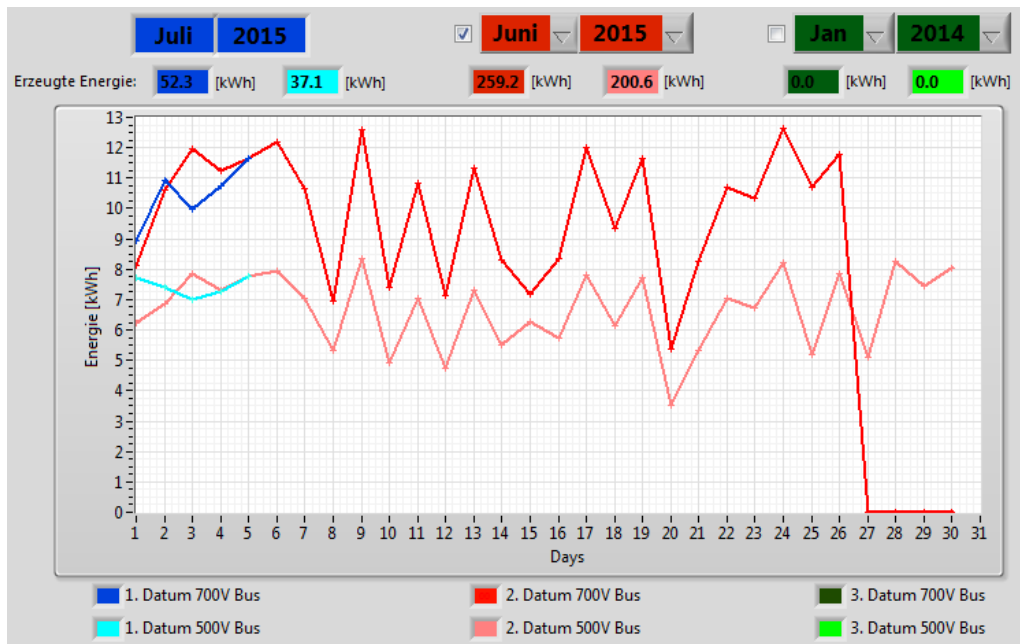


Abbildung 14: Darstellung der Monatskurve für den Juli und Juni

Algorithmus

Beim Auslesen der Monatswerte wird zu Beginn wiederum das Datum der Reihen nach gewählt. In einem zweiten Schritt wird kontrolliert ob das File bereits existiert. Diese Abfrage dient eigentlich nur dazu, dass wenn ein Datum in der Zukunft gewählt wird, kein Fehler entsteht. Da jeweils zu Monatsbeginn das File erstellt wird, bestehen die vergangenen Monate sowie das aktuelle Monatsfile bereits. Anschliessend werden die Daten aus diesem File ausgelesen und angezeigt.

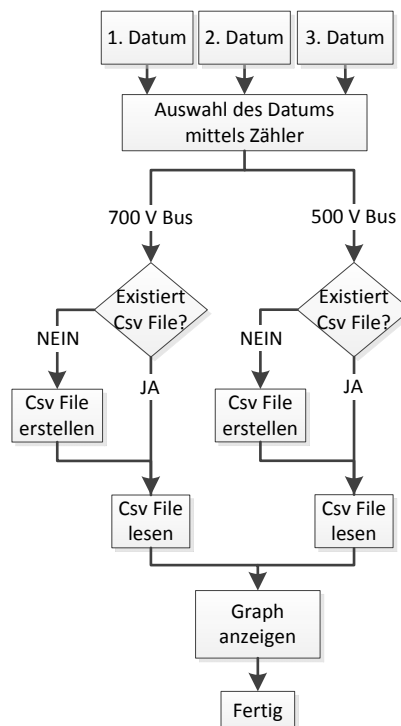


Abbildung 15: Flussdiagramm für den Monatsgraphen

5.2.3 Jahresgraph

Bildschirmdarstellung

In der Abbildung 16 ist die Darstellung des Monatsgraphen wiedergegeben. Es besteht die Möglichkeit wiederum drei unterschiedliche Jahre miteinander zu vergleichen. Da jedoch der 700 Volt DC-Bus erst dieses Jahr in Betrieb genommen wurde, ist eine Veranschaulichung dieser Funktion nicht möglich. Des Weiteren ist eine simulierte Kurve eingezeichnet, diese wurde mittels der Software PVsyst definiert. Die Kurve ist ausgerechnet für den exakten Standort der Schule und für die Anzahl Panels an der Anlage. Einen exakten Beschreib dieser Kurve ist im Kapitel „6.1 Vergleich zwischen PVsyst Simulation und effektive Werten“ beschrieben.

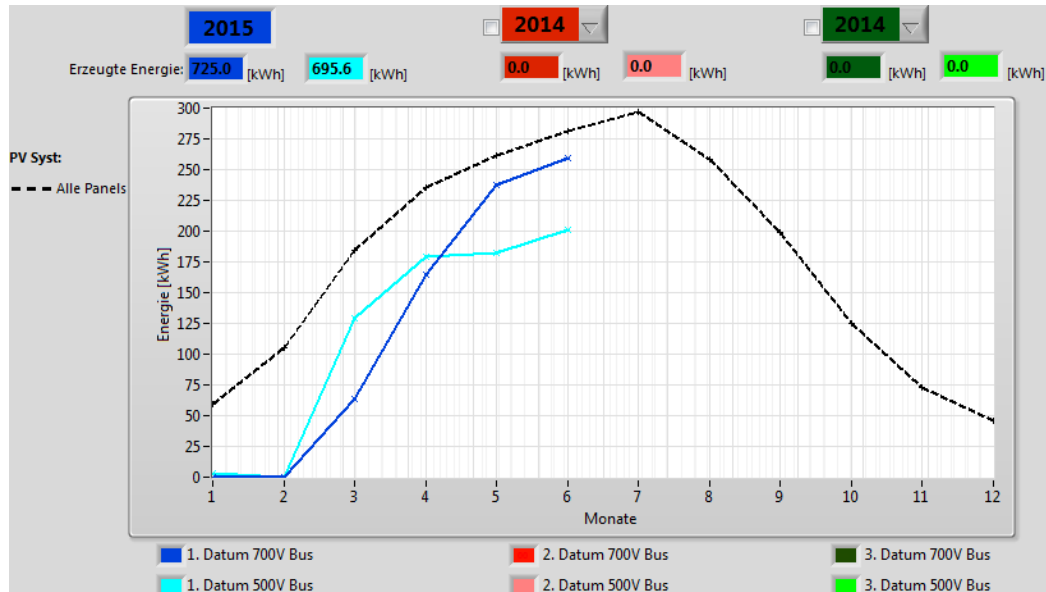


Abbildung 16: Darstellung der Jahreskurve und der PVsyst Simulation für das Jahr 2015 mit 10 Panels

Algorithmus

Der Ablauf des Programms ist mit jenem im Kapitel „5.2.2 Monatsgraph“ identisch. Der einzige Unterschied besteht im auszulesenden File. Zusätzlich wird zu den Jahresgraphen noch die PVsyst Simulation eingezeichnet. Für diese Kurve wurde jeweils ein File für die CSun und eines für die Inventux Panels erstellt. Die Dateien sind für ein einzelnes Panel ausgerechnet, daher muss die simulierte Energie, jeweils zusätzlich mit der aktuellen Anzahl Panels multipliziert werden.

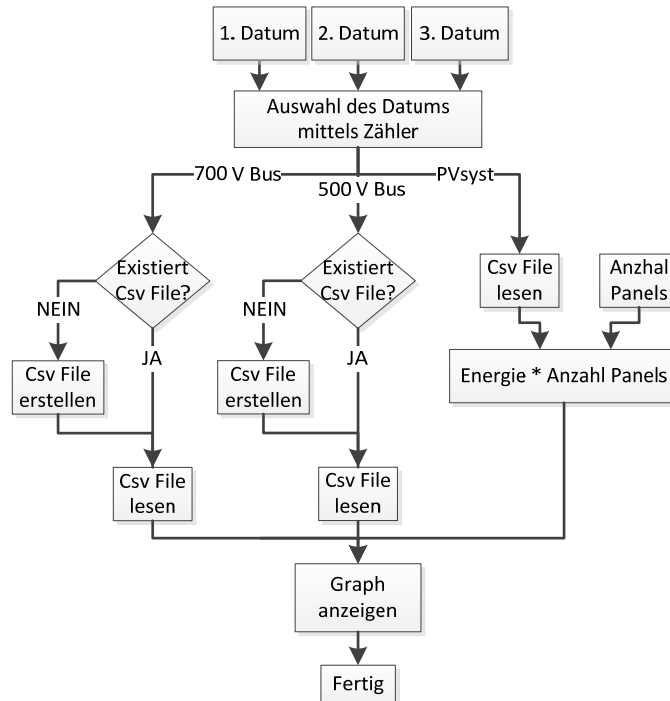


Abbildung 17: Flussdiagramm für den Jahresgraphen

5.3 Fachmann

Die Graphen dieses Registers sollen in erster Linie einem Fachmann behilflich sein um genauere Informationen über die PV-Anlage zu erhalten. Diese können z.B. benötigt werden, wenn ein Teil der Anlage ausser Betrieb ist. In diesem Register erhält man Einsicht über die Ausgangswerte des Wechselrichters und über die spezifischen Grössen wie Strom, Spannung und Leistung der einzelnen Panels. Ebenfalls dargestellt ist der Wirkungsgrad des Wechselrichters.

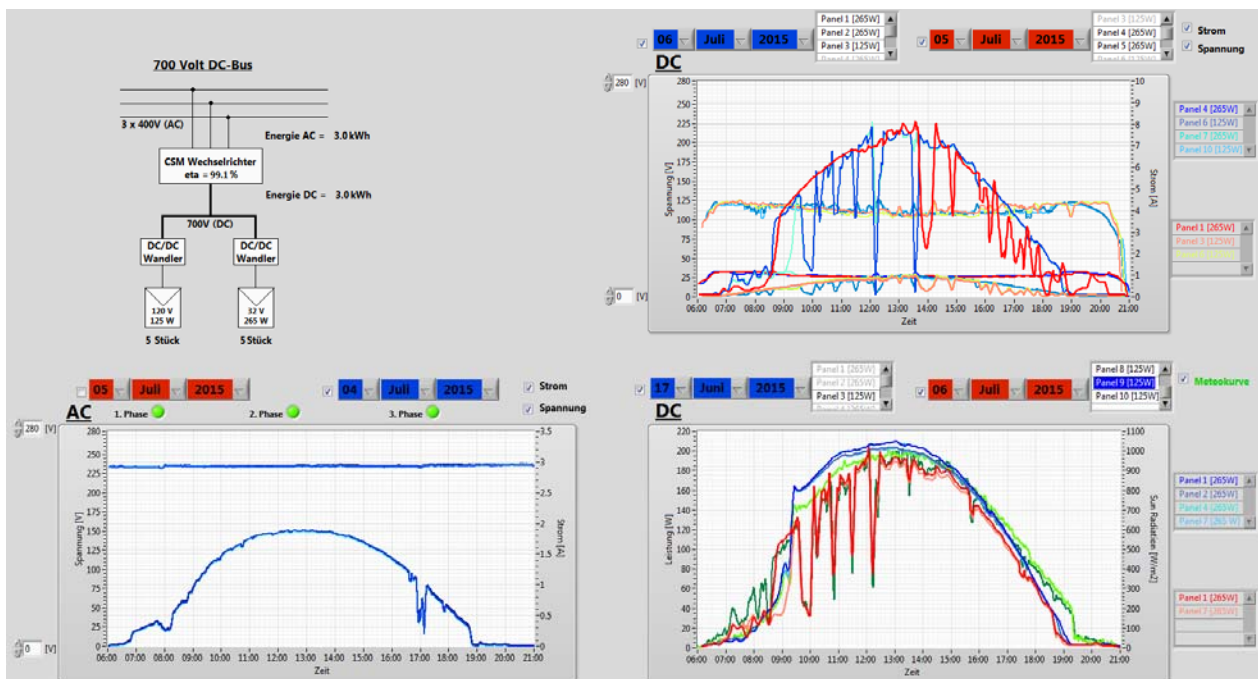


Abbildung 18: Ansicht des Registerblattes "Fachmann"

5.3.1 Graph für AC-Seite

Bildschirmdarstellung

Die Grafik links unten im Registerblatt „*Fachmann*“ dient zur Visualisierung der AC-Seitigen Grössen. Mittels dieser Ansicht lassen sich die effektiven Werte betrachten, welche ins Netz gespeist werden. Es besteht die Möglichkeit, sowohl die Spannung wie auch den Strom der einzelnen Phasen am Ausgang des Wechselrichters zu betrachten. Mittels der beiden Datumsanzeigen oberhalb der Graphen kann ein gewünschter Tag ausgewählt werden. Beide Daten sind frei wählbar. Rechts neben der Datumsauswahl befinden sich zwei kleine Kästchen, mit welchen es möglich ist, den Strom bzw. die Spannung für den gewählten Tag anzuzeigen. Beim Betätigen dieser Auswahlen erscheint direkt die jeweilige Y-Achse. Für den Strom wird die Achse rechts angezeigt, für die Spannung dementsprechend diejenige links. Falls der Strom- oder die Spannungsanzeige nicht mehr erwünscht sind, verschwindet die entsprechende Achse. Des Weiteren verfügt der Graph über die Möglichkeit einzelne Phasen zu betrachten. Durch Auswählen der drei Buttons unterhalb der Datumsanzeige kann bestimmt werden, welche Phasen angezeigt werden sollen. Mittels eines grün aufleuchtenden Led wird symbolisiert, welche Phasen zurzeit aktiv sind. Für den Graphen kann zusätzlich der Bereich der Spannung mittels der beiden Ringelemente definiert werden. Dies ermöglicht dem Benutzer detailliertere Aufnahmen der Spannung zu betrachten.

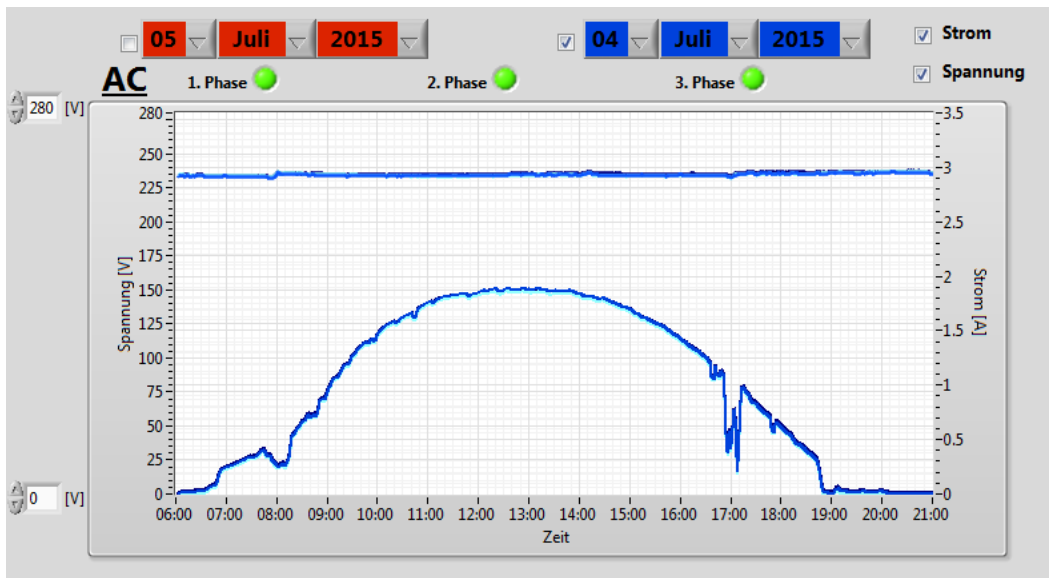


Abbildung 19: Strom und Spannungsanzeige auf der AC-Seite vom 4. Juli 2015 mit allen Phasen aktiviert

Algorithmus

Beim Ablauf des Programmes wird immer abwechselungsweise das erste bzw. das zweite Datum durchgeschaltet. In einem zweiten Schritt erfolgt die Kontrolle, ob Strom und Spannung ausgewählt sind. Ist dies der Fall, erscheinen die jeweiligen Y-Achsen neben der Grafik. Anschliessend wird geprüft, ob für das gewählte Datum bereits ein csv-File für die AC-Werte besteht. Trifft dies zu, werden die Grössen direkt aus diesem File gelesen und angezeigt. Existiert jedoch noch kein File, wird eine neue Datei mittels der Daten aus der Datenbank erzeugt. Wie im Flussdiagramm in der Abbildung 20 zu sehen ist, steht das Programm beim Spannungszweig für 10 Sekunden still, falls der Strom ebenfalls ausgewählt wurde. Dies liegt daran, dass bei einer Auswahl von Strom und Spannung ansonsten parallel zweimal ein neues File erstellt wird, was zu Komplikationen führen kann. Mittels dieser Wartezeit führt der Spannungsteil die Existenzkontrolle erst dann aus, wenn das File bereits existiert. Damit kann die Erstellung eines neuen Files verhindert werden. Nach dem Lesen der Daten wird ein Mittelwert über 50 Werte gebildet. Dieser Wert wirkt sehr

hoch. Wäre dieser jedoch kleiner, würde die Darstellung des Stromes und der Spannung kaum lesbar sein. Die Ursache liegt in den Peaks, welche die Strom- und Spannungssonden auf der Wechselstromseite messen. Die Mittelwerte über diesen Bereich ergeben einen brauchbaren Wert für die Analyse der Ausgangswerte am Wechselrichter.

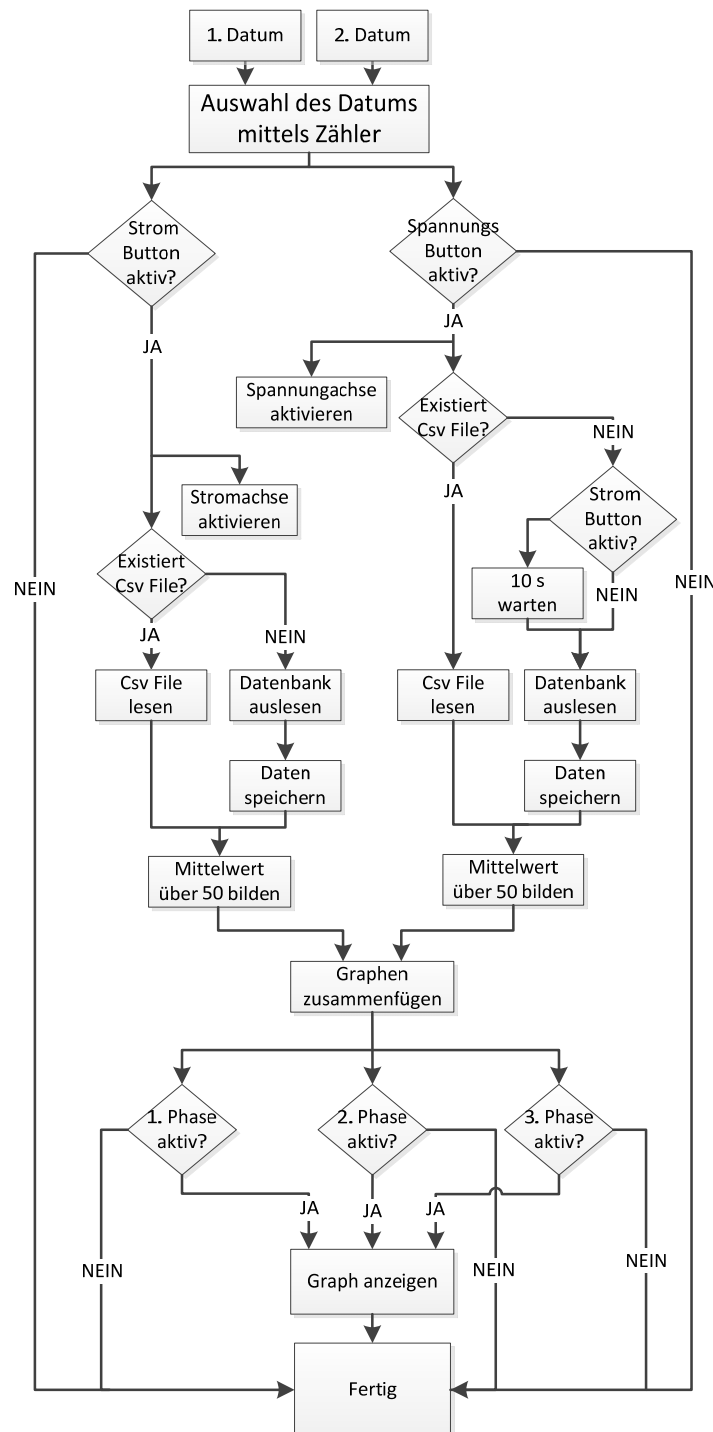


Abbildung 20: Flussdiagramm für den AC-Seitigen Graphen

5.3.2 Graph für Leistung einzelner Panels

Bildschirmdarstellung

Die Ansicht in der rechten unteren Ecke dient zur Leistungsanzeige der einzelnen Panels. Im Tagesgraph des Registers „General“ sind die Graphen der einzelnen Panels bereits eingezeichnet. Jedoch werden dort jeweils alle Panels angezeigt. Mit Blick in die Zukunft, in der bis zu 40 Panels vorgesehen sind, wäre diese Darstellung äusserst unübersichtlich. Aus diesem Grund wurde im Register „Fachmann“ eine spezielle Ansicht eingerichtet. Damit besteht die Möglichkeit, nur die gewünschten Panels anzuzeigen und somit bei einer ungewohnt niedrigen Gesamtleistung die Leistung der einzelnen Panels zu kontrollieren. Mit Hilfe zweier Listen, welche sich neben der Datumsauswahl befinden, kann definiert werden, welche Panels angezeigt werden sollen und welche nicht. Die ausgewählten Panels erscheinen anschliessend neben der Grafik. Die Farbe der einzelnen Panels entspricht jeweils der Farbe des gezeichneten Graphen. Für den Anzeigezeitpunkt stehen wiederum zwei individuelle Daten zur Verfügung, welche mittels klicken aktiviert werden können. Zusätzlich bietet der Graph die Möglichkeit, die entsprechende Meteokurve anzuzeigen. Die Achse dieser Kurve befindet sich auf der linken Seite. Mittels dieser Meteodaten kann verglichen werden, ob die angezeigten Leistungen den erwarteten Werten entspricht.

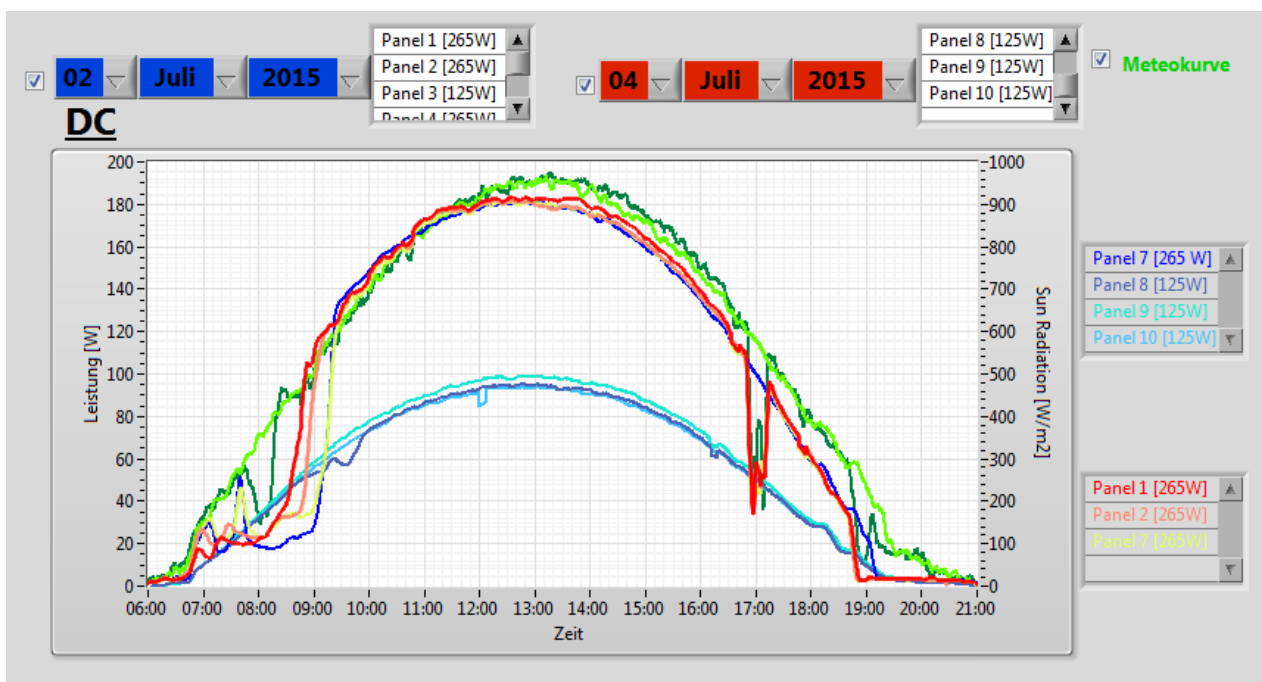


Abbildung 21: Meteokurve und Leistungsanzeige für ausgewählte Panels vom 2. und 4. Juli 2015

Algorithmus

Auch für diesen Graphen wird zu Beginn abwechselungsweise ein Datum ausgewählt. Bei einer ersten Abfrage wird kontrolliert, ob die Kurve für die Meteodaten ebenfalls angezeigt werden soll. Ist dies nicht der Fall, wird nur der Teilstrang für die Leistung der einzelnen Panels weiter ausgeführt. Falls beide ausgewählt wurden, ist der Ablauf fast identisch. Es wird jeweils kontrolliert, ob das csv-File für das entsprechende Datum bereits existiert oder nicht und dementsprechende erstellt oder nur ausgelesen wird. Der einzige Unterschied besteht darin, dass es sich für die Daten der Meteokurve um eine andere Datenbank handelt, welche abgefragt werden soll. Dies trägt den Namen „smartenergy“ mit dem Unterkapitel „meteo“. Da es sich beim Auslesen der Daten um ein Zeitintervall von sechs Sekunden handelt, wurde für die Anzeige ein Mittelwert von immer 30 Werten gebildet. Auf Grund dieser Mittelung werden einzelne Spitzen kompensiert und der Graph wird

deutlich übersichtlicher. Die Daten für die Leistung der Panels werden wiederum aus der „*dcsave700*“ Datenbank geholt. Nach dem Lesen der Daten erfolgt für die Leistung eine Abfrage, welche Panels angezeigt werden sollen. Sind diese bestimmt, werden alle Graphen zusammengefügt und in der Grafik dargestellt.

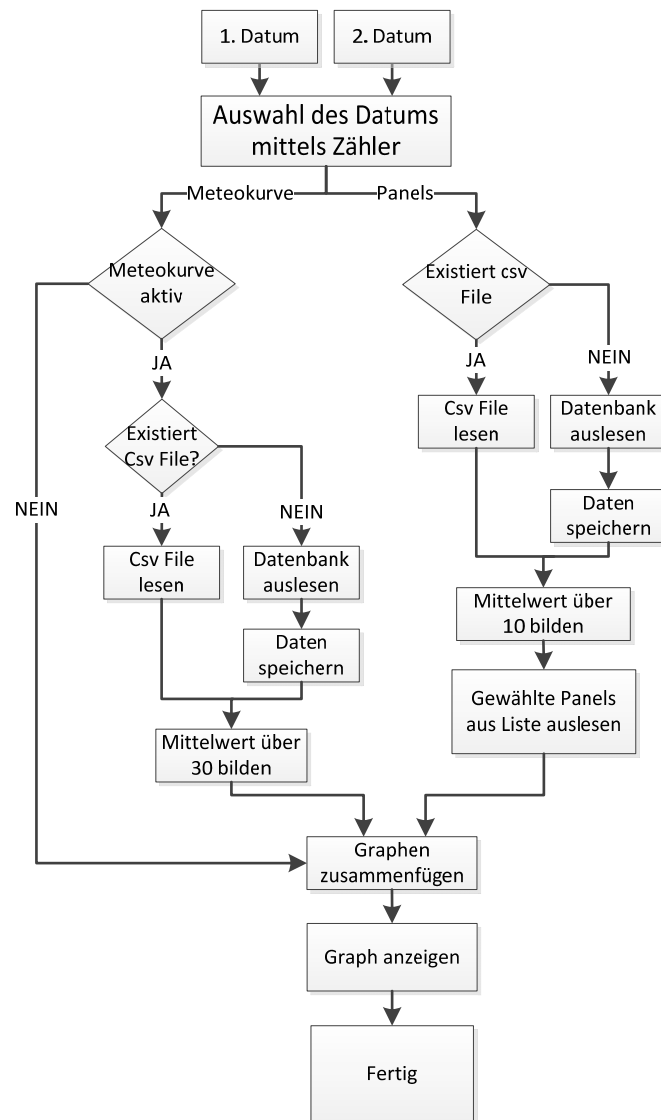


Abbildung 22: Flussdiagramm für die Leistung einzelner Panels

5.3.3 Graph für den Strom und die Spannung einzelner Panels

Bildschirmdarstellung

Die Anzeige für den Strom und die Spannung der einzelnen Panels befindet sich in der rechten oberen Ecke. Diese Ansicht ist von der Darstellung her eine Kombination der Leistungsanzeige und der AC-Anzeige. Es besteht wiederum die Möglichkeit, einzelne Panels auszuwählen, welche als Graph wiedergegeben werden. Jedoch können in dieser Visualisierung der Strom und die Spannung der einzelnen Panels angezeigt werden. Des Weiteren kann auch hier mittels Mausklick ausgewählt werden, ob der Strom oder/und die Spannung wiedergegeben werden sollen. Diese Ansicht wird insbesondere dann angewendet, wenn jemand genauere Informationen über die Leistung eines Panels will. Es besteht somit die Möglichkeit, zu kontrollieren, welcher Wert nicht den gewünschten Grössen entspricht. Mittels der beiden Datumsanzeigen kann der gewünschte Tag definiert werden. Da in diesem Graph zum Teil unterschiedliche Solarpaneltypen angezeigt werden, entstehen auch verschiedene Normspannungen. Um diese Spannungen genauer zu betrachten, besteht erneut die Option mittels Ringelement den Spannungsbereich zu definieren. Da sich der Strom, unabhängig vom Panelhersteller und Leistung, immer in etwa innerhalb von vier bis fünf Ampere befindet, erübrigt sich die Einstellung eines Strombereichs.

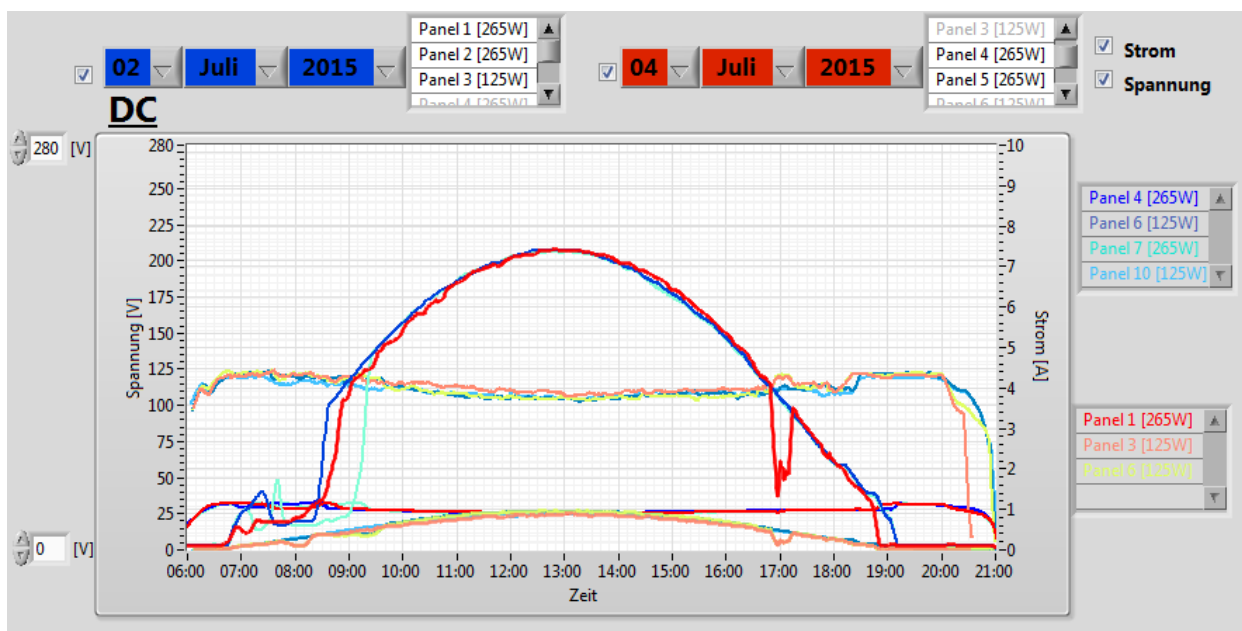


Abbildung 23: Strom- und Spannungsanzeige für ausgewählte Panels vom 2. und 4. Juli 2015

Algorithmus

Der Ablauf der Routine verläuft wie eine Kombination aus den beiden zuvor besprochenen Flussdiagrammen. Nach der Datumsauswahl erfolgt die Frage, ob der Strom oder/und die Spannung abgefragt werden soll. Danach verläuft das Programm wie bei der AC-Seitigen Anzeige. Der einzige Unterschied besteht darin, dass vor dem Anzeigen der Graphen geprüft, für wessen Panels die definierten Werte angezeigt werden sollen. Auch hier wiederum wurden die angezeigten Daten zuerst über 10 Werte gemittelt. Damit kann vermieden werden, dass der Graph zu Unübersichtlich wird. Nähere Ausführungen zum 10 Sekunden Warteblock befinden sich im Kapitel „5.3.1 Graph für AC-Seite“.

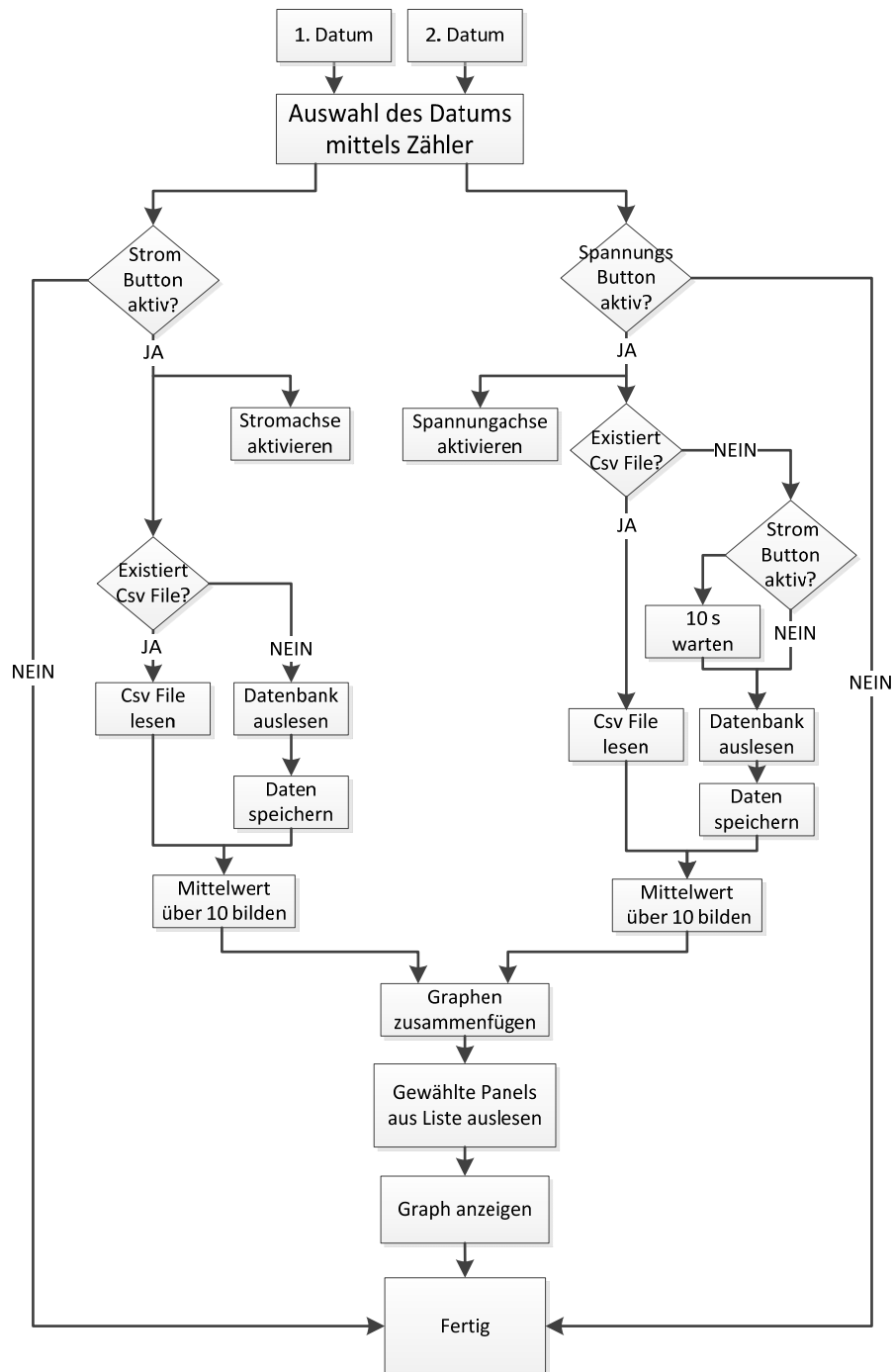


Abbildung 24: Flussdiagramm für den Strom und die Spannung einzelner Panels

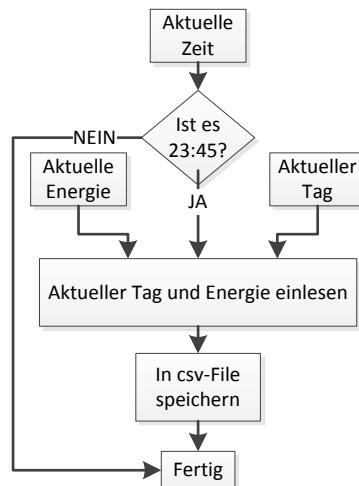


Abbildung 26: Flussdiagramm für die Speicherung des Monatsfiles

5.5.2 Erstellen des Jahresfile

Der Programmablauf verläuft sehr ähnlich wie beim Erstellen des Monatsfiles. Der einzige Unterschied besteht darin, dass die Speicherung der Daten immer am letzten Tag des Monats erfolgt

Algorithmus

Zu Beginn des Programms wird geprüft, ob es sich um den letzten Tag des aktuellen Monats handelt. Auf Grund der unterschiedlichen Anzahl Tage pro Monat werden jeden Abend um 23:45 Uhr 30 Minuten zur aktuellen Zeit addiert. Entspricht nun das neu ermittelte Datum des ersten Tages eines Monats, handelt es sich beim aktuellen Tag um den Letzten des aktuellen Monats. Somit wird die gesamte Energie und die Zahl des Monats in das entsprechende Jahresfile geschrieben. Der Ablauf für den 500 Volt und den 700 Volt Bus funktioniert auch für das Jahr genau gleich, deshalb wird nur ein Flussdiagramm betrachtet.

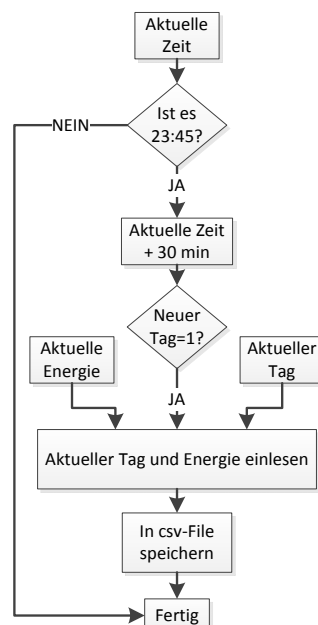


Abbildung 27: Flussdiagramm für die Speicherung des Jahresfile

5.5.3 Bestimmen der Anzahl Panels

Eine Besonderheit der DC-Bus Solaranlage besteht darin, dass diese fortlaufend um weitere Panels ergänzt werden kann. Somit ist es wichtig, dass z.B. für die Berechnung der theoretischen Werte wie die PVsys Kurve immer bekannt ist, wie viele Panels sich an der Anlage befinden. Aus diesem Grund wird jeweils um 12:00 Uhr, falls mindestens 2.5 kWh Energie produziert wurde, eine Zählung der Anzahl Panels durchgeführt. Der Zeitpunkt wurde deshalb so gewählt, da zu dieser Zeit die Panels jeweils am Meisten produzieren. Denn die Untersuchung, ob es sich um Panels von 265 Watt oder von 120 Watt handelt, erfolgt mittels der Spannungsabfrage. Je grösser die Leistung der Panels ist, desto deutlicher ist die Differenz zwischen den Spannungen der einzelnen Panels. Dieses Zählen erfolgt jedoch nur, wenn am aktuellen Tag eine gewisse Energie von xy kWh erzeugt wurde. Ansonsten würde an Regentagen, an denen manche Panels nicht auf ihre nominelle Spannung kommen, ein verfälschtes Resultat entstehen. Die Anzeige der Anzahl Panels befindet sich, wie in der Abbildung 28 dargestellt, im Register „*Fachmann*“ oben links. Des Weiteren wird die gesamte Anzahl Panels jeweils auch beim Datenauslesen für die einzelnen Graphen benötigt.

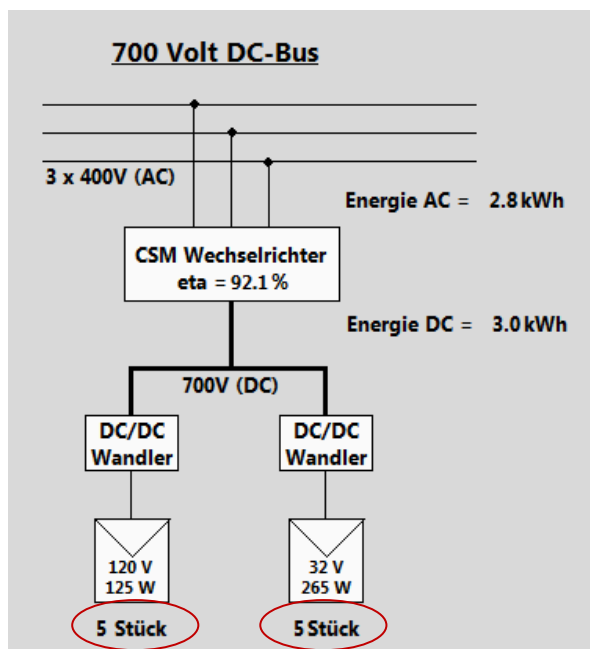


Abbildung 28: Ansicht des 700 Volt DC-Bus mit der aktuellen Anzahl Panels

Algorithmus

Zu Beginn der Routine wird geprüft, ob die aktuelle Zeit 12:00 Uhr beträgt und ob am aktuellen Tage eine bisherige minimale Energie von drei kWh produziert wurde. Trifft einer dieser beiden Tatsachen nicht zu, springt das Programm direkt zum Ende hin. Sind beide Voraussetzungen erfüllt, wird die aktuelle Spannung des ersten Panels aus der Datenbank gelesen. Anschliessen wird überprüft, ob die entsprechende Spannung einen Wert von mehr als 35 Volt aufweist. Ist dies der Fall, handelt es sich um ein Inventux Panel und die Anzahl wird um eins addiert. Ist die Spannung tiefer, wird kontrolliert, ob die Spannung grösser als ein Volt ist. Diese Abfrage dient der Kontrolle, ob überhaupt ein Panel angehängt ist. Trifft dies zu, handelt es sich um ein CSun Panel und die entsprechende Anzahl wird um eins hochaddiert. Nach dieser Kontrolle wird geprüft, ob es sich bereits um Panel 60 handelt. Diese Zahl wurde so gewählt, da in Zukunft noch weitere Panels angeschlossen werden und somit auch diese gezählt werden. Jedoch wurde die Zahl auch nicht zu hoch definiert, damit die Prozedur nicht zu viel Zeit in Anspruch nimmt. Ist der Wert von 60 noch nicht erreicht, wird die Panel Nummer um die Zahl 1 hochgezählt und die Abfrage um welchen Typ

Panel es sich handelt beginnt von neuem. Sind diese theoretischen 60 Panels kontrolliert, werden die CSun und die Inventux Panels zusammengezählt und ergeben die Gesamtzahl angeschlossener Panels an der Anlage.

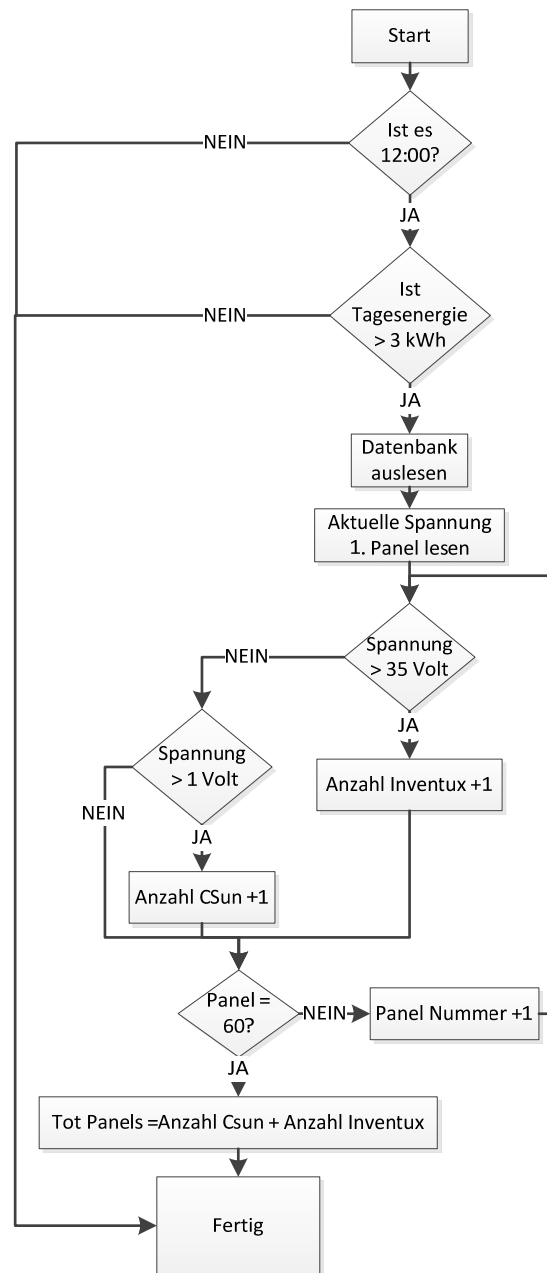


Abbildung 29: Flussdiagramm für die Bestimmung der Anzahl Panels

5.6 Selbstüberwachung

Ein wesentlicher Punkt für die Überwachung einer Solaranlage ist die Fehlererkennung. So ist es dem Programm möglich, selbstständig gewisse Fehler zu detektieren und mit einfachen und präzisen Fehlermeldungen den Benutzer über das vorliegende Problem zu informieren. Beim Auftreten eines Fehlers erscheint auf der Ansicht General eine klare und deutlich sichtbare Meldung, welche

besagt, dass etwas mit der Anlage nicht in Ordnung ist. Anhand dieser erscheinenden Fehlermeldung kann der Benutzer sofort reagieren und die entsprechenden Massnahmen ergreifen. Erst sobald der Fehler behoben ist, verschwindet die Fehlermeldung. In der Abbildung 30 sind die drei aktuellen Fehlermeldungen aktiviert. Zu den Fehlermeldungen gilt es zu sagen, dass alle Meldungen eine gewisse Verzögerung aufweisen, bevor sie aufleuchten. Der Grund liegt darin, dass die Fehlermeldungen erst aktiv werden, wenn der Fehler bereits 30 Sekunden besteht.

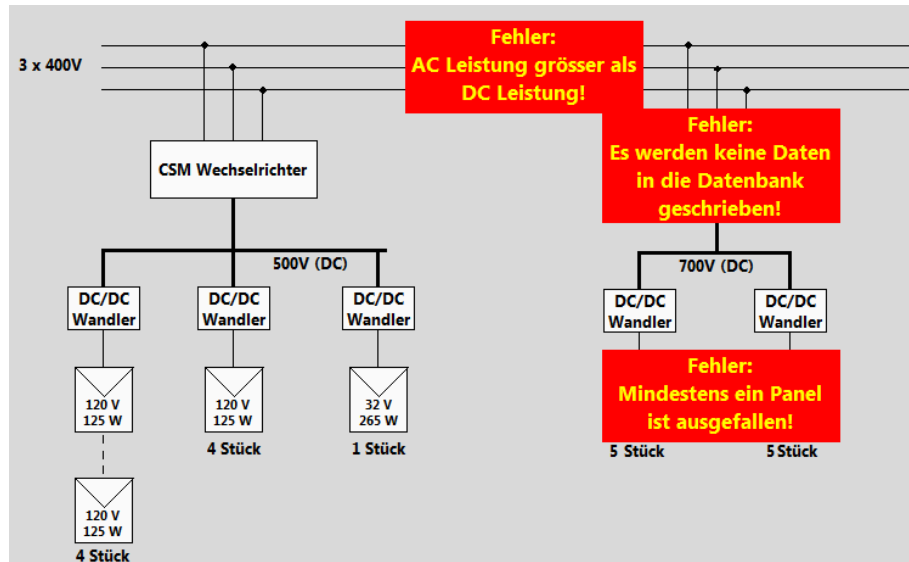


Abbildung 30: Schema des DC-Busses im Register "General" mit aktiven Fehlermeldungen

5.6.1 Fehler „Wechselrichter liefert keine Werte“

Bildschirmdarstellung

Diese Fehlermeldung erscheint, sobald aus der *dcsave700* Datenbank für den Wechselrichter keine Daten mehr gelesen werden können. Mögliche Ursachen für das Erscheinen dieser Meldung ist das Abhängen des Wechselrichters oder auch die Ausschaltung der Wechselrichter.

Die Kontrolle, ob der Wechselrichter Daten liefert, erfolgt ausschliesslich während des Tages. Grund dafür ist, dass der Wechselrichter seine Daten erst dann in die Datenbank schreibt, wenn eine minimale produzierte Energie vorhanden ist. Der Zeitpunkt bis wann die Daten in die MySQL-Datenbank geschrieben werden, hängt vom jeweiligen Sonnenauf und- Sonnenuntergang sowie dem jeweiligen Wetter ab. Daher wurde für jeden Monat eine eigene Uhrzeit bestimmt, bei welcher die Kontrollabfrage beginnt und wiederum endet. Diese Zeitpunkte wurden anhand der Daten des 500 V Buses definiert, da dieser bereits über Werte eines ganzen Jahres verfügte. In ferner Zukunft, sobald Daten über mehrere Jahre hinweg vorliegen, können bei Bedarf die Start- und Endzeit des jeweiligen Monats leicht optimiert werden. Da es sich bei diesen Korrekturen jedoch womöglich höchstens um ein paar Minuten handelt, kann auch auf diese Ergänzung verzichtet werden.

DATUM	ZEIT	FEHLER	WAHRSCHEINLICHE URSACHE
06.07.2015	16:34	Es werden keine Daten in die Datenbank geschrieben	Raspberry Pie hat sich ausgeschaltet

Abbildung 31: Fehlermeldung "CSM Wechselrichter liefert keine Werte"

Algorithmus

Das Flussdiagramm für diese Fehlermeldung wurde leicht vereinfacht. In der Abbildung 32 wird nur der Weg des ersten Monats, also jener des Januars angezeigt. Der Ablauf für die restlichen Monate erfolgt auf dieselbe Weise. Einziger Unterschied ist jeweils der Wert der Start- und Endzeit.

Zu Beginn des Flussdiagramms wird nach dem aktuellen Monat gefragt. Dies hat einen Einfluss auf den Start- bzw. den Endzeitpunkt der Kontrolle. Im zweiten und dritten Schritt wird jeweils kontrolliert, ob sich die aktuelle Uhrzeit in diesem Bereich befindet und somit die Aktivität des Wechselrichters geprüft werden soll. Treffen diese beiden Bedingungen nicht zu, springt das Programm ans Ende. Ansonsten geht das Flussdiagramm zum nächsten Schritt über. In diesem werden die Anzahl Sekunden, welche seit Mitternacht verstrichen sind, mit den Sekunden des letzten Eintrags in der Datenbank verglichen. Der Grund für den Sekunden Vergleich liegt darin, dass die Werte in der Datenbank als vergangene Sekunden seit Mitternacht gespeichert sind. Bevor es zum Vergleich kommt, werden die beiden Sekundenzahlen jedoch noch durch 1000 geteilt. Der Grund für diese Division liegt darin, dass durch die Verzögerung, welche durch das Lesen der Datenbank und das Auslesen dieser Werte hervorgerufen wird, jeweils eine Zeitverzögerung von mehreren Hundert Millisekunden entsteht. Somit lässt sich der Zeitstempel des letzten Eintrages in der Datenbank nicht mit jenem der aktuellen Zeit vergleichen. Aufgrund dieser Tatsache wird die aktuelle Uhrzeit nur auf die Minute genau angegeben. Für den Vergleich der Werte werden die letzten drei Ziffern nicht beachtet, da erst die viertletzte Ziffer unabhängig vom Runden für beide Zahlen demselben Wert entspricht. Ein Vorteil liegt zudem darin, dass die Genauigkeit auf Minuten bedeutend weniger Prozessor Leistung benötigt und somit das Programm nicht verlangsamt wird. Aktuell wird der Status des Wechselrichters ca. alle fünf Minuten geprüft. Dieser Zeitaufwand befindet sich einem geeigneten Rahmen, um eine Fehlermeldung zu generieren. Um anschliessend den exakten Zeitpunkt des Ausfalls des Wechselrichters festzustellen, können die CSV-Files oder die Graphen auf dem Display zur Hand genommen werden.

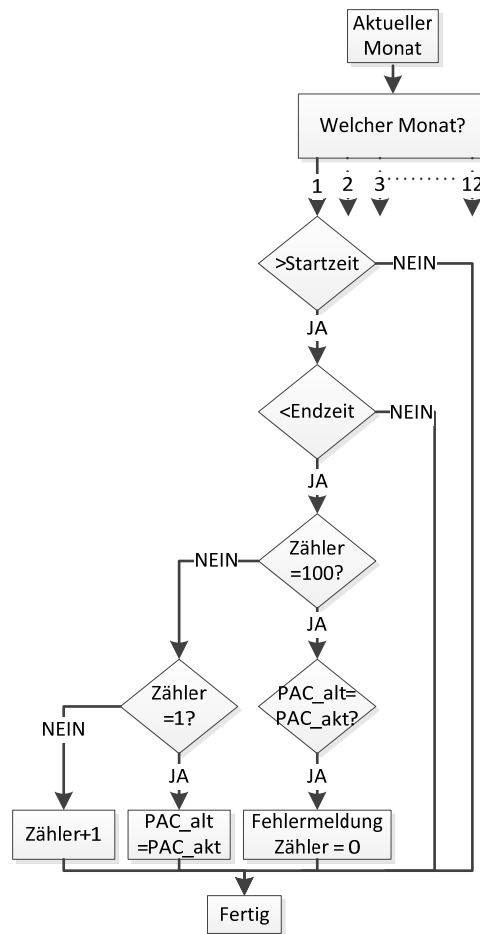


Abbildung 32: Flussdiagramm für den Fehler „Wechselrichter liefert keine Werte“

5.6.2 Fehler „PAC ist grösser als PDC“

Bildschirmdarstellung

Das Erscheinen dieser Fehlermeldung erfolgt, wenn die gemessene AC Leistung am Ausgang des Wechselrichters grösser ist als jene auf dem DC Eingang.

DATUM	ZEIT	FEHLER	WAHRSCHEINLICHE URSACHE
06.07.2015	16:00	Leistung AC ist grösser als Leistung DC	Ungenauere Messung der Stromsonden

Abbildung 33: Flussdiagramm für Fehlermeldung "PAC ist grösser als PDC"

Algorithmus

Das Diagramm ist relativ einfach aufgebaut. Jedoch wird für die Kontrolle die Energie und nicht die Leistung betrachtet, da dies aufgrund des unterschiedlichen Zeitstempels der Leistung relativ kompliziert wäre. Des Weiteren ist die Energie nichts anderes als die Leistung während einer Zeit. Somit spielt dies für die Prüfung der Werte keine Rolle. Die Abfrage, ob die Energie AC grösser ist als jene der DC-Seite, erfolgt alle 60 Sekunden. Mittels dieser Zeitspanne wird der Arbeitsspeicher des Programms geschont und eine Fehlererkennung erfolgt dennoch während kürzester Zeit. Sind diese 60 Sekunden abgelaufen, werden die beiden Energien des bisherigen Tages verglichen. Ist die Energie AC grösser als die DC-Seite, erscheint eine Fehlermeldung auf dem Bildschirm.

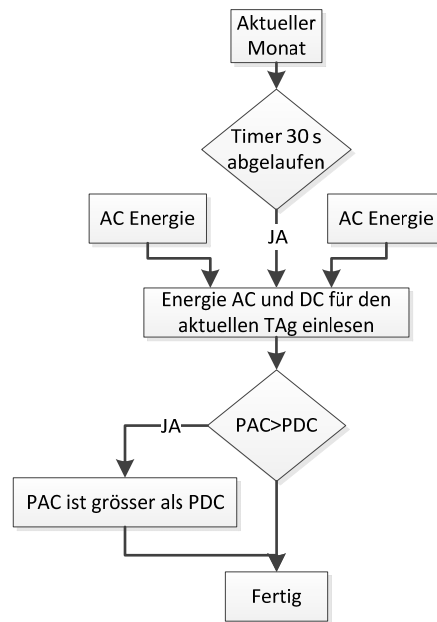


Abbildung 34: Flussdiagramm für Fehlermeldung "PAC ist grösser als PDC"

5.6.3 Fehler „Mindestens ein Panel ist ausgefallen“

Bildschirmdarstellung

Diese Fehlermeldung hat zur Aufgabe den Benutzer zu informieren, falls nicht mehr alle Panels aktiv sind. Schreibt ein oder mehrere Panels keine Daten mehr in die Datenbank „dcsave700“, erscheint im Register „General“ die Meldung „Mindestens ein Panel ist ausgefallen“. In der Fehlertabelle kann anschliessend geprüft werden, um welche Panels es sich handelt. Jedes Panel wird mittels einer ID in die Datenbank geschrieben und anhand dieser Nummer erscheint eine entsprechende Fehlermeldung. Somit kann umgehend das entsprechende Panel geprüft und der Fehler analysiert werden.

DATUM	ZEIT	FEHLER	WAHRSCHEINLICHE URSACHE
06.07.2015	16:55	Panel 11 ist ausgefallen	DC/DC Converter oder Panel defekt

Abbildung 35: Fehlermeldung "Mindestens ein Panel ist ausgefallen"

Algorithmus

Die Abfrage, ob alle Panels in Betrieb sind, erfolgt alle 40 Sekunden. Der Grund liegt darin, dass die Kontrolle eine Zeit von ungefähr zwei Sekunde benötigt. Während dieser Zeit steht das restliche Programm still und die Abfrage der Panels erfolgt nicht ununterbrochen. In einem Zeitrahmen von 40 Sekunden wirkt sich eine Wartezeit von 2 Sekunden nicht störend aus. Wenn man die Dauer in Betracht zieht, welche benötigt wird, bis ein entsprechender Fehler erkannt und behoben wird, sind diese 40 Sekunden vernachlässigbar klein. In einem zweiten Schritt werden die Anzahl Einträge der Panels gezählt. Da sich diese Zahl bei den verschiedenen Panels um bis zu 30 Einträge unterscheiden kann, muss immer Rücksicht auf jenes mit den wenigsten Einträgen genommen werden. Daher werden bei manchen Panels nicht immer die aktuellsten Daten kontrolliert, sondern zum Teil jene, welche bereits vor einer Minute aufgenommen wurden. Dies ist wiederum ein Grund, welcher die 40 Sekunden Abfrage rechtfertigt. Damit das Programm nur dann weiter geführt wird, wenn sich etwas verändert hat, werden die aktuellen Anzahl Panels mit jener Anzahl von vor 40 Sekunden verglichen. Ohne diese Kontrolle würde zudem alle 40 Sekunden ein Eintrag

des defekten Panels in die Fehlertabelle erfolgen. Ist diese Zahl jedoch identisch, springt die Routine zum Ende hin. Ansonsten kontrolliert ein Zähler seinen Wert mit den aktuell vorhandenen ID Einträgen in der Datenbank. Dies geschieht solange, bis der Zähler den Wert der eigentlichen Sollanzahl Panels erreicht hat. Sobald der Zähler auf eine ID stösst, welche nicht existiert, erscheint eine Fehlermeldung.

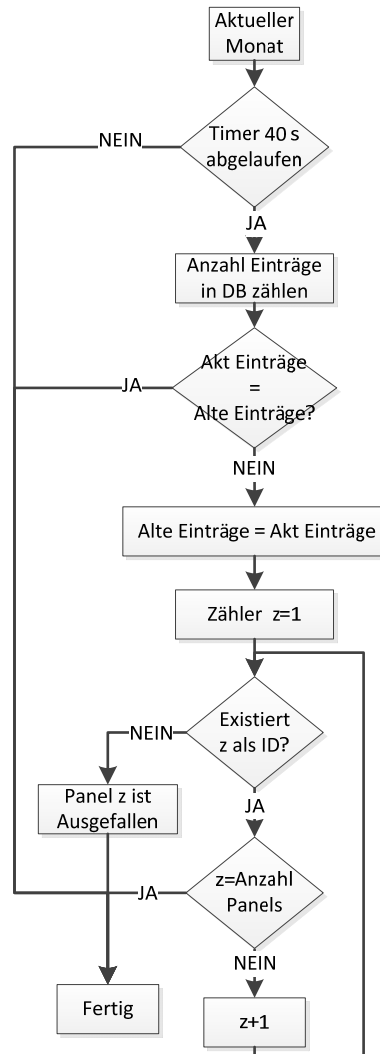


Abbildung 36: Flussdiagramm für Fehlermeldung "Mindestens ein Panel ist ausgefallen"

6 EFFIZIENZ DER ANLAGE

6.1 Analyse zwischen PVsysts Simulation und effektiven Werten

Bei einer Solaranlage spielt die Effektivität der Solarpanels eine sehr zentrale Rolle. Falls die Panels nicht die theoretische Energie produzieren, muss der Besitzer der Anlage Ursachenforschung betreiben, damit er die Produktivität seiner Solaranlage steigern kann. Um die Effizienz der installierten Solarpanels zu überprüfen, kann die Software PVsyst zu Hilfe genommen werden.

6.1.1 Funktion der PVsyst Simulationskurve

PVsyst ist eine Software, welche häufig verwendet wird, um eine Vordimensionierung einer Photovoltaikanlage durchzuführen. Mittels dieser Software kann ein erster Eindruck davon gewonnen werden, wie hoch die Energieproduktion im Verlaufe eines Jahres ist. Für diese Berechnung bezieht sich PVsyst auf Meteodaten der vergangenen Jahre. Je nach gewählter Wetterstation belaufen sich diese auf über 30 Jahre. Die vollständige Tabelle zu den jeweiligen Stationen findet sich im Anhang 1. Um die Berechnung durchzuführen, muss der Standort der Panels sowie deren Ausrichtung bezüglich der Himmelsrichtung angegeben werden. Als zusätzliche Option besteht die Möglichkeit, Objekte zu platzieren, welche Schatten auf die Panels erzeugen können. Bei der Auswahl der Panels stellt PVsyst eine breite Palette mit allen gängigen PV-Panels zur Verfügung.

Für eine Vordimensionierung der Anlage auf dem Dach der Hesso Sion ist es leider zu spät, da der 700 Volt DC-Bus bereits seit Anfang März 2015 in Betrieb ist. Jedoch kann mittels der Software kontrolliert werden, ob die Anlage die theoretische Energie tatsächlich produziert. Hierfür wird die produzierte Energie eines einzelnen Panels simuliert und anschliessend mittels dieses Werts eine Tabelle für LabVIEW erstellt.

Des Weiteren sollen Anfangs September 2015 zusätzlich 30 Module an den DC-Bus angeschlossen werden. Mittels PVsyst kann bereits im Vorhinein eine erste Prognose erstellt werden, wie viel Energie mit den neuen Panels produziert werden kann.

6.1.2 Definition der Parameter für die Simulation

Um möglichst exakte Daten durch PVsyst zu erhalten, muss das Gebäude der Hesso Sion in der Software möglichst identisch wiedergegeben werden. Die Masse des Schulgebäudes wurden mittels eines Messbands gemessen. Aus diesem Grund besteht bei der Abbildung 37 die Möglichkeit, dass die Werte um einzelne Zentimeter abweichen können. Für die Simulation mit der Software ist dies kein Problem, da der Ausrichtungswinkel und der Neigungswinkel der Panels einen deutlich grösseren Einfluss auf das Ergebnis haben.

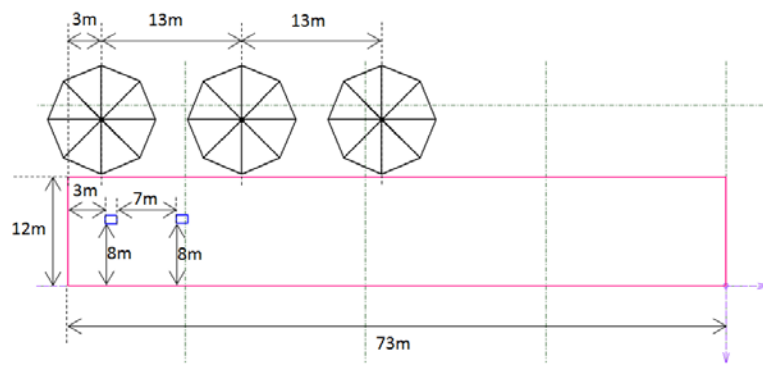


Abbildung 37: Skizze des Schulgebäudes mit von Hand gemessenen Massen

In der Abbildung 37 sind auch Bäume eingezeichnet. Diese spielen einen entscheidenden Faktor für die Simulation. Der Grund liegt in der Erzeugung deren Schatten. Besonders im Winter bei niedrigstehender Sonne haben die Bäume sehr starke Auswirkungen auf die Energieproduktion.

Wie bereits angesprochen, haben der Ausrichtungs- und der Neigungswinkel einen grossen Einfluss auf die gewonnene Energie. Der Neigungswinkel der Panels lässt sich mittels Pythagoras bestimmen. Die Werte in der Abbildung 38 wurden auf dem Dach mit Hilfe eines Meters gemessen. Anhand dieser beiden Werte lässt sich der bestehende Neigungswinkel mittels des Kosinus berechnen.

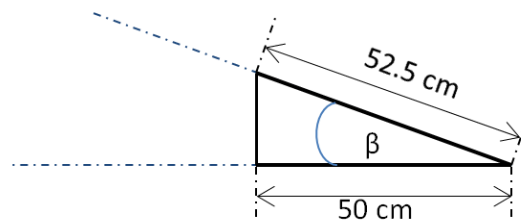


Abbildung 38: Abmasse für die Bestimmung des Neigungswinkels der Panels

$$\beta = \cos\left(\frac{50 \text{ cm}}{52.2 \text{ cm}}\right) = 17.75 [^\circ] \approx 18 [^\circ] \quad \{Gl. 4.1.2\}$$

Für die Berechnung der Anlage ist es zudem wichtig, den Breiten- und Längengrad zu kennen. Diese beiden betragen für die Stadt Sion 46.1 N° bzw. 7.2 E° [6]

Da das Schulgebäude nicht direkt nach Süden ausgerichtet ist, muss ein zusätzlicher Verschiebungswinkel in die Berechnung mit einbezogen werden. Dieser Winkel des Schulgebäudes zur Nord-Süd Achse und somit auch jener der Panels wurde mittels GoogleMaps definiert. Zur Bestimmung der Verschiebung wurde ein Kartenausschnitt der Fachhochschule ausgedruckt. Mit Hilfe der eingezeichneten Linien in der Abbildung 39, konnte der Winkel gemessen werden.



Abbildung 39: Kartenausschnitt der Fachhochschule Sion aus GoogleMaps zur Bestimmung des Verschiebungswinkels

Das Ergebnis dieser Messung ergab einen Winkel α von 45 Grad.

Somit sind alle für die Berechnung relevanten Winkel sowie die Abmasse des Gebäudes bekannt. Bevor nun die PVsyst Kurve simuliert werden kann, muss noch die EMPA Meteodatenbank ausgewählt werden, da sich diese mit den Wetterdaten für die Schweiz befasst.

6.1.3 Ergebnisse

Da mit CSun und Inventux Panels von zwei verschiedenen Herstellern am DC-Bus angeschlossen sind, resultieren entsprechend auch zwei Ergebnistabellen. Die gesamten Ergebnisse der Simulation sind in den Anhängen 2 und 3 enthalten.

Inventux, 125 W, Simulation mit Bäumen				
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	EArrMPP kWh
Januar	36,8	-0,75	43,6	4,41
Februar	59,5	1,03	69,9	6,84
März	104,9	5,54	118,6	11,36
April	140,7	9,63	149,2	15,63
Mai	169,2	13,73	174,5	18,46
Juni	179,2	16,8	181,5	19,06
Juli	190,8	19,59	195,0	20,31
August	161,5	18,32	170,1	17,61
September	118,0	14,96	130,7	12,75
Oktober	79,0	10,03	91,4	8,65
November	44,4	3,59	52,2	5,26
Dezember	29,5	0,35	34,2	3,41
Jahr	1314,3	9,45	1410,8	143,76

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung
 T Amb Umgebungstemperatur
 GlobInc Globaleinsstrahlung auf Kollektorfläche
 EArrMPP Theor. PV-Feld Energie im MPP

Abbildung 40: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von Inventux 125 W

CSun, 265 W, Simulation mit Bäumen				
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	EArrMPP kWh
Januar	36,8	-0,75	43,6	7,85
Februar	59,5	1,03	69,9	13,48
März	104,9	5,54	118,6	24,50
April	140,7	9,63	149,2	32,39
Mai	169,2	13,73	174,5	37,24
Juni	179,2	16,8	181,5	38,22
Juli	190,8	19,59	195,0	40,63
August	161,5	18,32	170,1	35,55
September	118,0	14,96	130,7	26,75
Oktober	79,0	10,03	91,4	17,50
November	44,4	3,59	52,2	9,40
Dezember	29,5	0,35	34,2	6,25
Jahr	1314,3	9,45	1410,8	289,74

Legenden:	GlobHor	Horizontale Globalstrahlung
	T Amp	Umgebungstemperatur
	GlobInc	Globaleinsstrahlung auf Kollektorfläche
	EArrMPP	Theor. PV-Feld Energie im MPP

Abbildung 41: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von CSun 265W

Um die beiden Csv-Tabellen für die LabVIEW Software zu erstellen, wurden die Daten der EArrMPP Spalte entnommen. Bei diesen Werten handelt es sich um die produzierte Energie im jeweiligen Monat. Die Tabelle gibt die produzierte Energie für ein einziges Panels wieder. Für die Visualisierung der Anlage werden diese Werte mit der Anzahl angeschlossener Panels multipliziert.

6.1.4 Vergleich zwischen PVsyst Simulation und den installierten Panels

Damit die Effizienz der Anlage ausgewertet werden kann, ist es notwendig, die theoretische Energie des PVsyst mit der effektiv gemessenen Energie zu vergleichen. Diese Gegenüberstellung kann direkt mittels des Jahresgraphen getätigt werden. In der Abbildung 42 ist der simulierte Graph von PVsyst in gestrichelter schwarzer Farbe dargestellt. Die Daten des 700 Volt-Buses sind für das Jahr 2015 in blau wiedergegeben. Es wird einzig der 700 Volt-Bus analysiert, da der 500er Bus in absehbarer Zeit nicht mehr in Betrieb sein wird.

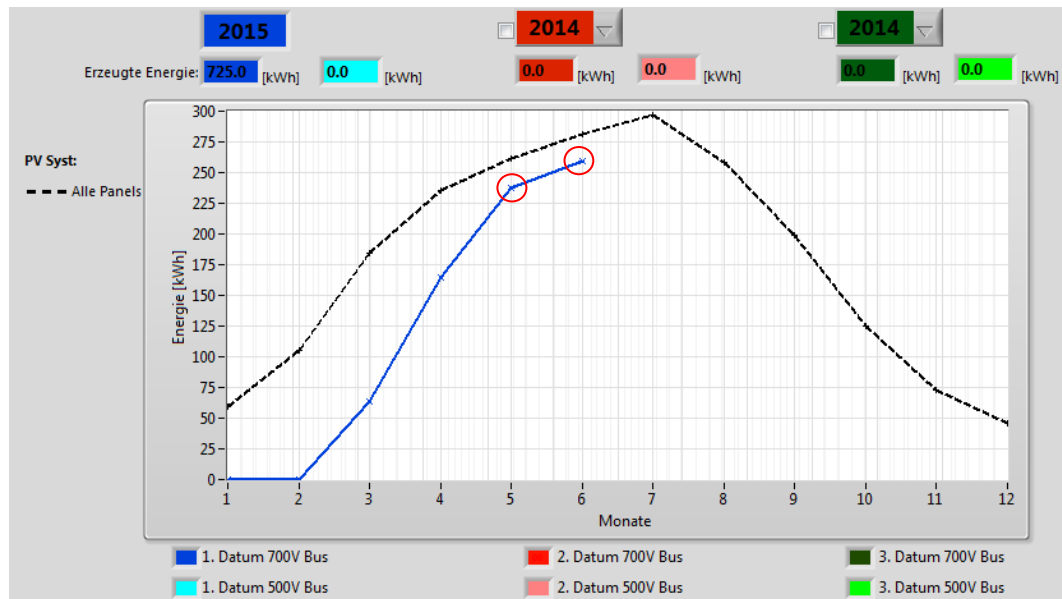


Abbildung 42: Vergleich zwischen dem theoretischen Wert von PVsyst und den effektiv gemessenen Werten für das Jahr 2015

Die schwarze, theoretische Kurve bezieht sich auf die zehn installierten Panels auf dem Dach. Aus diesem Grund ist ein Vergleich für die Monate Januar bis April nicht möglich, da der 700 Volt Bus während dieser Zeit erst schrittweise aufgebaut wurde.

Für die Gegenüberstellung werden nur die Monate Mai und Juni betrachtet. Bezüglich des Monats Mai ist erkennbar, dass die effektive Kurve rund 20 kWh unterhalb der Simulation liegt. Der Grund liegt darin, dass das Wetter im Monat Mai im Vergleich zu vorherigen Jahren etwas schlechter war. Somit liegt die Ursache für die etwas tiefere Produktion am Wetter. Auch im Juni liegen die effektiven Werte etwa 20 kWh unterhalb der theoretischen Kurve. Grund dafür ist jedoch, dass der Raspberry Pie des DC/DC Steller vom 27-30. Juni ausgeschaltet war und somit keine Daten in die Datenbank aufgenommen werden konnten. Wenn man für die vier verlorenen Tage eine Produktion von je 10 kWh rechnet, ergibt dies eine gesamte Energie von ca. 300 kWh Stunden für den Monat Juni. Dieser Wert liegt rund 20 kWh über demjenigen der PVsyst Simulation.

Anhand dieser beiden Monate ist feststellbar, dass sich die effektive Energie jeweils leicht ober- oder unterhalb der theoretischen Energie befindet. Die genaue Position ist abhängig von den Wetterbedingungen im jeweiligen Monat. Bereits drei bis vier Regentage können einen Unterschied von 30-40 kWh ausmachen und somit den Graphen stark beeinflussen.

6.1.5 Verbesserung der Anlage mit optimalem Neigungswinkel

PVsyst enthält zudem ein Tool, mit welchem bestimmt werden kann, welches der ideale Neigungswinkel für die platzierten Panels ist. Der violette Punkt in der Abbildung 43 symbolisiert den aktuellen Neigungswinkel von 18°. Es ist gut zu erkennen, dass sich die optimale Flächenneigung bei einem höheren Winkel befindet.

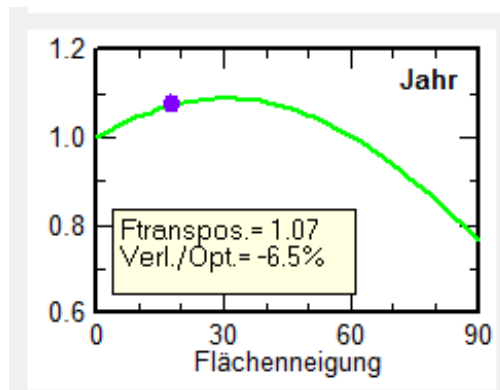


Abbildung 43: Grafik Tool von PVsyst zur Optimierung des Neigungswinkels

Um die Auswirkungen des Neigungswinkels näher zu betrachten, wurde der Flächenneigungswinkel für eine zusätzliche Simulation auf den Spitzenwert von 30° gestellt. In der Tabelle 3 ist die produzierte Energie für ein CSun 265W Panel mit zwei unterschiedlichen Winkeln dargestellt.

	Neigungswinkel		Differenz
	18° [kWh]	30° [kWh]	[kWh]
Januar	7.56	9.89	2.33
Februar	14.14	15.01	0.87
März	25.47	23.64	-1.83
April	31.44	30.63	-0.81
Mai	35.87	35.27	-0.6
Juni	37.15	35.49	-1.66
Juli	39.16	38.16	-1
August	34	33.98	-0.02
September	27.1	25.3	-1.8
Oktober	16.34	18.32	1.98
November	9.42	11.55	2.13
Dezember	5.86	7.73	1.87
Total	283.51	284.97	1.46

Tabelle 3: Vergleich der Neigungswinkel zwischen 18° und 30° für die Panels CSun 265 W

Bei der Betrachtung der Differenz für das ganze Jahr ist erkennbar, dass es aus finanzieller Sicht nicht rentabel ist für eine zusätzliche Energie von 1.46 kWh pro Panel den Neigungswinkel zu optimieren. Bei genauerem Analysieren der Differenz fällt zudem auf, dass besonders im Winter die Anlage mit der grösseren Flächenneigung mehr produziert als jene mit 18° Neigungswinkel. Der Grund dafür liegt in der niedrigstehenden Sonne während der Wintermonate.

6.1.6 Vordimensionierung für die Erweiterung der PV-Anlage

Im Herbst 2015 wird die Anlage um weitere 30 Panels erweitert, welche von der Firma ESR finanziert werden. Damit ein erster Eindruck gewonnen werden kann, wie viel die DC-Bus 700 Volt Anlage dann produzieren wird, wurde eine Vordimensionierung durchgeführt. Die Parameter, welche für die Simulation der aktuellen Anzahl Panels bestimmt wurden, bleiben dieselben. Der Unterschied besteht im Hersteller der Panels. Die 30 neuen Panels stammen alle von der Firma JA Solar, 15 davon vom Typ JAP6, 260 W und die andere Hälfte vom Typ JAM6, 265. Die Ergebnisse der Simulation der neuen Panels sind in den Abbildungen 44 und 45 dargestellt. Um eine Einsicht in die gesamte Simulation zu erhalten, können die Anhänge 4 und 5 herbeigezogen werden.

JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen				
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	EArrMPP kWh
Januar	36,8	-0,75	43,6	9,37
Februar	59,5	1,03	69,9	14,44
März	104,9	5,54	118,6	23,25
April	140,7	9,63	149,2	30,97
Mai	169,2	13,73	174,5	36,27
Juni	179,2	16,8	181,5	37,10
Juli	190,8	19,59	195,0	39,51
August	161,5	18,32	170,1	34,50
September	118,0	14,96	130,7	25,12
Oktober	79,0	10,03	91,4	17,76
November	44,4	3,59	52,2	11,01
Dezember	29,5	0,35	34,2	7,22
Jahr	1314,3	9,45	1410,8	286,53

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung
 T Amp Umgebungstemperatur
 GlobInc Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche
 EArrMPP Theor. PV-Feld Energie im MPP

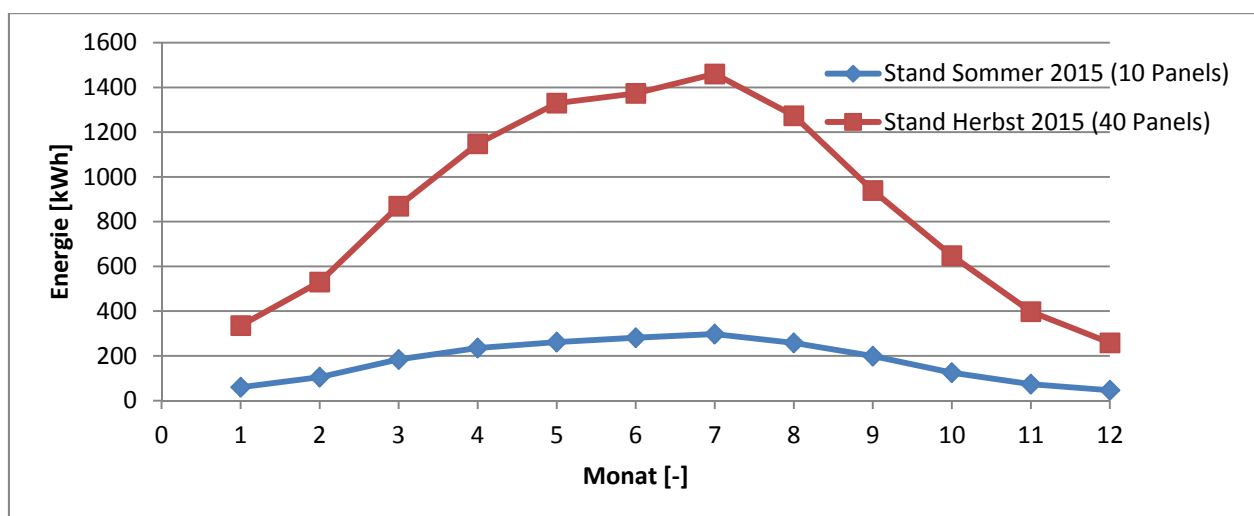
Abbildung 44: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von JAM6 265W

JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen				
	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	EArrMPP kWh
Januar	36,8	-0,75	43,6	9,01
Februar	59,5	1,03	69,9	13,93
März	104,9	5,54	118,6	22,43
April	140,7	9,63	149,2	29,88
Mai	169,2	13,73	174,5	34,95
Juni	179,2	16,8	181,5	35,72
Juli	190,8	19,59	195,0	38,02
August	161,5	18,32	170,1	33,21
September	118,0	14,96	130,7	24,20
Oktober	79,0	10,03	91,4	17,11
November	44,4	3,59	52,2	10,60
Dezember	29,5	0,35	34,2	6,93
Jahr	1314,3	9,45	1410,8	275,98

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung
 T Amp Umgebungstemperatur
 Globaleinsstrahlung auf Kollektorfläche
 GlobInc che
 EArrMPP Theor. PV-Feld Energie im MPP

Abbildung 45: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von JAP6 260W

Um einen veranschaulichen Vergleich zu erhalten, wie viel Energie künftig mehr produziert werden kann, dient die Grafik 1. Es ist ersichtlich, dass ab dem Herbst 2015 rund 5.5-mal mehr Produziert werden kann. Dies liegt einerseits natürlich an der Vervielfachung der Panels und andererseits auch daran, dass die neuen Module alle 260 Watt bzw. 265 Watt produzieren können.



Grafik 1: Vergleich der produzierten Energie zwischen der Vordimensionierung Herbst 2015 und dem Sommer 2015

6.2 Wirkungsgrad des Wechselrichters

6.2.1 Einleitung

Der Wirkungsgrad des CSM Wechselrichters Horta soll mittels der Leistung an der Wechselspannungsseite des Inverters und der Leistung des DC-Buses bestimmt werden können. Das Resultat dieser beiden Werte wird anschliessend direkt im Registerblatt „Fachmann“ im Wechselrichter angezeigt. Um genauere Informationen über den CSM Wechselrichter zu erhalten, kann die Masterarbeit von Herr Rodolfo Horta betrachtet werden. [11]

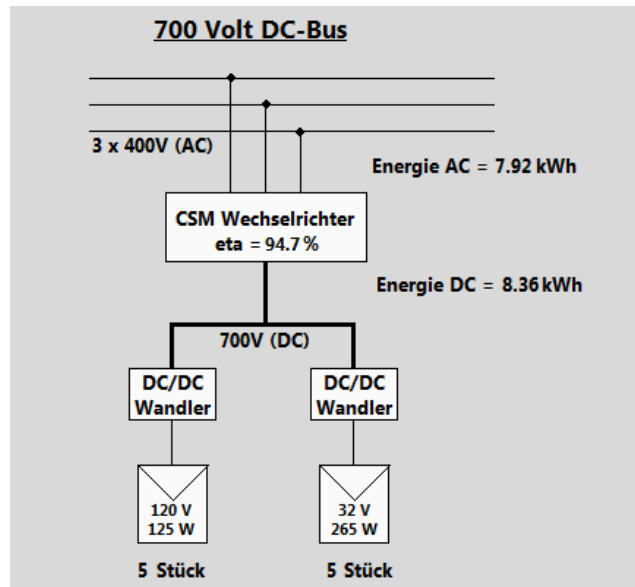


Abbildung 46: Schema des 700V DC-Bus im Register Fachmann mit angezeigtem η Wert.

Das Verhältnis dieser beiden Leistungen wird, wie in der Gleichung 6.2.1 aufgezeigt, berechnet und ergibt den Wirkungsgrad η .

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} 100 [\%] \quad \{Gl. 6.2.1\}$$

6.2.2 Auftretende Probleme

Bei den ersten Berechnungsversuchen ergab das Resultat von η jeweils einen Wert von über 100% Prozent. Dieses Ergebnis konnte nicht der Realität entsprechen, da die Ausgangsleistung unmöglich grösser sein kann als die Eingangsleistung des Wechselrichters. Um die Fehlerursache zu eruieren, mussten die beiden Leistungen genauer untersucht werden.

Die Leistung auf der Gleichspannungsseite wird aus der Summe der Leistungen der einzelnen Panels gebildet. Die Leistung eines einzelnen Panels wird durch eine Multiplikation des Stroms und der Spannung berechnet, welche sich in der MySQL Datenbank „vlenrgcenter“ unter „dcsave700 -> data“ befinden. Um die Leistung auf der AC-Seite zu bestimmen, wird jeweils die Leistung jeder Phase bestimmt und anschliessend alle drei Ergebnisse addiert. Die Arbeit jeder Phase wird mittels Multiplikation des Stroms und der Spannung berechnet. Diese Grössen werden wiederum aus der Datenbank „vlenrgcenter“ doch diesmal unter „dcsave700 -> inverter“ entnommen. Bei genauerem Betrachten dieser Zahlen fällt auf, dass die Daten für die Ströme bereits bei minimaler Sonneneinstrahlung sehr grosse Werte aufweisen, welche nicht der Wirklichkeit entsprechen können.

Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass die Stromsonden keine exakten Messungen durchführen, sondern ein permanentes Offset aufweisen.

id	timestamp	i_r_rms	i_s_rms	i_t_rms
1281152	2015-06-11 06:08:47	0.811279	0.788452	0.807129
1281153	2015-06-11 06:08:49	0.810669	0.778687	0.805176
1281154	2015-06-11 06:08:51	0.808472	0.776367	0.800903
1281155	2015-06-11 06:08:53	0.807861	0.777954	0.802124
1281156	2015-06-11 06:08:55	0.807617	0.776489	0.800659
1281157	2015-06-11 06:08:57	0.811279	0.775635	0.801392

Abbildung 47: Ausschnitt von den Messdaten der "dcsave700" Datenbank vom 18. Juni 2015 mit zu hohen Stromwerten

Leider kommuniziert die Datenbank erst mit dem Wechselrichter, wenn eine gewisse minimale Leistung vorhanden ist. Somit ist es nicht möglich, die Werte in der Nacht zu analysieren und das Offset bei kompletter Finsternis zu betrachten und dieses anschliessend abzuziehen. Aus diesem Grund ist es notwendig, mittels zusätzlichen Messgeräten, die Spannungs- und Stromwerte aufzunehmen, um anschliessend das korrekte Offset der eingebauten Stromsonden zu bestimmen.

6.2.3 Messwerte erfassen mittels Messgerät von Fluke 435

Informationen zum Messgerät:

Hersteller: Fluke **Serial Nummer:** 22713119
Typ: 435 Series II **Bezeichnung:** „Power Quality and Energy analyzer“

Um die effektiven Werte des Stromes zu bestimmen, wurde das Messgerät von Fluke 435 Series II an den Ausgang des Wechselrichters geschaltet. Mittels eines programmierbaren Zeitrahmens wurde das Fluke so eingestellt, dass die Messung am 18. Juni 2015 um 00:00 startet und am 18. Juni 2015 um 23:59 endet. Die gemessenen Werte konnten anschliessend über die dazugehörige Software „Power Log“ auf dem PC ausgelesen und in ein Excel-File transformiert werden.

Die Auswertung dieser Werte ergab jedoch wiederum dasselbe Problem wie bereits mit den Daten, welche in der Datenbank geschrieben sind. Auch das Fluke Messgerät zeichnete am Morgen um ca. 06:10 Uhr bereits sehr grosse Ströme in den drei Phasen auf.

Date	Heure	Courant L1 Moy	Courant L2 Moy	Courant L3 Moy
18.06.2015	06:10:54.000	0.9	0.5	0.7
18.06.2015	06:10:55.000	1.2	0.8	0.9
18.06.2015	06:10:56.000	1	1	0.6
18.06.2015	06:10:57.000	1	0.6	0.7
18.06.2015	06:10:58.000	0.9	0.6	0.7
18.06.2015	06:10:59.000	0.9	0.5	0.6

Abbildung 48: Ausschnitt aus den Messdaten des Fluke 435 Series II vom 18. Juni 2015 mit zu hohen Stromwerten

Jedoch besteht bei den Daten vom Fluke Messgerät die Möglichkeit, auch jene Werte zu betrachten, welche in der Nacht aufgezeichnet wurden. Somit ist es möglich festzustellen um was für ein Offset es sich bei den Stromsonden des Messgeräts handelt.

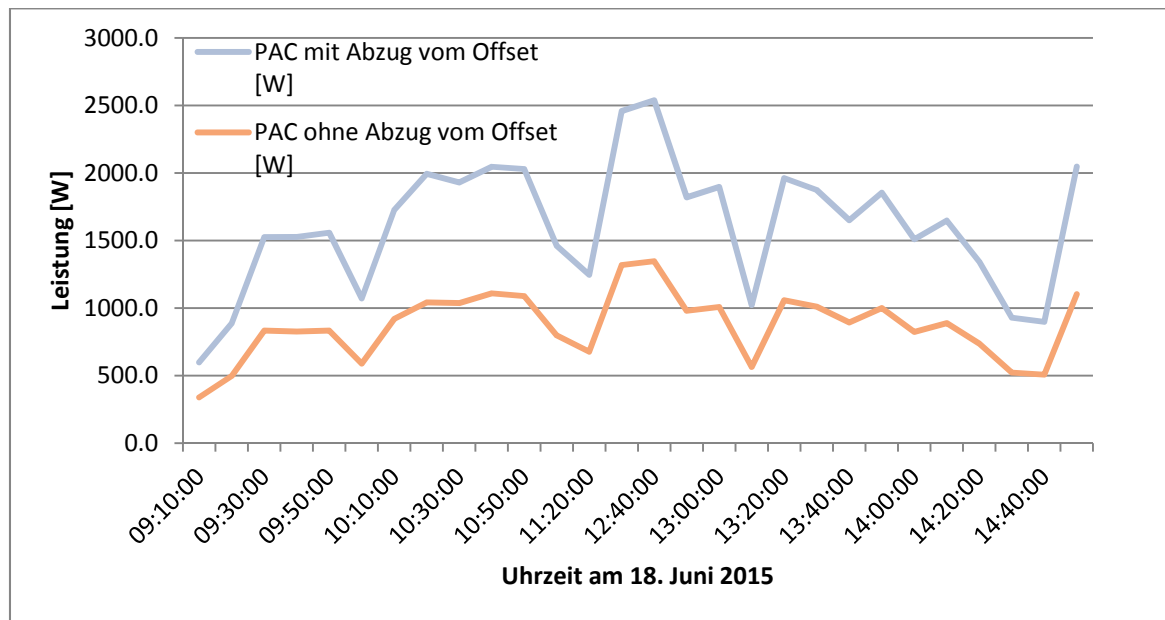
Die Werte in der Nacht sind jedoch nicht konstant. Der Zeitraum für die Analyse der Messungen wird so gewählt, dass mit Sicherheit absolute Dunkelheit garantiert wird. Der Zeitpunkt des Sonnenaufgangs lag am 18. Juni 2015 in Sion bei 05:38 Uhr. Aus diesem Grund wurden Zeitrahmen für die Analyse zwischen Mitternacht und 04:00 Uhr bestimmt. Die Messungen der Stromsonde für die Phase L1 zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr reichen von einem minimalen Wert von 0.2 A bis zu einem maximalen Wert von 1.1 A, wobei es sich bei diesen Werten bereits um Mittelwerte innerhalb einer Sekunde handelt. Diese Zahlen zeigen auf, dass auch die Stromsonden der Fluke Messgeräte starke Abweichungen vom effektiven Stromwert aufweisen. Jedoch ist es möglich, einen Mittelwert aller Werte für den definierten Zeitrahmen zu bilden. Somit kann ein gemitteltes Offset für alle drei Amperemeter bestimmt werden. Der Mittelwert über diese Zeitspanne bildet sich insgesamt aus 14400 Einträgen und ergibt für die drei Phasen folgende Werte.

L1 Mittelwert [A]	L2 Mittelwert [A]	L3 Mittelwert [A]
0.315	0.376	0.348

Tabelle 4: Mittelwert der Daten des Fluke 435 Series II vom 18. Juni 2015 zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr

Diese Werte entsprechen nun dem Mittelwert des Offsets der Stromsonden. Wenn diese Offsets für die Strommessungen über den ganzen Tag abgezogen werden, ergibt sich für die AC Leistung ein ganz neuer Graph.

Für den Graph wurde die Zeit von 09:00 Uhr bis 15:00 Uhr dargestellt, da während diesem Zeitraum am meisten Leistung produziert wird. Die Leistungen sind für jeden Zeitpunkt auf die letzten 10 Minuten gemittelt. Dies hat den Vorteil, dass die Grafik deutlich übersichtlicher wird und nicht mehrere 10'000 Werte im Graphen angezeigt werden. Die exakten Leistungen zu den jeweiligen Zeitpunkten befinden sich im Anhang 2.



Grafik 2: Darstellung der Leistung vom 18. Juni 2015 von 09:00 Uhr bis 15:00 Uhr, einmal mit Abzug des Stromoffsets, einmal ohne Abzug des Stromoffsets

Im Graphen ersichtlich ist, wie durch das Stromoffset eine deutliche Verfälschung der Leistung entsteht. Anhand dieser neuen Zahlen ergibt sich ein maximaler absoluter Fehler für diesen Zeitraum von 158.0 Watt um 14:50 Uhr. Der maximale relative Fehler beträgt 29,54 % um 14:40 Uhr.

Mittels dieser neuen Leistungskurve ist es nun möglich, die Leistungsdaten der Datenbank durch ein geeignetes Offsets zu korrigieren und so den Messfehler der eingebauten Stromsonden aufzuheben. Jedoch sind die Schwankungen der Messsonde während der Nacht so extrem, dass diese Optimierung wohl auch nicht ganz den realen Werten entsprechen würde.

6.2.4 Messwerte erfassen mittels Messgerät von PEL 103

Informationen zum Messgerät:

Hersteller: Chauvin Arnoux AG **Serial Nummer:** 154390
Typ: PEL 103 **Bezeichnung:** „Power& Enery Logger“

Um das Offset so gut wie möglich zu kompensieren, braucht es ein Messgerät, mit welchem der Strom sehr genau gemessen werden kann. Bei einem Messgerät mit einer sehr kleinen Messabweichung kann sehr präzise bestimmt werden, wie gross die Abweichungen der Werte in der Datenbank „dcsave700“ zu den effektiven Grössen sind und können dementsprechend korrigiert werden.

Aus diesem Grund wurde das Messgerät PEL 103 der Firma Chauvin Arnoux AG verwendet. Das Messgerät wurde an den Ausgang des CSM Wechselrichters geschaltet und so programmiert, dass die Messung am 20. Juni 2015 um 00:00 Uhr startet und am 21. Juni 2015 um 23:59 Uhr endet. Nachdem die Daten aufgenommen wurden, konnten diese mittels der Software „PEL“, welche von der Herstellerfirma mitgeliefert wurde, auf den Computer transferiert werden.

Die gemessenen Daten wurden wiederum um ca. 06:00 Uhr betrachtet, damit ein Vergleich mit den Daten aus der Datenbank und den Messwerten aus dem Fluke möglich ist. Zwar handelt es sich diesmal um den 20. Juni 2015 und nicht mehr um den 18. Juni 2015, jedoch hat dies keinen grossen Einfluss auf die erste Untersuchung in den frühen Morgenstunden. Das Messgerät PEL 103 wurde so eingestellt, dass es nur den Mittelwert der Strommessungen, welche während einer Minute aufgenommen wurden, angibt. Dies erspart die Arbeit im Excel und hat keinen Einfluss auf den Vergleich mit den übrigen Messmethoden. Wie in der Abbildung 49 ersichtlich, liegt nun der Strom der drei Phasen deutlich tiefer, als jener bei den vorangegangenen Messvarianten. Es wird beinahe kein Strom gemessen.

Datum	Uhrzeit	I1 A	I2 A	I3 A
20.06.2015	05:59:00	0	0.0201	0
20.06.2015	06:00:00	0	0.0151	0
20.06.2015	06:01:00	0	0.0163	0
20.06.2015	06:02:00	0	0.0078	0
20.06.2015	06:03:00	0	0.015	0

Abbildung 49: Ausschnitt aus den Messdaten des PEL 103 vom 20. Juni 2015 mit fast keinem gemessenen Strom

Um den Unterschied noch deutlicher aufzuzeigen, wurden am 24. Juni 2015 von 01:00 Uhr bis 02:00 Uhr sowohl das Fluke 435, als auch das PEL 103 an den Ausgang des Wechselrichters ge

schaltet. Beide Messgeräte wurden so eingestellt, dass für jede volle Minute ein Wert generiert wird, welcher sich aus den Mittelwerten der vergangenen Minuten bildet. Da der Stromfluss in der Nacht bei null liegen sollte, ist anhand dieser beiden Messdaten sehr gut ersichtlich, dass das Messgerät von PEL die deutlich besseren Stromsonden aufweist und damit für die Kompensierung des Stromoffsets geeigneter ist..

Zeit [hh:mm:ss]	I1 PEL 103 [A]	I2 PEL 103 [A]	I3 PEL 103 [A]	I1 Fluke 435 [A]	I2 Fluke 435 [A]	I3 Fluke 435 [A]
01:05:00	0.00	0.01	0.00	1.70	1.95	2.00
01:10:00	0.00	0.00	0.00	1.64	1.90	1.90
01:15:00	0.00	0.01	0.00	1.58	1.92	1.80
01:20:00	0.00	0.01	0.00	1.70	2.08	1.90
01:25:00	0.00	0.01	0.00	1.70	2.14	1.92
01:30:00	0.00	0.00	0.00	1.70	2.12	1.90
01:35:00	0.00	0.00	0.00	1.70	2.14	1.90
01:40:00	0.00	0.01	0.00	1.60	1.88	1.80
01:45:00	0.00	0.01	0.00	1.60	1.80	1.80
01:50:00	0.00	0.01	0.00	1.52	1.82	1.80
01:55:00	0.00	0.00	0.00	1.50	1.80	1.80
02:00:00	0.00	0.00	0.00	1.50	1.80	1.80

Tabelle 5: Vergleich Messdaten vom Fluke 435 und dem PEL 103 am 22. Juni 2015 von 01:00 Uhr bis 02:00 Uhr

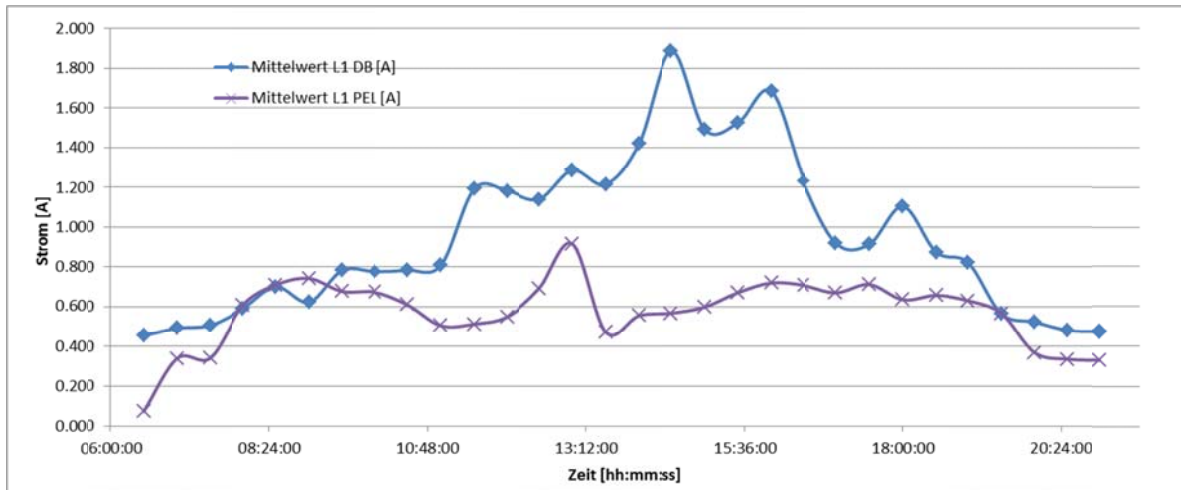
Die Mittelwerte des gemessenen Stromes des PEL 103 Messgerätes weisen in der Nacht vom 20. Juni 2015 zwischen 00:00 Uhr bis 04:00 Uhr sehr niedrige Werte auf und sind in der nachfolgenden Tabelle 6 ersichtlich. Da das Messgerät bereits gemittelte Werte liefert, erstrecken sich die folgenden Mittelwerte nur über jeweils 240 Werte. Einzig die Stromsonde der 2. Phase weist ein Offset von 20 mA auf. Dieser Wert muss anschliessend für die Optimierung berücksichtigt werden.

L1 Mittelwert [A]	L2 Mittelwert [A]	L3 Mittelwert [A]
0.00	0.02	0.00

Tabelle 6: Mittelwert der Daten des PEL 103 Messgeräts vom 20. Juni 2015 zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr

Durch diese ermittelten Werte lässt sich die Abweichung der gemessenen Ströme der Datenbank und jene des PEL 103 Messgeräts in der Grafik 3 vergleichen. Bei den Dargestellten Werten han

delt es sich jeweils um jene der ersten Phase. Die Untersuchung der Grössen beginnt um 06:30 Uhr, da zu diesem Zeitpunkt die ersten Daten vom 20. Juni 2015 in die Datenbank geschrieben wurden und endet um 21:00 Uhr mit den letzten Werten in der Datenbank von diesem Tag. Für den Vergleich der Grössen wurde jeweils der Mittelwert der vergangenen halben Stunde gebildet, somit können die Stromwerte jede halbe Stunde verglichen werden und einzelne Spitzenwerte der Ströme werden dadurch kompensiert.



Grafik 3: Vergleich vom 20. Juni 2015 zwischen den Werten vom PEL 103 und der Datenbank.

Leider kann anhand der Messdaten kein fixes Offset für die Stromsonden definiert werden. Der Grund liegt darin, wie in der Tabelle 7 ersichtlich, dass der maximale und der minimale absolute Fehler für jede Phase sehr weit auseinander liegen. Dasselbe gilt für den relativen Fehler. Es kann also kein fixer Prozentsatz vom gemessenen Wert abgezogen werden. Die gesamte Tabelle mit allen absoluten und relativen Fehlern aller drei Phasen befindet sich im Anhang 3. Der Grund für die unregelmässigen Abweichungen liegt in der Messgenauigkeit bzw. in den Toleranzen der jeweiligen Stromsonden.

	max. absoluter Fehler	min. absoluter Fehler	max. relativer Fehler	min. relativer Fehler
	[A]	[A]	[%]	[%]
Phase L1	1.319	0.002	83.915	0.381
Phase L2	0.556	0.109	82.808	21.639
Phase L3	0.291	0.004	73.619	0.834

Tabelle 7: Min/Max absoluter und relativer Fehler zwischen den Stromgrössen der Datenbank „dcsave700“ und dem Pel 103 vom 20. Juni 2015 zwischen 06:30 und 21:00

6.2.5 Grafische Analyse des Fehlers

Da mittels der Messdaten der durchgeführten Messungen kein richtiges Offset definiert werden kann, bleibt als letztmögliche Lösung die Korrektur mittels Lesen des Graphen. Für diese Untersuchung kann der Graph, welcher sich im Register Fachmann befindet, für die Leistungsanzeige benutzt werden. Auf der Abbildung 50 ist sehr gut ersichtlich, dass bereits am Morgen vom 22. Juni 2015 um 06:30 Uhr ein sehr hoher Stromwert vorhanden war. Da zu diesem Zeitpunkt die Grösse des Stromes noch beinahe null sein müsste, kann diese Differenz als Offset definiert werden.

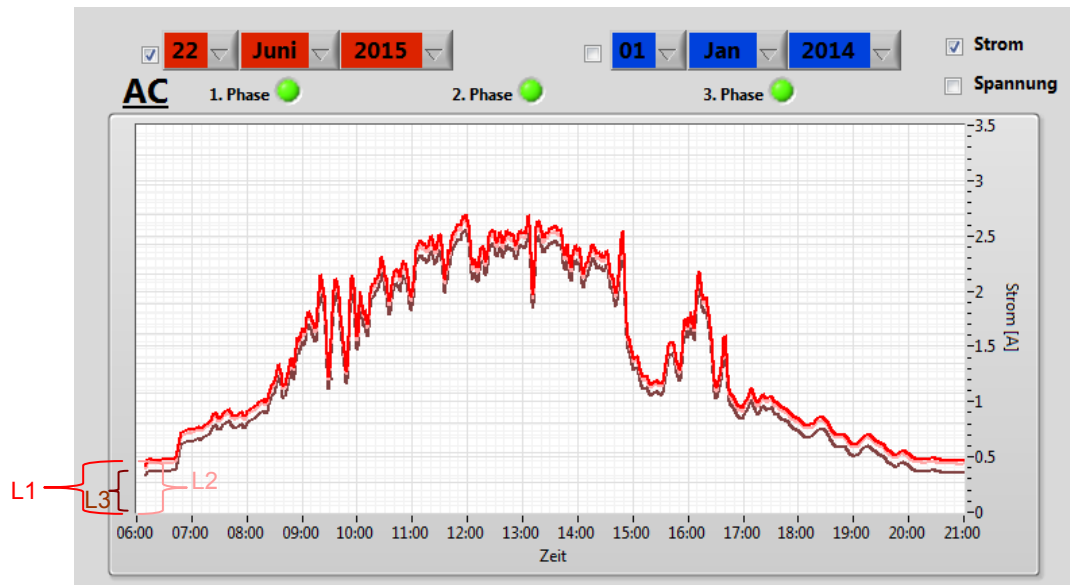


Abbildung 50: Grafische Bestimmung des Offsets anhand der Messwerte vom 22. Juni 2015 um 06:30 Uhr für alle 3 Phasen

Aus der Ansicht für den 22. Juni 2015 kann abgelesen werden, dass die Offsets der einzelnen Phasen unterschiedlich sind und ungefähr wie folgt lauten:

Phase L1 = 0.46 Ampere Phase L1 = 0.45 Ampere Phase L1 = 0.34 Ampere

Um den direkten Vergleich zwischen mit und ohne abziehen des Offsets zu verdeutlichen, ist die Abbildung 51 von Nutzen. Es ist sehr gut erkennbar, dass nun die Werte der Ströme über den gesamten Tag gesehen deutlich tiefer liegen und somit auch die Ausgangsleistung am CSM Wechselrichter entsprechend tiefer liegt. Mittels der neuen Offset Werte ergibt sich ein η zwischen 94% und 96%. Dieser Wert entspricht ca. jenem welcher auch von Herrn Rodolfo Horta für den Inverter definiert wurde.

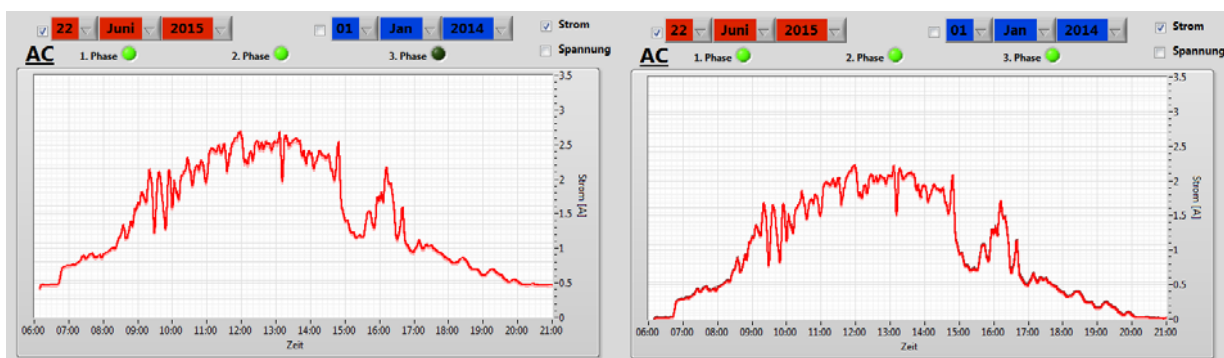


Abbildung 51: Vergleich der Ströme ohne Abzug des Offsets und mit Abzug des Offsets. Beide Graphen sind jeweils vom 22. Juni 2015

6.2.6 Schlussfolgerung

Die Messungen mit dem Fluke 435 und jenem von PEL 103 konnten keinen Wert liefern, um das Offset zu kompensieren.

Beim Fluke-Messgerät war das Problem, dass die Stromsonden bereits während der Nacht Grössen von bis zu einem Ampere gemessen haben. Da die Photovoltaikzellen in der Nacht nicht beleuchtet werden konnten, stimmen diese Werte nicht. Durch den Vergleich mit den Messwerten

des PEL-Messgeräts wurde diese Tatsache untermauert und bestätigt. Daher eignete sich das Fluke nicht für sehr präzise Messungen bei kleinen Strömen.

Beim Messgerät von PEL waren die Messabweichungen in der Nacht nicht vorhanden: Bei der Bestrahlung auf die Panels wurde auch kein Strom gemessen. Jedoch stellte sich beim Vergleich der Werte mit der Datenbank während eines Tages heraus, dass es nicht möglich ist, ein permanentes Offset mittels LabVIEW zu korrigieren. Da beim PEL 103 Messgerät die Spannweite zwischen dem maximalen und dem minimalen Fehler bis zu 83,6% betrug.

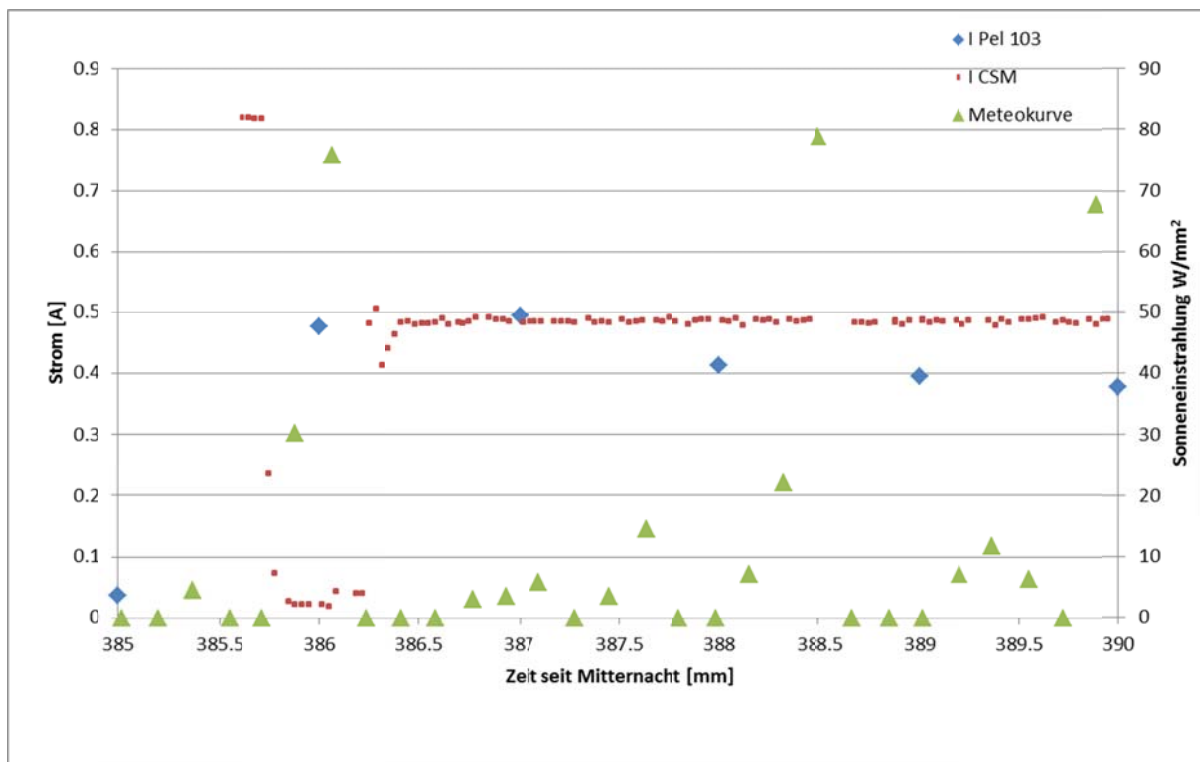
Auf Grund dieser Tatsache gibt es aktuell keine andere Lösung als ein ungefähres Offset anhand der Grafik zu bestimmen. Die Werte für das Offset der einzelnen Phasen lauten: L1= 0.46 A, L2 = -0.45 A und L3= 0.34 A. Deswegen ist auch der Wirkungsgrad des Wechselrichters mit Vorsicht zu geniessen. Um exaktere Werte für η zu erhalten, ist es notwendig, dass neuere und präzisere Messsonden zur Verfügung stehen.

6.3 Genauigkeit der AC Stromwerte

Wie im Kapitel „6.3 Wirkungsgrad des Wechselrichters“ beschrieben, gibt es ein Problem mit der AC-Strommessung, nachdem man nun für das Interface einen Offsetwert gefunden hat, ist das Ziel nun, den effektiven Fehler zu finden und diesen zu beheben.

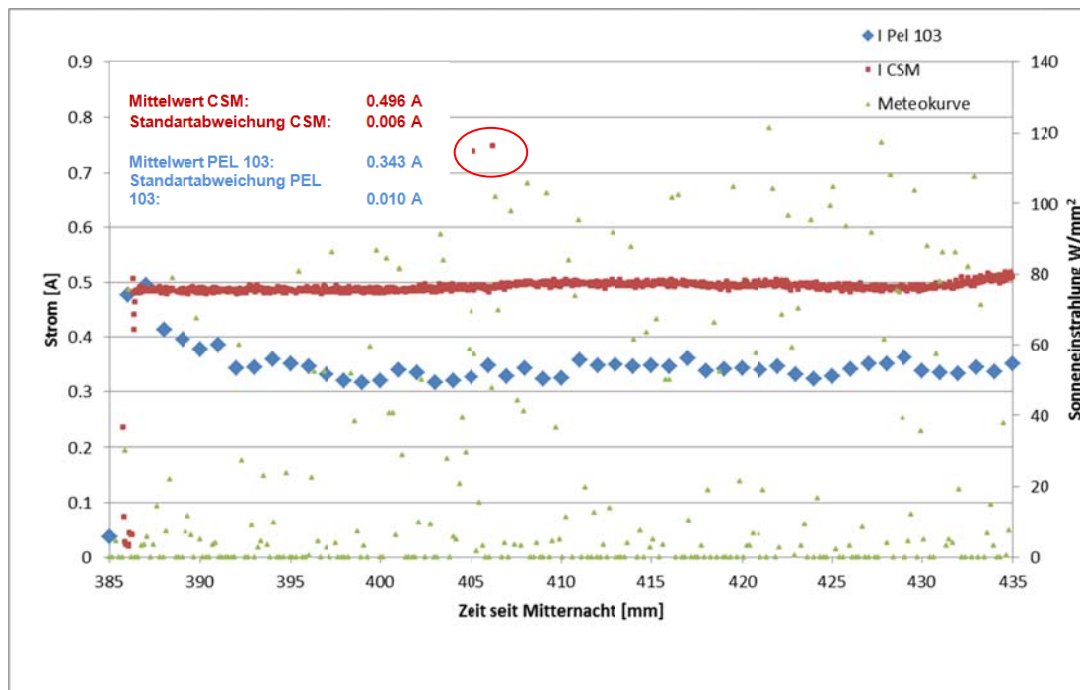
6.3.1 Betrachtung der AC-Ströme am Morgen

Um die Werte besser analysieren zu können, wird für den Zeitbereich der Stromdarstellung ein Wert von 5 Minuten gewählt. In der Grafik 4 ist die Zeit von 06:25 bis 06:30 dargestellt, dies ist am 20. Juni 2015 exakt der Zeitpunkt, wo die Kommunikation zwischen der Datenbank und dem CSM Wechselrichter beginnt. Zusätzlich ist die Sonneneinstrahlung aus der Meteostation dargestellt.



Grafik 4: Vergleich der Strommessungen des Wechselrichters, des PEL 103 Messgerät und den Daten der Meteostation am 20. Juni 2015 von 06:25 Uhr bis 06:30 Uhr

In einer zweiten Grafik wird der Zeitraum von 06:25 Uhr bis 07:15 Uhr dargestellt, in diesem Graphen sind wiederum die Stromwerte des PEL 103 und der Datenbank für den Inverter dargestellt. Mit Hilfe dieser Grafik kann der Mittelwert und die Standardabweichung für einen gewissen Zeitraum analysiert werden.



Grafik 5: Vergleich der Strommessungen des Wechselrichters, des PEL 103 Messgerät und den Daten der Meteostation am 20. Juni 2015 von 06:25 Uhr bis 07:15 Uhr

6.3.2 Analyse der Messungen

Beim Betrachten der Grafik 4 gibt es einige Punkte welche auffallend sind. Eine Unregelmässigkeit betrifft die ersten Strommessungen des Wechselrichters. Diese weisen, während den ersten 8 Sekunden des Einschaltens, Werte von über 0,8 Amper auf und fallen anschliessend innert 4 Sekunden wieder auf null. Anschliessend steigen sie auf ca. 0,5 Amper und verbleiben für den Rest der Messung am diesem Wert. Ein weiterer Punkt welcher auffällt ist, dass die Strommessung nach dem Einschalten der Kommunikation rasch auf rund 0,5 Amper ansteigt, jedoch für die anschliessenden 5 Minuten permanent leicht sinkt. Beim Wert 388,5 Minuten, was in etwa der Zeit von 06:28:30 entspricht, bleiben für eine gewisse Zeit lang die Strommessungen aus, ein ersichtlicher Grund für diesen Ausfall ist in der Grafik nicht erkennbar. Anhand der Meteokurve ist erkennbar, dass erste Sonnenstrahlen das Dach der Fachhochschule erreichen.

Bei der Grafik 5 fällt auf, dass die Stromwerte des Wechselrichters bedeutend weniger schwingen als jene des PEL 103 Messgeräts. Für die Betrachtung der Standardabweichung wurde der Zeitraum von 410 bis 435 gewählt. Der Grund liegt darin, dass im Vergleich zu vorherigen Zeitpunkten, während diesem Zeitraum die AC-Stromsonde keine abweichenden Peaks misst, welche das Resultat verfälschen würden. Die Standardabweichung des PEL 103 Messgeräts beträgt 10 mA zum Mittelwert von 0,343 A. Beim CSM beträgt dieser 6 mA bei einem Mittelwert von 0,496 A. Die unkonstanten Werte bei der Meteokurve weisen darauf hin, dass es sich zu diesem Zeitraum um die Dämmerung handelt.

6.3.3 Auswertung der Messungen

Leider blieb für eine komplette Auswertung der AC-Ströme nicht genügend Zeit während der Bachelorarbeit. Um eine qualitative Auswertung durchzuführen, müssten noch einige zusätzliche Messungen getätigt werden. So wäre es zum Beispiel sinnvoll an unterschiedlichen Tagen das Einschalten des Wechselrichters zu beobachten. Für eine aussagekräftige Analyse würden sich zudem Messungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten, wie am Mittag oder Abend anbieten. Mittels dieser Messdaten könnte man sich nun mit Herrn Rodolfo Horta zusammensetzen und versuchen mögliche Ursachen zu finden.

Zumindest kann mittels dieser Grafik gesagt werden, dass die Kommunikation zwischen dem Wechselrichter und der Datenbank richtig funktioniert. Sobald der mittels PEL 103 gemessene Strom ansteigt, beginnen auch die Messungen der Wechselrichter Stromsonden. Dies bedeutet, dass die DC/DC Wandler den Stromfluss korrekt detektieren und dadurch die Verbindung aufbauen. Die Meteokurve liefert bereits erste Werte für die Sonneneinstrahlung, welche aufzeigen dass die Energieproduktion beginnt.

Die Grafik 5 lässt darauf schliessen, dass die Genauigkeit der Messwerte des CSM deutlich besser ist. Die Standardabweichung beträgt für die Stromsonden des Wechselrichters nur 60 mA im Gegensatz zu jenen des PEL's 103 welche 90 mA aufweisen. Dieser Wert ist beim PEL 1,5-mal grösser. Welcher der beiden gemessenen Stromwerte der Richtigkeit entspricht, kann anhand dieser Messresultate nicht gesagt werden.

7 ANALYSE DER ANLAGE

7.1 Schatten auf den Panels

Bei der genaueren Betrachtung der Leistungskurven der einzelnen Panels fällt auf, dass einige Module zu einem früheren Zeitpunkt eine höhere Leistung erzielen. In der Abbildung 52 ist dies sehr gut ersichtlich. Das Panel 4 erreicht am 9. Juni 2015 bereits um ca. 08:15 Uhr eine Leistung, welche grösser als 130 Watt ist. Die Panels 1,2 und 7 hingegen weisen zu diesem Zeitpunkt eine Leistung von rund 30 Watt auf. Je mehr Zeit vergeht, desto mehr Panels erreichen Leistungen von über 130 Watt. Um 09:00 Uhr liefert schliesslich auch das Panel 7 als letztes die gewünschte Leistung.

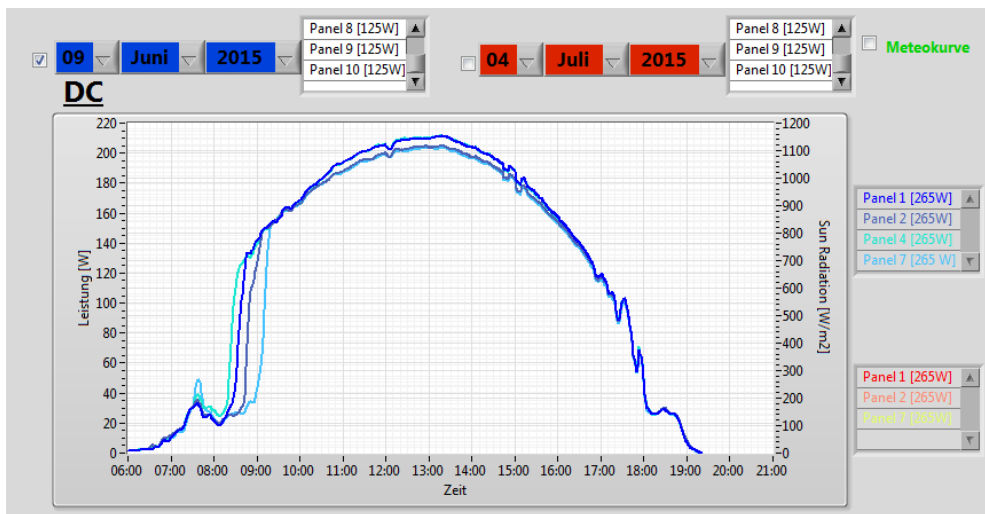


Abbildung 52: Einfluss der Bäume auf die Leistung der PV-Anlage am 9. Juni 2015

Der Grund dieser Unregelmässigkeit ist in der Abbildung 53 ersichtlich. Während den Morgenstunden fällt ein grosser Schatten auf die Panels und verhindert somit die Produktion der gewünschten Leistung. Auf dem Foto, welches am 9. Juni 2015 um 08:05 Uhr gemacht wurde, ist zudem erkennbar, dass nicht alle Panels gleich vom Schatten befallen sind. Von Minute zu Minute wandert dieser nun ein Stück weiter nach rechts und befällt somit immer weniger Panels. Bis um ca. 09:00 Uhr kein Schatten mehr auf den Panels vorhanden ist. Dieser Zeitpunkt ist natürlich abhängig von den aktuellen Sonneneinstrahlungswinkeln des entsprechenden Tages.



Abbildung 53: Foto der Panels vom 9. Juni 2015 um 08:05 Uhr

Auf der Abbildung 54 ist die Ursache des Schattens ersichtlich. Um 08:05 Uhr des 9. Juni befindet sich die Sonne direkt hinter einem Baum. Anschliessend zieht sie, vom Fotografen aus gesehen, immer weiter nach rechts und der Schatten verschiebt sich somit auf die Panels. Für den zusätzlichen Anbau von Panels an die Solaranlage wird dieser Baum wohl keinen Einfluss haben, da die neuen Panels weiter westlich platziert werden. Jedoch gibt es dort einen weiteren Baum, welcher dieselben Auswirkungen auf die neuen Panels haben wird.



Abbildung 54: Ansicht der versteckten Sonne hinter einem Baum vom 9. Juni 2015 um 08:05 Uhr

Die effektive Energie, welche durch diesen Baum verloren geht, ist in der Abbildung 55 grün eingezeichnet. Die Berechnung der Energie würde sich mittels der Differenz des Integrals der Soll-Kurve und des Integrals der Ist-Kurve berechnen lassen. Da jedoch die effektive Kurve äusserst schwer zu beschreiben ist, wird für die Verlustrechnung ein ungefährender Wert angenommen.

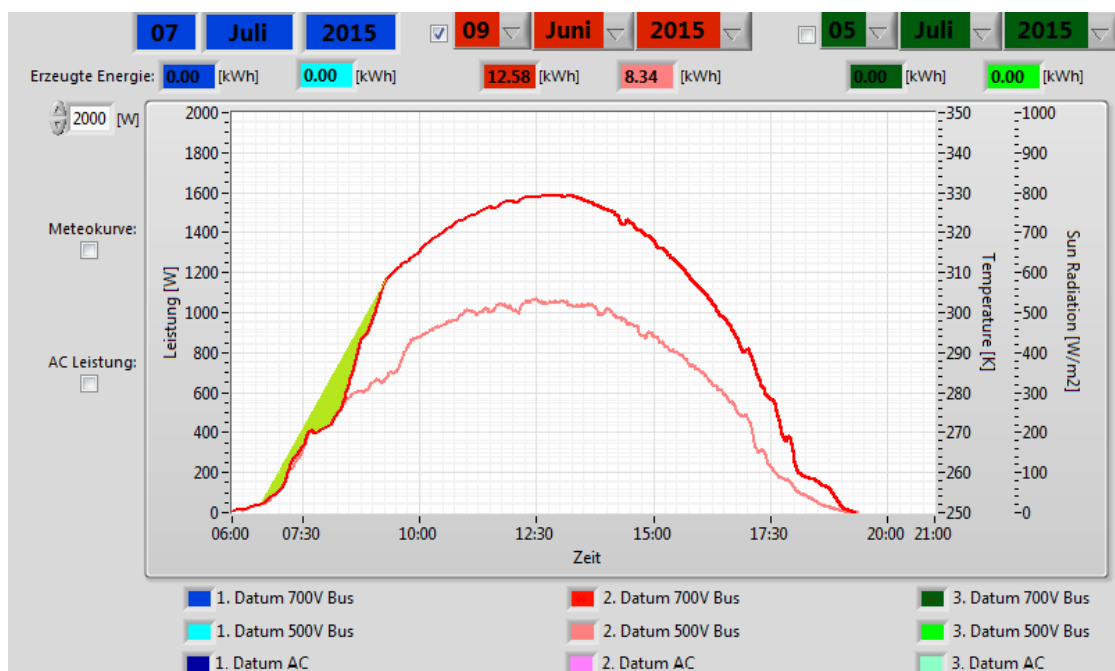


Abbildung 55: Die grüne Fläche stellt die durch den Baum verlorene Energie vom 9. Juni 2015 dar

Diese grüne Fläche entspricht geschätzt 1/35 der gesamten Energie des Tages. Dies bedeutet, dass die verlorene Energie für den 9. Juni 2015 rund 0.35 Watt beträgt. Wenn pro Jahr von ca. 300 Sonnentagen ausgegangen wird, ergibt dies eine gesamte Energie von 107.8 kWh. Dieser Wert muss natürlich mit Vorsicht betrachtet werden, da die Sonne am 9. Juni 2015 sehr intensiv geschienen hat und auch die Auswirkungen des Schattens sich über das ganze Jahr stetig verändert. Doch sie dient zumindest als eine erste Referenz, falls jemand mit dem Gedanken spielt, die Bäume zu Gunsten einer höheren Produktion fällen bzw. kürzen zu lassen.

7.2 Vergleich mit der Meteokurve

Für die Auswertung ob die Panels die theoretischen Werte erreichen, dient die Meteokurve. Leider muss zu diesem Kapitel gesagt werden, dass die eigentlich geplante Arbeit nicht beendet werden konnte. Das Ziel bestand eigentlich darin, anhand des aktuellen Sonneneinstrahlungswinkels bezüglich des Azimut- und des Neigungswinkels, die theoretische Kurve zu erstellen.

Die Berechnung der beiden Winkel zu den entsprechenden Zeitpunkten jedes Tages bringt eine relativ komplizierte Gleichung mit sich. Da jedoch Herrn Gilbert Maître vor einigen Jahren an einem Projekt für die Flugzeugindustrie an etwas ähnlichem arbeitete, war es möglich auf seine Daten zurück zu greifen. Durch ein paar kleine Änderungen konnte das Matlab Skript (Anhang 4) so verifiziert werden, dass es exakt die gewünschten Winkel für jede Stunde des Tages berechnet.

Nach dem Erstellen des csv-Files bestand das Ziel darin, dieses ebenfalls auf die „dcsave700“ Datenbank hochzuladen, damit die Werte jeweils von dort gelesen werden können. Das Problem war jedoch, dass die beiden Datenbankspezialisten Herr Michael Clausen und Herr Thomas Sterren, welche Zugriff auf den Server haben, es nicht mehr rechtzeitig geschafft haben, das File korrekt auf den Server hoch zu laden, bevor sie in die Ferien gingen. Das hochzuladende File befindet sich aktuell unter dem Pfad „R:\Transfer\PV“.

Aus diesem Grund war es nicht möglich, die effektiven Sonneneinstrahlungswinkel in den Meteographen mit einzubeziehen. Damit widerspiegelt die Meteokurve aktuell nur die Sonneneinstrahlung in W/mm^2 , welche von der Meteostation gemessen wird. In der Abbildung 56 ist jedoch ersichtlich, dass bereits diese Information einen sehr guten Hinweis darauf gibt, ob die Panels ordnungsgemäss funktionieren. Es ist z.B. sehr gut ersichtlich, dass beim Graphen vom 2. Juli 2015 um ca. 18:00 Uhr und 18:30 Uhr eine Wolke für die kleine Senkung in der Kurve verantwortlich ist. Da sowohl die Meteostation wie auch die Leistungskurve der einzelnen Panels diese Unregelmäßigkeiten aufweisen.

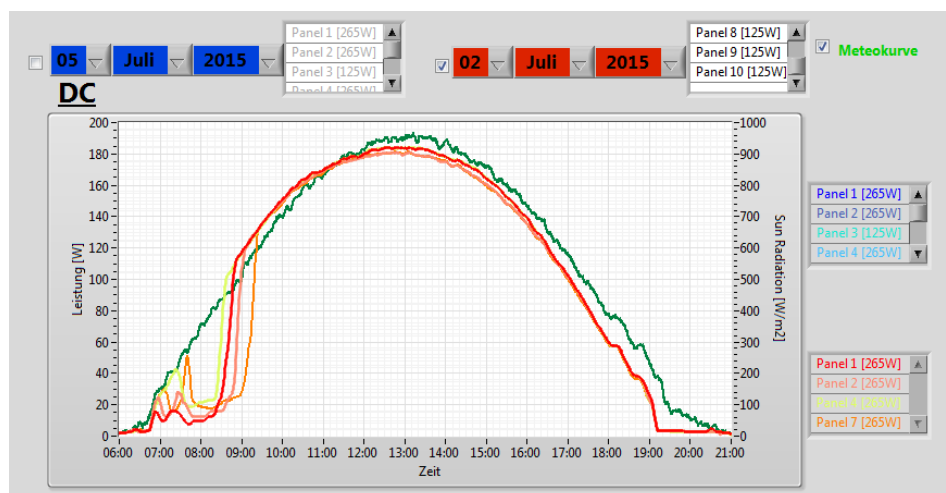


Abbildung 56: Vergleich zwischen Meteokurve und der Leistung der einzelnen Panels am 2. Juli 2015

8 SUMMATION MODUL

Das Ziel für das fertige Interface ist es, ein Übersichtsregister über die gesamte Solaranlage zu erstellen. Auf dieser Ansicht sollen die Teilanlage des DC-Buses, sowie der Teil des Solarmax visualisiert sein. Es werden wiederum ein Tages-, Monats- und Jahresgraph dargestellt. In den entsprechenden Graphen erscheinen jeweils die Leistungen und Energien der einzelnen Systeme, sowie ein Graph welcher die beiden Systeme addiert.

Für den Bereich der Solarmax Anlage ist der Student Kevin Wyer von der Fachhochschule in Siders verantwortlich. Sein Ziel ist es, die Daten der Solarmaxdatenbank auszulesen und anzuzeigen. [9] Zu Beginn der Diplomarbeiten wurde definiert, dass Kevin für das Summationmodul verantwortlich ist. Der Grund liegt darin, dass er 3 Wochen länger Zeit für seine Arbeit hat und er einige Arbeitspunkte wie z.B. das PVsyst, Jahreskurve, Wechselspannungsgraph und das Auslesen der MeteoDaten direkt von mir übernehmen kann. Jedoch ist es auch ein wichtiger Teil meiner Arbeit, dass die Addition aller drei Graphen reibungslos funktioniert. Das Ziel war es, dass Herr Wyer nach dem Abschluss meiner Arbeit nur noch das Zusammenfügen und grafische Verschönern der gemeinsamen Schnittstelle vollzieht. Aus diesem Grund war es wichtig, dass bei meinem Abgabetermin die Graphen für das Summationmodul bereits korrekt vorliegen.

Die Arbeit für das Erstellen der Graphen wurde so aufgeteilt, dass Ich das Addieren der Jahreskurve, der Monatskurve sowie ein Teil des Tagesgraphen übernehme. Beim Tagesgraphen wurde die Arbeit so unterteilt, dass Ich den Teil erstelle, welcher jeden Abend die csv-Files des aktuellen Tages generiert. Das Ziel für Herrn Wyer war es, dass die aktuelle Anzeige des Tagesgraphen gezeichnet wird.

8.1 Summationmodul Jahresgraph

Bildschirmdarstellung

Für den Jahresgraphen wurde die Darstellung ohne Simulationsgraphen gehalten. In der Grafik finden sich lediglich die Graphen des Solarmax, des DC-Bus sowie die addierte Energie der beiden wieder. Die in der Abbildung 57 dargestellte Lösung entspricht nicht der finalen Ansicht. Es wird einzig aufgezeigt, dass die Addition der Jahreskurven richtig funktioniert. Zudem wird links neben dem Graphen die zusammengezählte Energie in kWh dargestellt. Für die kosmetischen Feinheiten ist Herr Wyer am Anschluss meiner Arbeit verantwortlich.

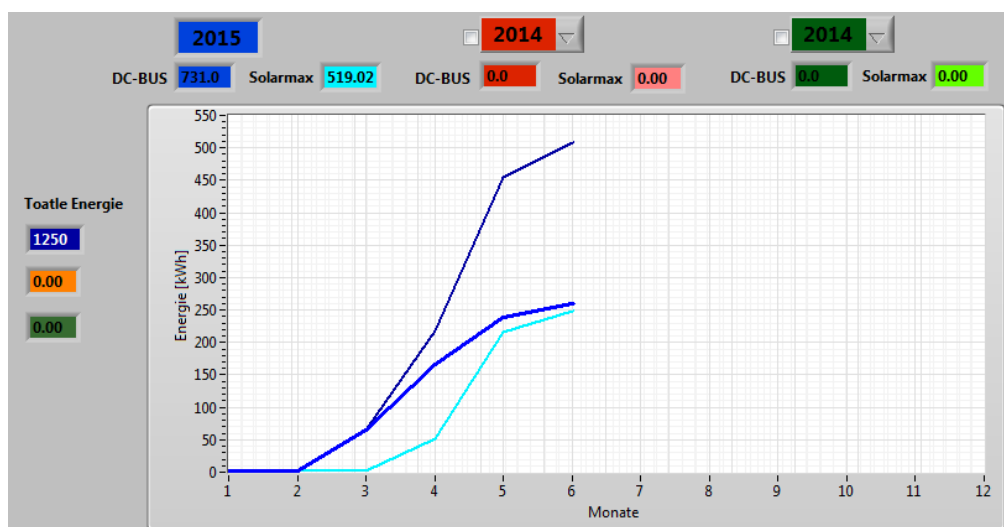


Abbildung 57: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Jahresgraphen

Algorithmus

Der Aufbau für die Addition der beiden Graphen ist relativ simpel. Es werden jeweils die Zeitstempel der csv-Files, des Solarmax und des DC-Bus betrachtet. Die Abspeicherungen des Solarmax und des DC-Bus ist in derselben Art und Weise aufgebaut. Für beide wird jeweils die Energie eines Monats zusammen mit dem entsprechenden Zeitstempel in Form der Nummer des Monats gespeichert. Somit ist es möglich, jeweils von beiden Files die Energien einer Zeile zu addieren und anschliessend als Graph wiederzugeben. Falls eines der beiden csv-Files noch nicht existiert, springt das Programm zurück an den Anfang. Da jedoch beide Files zu Jahresbeginn erstellt werden, trifft dies nur dann ein, wenn ein künftiges Datum gewählt wird. Zum addierten Graphen werden zusätzlich noch die beiden Teilgraphen der unterschiedlichen Systeme angezeigt.

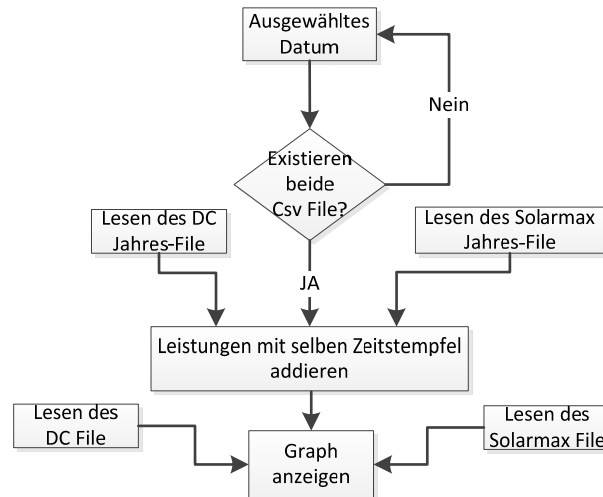


Abbildung 58: Flussdiagramm für den Jahresgraphen des Summationmoduls

8.2 Summationmodul Monatsgraph

Bildschirmdarstellung

Die Monatsanzeige wird in der Abbildung 59 wiedergegeben. Sie ist von der Darstellung her genau gleich wie jene des Jahresgraphen. Auch hier bestand in erster Linie das Ziel aufzuzeigen, dass eine Addition der beiden Graphen möglich und darstellbar ist.

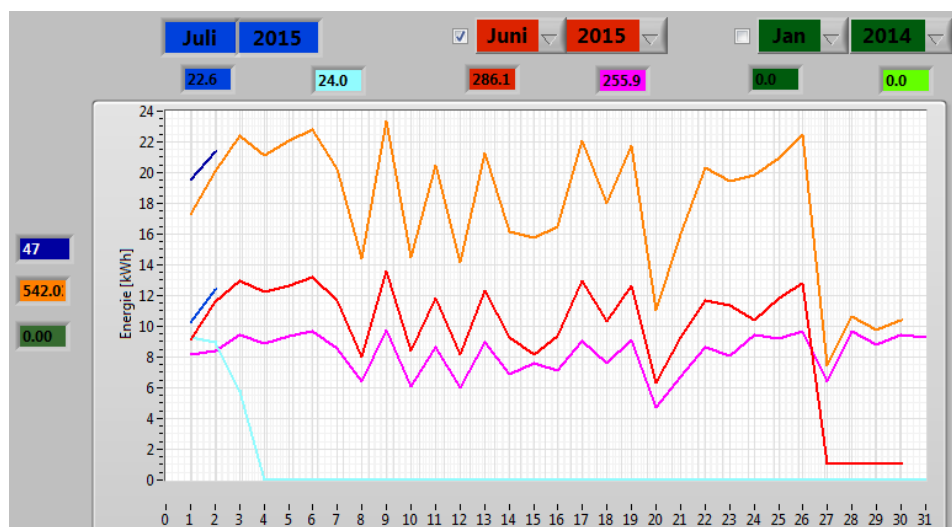


Abbildung 59: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Monatsgraphen

Algorithmus

Der Programmablauf des Monatsgraphen funktioniert sehr ähnlich wie jener des Jahresgraphen. Es erfolgt wiederum eine Addition der Leistungen pro Zeile, falls die beiden csv-Files existieren. Der einzige Unterschied des Programms besteht darin, dass das Solarmax File invertiert werden muss. Der Grund für das Invertieren ist der Aufbau der csv-Files von Herrn Wyer. In der ersten Zeile seiner Datei ist der letzte Tag des Monats eingetragen. Somit sind die Tage in umgekehrter Reihenfolge gegenüber den Daten des DC-Buses. Nach dieser Umkehrung erfolgt wiederum die Addition der Energien.

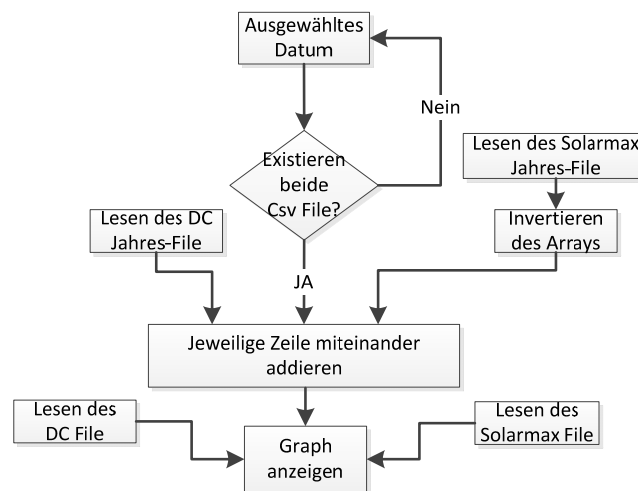


Abbildung 60: Flussdiagramm für den Monatsgraphen des Summationmoduls

8.3 Summationmodul Tagesgraph

Bildschirmdarstellung

In der Abbildung 61 ist der Tagesgraph der gemeinsamen Schnittstelle abgebildet. Der Aufbau der Ansicht ist wiederum derselbe, wie derjenige für den Tagesgraph im Register General für den DC-Bus. Der Unterschied besteht darin, dass diesmal der 500Volt-Bus nicht mehr angezeigt wird, da dieser in absehbarer Zeit nicht mehr in Betrieb sein wird. Anstelle dieses Buses wird nunmehr jeweils der Solarmax dargestellt. Als weiteren fixen Graphen ist zudem in die Summe des DC-Bus und Solarmax dargestellt. Auf der linken Seite der Grafik ist die Energie der gesamten Anlage in kWh wiedergegeben. Die Detailarbeiten wie das Beschriften dieser gesamten Energie erfolgt erst für die definitive Schnittstelle durch Herrn Wyer. Mittels dieser Ansicht soll nur gezeigt werden, dass die Addition funktioniert und wie sie aussieht.

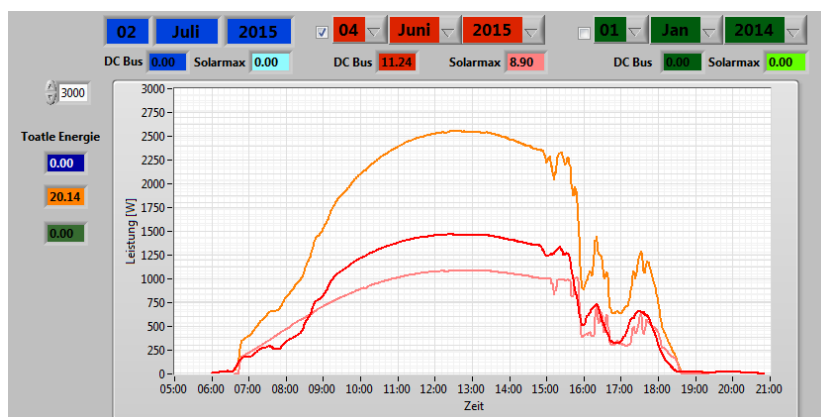


Abbildung 61: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Tagesgraphen

Algorithmus

Bei der Addition der beiden Graphen für den Tag war das grosse Problem, dass die beiden Systeme Solarmax und DC-Bus mit unterschiedlichen Zeitstempeln arbeiten. Der Startzeitpunkt für den Beginn der Kommunikation des Solarmax und seiner Datenbank entspricht nicht demjenigen des DC-Bus mit seiner Datenbank. Zusätzlich sind die Messungen der einzelnen Wechselrichter in unterschiedlichen Zeitabständen, dies stellt ein weiteres Problem dar.

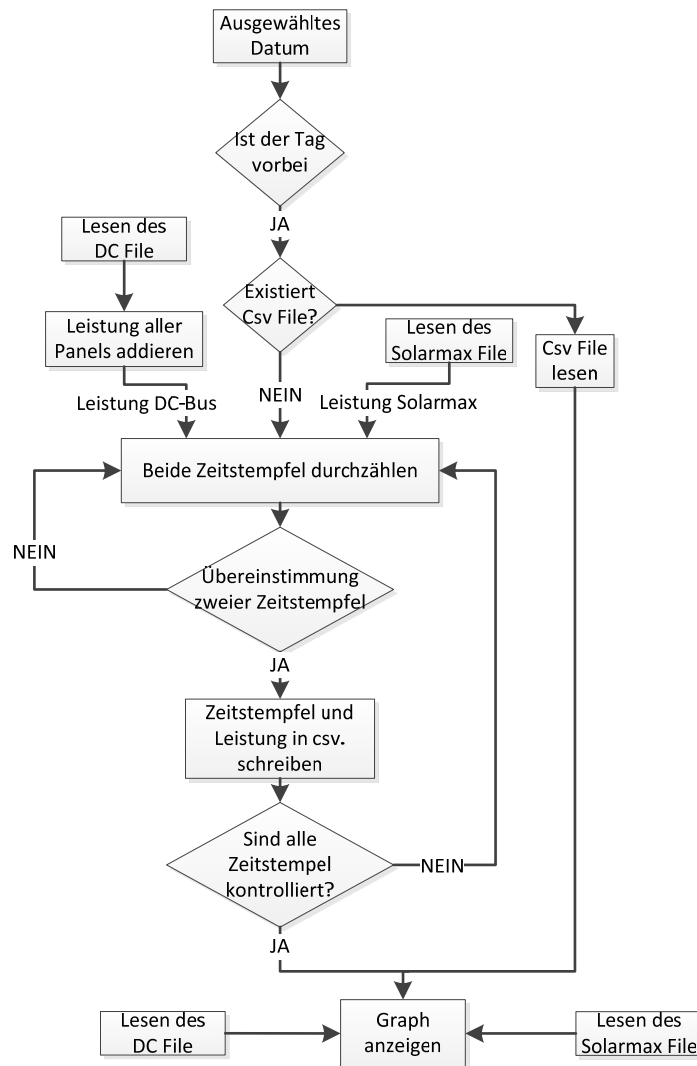


Abbildung 62: Flussdiagramm für den Tagesgraphen des Summationmoduls

Zu Beginn des Programms wird geprüft ob es sich beim gewünschten Datum um einen Tag in der Vergangenheit handelt, ist dies der Fall kontrolliert das Programm ob für dieses Datum bereits ein csv-File für die Summation besteht. Sollte dies nicht der Fall sein, werden die csv-Files des 700 Volt DC-Bus und des Solarmax eingelesen. Für die Kontrolle gemeinsamer Zeitstempel bzw. Zeitstempel mit weniger als 10 Sekunden unterschied, sind zwei FOR-Schleifen vorhanden. Die Erste der beiden Schleifen zählt die Zeitstempel des DC-Buses hoch. Nach der Erhöhung des DC-Bus Zeitstempels wird in der zweiten FOR-Schleife der Stempel des Solarmax durchgezählt. Bei einem gemeinsamen Zeitpunkt wird der kontrollierte Zeitstempel sowie die addierte Leistung in ein csv-File geschrieben. Nach jedem Durchgang wird der DC-Bus Zeitstempel wieder um eins hochgezählt und mit allen Solarmax Stempeln verglichen. Diese Prozedur wird solange ausgeführt bis der DC-Bus komplett durchgezählt ist.

Anschliessend wird der Graph in der Grafik dargestellt. Das Erstellen eines solchen Files beansprucht rund 30 Sekunden, da es jeweils alle Zahlen miteinander vergleicht. Aus diesem Grund ist es so geplant, dass jeweils in der Nacht das File des Vortages erstellt wird. Somit ist es nicht tragisch, wenn das Programm einmal 30 Sekunden für eine Berechnung benötigt. Der Aufruf eines bestehenden Files erfolgt innert 1-2 Sekunden und ist somit in einem guten Zeitbereich.

Leider kam Herrn Wyer bis zum Abgabetermin meiner Arbeit nicht dazu seinen Teil des Tagesgraphen zu erstellen, so dass auf den aktuellen Tag nicht genauer eingegangen werden kann.

9 ZUKÜNFTIGE ARBEITEN

9.1 Alarmierung bei Fehlermeldung

Für die Zukunft ein sehr interessanter Ansatz, ist eine Fernalarmierung. Während der Bachelorarbeit kam es einmal vor, dass der Raspberry Pi ausfiel. Der Ausfall wurde zwar von LabVIEW detektiert und auch eine Fehlermeldung platziert, doch falls ich nicht gerade zu dieser Zeit täglich am Programm gearbeitet hätte, wäre der Fehler evtl. erst in einigen Tagen bemerkt worden. Aus diesem Grund wäre es ideal, wenn beim Auftreten eines Fehlers eine SMS oder ein Mail an eine zuständige Person gesendet wird. Somit könnte bei einer Störung sofort reagiert und das betreffende Problem behoben werden.

9.2 Erweitern der Meteodaten

Da sich die Sonneneinstrahlungswinkel zum Abgabetermin noch nicht auf dem Server befanden, konnte diese Arbeit nicht vollendet werden. Nun kann entschieden werden, ob die aktuelle Meteokurve für die Auswertung der Anlage genügt oder ob in Zukunft die Sonneneinstrahlungswinkel noch nachgefügt werden sollen.

9.3 Austauschen der Messsonden

Im Kapitel 6.2 wurde bereits das Problem mit der Stromsonde angesprochen und ausführlich diskutiert. Für die Zukunft wäre es daher sinnvoll die Stromsonden auszutauschen. Dies würde zudem zur Folge haben, dass nicht mehr so häufig bzw. überhaupt nicht mehr die Fehlermeldung „PAC grösser als PDC“ erscheinen würde. Denn diese Fehlermeldung ist leicht störend und wirft ein völlig zu Unrecht schlechtes Licht auf die Anlage. Die Offsetkompensierung relativiert zwar den Fehler, ist jedoch nicht die optimale Lösung.

9.4 Auswerten der Messdaten

Ein für die Zukunft interessanter Punkt ist Untersuchung der AC-Ströme, auf Grund Zeitmangels konnte im Kapitel „6.3 Untersuchung der AC Stromwerte“ nur ganz kurz dieses Thema behandelt werden. Für weitere Arbeiten müssen die Ströme zu unterschiedlichen Tageszeiten mit dem PEL 103 und den Werten des CSM Wechselrichters verglichen und ausgewertet werden. Anhand dieser Informationen kann der Wechselrichter weiter verbessert werden.

10 SCHLUSSFOLGERUNG

Zum Schluss der Arbeit kann gesagt werden, dass fast alle Ziele die zu Beginn der Arbeit gesteckt wurden, auch erreicht sind. Einzig die Darstellung der Meteokurve ist nicht komplett vollendet.

Zu Beginn der Arbeit war das grösste Problem die Einarbeitung in die Programmiersoftware LabVIEW. Da Ich zuvor nie mit diesem Programm gearbeitet habe, war alles Neuland für mich. Durch den täglichen Gebrauch lernte Ich mit jeder Problemstellung den Umgang etwas besser kennen. Nach einigen Wochen der Kennenlernphase, in welchen ich die Basisfunktionen erlernt habe, ging das Programmieren anschliessend deutlich schneller vorwärts. Jedoch trafen auch danach immer wieder neue und unbekannte Probleme auf, welche zum Teil mehrere Stunden recherchieren in Anspruch nahmen. Mit etwas Fleiss und Willen konnte zum Ende hin jedes Problem bewältigt werden.

Dieses Programm ermöglicht es nun, die Solaranlage des DC 700 Volt Bus permanent zu kontrollieren. Es ist nun möglich die Leistungen und Energien der gesamten Anlage über unterschiedliche Zeiträume zu betrachten. Des Weiteren verfügt das Programm über die weltweit einzigartige Möglichkeit die Zustände der einzelnen Panels zu visualisieren. Es erlaubt uns den Strom, die Spannung und die Leistung jedes einzelnen Moduls in Form eines Graphen anzuzeigen. Zusätzlich läuft im Hintergrund permanent eine Überwachung ab, welcher die Anlage auf Fehler kontrolliert und diese gegebenenfalls aufzeigt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Diplomarbeit war die Analyse der Anlage mit Hilfe des kreierten Interface. Daher wurden Unregelmässigkeiten wie zu hohe AC-Ströme oder abfallende Leistung an Panels genauer analysiert. Es wurde nach den Gründen für diese Probleme gesucht und anschliessend Lösungen aufgezeigt um die Solaranlage weiter zu optimieren.

11 DATUM UND UNTERSCHRIFT

Sion, den 10.Juli 2015

Ivan Bittel

12 LITERATURVERZEICHNIS

12.1 Bücher:

- [1] Häberlin Heinrich, Photovoltaik Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetze und Inselanlage, 2010, Electrosuisse Verlag
- [2] Viktor Wesselak und Sebastian Voswinckel, Photovoltaik: wie Sonne zu Strom wird, 2012, Springer Verlag

12.2 Internet

- [3] Uta Bilow, Alles nur eine Frage des Wirkungsgrades, <http://www.faz.net/aktuell/wissen/physik-chemie/photovoltaik-alles-nur-eine-frage-des-wirkungsgrades-12111098-p2.html>, 2013
- [4] Dr. Eicher und Pauli AG, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/?dossier_id=00772&lang=de, 2014
- [5] Thomas Bayer, REST Web Services, <http://www.oio.de/public/xml/rest-webservices.htm>, 2002

12.3 Tools

- [6] Daniele Pace, Sunearthtools, http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php, 2009

12.4 Rapport

- [7] Eliane El Khoury, Installations Photovoltaïques, 2014, Rapport Stage 2014
- [8] Keller M., Collet Q., Grange M., Bittel I., Rigaud J., DC-Bus pour reseau solaire, DC-Bus Solar Minigrid, 2014, PGA 2014
- [9] Kevin Wyer, Evaluation of the photovoltaic power plant of the GirdLab, August 2015, Diplomarbeit 2015
- [10] Florian Steiner, Inzegrierter DC/DC Wandler mit MPPT, Juni 2013, Technischer Bericht
- [11] Rodolfo Horta, Active Front End AC/DC Converter based on Current Splitter Merger Technology, Februar 2015, Masterarbeit

13 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der PV-Anlagen seit 1990 in der Schweiz [4]	5
Abbildung 2: Diagramm zur in der Schweiz produzierten Energie vom BFE [4]	6
Abbildung 3: Funktionsprinzip einer netzgekoppelten PV-Anlage (Links) und der PV-Anlage der Fachhochschule mit einem 700 Volt und einer Batterie	6
Abbildung 4: Übersicht Anlage der Fachhochschule	8
Abbildung 5: Aufbau des 700 Volt Buses (Stand: Juli 2015)	9
Abbildung 6: Aufbau des 500 Volt Buses (Stand: Juli 2015)	10
Abbildung 7: Übersicht der verschiedenen Registermöglichkeiten des Interfaces	11
Abbildung 8: Flussdiagramm für das gesamte Programm	11
Abbildung 9: Kommunikation zwischen Datenbank und den einzelnen Elementen	12
Abbildung 10: Kommunikationsfluss von den DC/DC Konvertern, dem Wechselrichter und der Meteostation bis zum LabVIEW Interface	13
Abbildung 11: Ansicht des Registerblattes "General"	13
Abbildung 12 :Tagesgraph für den 12. Juni 2015 und den 9. Juni 2015	14
Abbildung 13: Flussdiagramm für den Tagesgraphen	15
Abbildung 14: Darstellung der Monatskurve für den Juli und Juni	16
Abbildung 15: Flussdiagramm für den Monatsgraphen	16
Abbildung 16: Darstellung der Jahreskurve und der PVsyst Simulation für das Jahr 2015 mit 10 Panels	17
Abbildung 17: Flussdiagramm für den Jahresgraphen	18
Abbildung 18: Ansicht des Registerblattes "Fachmann"	18
Abbildung 19: Strom und Spannungsanzeige auf der AC-Seite vom 4. Juli 2015 mit allen Phasen aktiviert	19
Abbildung 20: Flussdiagramm für den AC-Seitigen Graphen	20
Abbildung 21: Meteokurve und Leistungsanzeige für ausgewählte Panels vom 2. und 4. Juli 2015	21
Abbildung 22: Flussdiagramm für die Leistung einzelner Panels	22
Abbildung 23: Strom- und Spannungsanzeige für ausgewählte Panels vom 2. und 4. Juli 2015 ...	23
Abbildung 24: Flussdiagramm für den Strom und die Spannung einzelner Panels	24
Abbildung 25: Tabelle für die genauere Betrachtung der Fehler	25
Abbildung 26: Flussdiagramm für die Speicherung des Monatsfiles	26
Abbildung 27: Flussdiagramm für die Speicherung des Jahresfile	26
Abbildung 28: Ansicht des 700 Volt DC-Bus mit der aktuellen Anzahl Panels	27
Abbildung 29: Flussdiagramm für die Bestimmung der Anzahl Panels	28
Abbildung 30: Schema des DC-Busses im Register "General" mit aktiven Fehlermeldungen	29
Abbildung 31: Fehlermeldung "CSM Wechselrichter liefert keine Werte"	29
Abbildung 32: Flussdiagramm für den Fehler „Wechselrichter liefert keine Werte“	31

Abbildung 33: Flussdiagramm für Fehlermeldung "PAC ist grösser als PDC"	31
Abbildung 34: Flussdiagramm für Fehlermeldung "PAC ist grösser als PDC"	32
Abbildung 35: Fehlermeldung "Mindestens ein Panel ist ausgefallen"	32
Abbildung 36: Flussdiagramm für Fehlermeldung "Mindestens ein Panel ist ausgefallen"	33
Abbildung 37: Skizze des Schulgebäudes mit von Hand gemessenen Massen	34
Abbildung 38: Abmasse für die Bestimmung des Neigungswinkels der Panels	35
Abbildung 39: Kartenausschnitt der Fachhochschule Sion aus GoogleMaps zur Bestimmung des Verschiebungswinkels	35
Abbildung 40: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von Inventux 125 W	36
Abbildung 41: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von CSun 265W	37
Abbildung 42: Vergleich zwischen dem theoretischen Wert von PVsyst und den effektiv gemessenen Werten für das Jahr 2015	38
Abbildung 43: Grafik Tool von PVsyst zur Optimierung des Neigungswinkels	39
Abbildung 44: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von JAM6 265W	40
Abbildung 45: Ergebnisse der PVsyst Simulation für die Panels von JAP6 260W	41
Abbildung 46: Schema des 700V DC-Bus im Register Fachmann mit angezeigtem η Wert.	42
Abbildung 47: Ausschnitt von den Messdaten der "dcsave700" Datenbank vom 18. Juni 2015 mit zu hohen Stromwerten	43
Abbildung 48: Ausschnitt aus den Messdaten des Fluke 435 Series II vom 18. Juni 2015 mit zu hohen Stromwerten	43
Abbildung 49: Ausschnitt aus den Messdaten des PEL 103 vom 20. Juni 2015 mit fast keinem gemessenen Strom	45
Abbildung 50: Grafische Bestimmung des Offsets anhand der Messwerte vom 22. Juni 2015 um 06:30 Uhr für alle 3 Phasen	48
Abbildung 51: Vergleich der Ströme ohne Abzug des Offsets und mit Abzug des Offsets. Beide Graphen sind jeweils vom 22. Juni 2015	48
Abbildung 52: Einfluss der Bäume auf die Leistung der PV-Anlage am 9. Juni 2015	52
Abbildung 53: Foto der Panels vom 9. Juni 2015 um 08:05 Uhr	52
Abbildung 54: Ansicht der versteckten Sonne hinter einem Baum vom 9. Juni 2015 um 08:05 Uhr	53
Abbildung 55: Die grüne Fläche stellt die durch den Baum verlorene Energie vom 9. Juni 2015 dar	53
Abbildung 56: Vergleich zwischen Meteokurve und der Leistung der einzelnen Panels am 2. Juli 2015	54
Abbildung 57: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Jahresgraphen	55
Abbildung 58: Flussdiagramm für den Jahresgraphen des Summationmoduls	56
Abbildung 59: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Monatsgraphen	56
Abbildung 60: Flussdiagramm für den Monatsgraphen des Summationmoduls	57
Abbildung 61: Summationmodul des DC-Bus und des Solarmax für den Tagesgraphen	57

Abbildung 62: Flussdiagramm für den Tagesgraphen des Summationmoduls..... 58

14 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Ein- und Ausgangsgrössen des Solarmax	8
Tabelle 2: Wirkungsgrad des Solarmax	9
Tabelle 3: Vergleich der Neigungswinkel zwischen 18° und 30° für die Panels CSun 265 W	39
Tabelle 4: Mittelwert der Daten des Fluke 435 Series II vom 18. Juni 2015 zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr	44
Tabelle 5: Vergleich Messdaten vom Fluke 435 und dem PEL 103 am 22. Juni 2015 von 01:00 Uhr bis 02:00 Uhr	46
Tabelle 6: Mittelwert der Daten des PEL 103 Messgeräts vom 20. Juni 2015 zwischen 00:00 Uhr und 04:00 Uhr	46
Tabelle 7: Min/Max absoluter und relativer Fehler zwischen den Stromgrössen der Datenbank „dcsave700“ und dem Pel 103 vom 20. Juni 2015 zwischen 06:30 und 21:00	47

15 GRAFIKVERZEICHNIS

Grafik 1: Vergleich der produzierten Energie zwischen der Vordimensionierung Herbst 2015 und dem Sommer 2015	41
Grafik 2: Darstellung der Leistung vom 18. Juni 2015 von 09:00 Uhr bis 15:00 Uhr, einmal mit Abzug des Stromoffsets, einmal ohne Abzug des Stromoffsets	44
Grafik 3: Vergleich vom 20. Juni 2015 zwischen den Werten vom PEL 103 und der Datenbank... ..	47
Grafik 4: Vergleich der Strommessungen des Wechselrichters, des PEL 103 Messgerät und den Daten der Meteostation am 20. Juni 2015 von 06:25 Uhr bis 06:30 Uhr	49
Grafik 5: Vergleich der Strommessungen des Wechselrichters, des PEL 103 Messgerät und den Daten der Meteostation am 20. Juni 2015 von 06:25 Uhr bis 07:15 Uhr	50

16 ANHANGSVERZEICHNIS

- Anhang 1: Tabelle der unterschiedlichen Messstationen
- Anhang 2: Simulation PVsys vom Panel Inventux
- Anhang 3: Simulation PVsys vom Panel CSun
- Anhang 4: Simulation PVsys vom Panel JAP6
- Anhang 5: Simulation PVsys vom Panel JAM6
- Anhang 6: Leistungswerte des Flukes 435 mit und ohne Offset vom 18. Juni 2015
- Anhang 7: Absolute und Relativer Fehler zwischen der DB und PEL 103 für alle 3 Phasen am 20. Juni 2015
- Anhang 8: Matlab Skript für die Berechnung der Sonnenwinkel

Anhang 1 : Tabelle der unterschiedlichen Messstationen

Database	Region	Values	Source	Period	Variables	Availability	PVsyst import
Meteonorm	Worldwide	Monthly	1700 Terr. Stations Interpolations	1960-1991 Averages 1995-2005 (V 6.0) Averages	Gh, Ta, Wind, Others	Software	Direct by file (300 stations in PVsyst DB)
Meteonorm	worldwide	Hourly	Synthetic generation	idem	Gh, Dh, Ta WindVel	Software	Direct by file
Satellight	Europe	Hourly	Meteosat Any pixel of about 5x7 km ²	1996-2000	Gh No Ta	Web free	Direct by file
US TMY2	USA	Hourly	NREL 239 stations TMY	1960-1990 samples	Gh, Dh, Ta, WindVel	Web free	Included in database
ISM-EMPA	Switzerland	Hourly	22 stations DRY	1981-1990 samples	Gh, Dh, Ta, WindVel	Included in PVsyst	Included in database
Helioclim (SoDa)	Europe Africa	Hourly	Meteosat	From 02/2004	Gh No Ta	Web restricted 2005 free	Direct by copy/paste
NASA-SSE	Worldwide	Monthly	Satellites 1°x1° cells (111x111 km ²)	1983-1993 averages	Gh, Ta	Web free	Direct
WRDC	Worldwide	Hourly Daily Monthly	1195 stations	1964-1993 each	Gh No Ta	Web free	Direct by copy/paste
PVGIS-ESRA	Europe	Monthly	Europe : 566 stations interp. 1x1 km ²	1981-1990 averages	Gh, Ta Linke turbidity	Web free	Direct by copy/paste
	Africa		Africa : Meteosat (Helioclim-1 database)	1985-2004			
Helioclim -1 (SoDa)	Europe Africa	Monthly	Meteosat 50x50 km ²	1985-2005 each year	Gh No Ta	Web Restricted 1985-89 free	Direct by copy/paste
RETScreen	Worldwide	Monthly	Compil. 20 sources Incl. WRDC - NASA	1961-1990 averages	Gh, Ta WindVel	Software, free	Direct by copy/paste
SolarGIS	Europe Africa, Asia Brazil, West Australia	Hourly	Meteosat Approx. 4x5 km ²	From 1994 (1999)	Gh, Dh, Ta	Web, paid access	Direct

A summary of the meteorological databases available with the importing tool in PVsyst

Quelle der Tabelle <http://www.pvsyst.com/en/publications/meteo-data-sources>

Anhang 2 : Simulation PVsyst vom Panel Inventur

PVSYST V5.74			25/06/15	Seite 1/5
DC-Netz System: Simulationsparameter				
Projekt : Simulation Sion				
Geografische Station		Sion	Land	Schweiz
Lage	Breitengrad	46.1°N	Längengrad	7.2°E
Zeit definiert als	Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	518 m
	Albedo	0.20		
Wetterdaten :		Sion, données DRY Anetz-EMPA		
Simulationsvariante :		CSun 265 W, Simulation mit Bäumen		
	Simulationsdatum	25/06/15 10h55		
Simulationsparameter				
Kollektorflächenausrichtung		Neigung	18°	Azimut -45°
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen		Lineare Verschattung		
PV-Feld Eigenschaften				
PV-Modul	Si-mono	Modell	CS6X - 265M	
		Hersteller	Canadian Solar Inc.	
Anzahl PV-Module	In Reihe	1 Module	Parallel	1 Stränge
Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	1	Nennleistung	265 Wp
PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	265 Wp	Bei Betriebsbed.	235 Wp (50°C)
Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	32 V	I mpp	7.4 A
Gesamtoberfläche	Moduloberfläche	1.9 m²	Zelloberfläche	1.7 m²
PV-Feld Verlustgrößen				
Thermischer Verlustfaktor	Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Effektive Funktionstemperatur (G=800 W/m², TUm _g =20°C, WindgescNOCT ₁ /56 °C				
Kabelverluste	Gesamtfeld-Widerstand	72 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC
Leistungstolleranzabzug			Verlustanteil	0.1 %
Mismatch-Verluste Module			Verlustanteil	4.0 % (feste Sp.)
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)bo	Parameter	0.05
Systemparameter				
	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Netzspannung (nenn) Im Betrieb (Nennversorgung)	600 V	Maximal zulässig	900 V	
Netzimpedanz	PV Feld zum Verbraucher	0 mOhm	Verbraucheranschl.	0 mOhm
Benutzeranforderungen :Unbegrenzte Last (Netz)				

DC-Netz System: Horizont-Definition

Projekt : **Simulation Sion**Simulationsvariante : **CSun 265 W, Simulation mit Bäumen**

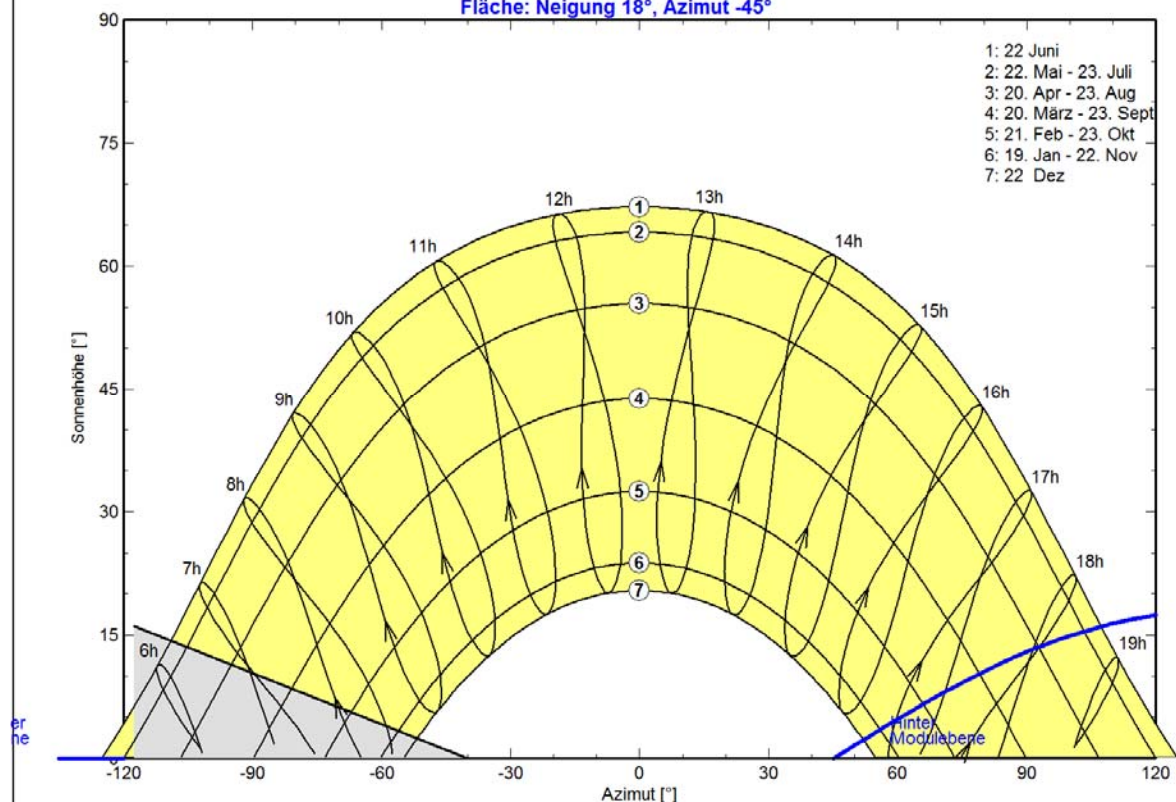
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimuth	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°	Diffuslicht-Faktor	0.98
	Albedo-Faktor	100 %	Albedo-Anteil	0.84

Höhe [°]	16.1	0.0	0.0	0.0
Azimuth [°]	-117	-40	40	119

Horizontlinie für Sion

Fläche: Neigung 18°, Azimuth -45°



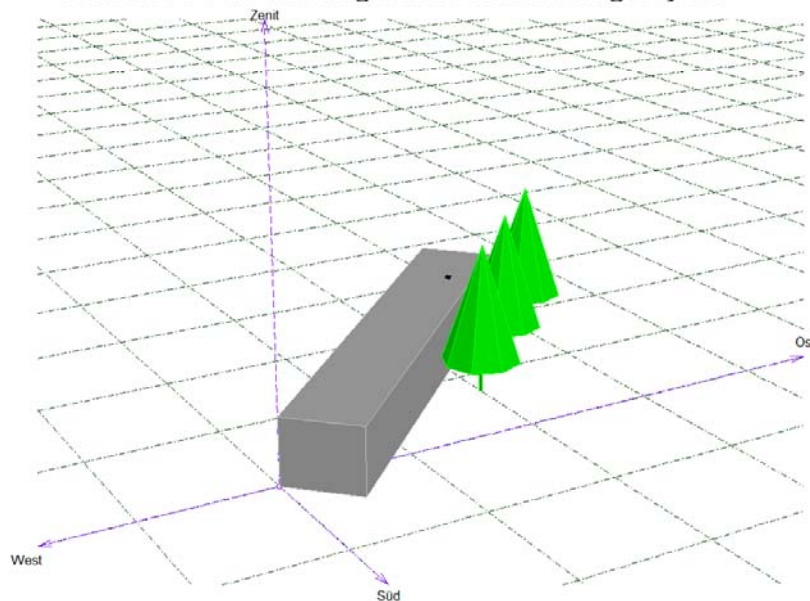
DC-Netz System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : CSun 265 W, Simulation mit Bäumen

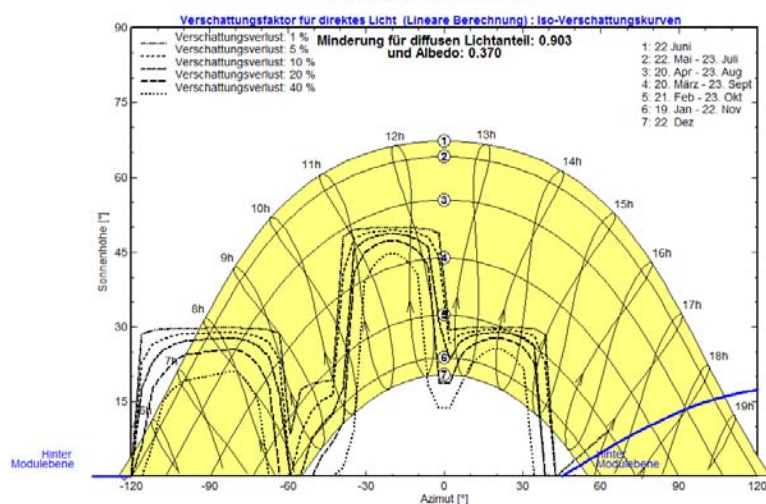
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Simulation Sion: Bat B mit baum



DC-Netz System: Hauptergebnisse

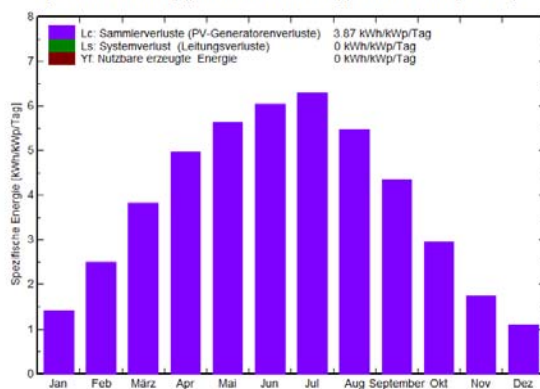
Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : CSun 265 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter Horizont Nahverschattungen PV-Feld-Ausrichtung PV-Feld DC-Netz Benutzeranforderungen	Systemtyp durchschnittliche Höhe Lineare Verschattung Neigung Anzahl der Module Nennspannung Unbegrenzte Last (Netz)	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr) 2.6° Azimut -45° Pnenn Total 265 Wp Überspannungsregelung Trennung der Modulströme
--	--	---

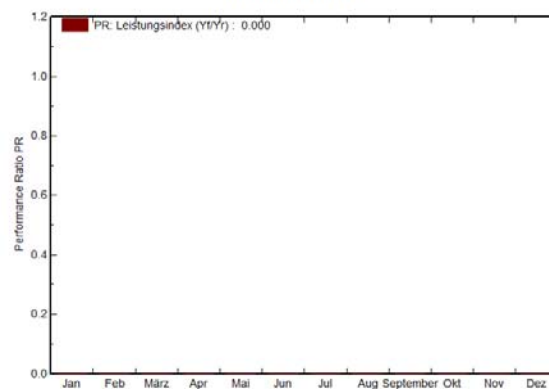
Hauptsimulationsergebnisse

Systemproduktion **Erzeugte Energie** **0.00 kWh/Jahr** Produzierbar **0 kWh/kWp/Jahr**
Performance Ratio PR **0.0 %** Sonnenanteil SF **100.0 %**

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 265 Wp



Performance Ratio PR



CSun 265 W, Simulation mit Bäumen

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArrMPP	EArray	E User
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh
Januar	36.8	-0.75	43.6	30.9	7.85	0.000	0.000
Februar	59.5	1.03	69.9	52.8	13.48	0.000	0.000
März	104.9	5.54	118.6	99.0	24.50	0.000	0.000
April	140.7	9.63	149.2	135.5	32.39	0.000	0.000
Mai	169.2	13.73	174.5	159.7	37.24	0.000	0.000
Juni	179.9	16.80	181.5	167.2	38.22	0.000	0.000
Juli	190.8	19.59	195.0	180.0	40.63	0.000	0.000
August	161.5	18.32	170.1	155.9	35.55	0.000	0.000
September	118.0	14.96	130.7	113.6	26.75	0.000	0.000
Oktober	79.0	10.03	91.4	72.0	17.50	0.000	0.000
November	44.4	3.59	52.2	37.5	9.40	0.000	0.000
Dezember	29.5	0.35	34.2	24.9	6.25	0.000	0.000
Jahr	1314.3	9.45	1410.8	1228.9	289.74	0.000	0.000

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArrMPP	Theor. PV-Feld-Energie im MPP
T Amb	Umgebungstemperatur	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	E User	Dem Verbraucher gelieferte Energie
GlobEff	Effektive Globalstr. (AM u. Verschattungen)		

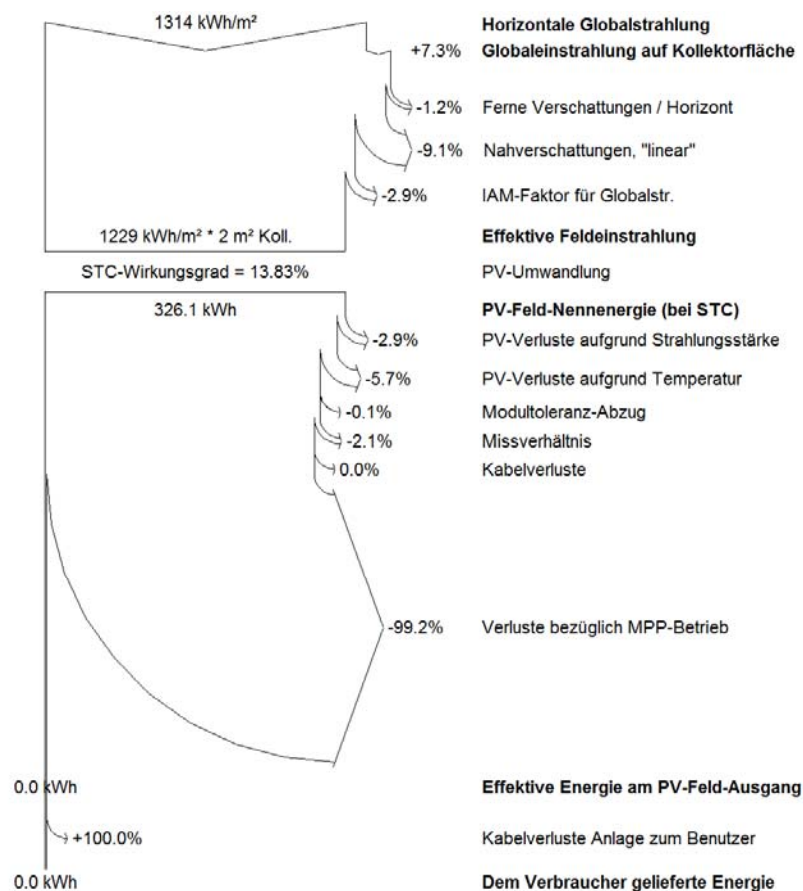
DC-Netz System: Verlust-Diagramm

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : CSun 265 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Anhang 3 : Simulation PVsyst vom Panel CSun

DC-Netz System: Simulationsparameter

Projekt : Simulation Sion

Geografische Station Sion **Land** Schweiz

Lage Breitengrad 46.1°N Längengrad 7.2°E
 Zeit definiert als Ortszeit Zeitzone UT+1 geo. Höhe 518 m
 Albedo 0.20

Wetterdaten : Sion, données DRY Anetz-EMPA

Simulationsvariante : Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen
 Simulationsdatum 25/06/15 11h29

Simulationsparameter

Kollektorflächenausrichtung Neigung 18° Azimut -45°

Horizont durchschnittliche Höhe 2.6°

Nahverschattungen Lineare Verschattung

PV-Feld Eigenschaften

PV-Modul uCSi-aSi:H Modell **X 125 / 125**

Anzahl PV-Module Hersteller Inventux
 In Reihe 1 Module Parallel 1 Stränge

Gesamtzahl der PV-Module Anzahl Module 1 Nennleistung 125 Wp

PV-Feld Leistung Nennleistung (STC) **125 Wp** Bei Betriebsbed. 117 Wp (50°C)

Feld Betriebsbedingungen (50°C) U mpp 117 V I mpp 1.0 A

Gesamtoberfläche Moduloberfläche **1.4 m²**

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor U_c (konst) 20.0 W/m²K U_v (Wind) 0.0 W/m²K / m/s
 => Effektive Funktionstemperatur ($G=800$ W/m², $T_{Umgebung}=20^\circ\text{C}$, $Windgeschwindigkeit=56^\circ\text{C}$)

Kabelverluste Gesamtfeld-Widerstand 2000 mOhm Verlustanteil 1.5 % bei STC

Leistungstolleranzabzug Verlustanteil 1.5 %

Mismatch-Verluste Module Verlustanteil 1.5 % (feste Sp.)

Einfallswinkeleffekt (ASHRAE) IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parameter 0.05

Systemparameter Systemtyp **DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)**

Netzspannung (nenn) Im Betrieb (Nennversorgung) **600 V** Maximal zulässig 900 V

Netzimpedanz PV Feld zum Verbraucher 0 mOhm Verbraucheranschl. 0 mOhm

Benutzeranforderungen :Unbegrenzte Last (Netz)

DC-Netz System: Horizont-Definition

Projekt : **Simulation Sion**Simulationsvariante : **Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen**

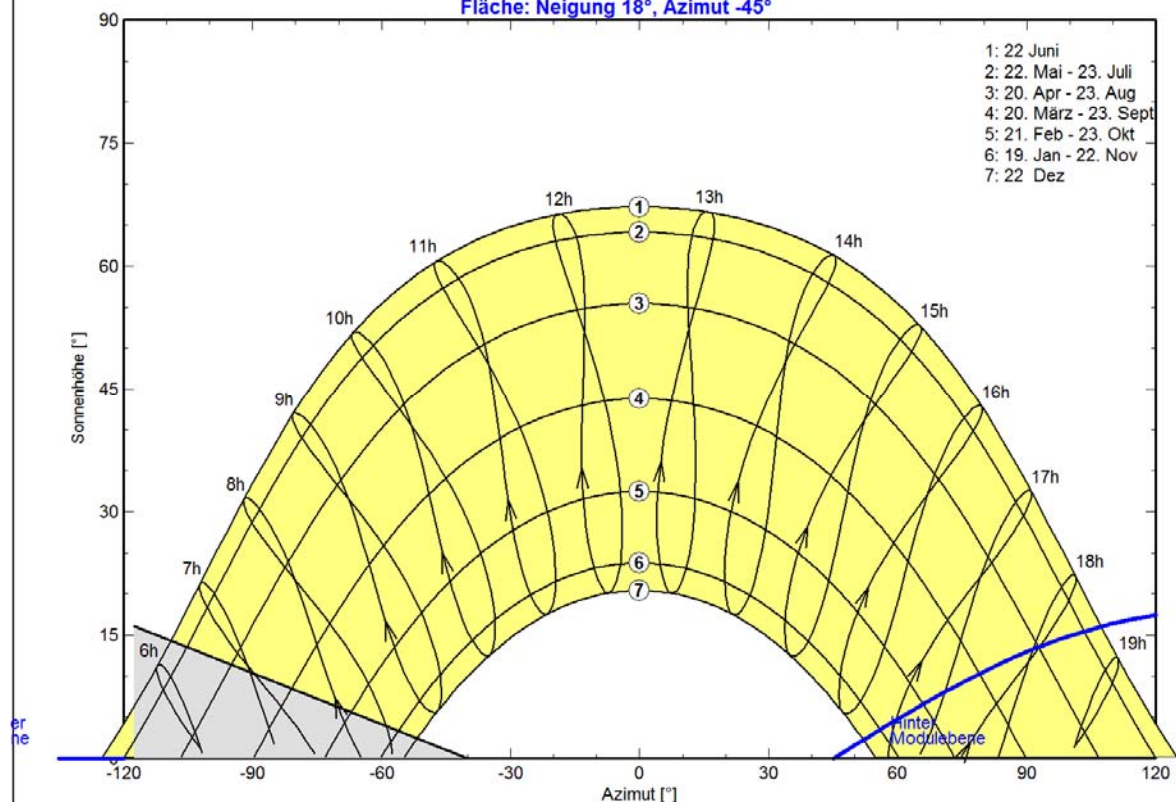
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimuth	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	125 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°	Diffuslicht-Faktor	0.98
	Albedo-Faktor	100 %	Albedo-Anteil	0.84

Höhe [°]	16.1	0.0	0.0	0.0
Azimuth [°]	-117	-40	40	119

Horizontlinie für Sion

Fläche: Neigung 18°, Azimuth -45°

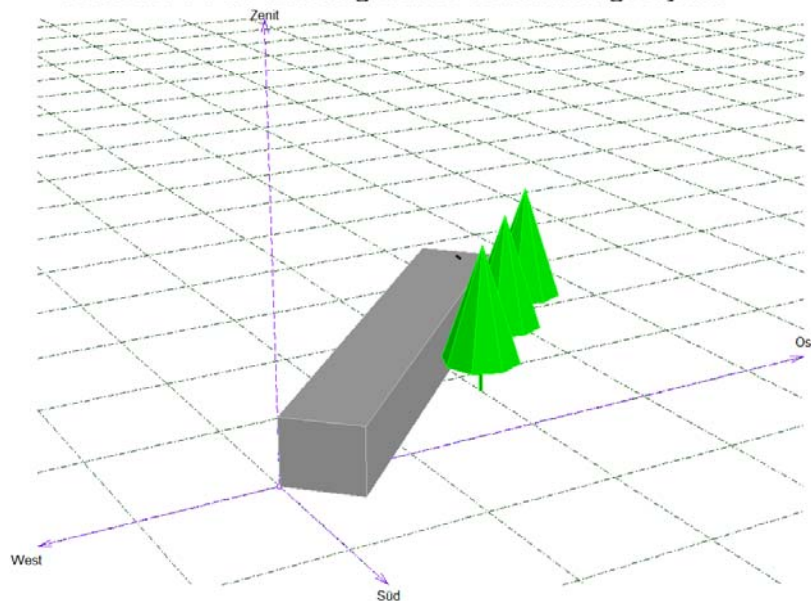


DC-Netz System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen

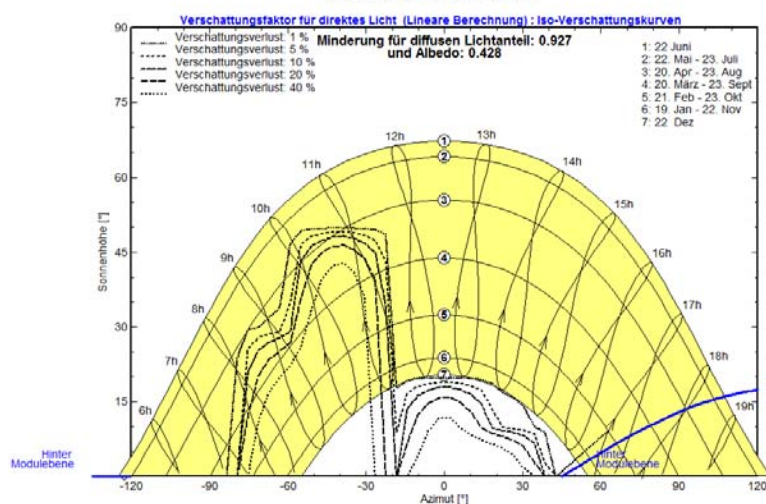
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	125 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Simulation Sion: Bat B mit baum



DC-Netz System: Hauptergebnisse

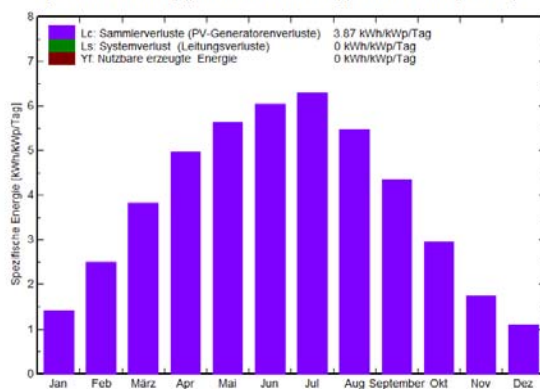
Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)	
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°	
Nahverschattungen	Lineare Verschattung		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet -45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total 125 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	Trennung der Modulströme	

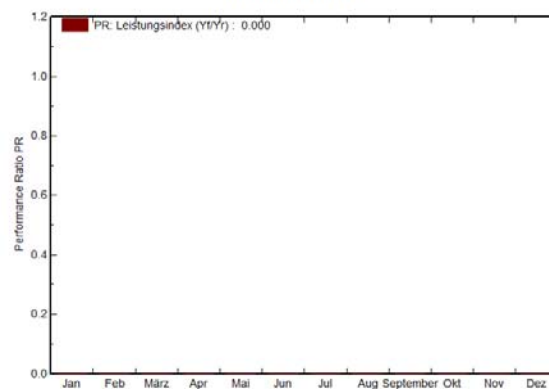
Hauptsimulationsergebnisse

Systemproduktion **Erzeugte Energie** **0.00 kWh/Jahr** Produzierbar **0 kWh/kWp/Jahr**
Performance Ratio PR **0.0 %** **Sonnenanteil SF** **100.0 %**

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 125 Wp



Performance Ratio PR



Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArrMPP	EArray	E User
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh
Januar	36.8	-0.75	43.6	38.4	4.41	0.000	0.000
Februar	59.5	1.03	69.9	58.5	6.84	0.000	0.000
März	104.9	5.54	118.6	97.7	11.36	0.000	0.000
April	140.7	9.63	149.2	135.6	15.63	0.000	0.000
Mai	169.2	13.73	174.5	162.0	18.46	0.000	0.000
Juni	179.9	16.80	181.5	169.2	19.06	0.000	0.000
Juli	190.8	19.59	195.0	182.1	20.31	0.000	0.000
August	161.5	18.32	170.1	157.4	17.61	0.000	0.000
September	118.0	14.96	130.7	112.6	12.75	0.000	0.000
Oktober	79.0	10.03	91.4	76.1	8.65	0.000	0.000
November	44.4	3.59	52.2	45.9	5.26	0.000	0.000
Dezember	29.5	0.35	34.2	30.0	3.41	0.000	0.000
Jahr	1314.3	9.45	1410.8	1265.6	143.76	0.000	0.000

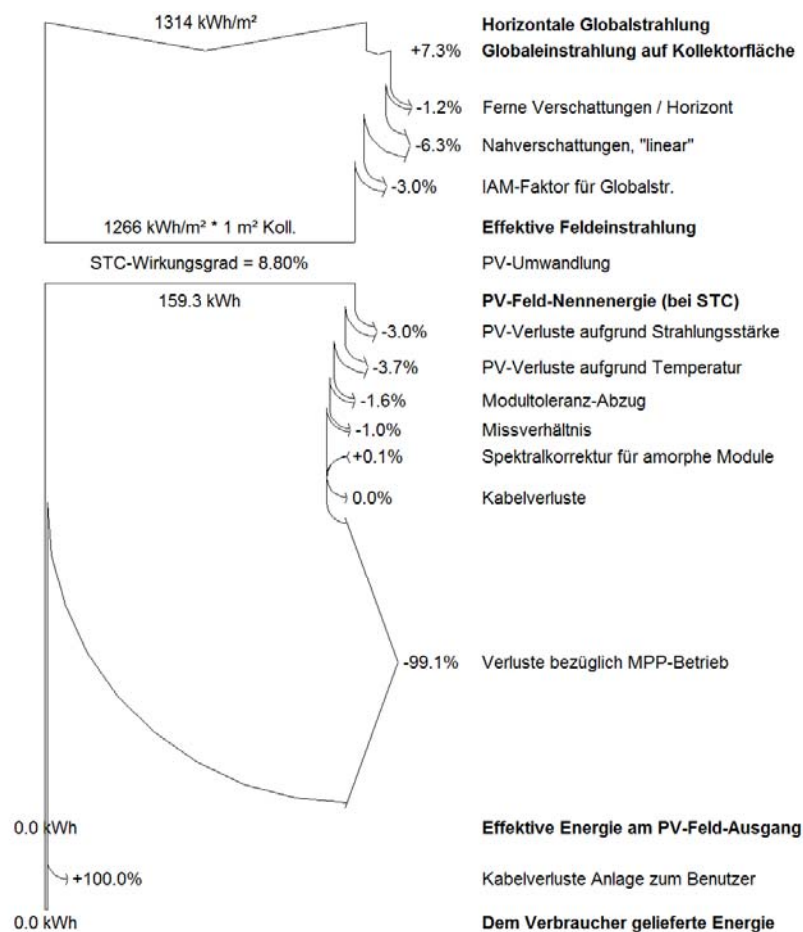
Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung EArrMPP Theor. PV-Feld-Energie im MPP
T Amb Umgebungstemperatur EArray Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
GlobInc Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche E User Dem Verbraucher gelieferte Energie
GlobEff Effektive Globalstr. (AM u. Verschattungen)

DC-Netz System: Verlust-Diagramm

Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : Inventux 125 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimut	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	125 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Anhang 4 : Simulation PVsyst vom Panel JAP6

DC-Netz System: Simulationsparameter

Projekt : Simulation Sion

Geografische Station Sion **Land** Schweiz

Lage Breitengrad 46.1°N Längengrad 7.2°E
 Zeit definiert als Ortszeit Zeitzone UT+1 geo. Höhe 518 m
 Albedo 0.20

Wetterdaten : Sion, données DRY Anetz-EMPA

Simulationsvariante : JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

Simulationsdatum 01/07/15 10h40

Simulationsparameter

Kollektorflächenausrichtung Neigung 18° Azimut -45°

Horizont durchschnittliche Höhe 2.6°

Nahverschattungen Lineare Verschattung

PV-Feld Eigenschaften

PV-Modul Si-mono Modell JAM6-60-265/Si

Hersteller JA Solar

Anzahl PV-Module In Reihe 1 Module Parallel 1 Stränge

Gesamtzahl der PV-Module Anzahl Module 1 Nennleistung 265 Wp

PV-Feld Leistung Nennleistung (STC) **265 Wp** Bei Betriebsbed. 238 Wp (50°C)

Feld Betriebsbedingungen (50°C) U mpp 29 V I mpp 8.3 A

Gesamtoberfläche Moduloberfläche **1.6 m²** Zelloberfläche 1.4 m²

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor U_c (konst) 20.0 W/m²K U_v (Wind) 0.0 W/m²K / m/s

=> Effektive Funktionstemperatur ($G=800$ W/m², $T_{Umgebung}=20^\circ\text{C}$, $Windgeschwindigkeit=56^\circ\text{C}$)

Kabelverluste Gesamtfeld-Widerstand 59 mOhm Verlustanteil 1.5 % bei STC

Leistungstolleranzabzug Verlustanteil 1.5 %

Mismatch-Verluste Module Verlustanteil 4.0 % (feste Sp.)

Einfallswinkeleffekt (ASHRAE) IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)b_o$ Parameter 0.05

Systemparameter Systemtyp DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)

Netzspannung (nenn) Im Betrieb (Nennversorgung) **600 V** Maximal zulässig 900 V

Netzimpedanz PV Feld zum Verbraucher 0 mOhm Verbraucheranschl. 0 mOhm

Benutzeranforderungen :Unbegrenzte Last (Netz)

DC-Netz System: Horizont-Definition

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter

Horizont

Nahverschattungen

PV-Feld-Ausrichtung

PV-Feld

DC-Netz

Benutzeranforderungen

Systemtyp

durchschnittliche Höhe

Lineare Verschattung

Neigung

Anzahl der Module

Nennspannung

Unbegrenzte Last (Netz)

DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)

2.6°

18°

1

600 V

Azimut -45°

Pnenn Total 265 Wp

Überspannungsregelung Trennung der Modulströme

Horizont

durchschnittliche Höhe 2.6°

Diffuslicht-Faktor 0.98

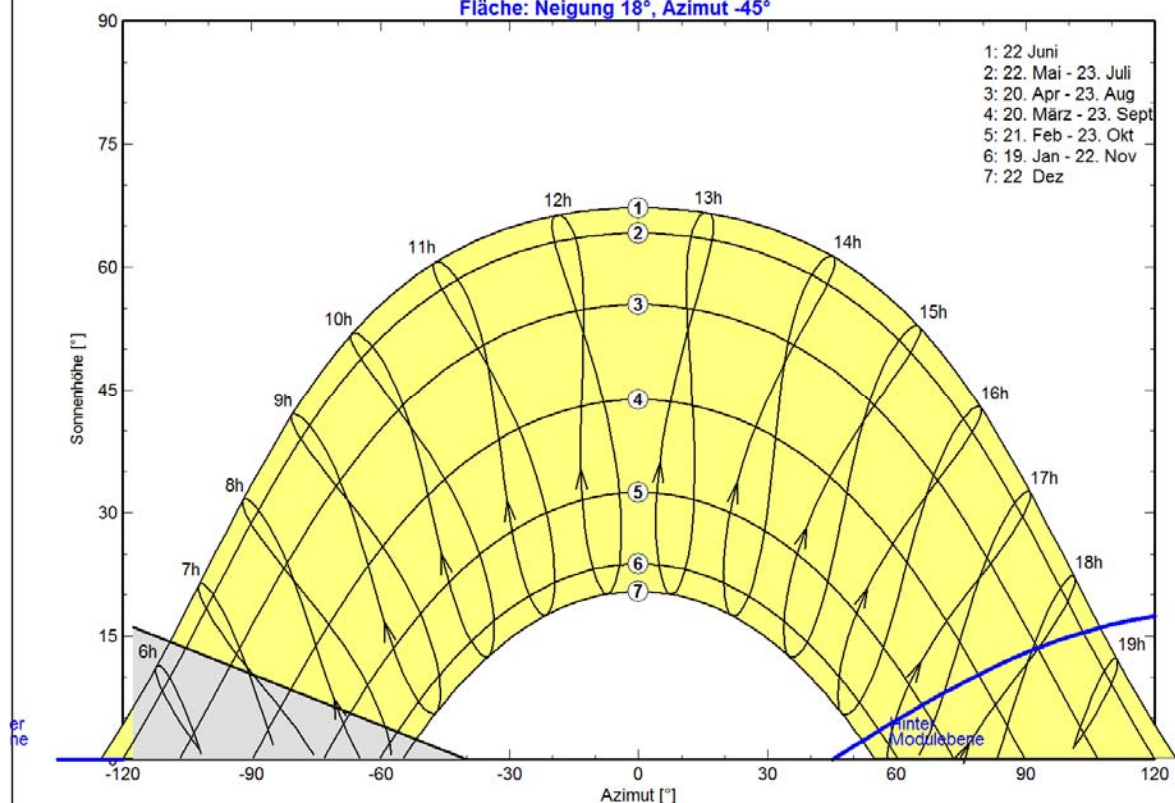
Albedo-Faktor 100 %

Albedo-Anteil 0.84

Höhe [°]	16.1	0.0	0.0	0.0
Azimut [°]	-117	-40	40	119

Horizontlinie für Sion

Fläche: Neigung 18°, Azimut -45°

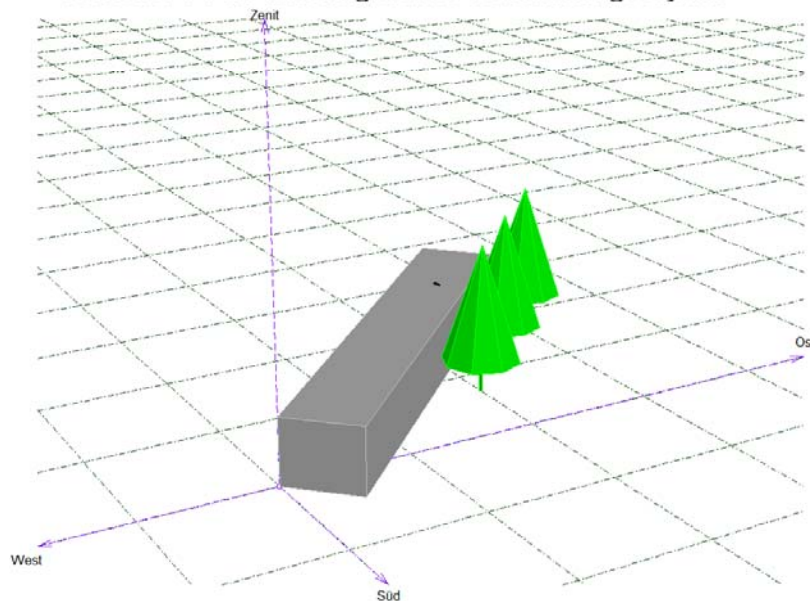


DC-Netz System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

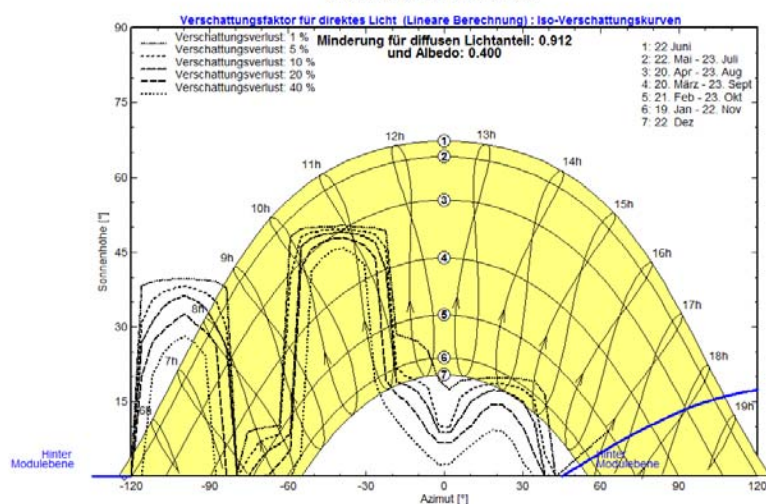
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Simulation Sion: Bat B mit baum



DC-Netz System: Hauptergebnisse

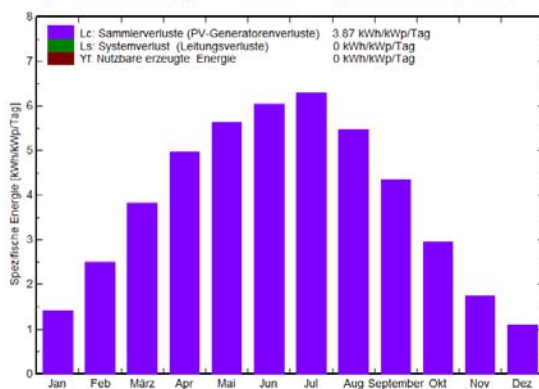
Projekt : Simulation Sion
Simulationsvariante : JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)	
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°	
Nahverschattungen	Lineare Verschattung		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet -45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total 265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	Trennung der Modulströme	

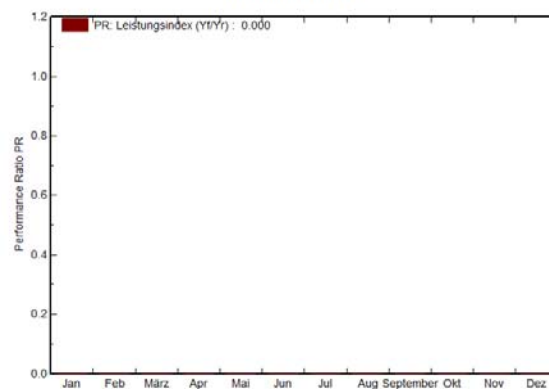
Hauptsimulationsergebnisse

Systemproduktion **Erzeugte Energie** **0.00 kWh/Jahr** **Produzierbar** **0 kWh/kWp/Jahr**
Performance Ratio PR **0.0 %** **Sonnenanteil SF** **100.0 %**

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 265 Wp



Performance Ratio PR



JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArrMPP	EArray	E User
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh
Januar	36.8	-0.75	43.6	38.1	9.37	0.000	0.000
Februar	59.5	1.03	69.9	58.7	14.44	0.000	0.000
März	104.9	5.54	118.6	97.1	23.25	0.000	0.000
April	140.7	9.63	149.2	132.4	30.97	0.000	0.000
Mai	169.2	13.73	174.5	159.0	36.27	0.000	0.000
Juni	179.9	16.80	181.5	165.7	37.10	0.000	0.000
Juli	190.8	19.59	195.0	178.6	39.51	0.000	0.000
August	161.5	18.32	170.1	154.4	34.50	0.000	0.000
September	118.0	14.96	130.7	109.8	25.12	0.000	0.000
Oktober	79.0	10.03	91.4	76.0	17.76	0.000	0.000
November	44.4	3.59	52.2	45.5	11.01	0.000	0.000
Dezember	29.5	0.35	34.2	29.6	7.22	0.000	0.000
Jahr	1314.3	9.45	1410.8	1244.8	286.53	0.000	0.000

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung EArrMPP Theor. PV-Feld-Energie im MPP
T Amb Umgebungstemperatur EArray Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
GlobInc Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche E User Dem Verbraucher gelieferte Energie
GlobEff Effektive Globalstr. (AM u. Verschattungen)

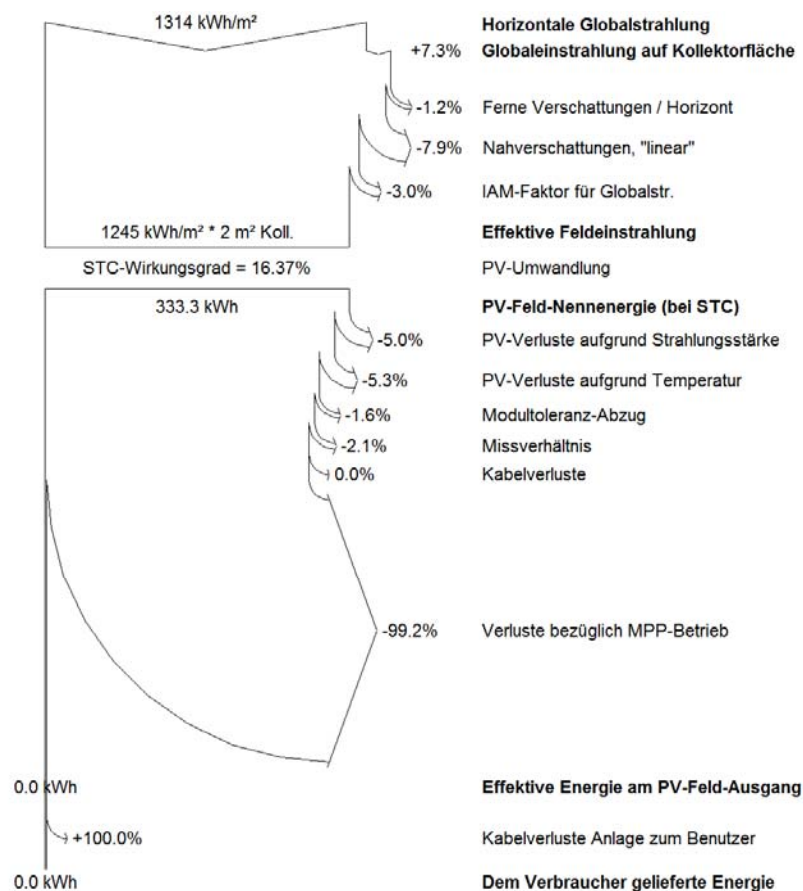
DC-Netz System: Verlust-Diagramm

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : JAM6, 265 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	265 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Anhang 5 : Simulation PVsyst vom Panel JAM6

DC-Netz System: Simulationsparameter

Projekt : Simulation Sion

Geografische Station Sion **Land** Schweiz

Lage Breitengrad 46.1°N Längengrad 7.2°E
 Zeit definiert als Ortszeit Zeitzone UT+1 geo. Höhe 518 m
 Albedo 0.20

Wetterdaten : Sion, données DRY Anetz-EMPA

Simulationsvariante : JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen
 Simulationsdatum 01/07/15 10h37

Simulationsparameter

Kollektorflächenausrichtung Neigung 18° Azimut -45°

Horizont durchschnittliche Höhe 2.6°

Nahverschattungen Lineare Verschattung

PV-Feld Eigenschaften

PV-Modul Si-poly Modell **JAP6-60-260**

Hersteller JA Solar

Anzahl PV-Module In Reihe 1 Module Parallel 1 Stränge

Gesamtzahl der PV-Module Anzahl Module 1 Nennleistung 260 Wp

PV-Feld Leistung Nennleistung (STC) **260 Wp** Bei Betriebsbed. 230 Wp (50°C)

Feld Betriebsbedingungen (50°C) U mpp 28 V I mpp 8.3 A

Gesamtoberfläche Moduloberfläche **1.6 m²** Zelloberfläche 1.5 m²

PV-Feld Verlustgrößen

Thermischer Verlustfaktor U_c (konst) 20.0 W/m²K U_v (Wind) 0.0 W/m²K / m/s
 => Effektive Funktionstemperatur ($G=800$ W/m², $T_{Umg.}=20^\circ\text{C}$, $WindgeschNOCT_1/56^\circ\text{C}$)

Kabelverluste Gesamtfeld-Widerstand 57 mOhm Verlustanteil 1.5 % bei STC

Leistungstolleranzabzug Verlustanteil 1.5 %

Mismatch-Verluste Module Verlustanteil 4.0 % (feste Sp.)

Einfallswinkeleffekt (ASHRAE) IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)b_o$ Parameter 0.05

Systemparameter Systemtyp **DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)**

Netzspannung (nenn) Im Betrieb (Nennversorgung) **600 V** Maximal zulässig 900 V

Netzimpedanz PV Feld zum Verbraucher 0 mOhm Verbraucheranschl. 0 mOhm

Benutzeranforderungen :Unbegrenzte Last (Netz)

DC-Netz System: Horizont-Definition

Projekt : **Simulation Sion**Simulationsvariante : **JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen**

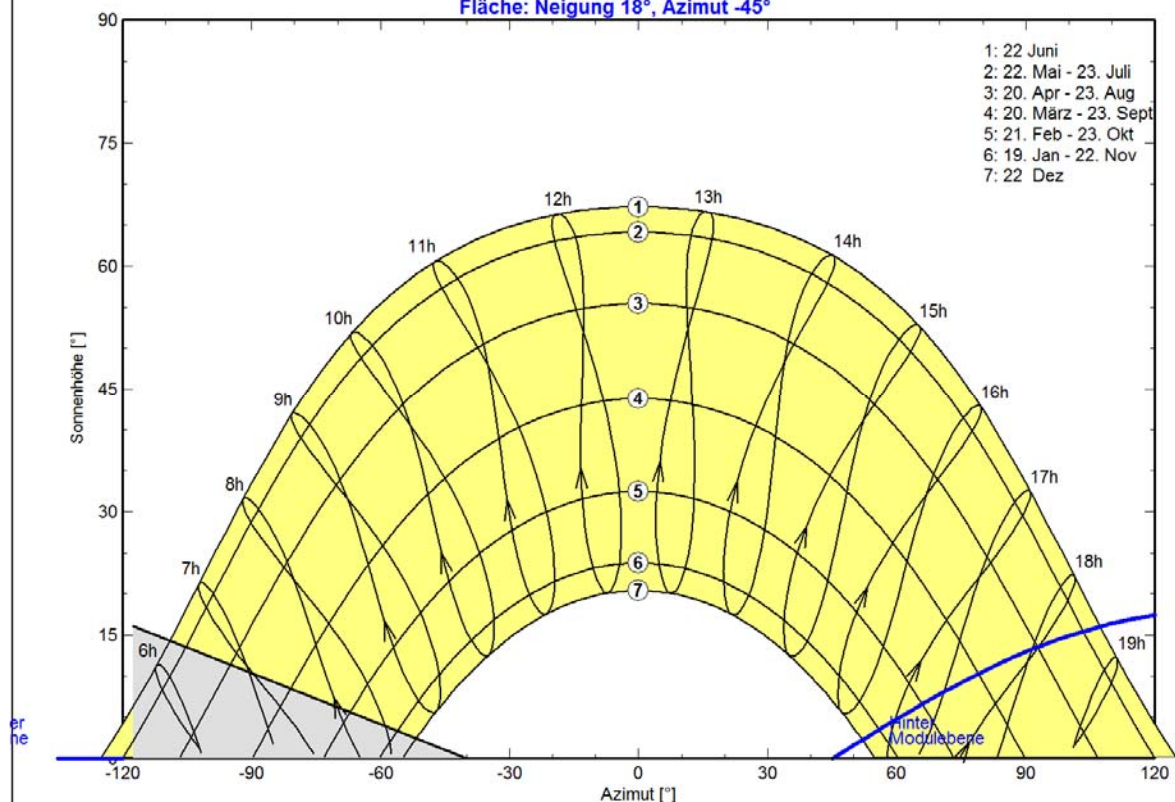
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimuth	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	260 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°	Diffuslicht-Faktor	0.98
	Albedo-Faktor	100 %	Albedo-Anteil	0.84

Höhe [°]	16.1	0.0	0.0	0.0
Azimuth [°]	-117	-40	40	119

Horizontlinie für Sion

Fläche: Neigung 18°, Azimuth -45°



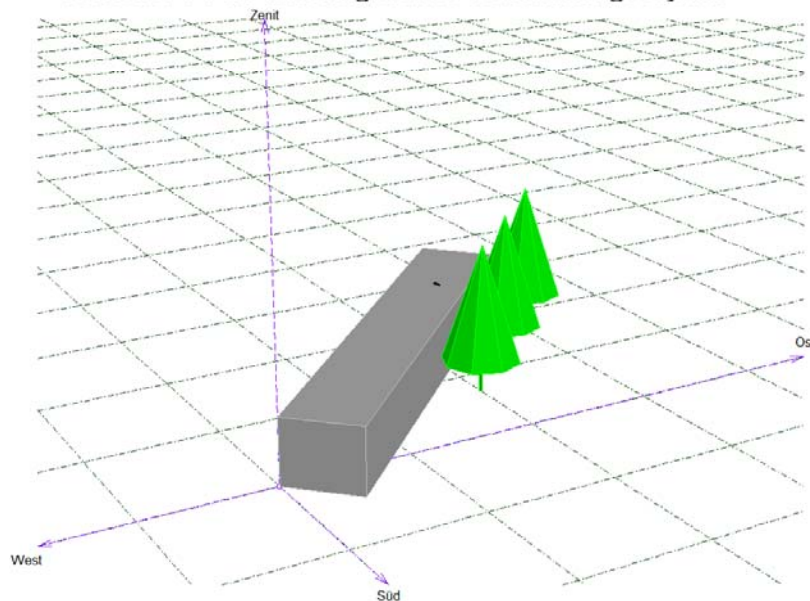
DC-Netz System: Nahverschattungs-Definition

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen

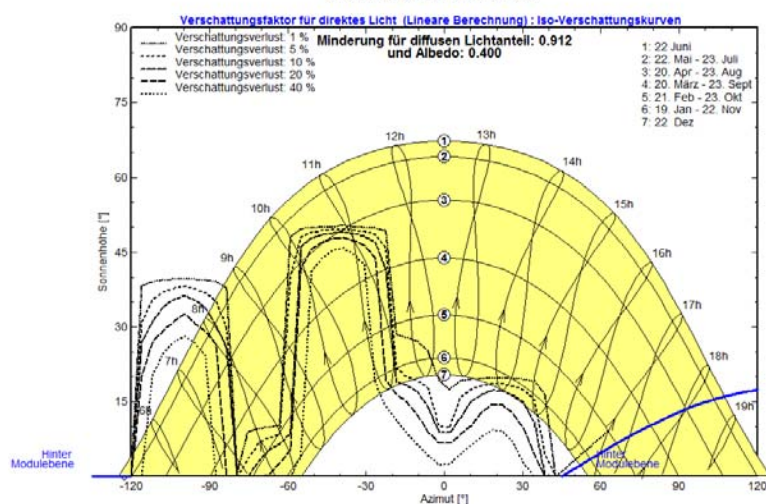
Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	260 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulströme
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ansicht PV-Feld und umgebende Verschattungsobjekte



Iso-Verschattungs-Diagramm

Simulation Sion: Bat B mit baum



DC-Netz System: Hauptergebnisse

Projekt : Simulation Sion

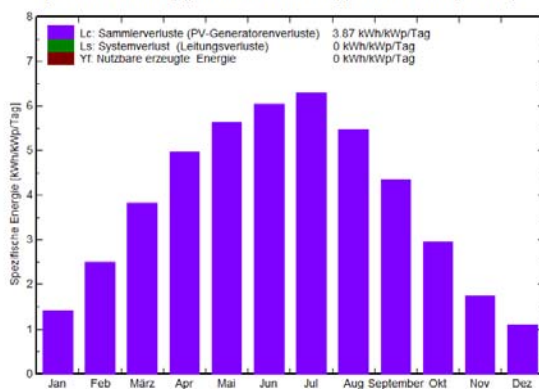
Simulationsvariante : JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	260 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

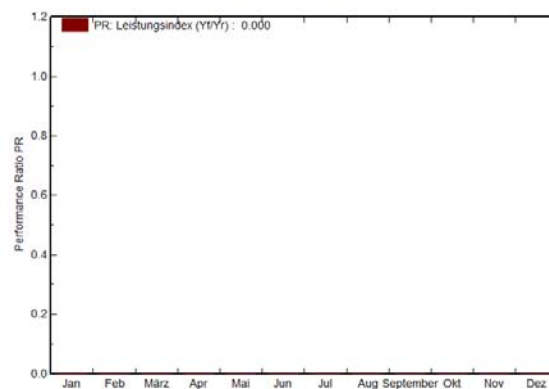
Hauptsimulationsergebnisse

Systemproduktion **Erzeugte Energie 0.00 kWh/Jahr** Produzierbar 0 kWh/kWp/Jahr
 Performance Ratio PR 0.0 % Sonnenanteil SF 100.0 %

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 260 Wp



Performance Ratio PR



JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArrMPP	EArray	E User
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh
Januar	36.8	-0.75	43.6	38.1	9.01	0.000	0.000
Februar	59.5	1.03	69.9	58.7	13.93	0.000	0.000
März	104.9	5.54	118.6	97.1	22.43	0.000	0.000
April	140.7	9.63	149.2	132.4	29.88	0.000	0.000
Mai	169.2	13.73	174.5	159.0	34.95	0.000	0.000
Juni	179.9	16.80	181.5	165.7	35.72	0.000	0.000
Juli	190.8	19.59	195.0	178.6	38.02	0.000	0.000
August	161.5	18.32	170.1	154.4	33.21	0.000	0.000
September	118.0	14.96	130.7	109.8	24.20	0.000	0.000
Oktober	79.0	10.03	91.4	76.0	17.11	0.000	0.000
November	44.4	3.59	52.2	45.5	10.60	0.000	0.000
Dezember	29.5	0.35	34.2	29.6	6.93	0.000	0.000
Jahr	1314.3	9.45	1410.8	1244.8	275.98	0.000	0.000

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung EArrMPP Theor. PV-Feld-Energie im MPP
 T Amb Umgebungstemperatur EArray Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
 GlobInc Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche E User Dem Verbraucher gelieferte Energie
 GlobEff Effektive Globalstr. (AM u. Verschattungen)

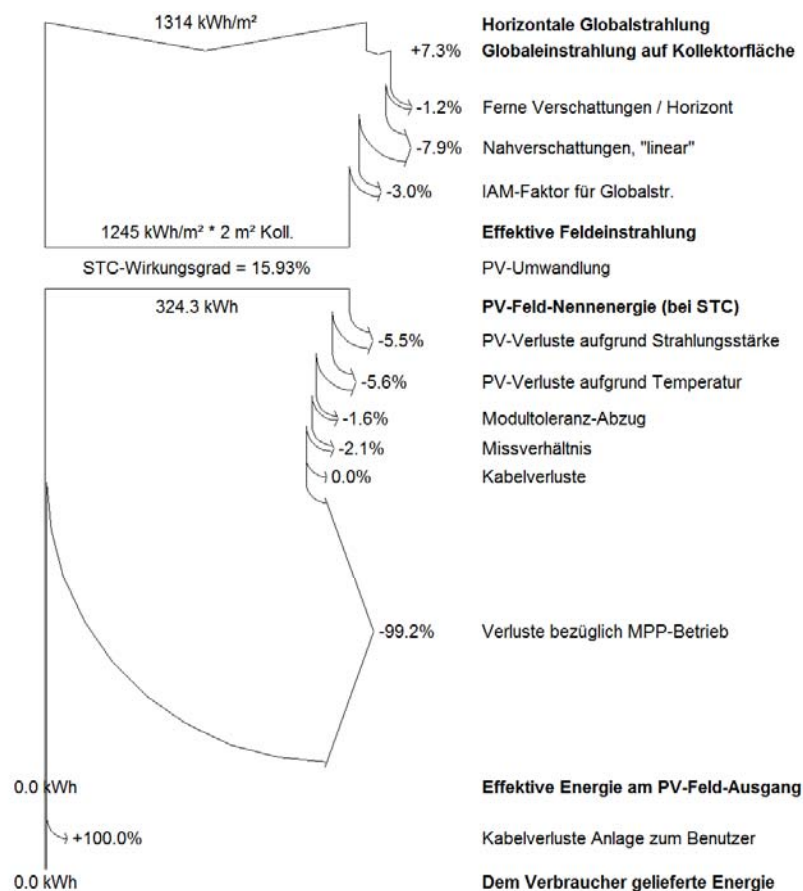
DC-Netz System: Verlust-Diagramm

Projekt : Simulation Sion

Simulationsvariante : JAP6, 260 W, Simulation mit Bäumen

Hauptsystemparameter	Systemtyp	DC-Netz System (öffentlicher Verkehr)		
Horizont	durchschnittliche Höhe	2.6°		
Nahverschattungen	Lineare Verschattung			
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	18°	Azimet	-45°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total	260 Wp
DC-Netz	Nennspannung	600 V	Überspannungsregelung	Trennung der Modulstr
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Anhang 6 :

Leistungswerte des Flukes 435 mit und
ohne Offset vom 18. Juni 2015

Zeit	PAC ohne Abzug vom Offset [W]	PAC mit Abzug vom Offset [W]	Absoluter Fehler [W]	Relativer Fehler [%]
09:10:00	338.7	259.8	78.9	30.39
09:20:00	498.0	389.4	108.6	27.90
09:30:00	833.5	691.3	142.1	20.56
09:40:00	826.1	699.8	126.3	18.04
09:50:00	833.3	725.1	108.2	14.92
10:00:00	589.1	481.9	107.2	22.24
10:10:00	919.4	807.0	112.4	13.92
10:20:00	1041.7	952.2	89.5	9.39
10:30:00	1037.1	893.5	143.6	16.07
10:40:00	1109.7	937.1	172.6	18.41
10:50:00	1088.8	940.5	148.3	15.77
11:10:00	798.1	662.9	135.2	20.40
11:20:00	676.2	571.0	105.2	18.42
12:30:00	1318.4	1140.3	178.1	15.62
12:40:00	1346.9	1190.6	156.3	13.13
12:50:00	979.4	841.0	138.4	16.45
13:00:00	1008.4	889.1	119.4	13.42
13:10:00	564.6	458.5	106.0	23.13
13:20:00	1058.4	903.5	154.9	17.14
13:30:00	1010.2	864.3	146.0	16.89
13:40:00	894.1	756.5	137.5	18.18
13:50:00	1000.0	854.5	145.5	17.02
14:00:00	823.2	685.9	137.3	20.02
14:10:00	889.3	759.4	129.9	17.10
14:20:00	737.4	606.4	130.9	21.59
14:30:00	522.4	407.2	115.2	28.28
14:40:00	506.7	391.2	115.6	29.54
14:50:00	1102.8	944.8	158.0	16.72

Anhang 7 :
Absolute und Relativer Fehler zwischen
der DB und PEL 103 für alle 3 Phasen
am 20. Juni 2015

Zeit [hh:mm:ss]	Mittelwert L1 DB [A]	Mittelwert L1 PEL [A]	Absoluter Fehler [A]	Relativer Fehler [%]
06:30:00	0.455	0.073	0.382	83.915
07:00:00	0.492	0.340	0.152	30.926
07:30:00	0.507	0.343	0.164	32.316
08:00:00	0.592	0.607	0.015	2.596
08:30:00	0.701	0.710	0.009	1.332
09:00:00	0.624	0.743	0.119	19.025
09:30:00	0.783	0.678	0.105	13.459
10:00:00	0.777	0.674	0.103	13.213
10:30:00	0.784	0.610	0.174	22.152
11:00:00	0.808	0.505	0.303	37.447
11:30:00	1.192	0.513	0.678	56.924
12:00:00	1.181	0.551	0.630	53.375
12:30:00	1.139	0.692	0.448	39.297
13:00:00	1.284	0.916	0.368	28.687
13:30:00	1.214	0.473	0.741	61.030
14:00:00	1.419	0.556	0.863	60.846
14:30:00	1.887	0.568	1.319	69.899
15:00:00	1.492	0.599	0.893	59.870
15:30:00	1.525	0.672	0.853	55.956
16:00:00	1.684	0.720	0.964	57.242
16:30:00	1.230	0.708	0.523	42.480
17:00:00	0.919	0.671	0.249	27.036
17:30:00	0.914	0.712	0.201	22.031
18:00:00	1.103	0.636	0.467	42.358
18:30:00	0.874	0.658	0.217	24.775
19:00:00	0.822	0.631	0.191	23.284
19:30:00	0.565	0.567	0.002	0.381
20:00:00	0.524	0.370	0.154	29.395
20:30:00	0.482	0.336	0.145	30.178
21:00:00	0.474	0.330	0.145	30.456

Zeit [hh:mm:ss]	Mittelwert L2 DB [A]	Mittelwert L2 PEL [A]	Absoluter Fehler [A]	Relativer Fehler [%]
06:30:00	0.425	0.073	0.352	82.808
07:00:00	0.459	0.349	0.109	23.859
07:30:00	0.475	0.330	0.145	30.591
08:00:00	0.561	0.302	0.259	46.213
08:30:00	0.674	0.286	0.388	57.568
09:00:00	0.596	0.280	0.317	53.111
09:30:00	0.757	0.305	0.452	59.674
10:00:00	0.752	0.306	0.446	59.328
10:30:00	0.761	0.297	0.464	60.965
11:00:00	0.786	0.320	0.466	59.317
11:30:00	1.166	0.656	0.509	43.702
12:00:00	1.157	0.614	0.543	46.954
12:30:00	1.116	0.663	0.453	40.556
13:00:00	1.258	0.928	0.330	26.196
13:30:00	1.189	0.633	0.556	46.786
14:00:00	1.395	0.926	0.469	33.612
14:30:00	1.857	1.455	0.402	21.639
15:00:00	1.463	1.022	0.441	30.161
15:30:00	1.497	1.020	0.477	31.877
16:00:00	1.654	1.191	0.464	28.025
16:30:00	1.202	0.699	0.503	41.866
17:00:00	0.892	0.384	0.508	56.957
17:30:00	0.886	0.406	0.480	54.173
18:00:00	1.078	0.591	0.487	45.164
18:30:00	0.848	0.371	0.477	56.252
19:00:00	0.796	0.327	0.469	58.923
19:30:00	0.536	0.279	0.257	47.998
20:00:00	0.494	0.296	0.198	40.056
20:30:00	0.452	0.322	0.130	28.725
21:00:00	0.444	0.329	0.115	26.002

Zeit [hh:mm:ss]	Mittelwert L3 DB [A]	Mittelwert L3 PEL [A]	Absoluter Fehler [A]	Relativer Fehler [%]
06:30:00	0.374	0.099	0.275	73.619
07:00:00	0.393	0.583	0.190	48.519
07:30:00	0.408	0.549	0.141	34.654
08:00:00	0.490	0.535	0.044	8.993
08:30:00	0.601	0.545	0.057	9.412
09:00:00	0.523	0.527	0.004	0.834
09:30:00	0.681	0.586	0.095	13.944
10:00:00	0.677	0.584	0.093	13.698
10:30:00	0.685	0.579	0.106	15.475
11:00:00	0.707	0.589	0.119	16.779
11:30:00	1.085	0.836	0.249	22.971
12:00:00	1.077	0.806	0.272	25.200
12:30:00	1.038	0.820	0.218	21.026
13:00:00	1.182	0.977	0.205	17.365
13:30:00	1.111	0.820	0.291	26.223
14:00:00	1.314	1.074	0.240	18.274
14:30:00	1.775	1.572	0.204	11.467
15:00:00	1.385	1.191	0.194	14.013
15:30:00	1.419	1.175	0.243	17.162
16:00:00	1.576	1.338	0.238	15.091
16:30:00	1.126	0.893	0.233	20.705
17:00:00	0.819	0.629	0.190	23.223
17:30:00	0.814	0.645	0.168	20.696
18:00:00	1.004	0.779	0.225	22.448
18:30:00	0.772	0.609	0.162	21.044
19:00:00	0.718	0.577	0.141	19.692
19:30:00	0.462	0.505	0.043	9.343
20:00:00	0.422	0.515	0.093	21.981
20:30:00	0.381	0.537	0.156	40.886
21:00:00	0.373	0.543	0.170	45.580

Anhang 8 : Matlab Skript für die Berechnung der Sonnenwinkel

Funktion um Sonnenwinkel zu berechnen:

```
function csvwriteh( filename, di, header )
%CVSWRITEH write matrix to a csv file with header
% CVSWRITEH( FILENAME, DATA, HEADER )
% function to write a csvfile with a header
% input parameters:
%   FILENAME: filename for csv output file
%   DATA:    matrix with data for csv file
%   HEADER:    cell array with names per column

%% check parameters
% filename parameter
if exist( 'filename', 'var' )
    if ~ischar( filename )
        error('filename not char')
    end
else
    error('filename does not exists')
end
% data parameter
if exist( 'data', 'var' )
    if ~isnumeric( di )
        error('data not numeric')
    end
else
    error('data does not exist')
end
% header parameter
if exist( 'header', 'var' )
    if ~iscellstr( header )
        error('header no cell str')
    end
else
    error('header does not exist')
end

% check dimensions of data and header
[drow dcol] = size (di);
[hrow hcol] = size (header);
if hcol ~= dcol
    error( 'header not of same length as data (columns)' )
end

% open file
outid = fopen (filename, 'w+');

% write header
for idx = 1:hcol
    fprintf (outid, '%s', header{idx});
    if idx ~= hcol
        fprintf (outid, ',');
    else
        fprintf (outid, '\n' );
    end
end
% close file
fclose(outid);

% write data
dlmwrite (filename, di, '-append' );
```

Programm zur Aufruf der Funktion:

```
DAYS_PER_YEAR = 366.999;
TIME_RES_DAY = 1/(24*60); %minute

lat = 46.2; % degrees
d = 0;

di = [1:TIME_RES_DAY:DAYS_PER_YEAR]';
% sun height and azimuth at every time given by d
% according to http://www.geoastro.de/SME/tk/index.htm
[he_i,az_i] = compute_sun_position(lat,di);

compute_sun_position(lat,d)
```