



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 04.11.2014

ESInfoVEiN – Grundlagen für Kurzfristvorhersagen von PV-Anlagen mit externen Informationen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Projekt VEiN, Projektleitung: Schnyder Ingenieure AG, Bösch 23, 6331 Hünenberg

Auftragnehmer:

Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW)
Hochschule für Wirtschaft
Institut für Wirtschaftsinformatik
Riggenbachstrasse 16
4600 Olten
<http://www.fhnw.ch/wirtschaft/iwi>

Autoren:

Gwendolin Wilke, FHNW, gwendolin.wilke@fhnw.ch
Holger Wache, FHNW, holger.wache@fhnw.ch

BFE-Bereichsleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Programmleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Vertragsnummer:	SI/500918-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Im Rahmen der vorliegenden Vorstudie wurde das Potential für externe Informationen zur Optimierung von Niederspannungsnetzwerken untersucht. Besonderer Fokus wurde dabei auf die Verbesserung der Netzqualität durch die Reduktion der Anzahl der Schaltvorgänge von schaltbaren Transformatoren gelegt. Zu diesem Zweck wurden zwei Methoden zur Erkennung und Vorhersage von Produktionseinbrüchen dezentral installierter Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) in Niederspannungsnetzen entwickelt, welche sich auf zwei externe Datenquellen stützen: 1. die regionale short-term Wettervorhersage, sowie 2. das Produktionsprofil umliegender Solarpanels.

Aufgrund einer nicht ausreichenden Datengrundlage in den PV-Installationen im Umfeld der Testregion VEiN in Rheinfelden konnten die entwickelten Methoden nur für grobe Produktionsschwankungen evaluiert werden. Diese bieten in der Praxis keine ausreichende Granularität für eine effektive Trafosteuerung. Beide Methoden können jedoch auf höhere Granularitäten extrapoliert werden. Die Ergebnisse der Evaluation sind vielversprechend.

Résumé

Dans le cadre de la présente étude, on n'en a examiné le potentiel des informations externes pour l'optimisation des réseaux électriques basse tension. Les efforts concernent l'amélioration des réseaux par la réduction des processus de commutation des transformateurs commutables. A cette fin, deux méthodes ont été développées pour la détection et la prévision des décrues de la production des installations photovoltaïques installées à distance. Ceci se fonde sur deux sources de données externes: 1. Des prévisions météorologiques régionaux à court terme 2. Le profil de production des panneaux solaires adjacents. En raison des données insuffisantes fournies par les installations photovoltaïques du terrain d'expérimentation VEiN à Rheinfelden, les nouvelles méthodes élaborées n'ont pu être évaluées pour des fortes variabilités de la production. En pratique ils n'offrent pas une granularité adéquate pour un contrôle de transformateur efficace. Par contre les deux méthodes peuvent être extrapolées pour une granularité supérieure. Les résultats de l'évaluation sont prometteurs.

Abstract

In this pre study the potential of external information for optimizing low voltage power networks was investigated. In particular the study aimed for improving the network quality by reducing the number of switching operations of a switchable transformer. Two methods were developed for the detection and forecast of production interrupts of distributed solar panel installations. The database includes regional short-term weather forecasts and production profile of other, not so far away solar panels.

In the progress of this pre study it showed up that the database is not of sufficient quality for the area around the VEiN test field. Therefore the two methods could only be used to detect coarse production interrupts. In practice these coarse production interrupts are useless for the transformer operations. But both methods showed promising results. It can be expected that – given a database with sufficient and detailed data of necessary granularity – both methods can produce appropriate results.

Inhalt

Zusammenfassung.....	4
Résumé.....	4
Abstract.....	4
Inhalt	5
Ausgangslage	6
Ziel der Arbeit.....	6
Bisherige Literatur	7
Szenario und Abgrenzung.....	7
Vorgehen / Methode.....	9
Ergebnisse / Erkenntnisse	10
Anforderungsanalyse.....	10
Datenbeschaffung und Evaluation der Anforderungen.....	12
Bestimmung des Golden Standards.....	15
Mathematische Methoden und Werkzeuge	17
Zwei Methoden zur Erkennung von relevanten Produktionsschwankungen	18
Prognose- & Fehlermodelle.....	21
Evaluation.....	23
Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse	30
Schlussfolgerungen Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss	30
Referenzen.....	31
Anhang.....	32

Ausgangslage

Zukünftig werden vermehrt erneuerbare Energiequellen wie Sonne, Wind, Biomasse und Wasser genutzt sowie in einer Umgebung mit Wärmebezug dezentral Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zur Anwendung gelangen. Egal ob diese Anlagen zentral in Form von beispielsweise Windparks oder dezentral bei einzelnen Haushalt installiert werden, sie fügen einen Charakter zur Energieerzeugung hinzu.

Dieser stochastische Charakter erfordert zukünftig ein aktives Management für den Betrieb der Verteilnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen. Insbesondere auf der untersten Ebene der Verteilnetze müssen Massnahmen ergriffen werden, welche

- die Netzqualität sicherstellen und
- mehr Autonomie für einzelne Zweige des Verteilnetzes mit dem Ziel garantieren, den Energiekonsum auf die Energieproduktion abzustimmen (auch im Hinblick von Smart Energy Regions¹).

Die Sicherstellung der Netzqualität erfordert beispielsweise die Einhaltung von Grenzwerte im Spannungsband. Bei einer dezentralen Einspeisung mittels erneuerbarer Energiequellen (kurz: DEA) auf der untersten Netzebene kann die Einhaltung der Grenzwerte nicht wie bisher sichergestellt werden. Es bedarf zusätzlicher Massnahmen oder Anlagen, zum Beispiel in Form von schaltbaren Transformatoren und/oder Batteriespeicherungen, welche korrigierend eingreifen.

Ebenso werden Batteriespeicher zum Ausgleich von Spannungsspitzen (Peak Shaving) oder zu Steigerung der Autonomie eingesetzt. Im letzten Fall wird versucht, die Abhängigkeit vom externen Strombezug zu reduzieren, indem Batteriespeicher überschüssige Energie – unter anderem von DEAs produziert – zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar machen.

Ziel der Arbeit

Existierende Ansätze für das Management von Niederspannungsnetzen beruhen meist auf lokalen Messungen. Das Ziel der Arbeit ist es zu untersuchen, ob das Management von Niederspannungsnetzen - insbesondere unter der neuen Herausforderung dezentraler Energieeinspeisung - mit Hilfe von weiteren externen Informationen in Richtung Netzstabilität und Wirtschaftlichkeit verbessert werden kann.

Dazu sollten konkret folgender Anwendungsfall **Verbesserung der Netzqualität durch informierte Steuerung des schaltbaren Transformators und/oder Speichers** untersucht werden. Schaltvorgänge von Transformatoren im Niederspannungsnetz zielen auf eine Einhaltung des Spannungsbandes. Die Anzahl der Schaltvorgänge kann durch "kurzfristige" Prognosen des zukünftigen Stromverbrauchs und -erzeugung und deren Ausgleich durch Peak Shaving reduziert werden. Auswirkungen wie die Weitergabe der Netzschwankungen insbesondere auf das höhere Stromnetz können damit reduziert und der Verschleiss des schaltbaren Transformators (falls mechanische Schalter verwendet werden) kann eingegrenzt werden.

Konkret werden im vorliegenden Anwendungsfall kurzfristige, von vorbeiziehenden Wolken verursachte Produktionseinbrüche dezentraler PV-Anlagen zeitnah prognostiziert, um entsprechende Massnahmen auslösen zu können. Zur Umsetzung der Kurzfristprognose werden als externe Informationsquellen einerseits regionale Wettervorhersagen, andererseits die PV-Produktionsdaten umliegender PV-Installationen herangezogen.

Die Ziele des Projekts folgendermassen verfeinert:

- Fokussierung des Projekts auf die Verbesserung der Netzqualität. Zusätzlich wurde die Fragestellung fokussiert, wie überhaupt eine Kurzfristprognose erstellt werden kann.
- Die Auswirkungen der externen Steuergrössen auf das Netz werden hinten angestellt und soll gegebenenfalls in einem separaten Folgeprojekt untersucht werden.

¹ <http://www.e-energy.de/de/modellregionen.php>

Bisherige Literatur

Der Einbezug externer Informationen zur Steuerung lokaler Netze wurde auch in anderen Ansätzen untersucht. Für die Kurzfristvorhersage beschränken sich die einbezogenen, externen Informationen aber auf die Wettervorhersagen. Den Ansätzen ist allen gemeinsam, dass sie im Gegensatz zu bisherigen Modellen zur Wettervorhersage einen kürzeren Vorhersagehorizont von wenigen Minuten bis zu einigen Stunden haben. Vorhersagen in diesen kurzen Zeitfenstern erlauben eine wesentlich präzisere Steuerung eines Niederspannungsnetzes – womit der Nutzen einer solchen Vorhersage schon angedeutet ist.

Die Ansätze zur Kurzfristvorhersage können grob in folgende Klassen einsortiert werden (vgl. (Pelland et.al. 2013)):

- **Stochastische Methoden**
Auf der Basis von vergangenen Produktionsdaten eines Solarpanels wird eine Vorhersage für jenes Panel probiert. Das Persistenzmodell ist ein bekannter Vertreter dieser Gattung. Allerdings ist die Vorhersagegüte solcher Modelle begrenzt. Zudem nutzen sie keine externen Informationen für die Vorhersage.
- **Methoden auf der Basis von bodengestützten Kameras (z.B. (Chow et al. 2011))**
Mittels speziellen Kameras wird der Himmel fotografiert. Aus einer Bildfolge werden Vorhersagen für Wolkenzüge abgeleitet, aus denen auf die erwartete Energieproduktion der Solarpanels geschlossen wird. Die Vorhersagegüte ist gut, allerdings stark von der jeweiligen Wittersituation abhängig.
- **Methoden auf der Basis von Satellitenbildern (z.B. (Perez et al. 2010))**
Ebenso wie man aus Bildfolgen von bodengestützten Kameras kann man aus Bildfolgen von entsprechenden Satellitenbildern Wolkenzüge ableiten. Vorteil der Satellitenbilder ist relative Unabhängigkeit von den jeweiligen Wittersituationen. Auf der anderen Seite weisen sie eine wesentlich gröbere räumliche als auch zeitliche Auflösung auf, womit Vorhersagen für einen bestimmten Installationsort einer PV-Anlage ungenau sind.
- **Mischformen**
Die beste Vorhersagegüte scheint durch eine Kombination von Satelliten- und Kamerabildern erreicht zu werden. Die Schwäche eines jeweiligen Ansatzes kann durch die Stärken des anderen Ansatzes ausgeglichen werden. Ein Wolkentracking ist auch bei schlechten Wittersituationen mittels Satellitenbildern möglich, während Bildfolgen bei bodengestützten Kameras bei gutem Wetter genauer und detailliertere Vorhersagen erlauben.
-

In diesem vorliegenden Vorhaben soll eine weitere Methode untersucht werden. Die Neuartigkeit dieser Methode beruht auf der Art der externen Informationen, welche zur Vorhersage der Solareinstrahlung genutzt werden. Im Gegensatz zu den bisherigen Ansätzen werden die Solarproduktionen umliegender PV-Anlagen herangezogen, um die Produktion einer konkreten PV-Anlage vorherzusagen. In diesem Vorhaben soll die Grundlage für eine solche Vorhersagemethode gelegt werden.

Szenario und Abgrenzung

Anwendungsfall 1 wurde basierend auf folgendem Szenario untersucht (siehe Abbildung 1):

Am "Vorhersagestandort" (mit dezentral installierten PV-Anlagen) sollen für die Trafoschaltung relevante Produktionsschwankungen prognostiziert werden. Es sollen folgende externe Daten herangezogen werden:

- *Messwerte an externen PV-Anlagen im Umkreis des Vorhersagestandorts; diese werden zur konkreten Vorhersage verwendet. Neben PV-Anlagen können auch Pyranometer herangezogen werden.*
- *Messwerte an Wetterstationen im Umkreis des Vorhersagestandorts; diese können zur Bestimmung der geeigneten PV-Anlagen zur Vorhersage herangezogen werden.*

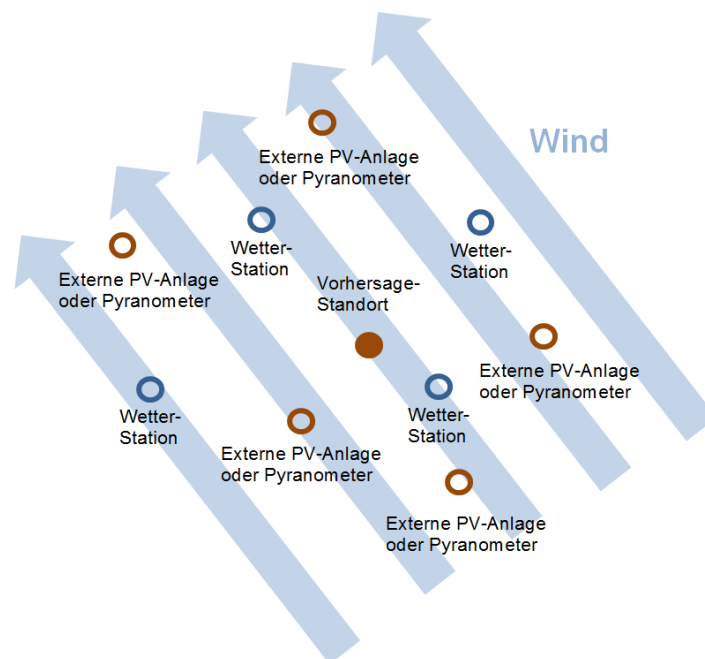


Abbildung 1 Beispiel-Szenario für Anwendungsfall

Es soll untersucht werden, ob an den externen PV-Anlagen für die Trafoschaltung relevante Produktionsschwankungen erkannt werden können, welche durch vorüberziehende Wolken ausgelöst wurden. Mit Kenntnis der herrschenden Windrichtung und Windgeschwindigkeit sollen diese Produktionsschwankungen für den Vorhersagestandort prognostiziert werden, mit dem Ziel "kurzfristiges Hin- und Herschalten" des Trafos zu verhindern (vgl. Abbildung 1).

Um die Messwerte unterschiedlicher Herkunft und Art vergleichbar zu machen, wurden die Messwerte normiert. Ziel der Normierung war die Amplitudenausschläge der jeweiligen Messreihen vergleichbar zu machen.

Als *relevant* eingestuft werden Schwankungen in den Zeitreihen dabei in den folgenden Fällen:

1. Die Höhe der Amplitudenschwankung über einem Zeitfenster L ist signifikant
 1. in Relation zum Signalrauschen und
 2. in Relation zur extraterrestrischen Solarstrahlung (abhängig von geographischer Lage und Jahreszeit)
2. Das Zeitfenster L der Amplitudenschwankung ist *kurz* genug, sodass der entsprechende PV-Produktions-Einbruch bzw. -Anstieg mit DLM-Massnahmen ausgeglichen werden kann. Dafür wurde eine Grenze von $L \leq 10 \text{ min}$ angenommen
3. Das Zeitfenster L der Amplitudenschwankung ist *lang* genug, um für ein Trafoschaltsignal relevant zu sein. Dies hängt einerseits von der Trafo-Schaltlogik ab, andererseits von den Reglements zur Einhaltung des Spannungsbandes². Es wurde eine Grenze von $L \geq 2 \text{ min}$ gesetzt.

Für den Anwendungsfall werden folgende Annahmen getroffen:

- Vereinzelt vorüberziehende Wolken führen zu für die Trafoschaltung signifikanten Produktionseinbrüchen an PV-Anlagen, welche kurz genug sind, um in einem Smart Grid durch Massnahmen wie Peak Shaving z.B. durch Dynamic Load Management (DLM) ausgeglichen werden zu können.
- Produktions-Schwankungen mit einer Länge von 2-5 min können mit DLM ausgeglichen werden. Eine Trafoschaltung kann dadurch verhindert werden, insbesondere kann schnelles Hin- und Herschalten des Trafos bei Wolkenfeldern verhindert werden.
- Die Trafoschaltung erfolgt mit einer leichten Verzögerung, welches einem Downsampling und

² Gemäss EN 50160 gilt eine maximale Spannungsabsenkung bzw. ein maximaler Spannungshub in der Niederspannungs-Leitungsebene von -5% bzw. +3%.

damit einer Glättung der Zeitreihen entspricht. Dieser Glättungseffekt sorgt dafür, dass der Trafo nicht auf sehr kleine Produktions-Schwankungen (unter 2 min) reagiert.

- Das vorüberziehende Wolkenmuster verändert sich zwischen externem Standort und Vorhersagestandort wenig, falls kein böiger Wind herrscht.
- Statt PV-Produktionsdaten können für den Zweck der Vorstudie auch Pyranometer-Daten verwendet werden (sowohl im Vorhersagestandort als auch in den externen Standorten): Beide messen die aktuelle Sonnenbestrahlung (direkt bzw. indirekt). Die Erkennung und Vorhersage von *relativen* Schwankungsmustern in der Einstrahlung ist ausreichend, um geeignete DLM-Massnahmen zur Verhinderung von Trafoschaltungen einleiten zu können.

Die vorliegende Arbeit ist als Vorstudie konzipiert: Es soll die Machbarkeit der Kurzfristvorhersage und ihre möglichen Auswirkungen auf das Trafoverhalten untersucht werden.

Konkret ist daher Gegenstand der Vorstudie:

- die Anforderungsanalyse für ein Prognosemodell gemäss dem Beispiel-Szenario;
- die Konzipierung eines geeigneten Vorhersagemodells;
- dessen Evaluation anhand von Beispieldaten.

Nicht Gegenstand der Vorstudie ist die Konzeption der Trafo-Schaltsignale für ein konkretes Trafomodell und die Implementierung eines entsprechenden Prototypen.

Vorgehen / Methode

Anwendungsfall 1 soll zeigen, dass eine kurzfristige Produktionsprognose von dezentralen PV-Einspeiseanlagen auf Basis von externen Informationsquellen erstellt werden kann. Um ein entsprechendes Prognosemodell zu erstellen wurde folgendes Vorgehen gewählt:

1. Vorarbeiten:
 - Anforderungsanalyse
 - Datenbeschaffung
 - Evaluation mathematischer Methoden und Werkzeuge
2. Prognosemodell:
 - Erkennung von Produktions-Schwankungen
 - Korrelation mit externen Ereignissen
 - Prognose- & Fehlermodell
3. Evaluation

In den Vorarbeiten wurden die Anforderungen an das zu erstellende Modell analysiert, insbesondere im Hinblick auf die erforderliche Menge und Qualität an Daten aus externen und Netz-internen Quellen. Es wurde versucht entsprechende Daten zu beschaffen, was sich schwierig erwiesen hat. Des Weiteren wurden potentielle Methoden und mathematische Werkzeuge zur Erstellung eines Prognosemodells gesichtet und evaluiert. Die Wavelet-Analyse wurde als geeignet ausgewählt.

Die Ausarbeitung des Vorhersagemodelles selbst gliedert sich in drei Schritte: Im ersten Schritt wurde ausgehend auf Basis der Wavelet-Analyse zwei konkrete Methoden entwickelt, um für Trafoschaltungen relevante Produktionseinbrüche zu charakterisieren und automatisiert zu erkennen. Im zweiten Schritt wurden diese Produktionseinbrüche mit Ereignissen aus externen Informationsquellen korreliert, nämlich mit:

- Produktionsdaten umliegender PV-Anlagen, um Produktionseinbrüche, die von vorüberziehenden Wolken verursacht wurden, frühzeitig zu erkennen;
- Wetter-Ereignissen (vorhergesagte Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Sonnenscheindauer etc.), welche helfen, die Produktionsdaten umliegender PV-Anlagen mit den Produktionsdaten der vorherzusagenden PV-Anlage in Verbindung zu bringen.

Auf Basis der Auswertung dieser Korrelationen wurde im dritten Schritt ein Prognose- und Fehlermodell erstellt. In der Evaluation wurde die Güte des erstellten Prognosemodelles mittels messbarer Parameter ausgewertet.

Ergebnisse / Erkenntnisse

Anforderungsanalyse

Aus dem im Kapitel "Szenario und Abgrenzung" beschriebenen Szenario wurden die im folgenden gelisteten Anforderungen abgeleitet.

Anforderung aus dem Projektauftrag:

- Da die vorliegende Vorstudie vom Projekt VEiN mitfinanziert wurde, mit dem Ziel die Auswirkungen der vermehrten dezentralen Einspeisung auf die Netzqualität und auf den Betrieb von Niederspannungsnetzen in der Praxis zu ermitteln, soll entweder der Vorhersagestandort oder einer der externen Standorte (Vorhersagequellen) am VEiN Standort in Rheinfelden verortet sein.

Anforderungen an die externen Wetterstationen und deren Messdaten:

- Art der Daten:
 - Windrichtung, Windgeschwindigkeit, allgemeine Wetterlage, um geeignete PV-Anlagen/Pyranometer bestimmen zu können
- Datenqualität:
 - Windrichtung und Windgeschwindigkeit sollten möglichst auf Wolkenhöhe bekannt sein.
 - Die Länge der Abtastintervalle von Windrichtung und Windgeschwindigkeit sollte nicht mehr als 5 min betragen, um diese mit den PV-Messwerten korrelieren zu können ohne zu grosse Abweichungen in Kauf nehmen zu müssen.
- Standort:
 - Die Wetterstationen sollen möglichst nah an den PV-Anlagen stehen. Im Idealfall gibt es zu jeder externen Mess-Stationen mindestens eine Wetterstation, die in der Achse zwischen externen Mess-Station und Vorhersagestation liegt. Dies erlaubt eine möglichst akkurate Einschätzung der Windrichtung und -geschwindigkeit zwischen den PV-Anlagen.
- Windrichtung:
 - Die vorherrschende Windrichtung soll im Idealfall möglichst genau in der Achse zwischen externer PV-Anlage und Vorhersagestation stehen. Andernfalls ist zu erwarten, dass die zur Produktions-Prognose genutzten Wolkenformationen am Standort der externen PV-Anlage nicht über den Prognosestandort hinwegziehen bzw. die resultierenden Produktionsmuster stark verzerrt sind. Die Prognosequalität nimmt mit der Abweichung der Windrichtung von dieser Achse daher sehr schnell ab. Diese Anforderung fällt vor allem dann ins Gewicht, wenn für die Prognose am Vorhersagestandort nur eine externe PV-Anlage als Vorhersagequelle genutzt werden kann. Je mehr externe PV-Anlagen pro Vorhersagestandort als Prognosequellen zu Verfügung stehen, desto stärker können Cross-Korrelationen ausgenutzt werden, um Abweichung der Windrichtung von der genannten Achse zu kompensieren (siehe "Complex Model" im Kapitel Prognose- und Fehlermodelle weiter unten).
- Windgeschwindigkeit
 - Die Windgeschwindigkeit soll nicht höher sein als 60 km/h:
 - Bei hohen Windgeschwindigkeiten (bzw. Sturm) ist davon auszugehen, dass das Wolkenmuster auf dem Weg zwischen externem Standort und Vorhersagestandort durch entstehende Turbulenzen stark verzerrt wird und dadurch die Prognose erschwert. Als "Sturm" werden üblicherweise Windgeschwindigkeiten ab 20,8 m/s (74,9 km/h) bezeichnet. Um gut unter diesem Schwellenwert zu bleiben, wurde die max. zulässige Windgeschwindigkeit in diesem Vorhaben auf 60 km/h festgesetzt.
 - Je höher die Windgeschwindigkeit, desto kürzer die Vorlaufzeit der Prognose.
 - Bei einer kurzen Distanz zwischen externer PV-Anlage und Vorhersagestandort und gleichzeitig hoher Windgeschwindigkeit kann die "Flugzeit" der Wolken zwischen den Standorten, und damit die Vorlaufzeit der Prognose, unter die Länge der Abtastintervalle fallen. Eine Vorhersage relevanter Produktionseinbrüche ist in diesem Fall nicht möglich.

- Ebenso kann die Vorlaufzeit kleiner sein als das als relevant spezifizierte Zeitfenster von Amplitudenschwankungen. Auch in diesem Fall ist eine Vorhersage nicht möglich, da am externen Standort nicht genug Zeit bleibt, um die relevanter Produktionseinbrüche als relevant zu erkennen.

Allgemeine Wetterlage:

- Die allgemeine Wetterlage soll der Wetterklasse GUT oder MITTEL entsprechen. Dabei wurden drei Wetterklassen entsprechend dem sog. signal to noise ratio (SNR) definiert (siehe Abbildung 2). Das SNR gibt das Verhältnis von Amplitude des interessierenden Signals zur Amplitude des Hintergrundrauschens an (González et. al., 2008). Im vorliegenden Fall ist das interessierende Signal eine signifikante Amplitudenschwankung entsprechend Kapitel *Szenario und Abgrenzung*, d.h. eine Amplitudenschwankung welche einerseits signifikant ist in Relation zum gleitenden Mittelwert ist und andererseits ein Zeitfenster von 2-10min abdeckt. Im Folgenden werden die drei Wetterklassen erläutert:
 - **Wetterklasse GUT:** Bei klarem Himmel mit vereinzelt vorüberziehenden Wolken sind die von diesen ausgelösten Produktionseinbrüche gut erkennbar (siehe linke Spalte in
 - Abbildung 2), da das Signal einen hohen SNR aufweist. Für die Wetterklasse GUT wurde $SNR \geq 10$ angenommen.
 - **Wetterklasse MITTEL:** Bei bewölktem Wetter nimmt das Signalrauschen zu (siehe mittlere Spalte in
 - Abbildung 2) und damit das SNR ab, wodurch sich die Unterscheidbarkeit von relevanten Schwankungen und Signalrauschen verschlechtert. Für die Wetterklasse GUT wurde $2 \leq SNR \leq 10$ angenommen.
 - **Wetterklasse SCHLECHT:** Bei bedecktem Himmel bzw. Nebel kann das SNR bis nahe 1 und darunter fallen. In diesem Fall können relevante Schwankungen nicht mehr unterschieden werden. Für die Wetterklasse SCHLECHT wurde $SNR \leq 2$ angenommen.

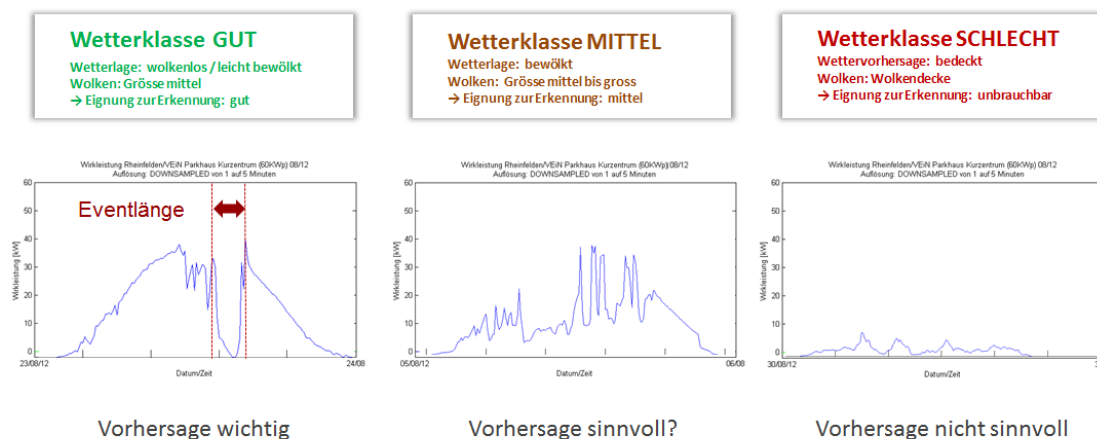


Abbildung 2 Drei Wetterklassen.

Anforderungen an die externen Anlagen und deren Messdaten:

- Art der Daten:
 - PV-Produktionsdaten (Wirkleistung oder Spannung), Pyranometer-Daten (Solarstrahlung), um aus der Zeitreihe eine Vorhersage für den Vorhersagestandort zu erstellen
- Datenqualität:
 - Laut Sampling-Theorem muss die Abtastfrequenz (d.h. die zeitliche Auflösung) der Daten mindestens der doppelten maximalen Signalfrequenz entsprechen, um die Erkennung von entsprechenden Frequenz-Ereignissen garantieren zu können. Für die zu erkennenden Produktions-Schwankungen der Länge 2-5 min ergibt sich daraus eine Auflösung (d.h. eine Länge der Abtastintervalle) von maximal 2.5 min. Um eine gute und zuverlässige Erkennung zu erlauben sollten die Abtastintervalle jedoch deutlich kürzer sein als dieser Grenzwert. Sie sollten also im Idealfall **1 Minute oder kürzer** sein.

- Standorte:
 - Es sollen pro Vorhersagestandort mehrere externe Standorte zu Verfügung stehen. Je mehr externe Standorte zur Vorhersage zu Verfügung stehen, desto höher die zu Erwartende Prognosequalität, da ein Prognose-Abgleich mehrerer Standorte durchgeführt werden kann. Mindestens jedoch muss ein externer Standort pro Vorhersagestandort vorhanden sein, um eine Prognose durchführen zu können
 - Die Distanz zwischen externem Standort und Vorhersage-Standort soll im Idealfall um die **5 km** betragen:
 - Bei einer Distanz von 2 km ist bei grossen Windgeschwindigkeiten (Obergrenze von 60km/h, siehe *Anforderungen an die Wetterstationen und deren Messdaten*) die Vorlaufzeit der Prognose kleiner als die minimal angenommene Länge der Abtastintervalle von **2min**. Eine Prognose wäre in so einem Fall unmöglich. Die Distanz sollte daher deutlich grösser als der Grenzwert von **2km** sein. Sie wurde in diesem Vorhaben mit mindestens **5 km** veranschlagt.
 - Bei sehr grossen Distanzen ist davon auszugehen, dass die Wolkenmuster auf dem Weg stark verzerrt werden, und so die Prognosequalität stark beeinträchtigt oder unmöglich gemacht wird. Falls nämlich die Windrichtung von der Achse externer Standort → Vorhersagestandort abweicht, kann es vorkommen, dass die am externen Standort beobachteten Wolkenmuster am Vorhersagestandort gar nicht ankommen, sondern "daran vorbeifliegen". In diesem Fall wäre eine Prognose basierend auf diesem externen Standort unmöglich. Je grösser die Distanz zwischen den Standorten, desto mehr schlägt eine Richtungsabweichung zu buche. Basierend auf den durchgeführten Tests (siehe Kapitel *Evaluation*) wurde folgendes festgestellt:
 - Bei der Wetterklasse GUT und bei günstiger Windrichtung kann bei einer Distanz von **10 km** einer Prognose, welche nur *einen* externen Standort benutzt, in ausreichender Qualität durchgeführt werden.
 - Für die Wetterklasse MITTEL kann sich unter denselben Bedingungen eine mangelhafte Prognosequalität ergeben.

Weitere Anforderungen:

- Um einen akkuraten Vergleich von vorhergesagten und tatsächlichen Produktions-Schwankungen in der Evaluation des Vorhersagemodells garantieren zu können, muss die Abtastfrequenz an der Vorhersage-Station mindestens so hoch sein wie die kleinste Abtastfrequenz der externen Messstationen.
- Das Verhältnis

$$\frac{\text{Distanz der Standorte}}{\text{Windgeschwindigkeit}}$$

gibt die Zeit an, die eine Wolke benötigt, um vom externen Standort zum Vorhersagestandort zu gelangen. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei langen "Flugzeiten" der Wolken, die Wolkenmuster auf dem Weg zu stark verzerrt werden, um eine brauchbare Prognose zu erlauben. Für das vorliegende Vorhaben wurde daher ein Maximalwert von ca. 1 Stunde festgelegt.

- Statt (bzw. in Ergänzung zu) Produktionsmessungen an externen PV-Anlagen können auch Pyranometer-Messwerte verwendet werden, um vorbeiziehende Wolkenmuster anhand von Produktions-Schwankungen zu erkennen. Pyranometer sind an vielen Wetterstationen installiert. Solche Wetterstationen können als Ersatz für externe PV-Anlagen herangezogen werden. Die Kriterien an Anzahl, Standort, Datenqualität sind identisch mit denen für externe PV-Anlagen.

Datenbeschaffung und Evaluation der Anforderungen

Zur Beschaffung geeigneter Daten im Umkreis von ca. 10km von Rheinfelden (Standort des Projektes VEiN) wurden zahlreiche Firmen bzw. Institutionen kontaktiert. Die folgende Abbildung 3 zeigt die externen PV- und Pyranometer-Standorte, sowie Wetterstationen, die daraus folgend dem Projekt zu Verfügung standen.

Aufgrund des Jura-Gebirges ist die vorherrschende Windrichtung im Gebiet um Rheinfelden WestOst. Externe PV-oder Pyranometer-Standorte werden im Vorhersagemodell benutzt, um vorüberziehende Wolken und damit einhergehende Produktionseinbrüche frühzeitig zu erkennen. Daher mussten externer Standort und Vorhersagestandort so gewählt werden, dass sie in dieser Reihenfolge in WestOst-Richtung ausgerichtet sind. Unter Einbeziehung des Standortes VEiN ist dies nur für die folgenden Standort-Paare (ungefähr) gegeben:

- Rheinfelden → Schwörstadt
- Rheinfelden → Windisch
- Münchenstein → Rheinfelden
- Frenkendorf → Rheinfelden

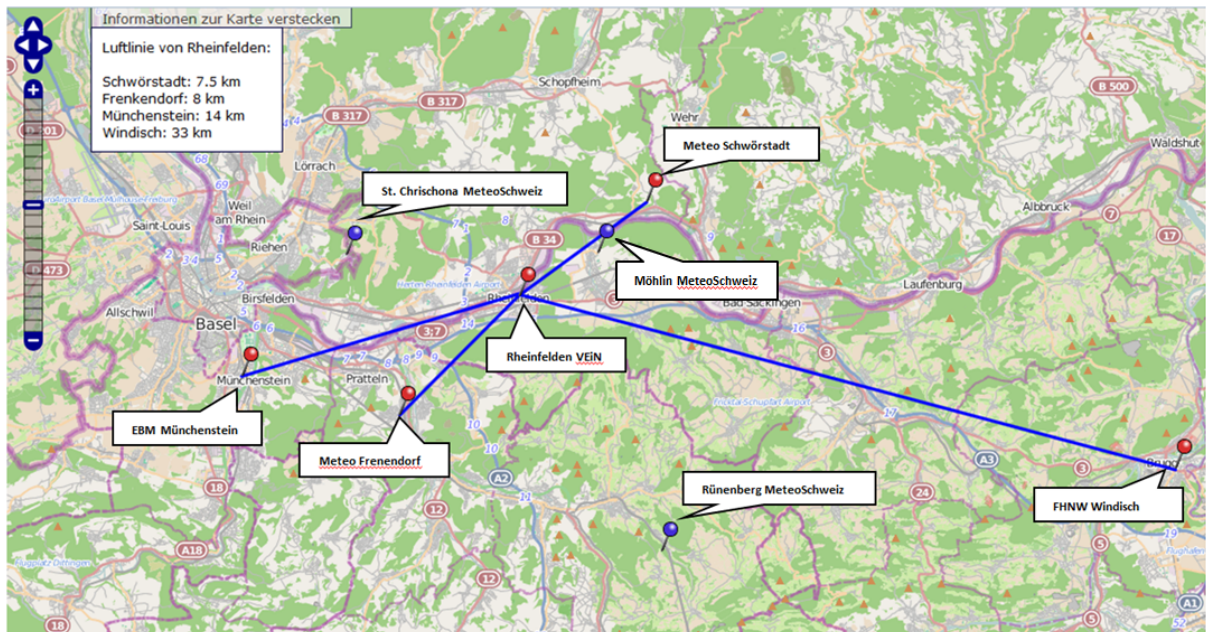


Abbildung 3 Standorte von Datenquellen

Zusätzlich muss in oder zwischen diesen Standorten mindestens eine Wetterstation angesiedelt sein, um tatsächliche aktuelle Windrichtung und Windstärke für die Vorhersage zu Verfügung zu haben.

- Das Paar Rheinfelden → Windisch musste wegen zu grosser Distanz fallen gelassen werden. (Die Distanz ist mit 33km wesentlich grösser als die in der Anforderungsanalyse maximal zulässigen 10 km).
- Das Paar Münchenstein → Rheinfelden musste fallen gelassen werden, da kein überlappenden Zeitraum für beide Datenquellen gegeben war.
- Das Paar Frenkendorf → Rheinfelden, da keine Pyranometer-Messwerte zu Verfügung standen.

Von den in Abbildung 3 angeführten Standorten konnten für die Studie daher nur folgende Kombination von Standorten genutzt werden:

- Meteo Schwörstadt in Schwörstadt (als Vorhersage-Standort):
 - Datenart: Solarstrahlung [W/m^2] (von Pyranometer)
 - Auflösung: 5 min
 - Genutzter Zeitraum: 01/2012 - 12/2012
- VEiN in Rheinfelden als (externer Standort);
 - Datenart: Wirkleistung PV [kW]
 - Auflösung: 1 min
 - Genutzter Zeitraum: 01/2012 - 12/2012
- Meteo Schwörstadt in Schwörstadt (als Wetterstation):
 - Datenart: Windrichtung, Windstärke
 - Auflösung: 5 min
 - Zeitraum: 01/2012 - 10/2013

- MeteoSchweiz in Möhlin (als Wetterstation).
 - Datenart: Windrichtung, Windstärke
 - Auflösung: 10 min
 - Zeitraum: 01/2012 - 12/2012

Mit den gegebenen Daten konnten die im vorhergehenden Kapitel angeführten Anforderungen nur teilweise erfüllt werden. Im Folgenden werden diese gelistet und die entsprechenden Konsequenzen auf die Projektdurchführung diskutiert.

Evaluation der Anforderungen an die Wetterstationen und deren Messdaten:

- Art der Daten: *OK*.
- Datenqualität: Eingeschränkt erfüllt.
 - Die gegebenen Wetterstationen sind Bodenstationen. Die gemessenen Werte von Windrichtung und Windstärke müssen nicht mit den tatsächlichen Werten auf Wolkenhöhe übereinstimmen. Bei den durchgeführten Tests zeigte sich, dass tagesabhängig Windrichtung und -geschwindigkeit teilweise stark schwanken (siehe Kapitel *Bestimmung des Golden Standard*).
- Standort: *OK*.
- Windrichtung und -geschwindigkeit: *Aufgrund der tagesabhängigen teilweise starken Schwankungen ist eine generelle Aussage nicht möglich (abhängig von Tag- und Uhrzeit).*
- Allgemeine Wetterlage: *Aufgrund der tagesabhängigen teilweise starken Schwankungen ist eine generelle Aussage nicht möglich (abhängig von Tag- und Uhrzeit).*

Evaluation der Anforderungen an die externen PV-Anlagen und deren Messdaten:

- Art der Daten: *OK*.
- Datenqualität: Eingeschränkt erfüllt.
 - Keiner der Datensätze weist eine zeitliche Auflösung von kleiner 1 min auf.
 - Nur der VEiN Datensatz weist eine ausreichende zeitliche Auflösung von 1 min auf. Gemäss dem Kapitel Anforderungsanalyse folgt jedoch aus der 5 min Auflösung des Schwörstadt-Datensatzes, dass ein Downsampling des VEiN Datensatzes von 1 min auf 5 min durchgeführt werden muss, um die Vergleichbarkeit der Ereignisse an beiden Standorten zu erlauben.
 - *Konsequenzen für die Prognose:*
Es folgt eine Einbusse in der *Qualität* der Prognose: Je kleiner die Abtastrate, desto kürzere Ereignisse können erkannt werden, und desto genauer können diese erkannt werden. Es ist davon auszugehen, dass mit der gegebenen Abtastrate von 5 min *im besten Fall* (d.h. bei Wetterklasse GUT, einer optimalen Windrichtung, optimaler Windgeschwindigkeit, sowie optimaler Distanz der Standorte) Schwankungen in einem Zeitfenster von 10 min erkannt werden können. Bei schlechteren Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass sich dieses Zeitfenster entsprechend vergrössert.
- Standorte:
 - Anzahl Standorte: Eingeschränkt erfüllt.
Es steht nur ein Vorhersagestandort zu Verfügung (nämlich Schwörstadt). Für den gegebenen Vorhersagestandort (Schwörstadt) steht nur *ein* (statt mehrere) externe Standorte zur Vorhersage zu Verfügung (nämlich VEiN in Rheinfelden).
 - *Konsequenzen für die Prognose:*
 - Es folgt eine Einbusse in *Anwendbarkeit* des Prognosemodells für das betrachtete Szenario, welches auf eine Kombination mehrerer externer Standorte pro Vorhersagestandort ausgelegt ist.
 - Begründung: Wenn mehrere externe Standorte zu Verfügung stehen, kann durch eine Kombination der jeweiligen Informationen die Prognosequalität erhöht werden. Dies liegt daran, dass die Prognosequalität neben anderen Parametern auch von der Übereinstimmung der Windrichtung von der Achse externer Standort → Vorhersagestandort abhängt.
 - Die Anwendung des Prognosemodells muss bei nur einem externen Standort entsprechend auf jene Tage eingeschränkt werden, an welchen die Windrichtung ungefähr der Achse externer Standort → Vorhersagestandort entspricht.
 - Distanz zwischen Standorten: *OK*.

Evaluation der weiteren Anforderungen:

- Einbezug des Standorts VEiN: OK.
- Übereinstimmung der Abstraten: OK.
 - Wurde durch Downsampling der VEiN-Daten erreicht.
- Verhältnis Distanz der Standorte zu Wingschwindigkeit: *Keine generelle Aussage möglich (abhängig von Tag- und Uhrzeit).*

Aufgrund der teilweise starken Einschränkungen an die im vorhergehenden Kapitel genannten Anforderungen war es nicht möglich, Produktions-Schwankungen mit einer Länge von 2-5 min zu erkennen bzw. vorherzusagen. Um dennoch das Potential des vorgeschlagenen Anwendungsfalles 1 zu evaluieren, wurde das Zeitfenster der zu erkennenden Produktions-Schwankungen auf ca. 60 min festgelegt, um Produktionsschwankungen im Bereich von ca 10-40 Minuten zu detektieren. Dieses Zeitfenster ist zwar für eine Trafosteuerung, mit dem Ziel Trafoschaltungen zu minimieren, nicht relevant. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Ergebnisse bei einer besseren Datenlage mit einer genaueren Zeitauflösung und guter Qualität der anderen Informationsquellen auf kürzere Zeitfenster übertragen werden können.

Da die Grösse des Zeitfensters für die Festlegung der Schwellenwerte der Windgeschwindigkeit relevant ist (siehe *Anforderungen an die Wetterstationen und deren Messwerte*), müssen diese neu abgeschätzt werden: Es ergibt sich für die Vorhersagestandorte Rheinfelden und Schwörstadt mit einer Distanz von 7.5 km und für ein Zeitfenster von 60 min eine maximal zulässige Windgeschwindigkeit von nur 7.5 km/h! Bei wesentlich höheren Windgeschwindigkeiten liegt die Vorlaufzeit für die Prognose deutlich unter 60min. Eine rechtzeitige Erkennung eines relevanten Ereignisses ist in so einem Fall nicht möglich.

Bestimmung des Golden Standards

Um die Qualität eines Prognosemodells evaluieren und um ein Fehlermodell erstellen zu können, muss ein Golden Standard auf einem Referenzdatensatz manuell bestimmt werden. In der vorliegenden Arbeit wurde dies als Korrelationsanalyse durchgeführt. Als Referenzdatensatz wurden die Zeitreihen von August 2012 herangezogen.

Die Korrelationsanalyse wurde in drei Schritten durchgeführt:

1) Die variablen externen Informationen

- *allgemeinen Wetterlage*,
- *Windrichtung*,
- *Windgeschwindigkeit*

wurden entsprechend ihrer Brauchbarkeit für eine Prognose in je drei Klassen eingeteilt:

- *Allgemeinen Wetterlage:*
Wetterklassen {GUT, MITTEL, SCHLECHT} siehe Abbildung 2 und Erläuterungen dazu im Kapitel *Anforderungsanalyse*.
- *Windrichtung:*
Richtungsklassen {PASSEND, UNPASSEND}. Hierbei wurde ein Band von $\pm 22.5^\circ$ um die Achsenrichtung Rheinfelden \rightarrow Schwörstadt als PASSEND veranschlagt, alle anderen Windrichtungen wurden der Kategorie UNPASSEND zugeordnet. Abbildung 4 illustriert die zwei Windrichtungsklassen anhand der Beispieltage 04.08.2012 und 05.08.2012. Hierbei bezeichnet SW aus Richtung SüdWest kommenden Wind, was der Achsenrichtung Rheinfelden \rightarrow Schwörstadt ungefähr entspricht. Es ist in der Abbildung zu erkennen, dass an den beiden Beispieltagen die Windrichtung nur am 04.08. zwischen 09:00 und 21:00 als PASSEND klassifiziert werden kann.
- *Windgeschwindigkeit:*
Geschwindigkeitsklassen {PASSEND, UNPASSEND}. Abbildung 5 illustriert ein Beispiel für die in diesem Projekt behandelten Standorte Rheinfelden und Schwörstadt an den Tagen 04.08.2012 und 05.08.2012. Während die Breite der Windrichtungsklasse PASSEND unabhängig von weiteren Parametern gewählt werden kann, muss hier die Breite der Kategorie PASSEND in Abhängig von

- der Distanz der beiden Standorte, sowie
- der Grösse des als relevant spezifizierten Zeitfensters von Amplitudenschwankungen festgelegt werden: Wie im Kapitel *Anforderungsanalyse* dargelegt, soll nämlich folgendes gelten:

- Das Verhältnis von Distanz der Standorte zur Windgeschwindigkeit soll nicht wesentlich mehr als 1 Stunde betragen. Bei den gegebenen Standorten Rheinfelden und Schwörstadt mit einer Distanz von 7.5 km sollte die Windgeschwindigkeit die Marke von 7.5 km/h also nicht stark *unterschreiten*.
- Gleichzeitig soll die Windgeschwindigkeit bei den gegebenen Standorten Rheinfelden und Schwörstadt die Obergrenze von 7.5 km/h auch nicht stark *überschreiten*, da sonst die "Flugzeit" der Wolken - und damit die Vorlaufzeit der Prognose - unter die Länge der zu erkennenden relevanten Amplitudenabweichungen fallen würde und eine Prognose somit unmöglich machen würde.

Es wurde daher im gegebenen Fall für die Windgeschwindigkeitskategorie **PASSEND** ein Band von $\pm 1.5 \text{ km/h}$ festgelegt (siehe Abbildung 5). Diese Bandbreite ist sehr klein und ergibt daher eine ungünstige Ausgangslage für die Korrelationsanalyse.

- 2) Es wurde die Übereinstimmung der PV- bzw. Pyranometer-Zeitreihen am externen Standort und am Vorhersagestandort verglichen und wiederum in drei Klassen, {GUT, MITTEL, SCHLECHT}, eingeteilt. Eine gute Übereinstimmung bedeutet dabei, dass die von den vorüberziehenden Wolken erzeugten Muster von Produktions-Schwankungen im Vorhersagestandort den im externen Standort beobachteten Produktions-Schwankungsmustern sehr ähnlich sind. Eine Vorhersage ist somit möglich. Je besser diese Übereinstimmung, umso höher die zu erwartende Qualität der Prognose.

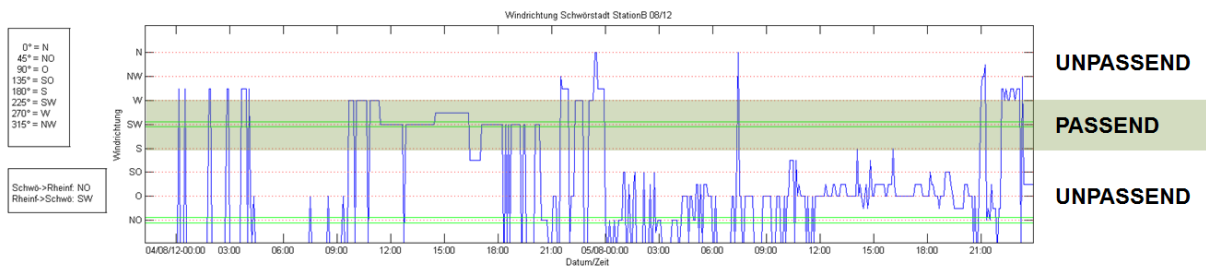


Abbildung 4. Die zwei Windrichtungsklassen für die Standorte Rheinfelden und Schwörstadt.

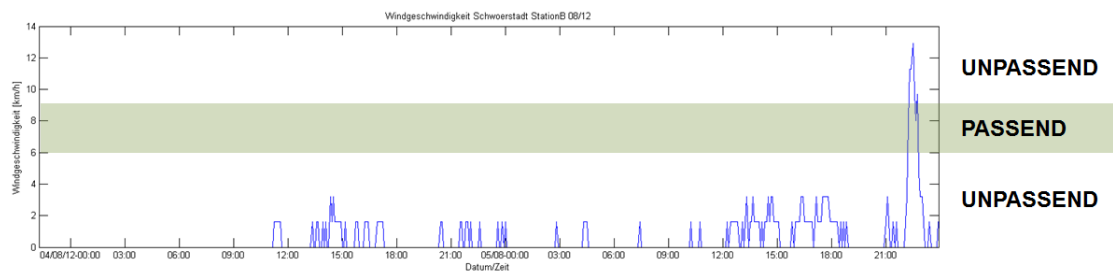


Abbildung 5. Die zwei Windgeschwindigkeitsklassen für die Standorte Rheinfelden und Schwörstadt.

- 3) Es wurde für den angegebenen Referenzdatensatz von August 2012 manuell evaluiert, welche Kategorien externer Informationen mit der Übereinstimmungsklasse GUT korrelieren.

Als Ergebnis der Korrelationsanalyse konnte eine aussagekräftige Korrelation nur für sehr wenigen Tage festgestellt werden. Es konnte insbesondere festgestellt werden, dass Zeiten mit UNPASSENDEN Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitswerten oftmals trotzdem eine sehr gute Übereinstimmung der Zeitreihen am externen Standort und am Vorhersagestandort aufweisen. Diese Ergebnisse suggerieren, dass die Windrichtungs- und Windgeschwindigkeits-Messungen an der Bodenstation Schwörstadt tatsächlich massiv von den tatsächlichen Werten in Wolkenhöhe abweichen.

Als Konsequenz für das Prognosemodell ergibt sich daraus, dass diese auf Tage mit optimalen Bedingungen eingeschränkt werden muss, um eine aussagekräftige Evaluation zu erlauben.

Mathematische Methoden und Werkzeuge

Laut dem Kapitel *Szenario und Abgrenzung* können für die Trafoschaltung relevante Signalschwankungen durch zwei Eigenschaften charakterisiert werden:

1. Die *Stärke* der Abweichungen der Amplitude vom Signal-Mittelwert muss signifikant sein; Um die *Stärke* der Amplitudenabweichung gefundener Ereignisse feststellen zu können wird ein simpler **Schwellenwert-Test** durchgeführt.
2. Sie müssen eine bestimmte, festgelegte *Dauer* haben.
Amplitudenabweichungen mit fester *Dauer* können als Frequenz-Ereignisse in der Zeitreihe aufgefasst werden, wobei der Frequenz des Ereignisses der Kehrwert der Dauer der Amplitudenabweichung entspricht. Das übliche Werkzeug zur Erkennung solcher Frequenzereignisse in einem Signal ist die Fourier-Analyse. Diese hat allerdings den Nachteil, dass Frequenzereignisse nicht in der Zeitachse lokalisiert werden können. Abhilfe schafft die Wavelet-Analyse, welche diese Möglichkeit bietet. Als primäres mathematisches Werkzeug zur Erkennung von relevanten Schwankungsmustern in den PV-Produktionsdaten bzw. Pyranometer-Daten wurden daher **Wavelets** ausgewählt.

Als Alternative zur Wavelet-Analyse – und um die Qualität der Wavelet-Analyse zu bewerten – wurde noch ein zweites Verfahren zur Erkennung relevanter Signalschwankungen evaluiert: ein reines Schwellenwert-Verfahren ohne Wavelet-Analyse für die Bestimmung der Dauer der Signalschwankungen. Es zeigte sich aber, dass Frequenzereignisse nicht unabhängig vom *lokalen* Amplituden-Mittelwert bestimmt werden können. Verschachtelte Frequenzereignisse können unter Umständen nicht erkannt werden.

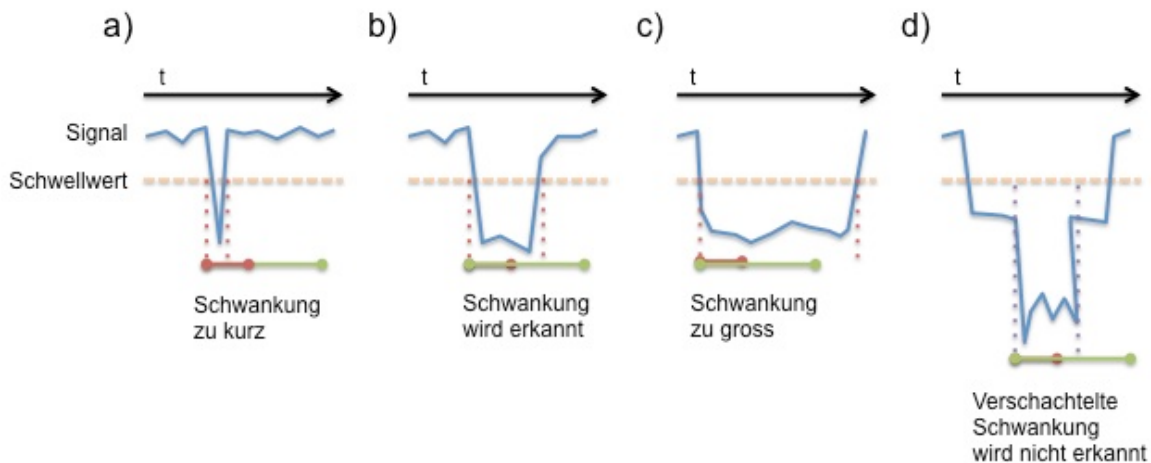


Abbildung 6 Verschiedene Signalschwankungen

Abbildung 6 diskutiert die Dauer von relevanten Signalschwankungen in Bezug auf eine reine Schwellenwertanalyse. Die Dauer einer Signalschwankung für die Dauer der Unterschreitung des Schwellenwerts ermittelt. Der Fall b) zeigt die Signalschwankung, die es zu bestimmen geht. Im Fall a) ist eine zu kurze Signalschwankung abgebildet. Aufgrund der Annahme einer verzögerten Trafoschaltung sollen Signalschwankung von einer zu kurzen Dauer ignoriert werden. Fall c) stellt eine zu lange Signalschwankung dar. In diesem Fall ist eine Trafoschaltung nicht zu vermeiden; solche Signalschwankungen brauchen nicht detektiert werden.

Fall d) stellt eine Mischung aus den vorigen Fällen zusammen. Konkret wird eine lang-laufende Signalschwankung von einer kurzfristigeren überlagert. Dieser Fall tritt vergleichsweise häufig auf. Er zeigt aber auch die Schwäche einer reinen Schwellenwert-Analyse: die kurzläufigere Signalschwankung kann aufgrund der Überlagerung nicht erkannt werden. Auch eine Anpassung des Schwellenwerts ist praktisch nicht möglich, da alle Varianten von Fall d) nicht durch einen einzigen Schwellenwert behandelt werden können. Hier zeigt sich die Stärke der ersten Wavelet-Analysemethode, welche ohne vordefinierte, fixe Schwellenwerte auskommt.

Zwei Methoden zur Erkennung von relevanten Produktionsschwankungen

Zur Erkennung von relevanten Produktionsschwankungen an einem PV-oder Pyranometerstandort wurden zwei Methoden entwickelt:

Methode 1: Reine Schwellenwertmethode

Bei der reinen Schwellenwertmethode werden Änderungen der Signal-Amplituden verzeichnet, welche einen festgelegten Schwellenwert unter- oder überschreiten. Relevante Ereignisse sind Signalschwankungen, in welchen der Schwellenwert für das festgelegte Zeitfenster durchgehend unter- oder überschritten wird (siehe Kapitel *Ziel der Arbeit*). Im vorliegenden Fall mussten nur Unterschreitungen betrachtet werden, da die Zeitreihe aufgrund der Residuumsbildung (siehe unten) ausschliesslich negative Werte aufweisen konnte.

Unterschreitungen des Schwellenwertes werden herausgefiltert, welche signifikant länger oder signifikant kürzer als das festgelegte Zeitfenster sind. Kürzere Unterschreitungen sind nicht relevant; längere Zeitfenster sind nicht aussagekräftig für die Beeinflussung der Trafoschaltung.

1. Residuumbildung:

- Für den betreffenden Tag und Standort berechne die zu erwartende extraterrestrische Solarstrahlung für diesen Tag (durchgehende rote Linie in Abbildung 7). Diese entspricht der zu erwartenden maximale Sonneneinstrahlung (Cayless et. al., 1996). Sie ist abhängig vom
 - geographischen Standort;
 - Tag des Jahres.
- Skaliere die extraterrestrische Solarstrahlung entsprechend den PV- Pyranometer-Messungen.
- Bilde das Residuum, d.h. die Differenz, von extraterrestrische Solarstrahlung und gemessenen Einstrahlungswerten von Sonnenaufgang bis zur aktuellen Uhrzeit. Aktualisiere die resultierende Zeitreihe alle x min, wobei x der Länge der Abtastintervalle (zeitliche Auflösung) am betreffenden Standort entspricht.

2. Glättung:

- Um den Verzögerungseffekt der Trafoschaltung zu simulieren, glätte die resultierende Zeitreihe mithilfe von gleitender Mittelwertbildung³. Hierbei entspricht das Zeitfenster des gleitenden Mittelwerts der Verzögerung der Trafoschaltung einer konkreten Transformators. Durch die Glättung wird das Signalrauschen entfernt. Die resultierende Zeitreihe ist die Zeitreihe nach welcher eine Trafoschaltung effektiv erfolgt. *Nicht* entfernt werden dabei Amplituden-Schwankungen mit grösseren Wellenlängen. Solche Schwankungen gelten evtl. jedoch immer noch als Hintergrundrauschen für das interessierende Signal der *relevanten* Amplitudenschwankungen (gemäss Kapitel Anforderungsanalyse), sofern sie kleiner als das interessierende Zeitfenster der relevanten Amplitudenschwankungen sind.

3. Schwellenwertbildung:

- Lege einen Schwellenwert fest (gestrichelte rote Linie in Abbildung 7). Der Schwellenwert legt fest, welche Höhe einer Amplitudenschwankung als *relevant* eingestuft wird (vgl. Kapitel Szenario und Abgrenzung): Bei einem Schwellenwert von $x\%$ der extraterrestrischen Solarstrahlung ergibt sich eine Amplitudenabweichung als signifikant, wenn sie grösser als $(100-x)\%$ beträgt (vgl. Abb. 7).
- Markiere alle Zeitpunkte, in welchen der Schwellenwert unterschritten wurde.

4. Intervallbildung

- Aggregiere alle markierten Zeitpunkte zu Intervallen auf der Zeitachse.

³ Statt dem gleitenden Mittelwert kann als Glättungsmethode auch Wavelet denoising benutzt werden. Wavelet denoising hat gegenüber dem gleitenden Mittelwert den Vorteil, dass beim Entfernen von zu hohen Frequenzen (d.h. von Signalrauschen) in einem Schritt gleichzeitig auch zu tiefe Frequenzen entfernt werden können, was den Filterungs-Schritt (Schritt 5) obsolet macht. Beim Wavelet Denoising benutze als zugrundeliegendes Mother-Wavelet das db5-Wavelet (Fugal et. al., 2009). Wähle die Trägerbreite so, dass sie der breite des Zeitfensters eines gleitenden Mittelwertes entspricht.

5. Filterung:

- Filtere die erhaltenen Intervalle nach ihrer Länge. Dabei werden nur solche Intervalle beibehalten, deren Länge dem relevanten Zeitfenster gemäss Kapitel Anforderungsanalyse entsprechen.

Ergebnis der reinen Schwellenwertmethode ist eine Liste von Zeitintervallen, in welchen eine relevante Amplitudenänderungen (d.h. eine Amplitudenänderung mit festgelegter Dauer und Stärke) festgestellt wurden. Die Berechnung der Intervalle muss alle x Minuten für die letzten $n \cdot x$ Minuten aktualisiert werden. Hierbei ist x die Länge der Abtastintervalle des Signals und $n \cdot x$ mindestens so gross wie das Zeitfenster der gesuchten Amplitudenschwankungen (siehe Abbildung 7).

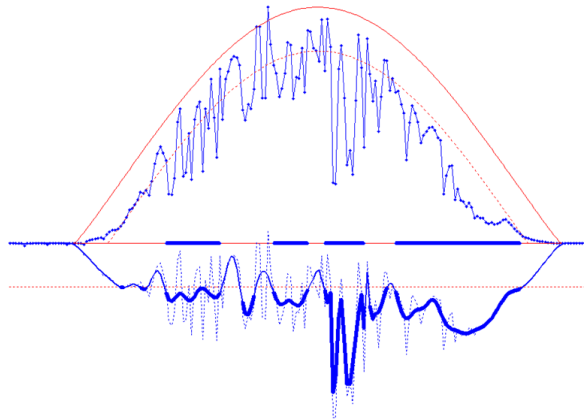


Abbildung 7. Erkannte Zeitintervalle (blaue Markierungen auf der x-Achse)

Die reine Schwellenwertmethode hat den Nachteil, dass nicht alle relevanten Amplitudenabweichungen einer bestimmten Dauer mithilfe *eines* festgelegten Schwellenwertes erkannt werden können. Als Alternative wurde die Waveletmethode getestet, welche relevante Amplitudenabweichungen unabhängig von einem konkreten Schwellenwert nur aufgrund der Wellenform erkennt. Die Waveletmethode bietet zusätzlich noch die folgenden zwei Vorteile:

- *Eine Residuumbildung ist nicht erforderlich:*
Das Frequenz-Spektrum des Signals wird bei der Waveletmethode in eine *Approximations-Ebene* (*approximation level*, niedrigste Signalfrequenz, (Broughton et. al., 2009)) und mehrere *Detail-Ebenen* (*detail-levels*) aufgeteilt, wobei im vorliegenden Anwendungsfall in der Regel nur eine der Detail-Ebenen für die Wavelet-Analyse relevant ist. Dadurch wird die niedrigste Signalfrequenz automatisch entfernt, was die Residuumbildung der reinen Schwellenwertmethode ersetzt.
- *Eine Signalglättung ist nicht erforderlich:*
Da bei der Waveletmethode in der Regel nur eine einzige Detail-Ebene der Analyse benutzt wird, werden zu kleine und zu grosse Frequenzereignisse in Form der Approximations-Ebene und der nicht relevanten Detail-Ebenen automatisch entfernt.

Methode 2: Waveletmethode

Bei der Methode 2 wird eine Wavelet-Analyse (siehe z.B. (Broughton et. al., 2009; Fugal et. al., 2009; Băni, 2005)) auf dem Signal durchgeführt und relevante Frequenzereignisse (d.h. Amplitudenänderungen einer bestimmten Dauer) markiert. Relevante Amplitudenänderungen (d.h. Amplitudenänderungen einer bestimmten Dauer *und* einer bestimmten Stärke) werden dann durch einen Schwellenwert-Test an den Wavelet-Koeffizienten der relevanten Detail-Ebene herausgefiltert .

1. Wavelet-Analyse:

Führe für den betreffenden Tag und Standort eine Wavelet-Analyse (WA) mit folgenden Parametern durch:

- *Art der Wavelet-Analyse: stationär.*
Die stationäre WA ist eine Weiterentwicklung der nicht-stationären WA und ist im Gegensatz

zu dieser invariant gegenüber Zeitverschiebungen. Diese Eigenschaft ist essentiell, um ein robustes Verfahren zu garantieren. Die stationäre WA kann nur mit orthogonalen wavelets durchgeführt werden.

- **Mutter-Wavelet: sym5 (Symlet der Ordnung 5).**

Die Form des sym5-Wavelet spiegelt die Form der gesuchten Amplitudenschwankungen wieder und ist daher für die Erkennung relevanter Frequenzereignisse geeignet (Fugal et. al., 2009; vergl. auch Abbildung 8). Durchgeführte Tests mit anderen Mutter-Wavelets (Haar-Serie, Debuchet-Serie, und Symlet-Serie anderer Ordnungszahlen) haben das bestätigt. Das sym5-Mother-Wavelet hat eine Trägerbreite von 9 Samples. sym5 ist orthogonal.

- **Anzahl der Analyse-Ebenen: ≥ 5 .**

Die Anzahl der Analyse-Ebenen wird durch die Signallänge nach oben beschränkt. Je grösser die Anzahl der Analyse-Ebenen, desto grösser die betrachteten Intervall-Längen. Bei der vorliegenden zeitlichen Auflösung des Signals von 5min (siehe Kapitel *Datenanalyse und Evaluation der Anforderungen*) ergibt sich für eine Zeitreihe von 1 Tag ($24\text{ h} = 1440\text{ min}$) eine Länge des gesampelten Signals von $1440/5=288$ Samples. Für das sym5 Wavelet mit Trägerbreite 9 ergibt sich daraus eine maximal mögliche Anzahl von WA-Ebenen von $\log_2(288/9)=5$ ⁴. Die maximale Anzahl der Ebenen ist grösser als 5, falls eine höhere zeitliche Auflösung als 5 min gegeben ist.

Resultat der WA ist eine Zeitreihe von Wavelet-Koeffizienten pro Level.

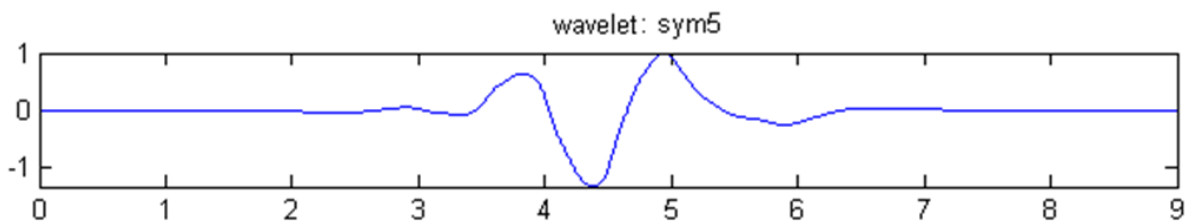


Abbildung 8. Symlet der Ordnung 5

2. Bestimmung der relevanten Analyse-Ebene:

Wavelet-Algorithmen teilen das Frequenz-Spektrum des Signals in eine Approximations-Ebene und mehrere Detail-Ebenen. Dazu wird das Mutter-Wavelet in diskreten Schritten, nämlich in Potenzen von 2, skaliert und ähnlich einer Faltungsoperation mit dem Signal verrechnet. Die folgende Logarithmus-Formel berechnet die für die Analyse relevante Detail-Ebene L , welche dem gesuchten Frequenzereignis (d.h. der relevanten Amplitudenabweichung) am besten entspricht. Dabei wird aufgerundet (nicht abgerundet), um sicherzustellen, dass das WA-Zeitfenster das gesuchte Frequenzereignis überdeckt:

$$L := \lceil \log_2 \left[\frac{t}{(s \cdot r)} \right] + 1 \rceil \quad (1.1)$$

Hierbei ist

- t ... Länge des Zeitfensters von relevanten Amplitudenabweichungen in Minuten,
- s ... Trägerbreite des Mutter-Wavelets in Anzahl Samples (für sym5: $s=9$),
- r ... Länge der Samplingintervalle des Signals in Minuten,
- $\lceil \dots \rceil$... Rundung auf die nächst höhere ganze Zahl.

Der Term "+1" in Formel (1.1) kommt daher, dass die Zählung der Detail-Ebenen per Konvention mit 1 beginnt, während die "zugehörige 2er-Potenz" 2^0 ist, diese Zählung also bei 0 beginnt.

Wegen der notwendigen Rundung auf diskrete Werte entspricht die tatsächliche Breite F des skalierten Wavelet-Fensters im Allgemeinen nicht genau der Fensterbreite t des gesuchten Frequenzereignisses. Die tatsächliche Breite F des WA-Fensters auf level L lässt sich umgekehrt aus Formel (1.1) durch Weglassung der Rundung folgendermassen rückbestimmen:

⁴ Die Ebenen der diskreten WA werden durch Skalieren in beiden Dimensionen (Zeit und Amplitude) des Mutterwavelets erzeugt, wobei in jedem Skalierungsschritt dupliziert wird (Multiplikation mit 2). Daraus folgt die hier verwendete Formel.

$$F = s \cdot r \cdot 2^{L-1} \text{ [min]} \quad (1.2)$$

Für die Erkennung von relevanten Amplitudenschwankungen ist innerhalb des sym5 Wavelets (siehe Abbildung 8) effektiv nur die Schwankungs-Struktur zwischen Stützstelle 2 und 6 ausschlaggebend. Daher wurde für die Berechnung des relevanten Analyselevels nicht die volle Trägerbreite des sym5-Wavelets von $s=9$ herangezogen, sondern eine *effektive Trägerbreite* von $s_{\text{eff}}=3$.

Bei der Aufteilung des Signals in Frequenzbänder gilt eine Unschärferelation (Broughton et. al., 2009): Je besser die Frequenz-Auflösung des gesuchten Ereignisses (d.h. je kürzer das gesuchte Zeitfenster t), desto schlechter die Zeitauflösung des WA-Fensters (d.h. desto grösser wird L und damit F), und umgekehrt. Je kleiner die Zeitauflösung, desto breiter ist also das Zeitfenster, in welchem ein Ereignis gefunden werden kann. Beispielsweise ergeben sich bei einer fixen Trägerbreite von $s=9$ (sym5 Wavelet) und einer fixen Signal-Auflösung von $r=60$ sec folgende Werte von L und F :

- Länge des gesuchten Ereignisses $t = 5$ min: $L = 1$, $F = 9$ min
- Länge des gesuchten Ereignisses $t = 15$ min: $L = 2$, $F = 18$ min
- Länge des gesuchten Ereignisses $t = 30$ min: $L = 3$, $F = 36$ min
- Länge des gesuchten Ereignisses $t = 60$ min: $L = 4$, $F = 72$ min

Die höchstmögliche Frequenzauflösung (d.h. kürzestmögliche Dauer) eines gesuchten Ereignisses wird bei fester Trägerbreite von der Signalauflösung begrenzt. Beispielsweise ergeben sich nach Formel (1.1) und (1.2) für eine gesuchte Ereignisdauer von $t = 5$ min bei einer fixen Trägerbreite von $s = 9$ (sym5 Wavelet) folgende Werte für L und F :

- Signal-Auflösung $r = 60$ sec: $L = 1$, $F = 9$ min.
- Signal-Auflösung $r = 30$ sec: $L = 2$, $F = 9$ min.
- Signal-Auflösung $r = 10$ sec: $L = 3$, $F = 6$ min.
- Signal-Auflösung $r = 5$ sec: $L = 4$, $F = 6$ min.
- Signal-Auflösung $r = 1$ sec: $L = 6$, $F = 5$ min.

Da $L=1$ das kleinstmögliche Wavelet-Level ist, ist in diesem konkreten Fall ($t = 5$ min, $s = 9$) eine Signal-Auflösung von 1 min oder höher erforderlich.

3. Bestimmung der relevanten Zeitpunkte:

- Lege einen Schwellenwert S_K für den Koeffizienten-Ausschlag fest.
- Berechne den Absolutbetrag der Koeffizienten-Zeitreihe auf Level L . Resultat ist eine nichtnegative Zeitreihe L' .
- Finde alle lokalen Maxima von L' , welche den Schwellenwert S_K überschreiten.
- Markiere die zugehörigen Zeitintervalle.

Ergebnis der Waveletmethode ist eine Liste von Zeitintervallen, in welchen eine relevante Amplitudenänderungen (d.h. eine Amplitudenänderung mit festgelegter Dauer und Stärke) festgestellt wurden. Genauso wie in der reinen Schwellenwertmethode muss auch hier die Berechnung der Intervalle alle x Minuten für die letzten $n \cdot x$ Minuten aktualisiert werden.

Prognose- & Fehlermodelle

Das Prognosemodell für den Anwendungsfall 1 setzt sich aus 2 Teil-Modellen zusammen:

1. Das sogenannte "Simple Model" beschreibt die automatisierte Ableitung einer Prognose von Intervallen relevanter Amplituden-Schwankungen für den Vorhersagestandort in Abhängigkeit von *einem* externen PV- oder Pyranometer-Standort, sowie einer Wetterstation mit Windgeschwindigkeits- und Windrichtungs-Messungen.
2. Das sogenannte "Complex Model" beschreibt die Prognose von Intervallen relevanter Amplituden-Schwankungen für den Vorhersagestandort in Abhängigkeit von *mehreren* externen PV- und Pyranometer-Standorten sowie mehreren Wetterstation.

In der vorliegenden Vorstudie konnte aufgrund fehlender Alternativen zum externen PV-Standort Rheinfelden nur das "Simple Model" ausgearbeitet und evaluiert werden (siehe die Kapitel *Korrelation mit externen Ereignissen* und *Evaluation*). Im Folgenden werden dennoch beide Teil-Modelle beschrieben.

"Simple Model":

- Gegeben:
 - Ein externer Standort, ein Vorhersagestandort, deren Datenqualität.
 - Eine Wetterstation, deren Datenqualität.
 - Klassifikations-Systeme für
 - allgemeinen Wetterlage,
 - Windgeschwindigkeit und
 - Windrichtung.
 - Daraus verfügbare externe Informationen:
 - Windrichtung,
 - Windstärke,
 - allgemeine Wetterlage,
 - PV- oder Pyranimeter-Messwerte,
 - Distanz zwischen externem Standort und Vorhersagestandort
- Die Messwerte sind jeweils die des aktuellen Tages bis zur aktuellen Uhrzeit.

- Prognose:
 - Schritt 1 - Ereigniserkennung:
Mit Hilfe der "reinen Schwellenwertmethode" bzw. der "Wavelet-Methode" wird aus den Produktionsdaten des externen Standorts alle x Minuten eine Liste von Zeitintervallen generiert, welche jeweils relevante Amplitudenschwankungen anzeigen.
 - Schritt 2 - Test auf Anwendbarkeit:
Mit Hilfe der Klassifizierung der aktuell verfügbaren Wetterdaten, teste ob die eine Prognose überhaupt sinnvoll ist. Dieser Schritt ist notwendig, um eine brauchbare Prognosequalität zu garantieren.

```

Wenn    (allg. Wetterlage = GUT oder MITTEL)
        UND (Windgeschwindigkeit MITTEL)
        UND (Windrichtung PASSEND)
dann
        Prognose-Algorithmus anwendbar
sonst
        Prognose-Algorithmus nicht anwendbar.
  
```

- Schritt 3 - Prognose- Algorithmus:

```

Wenn
    Prognose-Algorithmus anwendbar
dann
    EreignisIntervall.VorhersageStandort =
        EreignisIntervall.ExternerStandort + Verzögerungszeit
    Amplitudenausschlag.VorhersageStandort =
         $\mu \cdot \text{Amplitudenausschlag.ExternerStandort}$ 
  
```

- Fehlerabschätzung:
Mit Hilfe der Ergebnisse einer Korrelationsanalyse (siehe Kapitel *Bestimmung des Golden Standards*) kann eine grobe Fehlerabschätzung durchgeführt werden. Dabei kann die Übereinstimmungsklasse {GUT} als qualitatives (im konkreten Fall binäres) Korrelationsmass angesehen werden, welches die Korrelation, d.h. Übereinstimmung, der Zeitreihen in Quelle und Ziel misst. Entsprechend ist deren Komplement - die Übereinstimmungsklassen {MITTEL, SCHLECHT} ein Fehlermass, welches die Abweichung von deren Übereinstimmung misst.

Falls das Prognosemodell positiv evaluiert werden kann (d.h. falls es den Golden Standard erfüllt), kann also davon ausgegangen werden, dass die Prognosequalität GUT ist. D.h. dass die Prognose eines relevanten Ereignisses im Regelfall nicht stärker von den tatsächlich eintretenden Ereignissen abweicht als es von der Übereinstimmungsklasse GUT zugelassen wird. Falls das Prognosemodell nicht positiv evaluiert werden kann, muss das Prognosemodell überarbeitet werden. Fall das keine besseren Ergebnisse liefert, müssen die Schwellenwerte für die Übereinstimmungsklassen gröber festgelegt werden, was einer schlechteren Prognosequalität entspricht.

Falls eine bessere Datenlage es zulässt, kann das qualitative Fehlermodell quantifiziert werden, indem bei der Bestimmung des Golden Standards statt den qualitativen Übereinstimmungsklassen {GUT, MITTEL, SCHLECHT} eine quantitative Skala benutzt wird.

"Complex Model":

Da ein "Complex Model" im Rahmen der Vorstudie aufgrund der mangelhaften Datenlage nicht durchführbar war, wird im Folgenden nur das Prinzip erläutert:

Voraussetzung für die Anwendung des Complex Model ist das Vorhandensein mehrerer valider externer Standorte für den interessierenden Vorhersagestandort, zusammen mit entsprechenden Wetterstationen. Für jeden externen Standort wird pro Zeititeration mit Hilfe des Simple Model eine Prognose, sowie eine Fehlerabschätzung für den Vorhersagestandort berechnet. Basierend auf der Distanz der jeweiligen externen Standorte vom Vorhersagestandort, sowie den aktuellen Daten für Windgeschwindigkeit und Windrichtung wird eine Fehlerabschätzung der jeweiligen Prognose-Ergebnisse durchgeführt. Die Prognose mit der höchsten Qualität wird als tatsächliche Prognose verwendet. Alternativ dazu können die Ergebnisse der einzelnen Prognosen mittels statistischer Verfahren korreliert werden, um eine noch höhere Prognosequalität zu erreichen. Abbildung 9 illustriert dieses Verfahren beispielhaft anhand der externen Standorte Münchenstein und Frenkendorf, zusammen mit dem Vorhersagestandort Rheinfelden. Diese Standorte sind in Realität allerdings nicht nutzbar, da sie die notwendigen Anforderungen nicht erfüllen.



Abbildung 9. Beispiel für die Anwendung des Complex Model.

Evaluation

Aufgrund der mangelhaften Datenlage konnte in dieser Vorstudie ausschliesslich das Prognosemodell "Simple Model" evaluiert werden. Dazu wurden historische Daten im Zeitraum 01.-31. August 2012 von den Standorten Rheinfelden und Schwörstadt herangezogen. Es wurden nur jene Tage betrachtet, welche im Golden Standard mit einer Übereinstimmungsklasse von GUT oder MITTEL bewertet wurden. Die Evaluation wurde für beide Erkennungsmethoden (reine Schwellenwertmethode und Waveletmethode) durchgeführt.

Vorgehen:

- In beiden Datensätzen wurde eine Ereigniserkennung mittels reiner Schwellenwertmethode bzw. mittels Waveletmethode durchgeführt.
- Pro Tag wurde die daraus resultierende Liste an Ereignis-Intervallen des externen Standorts (Rheinfelden) gemäss dem Simple Model um die jeweils herrschende Verzögerungszeit in die Zukunft vorverschoben. Zur Berechnung der Verzögerungszeit würde bei guter Datenlage die jeweils gemessene Windgeschwindigkeit herangezogen werden. Da aber drastische Abweichungen der in der Bodenstation Schwörstadt gemessenen Windgeschwindigkeiten von den manuell bestimmten Verzögerungszeiten zwischen Rheinfelden und Schwörstadt festgestellt wurden (siehe Kapitel *Bestimmung des Golden Standard*), wurden für die Evaluation die manuell bestimmten Werte herangezogen.
- Die mit Hilfe des externen Standorts vorhergesagten Ereignisintervalle wurden mit der Liste der Ereignisintervalle des Vorhersagestandorts korreliert und mit Hilfe von Ähnlichkeitsmassen ausgewertet (siehe Abbildung 10).

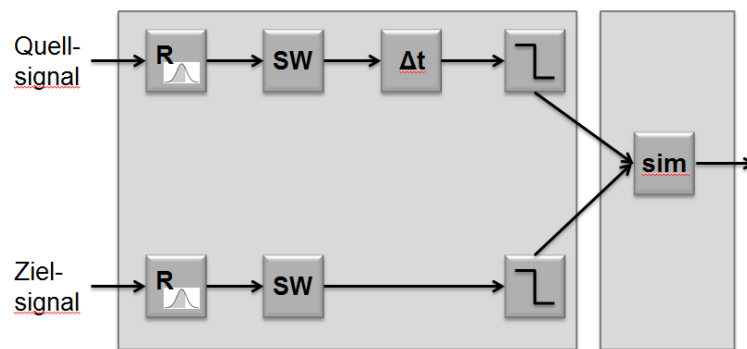


Abbildung 10. Vorgehen zur Evaluation der reinen Schwellenwertmethode.

Evaluation der reinen Schwellenwertmethode:

Für die Evaluation wurden historische Daten verwendet und diese je Tag ausgewertet. Es konnten nur wenige, als Golden Standard bestimmte, Tage herangezogen werden. Es wurden Tage mit der Übereinstimmungsklasse GUT und MITTEL ausgewertet. Die jeweiligen Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitskategorien wurden nur teilweise in Betracht gezogen, da diese aufgrund der schwer oder nicht interpretierbaren Bodenmessungen in vielen Fällen zu stark von den Werten der Übereinstimmungsklassen abwichen. Im Folgenden werden beispielhaft zwei einzelne Tage und deren Auswertungen aufgezeigt. Zur Evaluation wurden folgende Vergleichsmasse benutzt:

- Prozentsatz der korrekten Vorhersagen:

$$\frac{\# \text{Vorhergesagte Ereignisse}}{\# \text{Eingetretene Ereignisse}}$$

- Prozentsatz der "false positives". Ein "false positive" ist die Vorhersage eines Ereignisses, das nicht eingetreten ist:

$$\frac{|\# \text{Vorhergesagte Ereignisse} - \# \text{Eingetretene Ereignisse}|}{\# \text{Vorhergesagte Ereignisse}}$$

- Prozentsatz der "false negatives". Ein "false negatives " ist ein Ereignisses, das nicht vorhergesagt wurde:

$$\frac{|\# \text{Vorhergesagte Ereignisse} - \# \text{Eingetretene Ereignisse}|}{\# \text{Eingetretene Ereignisse}}$$

Als "Ereignis" wird dabei eine relevante Amplitudenabweichung bezeichnet, $|\dots|$ bezeichnet den Absolutbetrag.

Datum: 23.08.2012

Wetterklasse: GUT

Übereinstimmungsklasse: MITTEL

Maximale extraterrestrische Solarstrahlung: 42kW

Schwellenwert: 50% (20kW)

Vorlaufzeit: 10min

Relevantes Zeitfenster: >60min

Erläuterung der Parameter:

- **Wetterklasse:** Die ausgezeichnete allgemeine Wetterlage mit einem sehr klaren Himmel erlaubt eine klare Abgrenzung von vorüberziehenden Wolken und damit einhergehenden Produktionseinbrüchen (siehe bspw. den Produktionseinbruch um 14:30 in Abbildung 11) woraus sich eine Einordnung in die Wetterklasse GUT ergibt.
- **Übereinstimmungsklasse:** Um die Übereinstimmungsklasse festzulegen wurden die Zeitreihen am zur Vorhersage genutzen externen Standort Rheinfelden und am Vorhersagestandort Schwörstadt visuell verglichen: Abbildung 11 zeigt in blau den um 10 in in die zukunftsverschobenen Produktionsverlauf in Rheinfelden und in grün den Produktionsverlauf in Schwörstadt. Beide stimmen teilweise überein, weisen aber auch grösseren Abweichungen auf (bspw. um ca. 11:00 und um ca. 18:00), woraus die Wetterklasse MITTEL abgeleitet wurde.

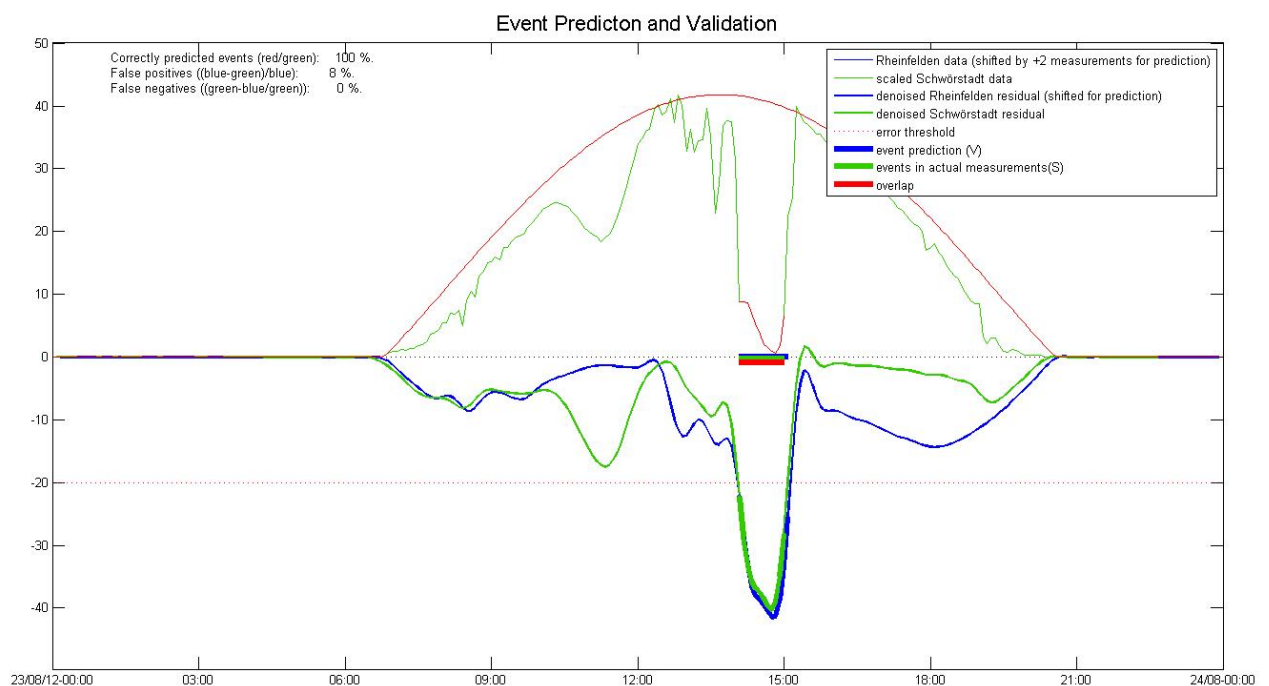


Abbildung 11. Evaluation für den 23.08.2012

- **Vorlaufzeit:** Die Vorlaufzeit von 10 min wurde durch einen visuellen Vergleich der in die Zukunft verschobenen Zeitreihe aus Rheinfelden mit der Zeitreihe aus Schwörstadt auf 10min geschätzt
- **Schwellenwert:** Im obigen Beispiel wurde ein Schwellenwert von 20kW gewählt.
- **Relevantes Zeitfenster:** Wie in Abschnitt 'Zwei Methoden zur Erkennung von relevanten Produktionsschwankungen' erläutert, wurde aufgrund der eingeschränkt brauchbaren Datenlage die Breite von zu erkennenden Frequenzereignissen bzw. Amplitudenschwankungen auf 60min festgelegt.

Evaluationsergebnis:

Am Vorhersagestandort Schwörstadt hat am betreffenden Tag nur ein einziger signifikanter Produktionseinbruch stattgefunden (d.h. ein Produktionseinbruch mit einer Länge von ca. 60min und einer Amplitudenschwankung von mehr als 20kW), nämlich im Zeitintervall um ca. 14:30 (grüner Graph in Abbildung 11 entsprechendes Ereignis ist fett markiert). Dieser Produktionseinbruch trat 10min davor ebenso in Rheinfelden auf (blauer Graph in Abbildung 11) und konnte daher durch die reine Schwellenwertmethode einwandfrei erkannt werden:

Die rote Markierung in Abbildung 11 zeigt die Übereinstimmung zwischen vorhergesagtem Ereignis (blau) und tatsächlich eingetretenem Ereignis (grün) an und ergibt eine Übereinstimmung von 100%.

- Der sehr geringe Wert von 8% false positives deutet auf eine leichte Verzerrung des Wolkenmusters auf dem Weg von Rheinfelden nach Schwörstadt hin: In Rheinfelden ist das Ereignis ein klein wenig länger.
- Der Wert von 0% false negatives besagt, dass kein Ereignis fälschlicherweise vorhergesagt wurde, welches dann nicht eingetreten ist.

Abhängigkeit von der Wahl des Schwellenwertes:

In Abschnitt 'Zwei Methoden zur Erkennung von relevanten Produktionsschwankungen' wurde als ein wesentlicher Nachteil der reinen Schwellenwertmethode die starke Abhängigkeit ihrer Ergebnisse von der Wahl des Schwellenwertes genannt. Tatsächlich ergeben sich die sehr geringen Werte von false positives und false negatives im vorhergehenden Beispiel aus der Wahl eines relativ hohen Schwellenwertes von 20kW (ca. 50% der extraterrestrischen Solarstrahlung), welcher nur sehr "starke" Ereignisse als solche erkennt und sich daher robust gegen kleinere, d.h. volatilere, Änderungen der Wolkenmuster verhält. Je kleiner der Schwellenwert gewählt wird, desto anfälliger ist der Algorithmus auf solche Schwankungen. Abbildung 12 zeigt diesen Effekt beispielhaft für eine Halbierung des Schwellenwertes von vorher 20kW (ca. 50%) auf jetzt 10kW (ca. 25%):

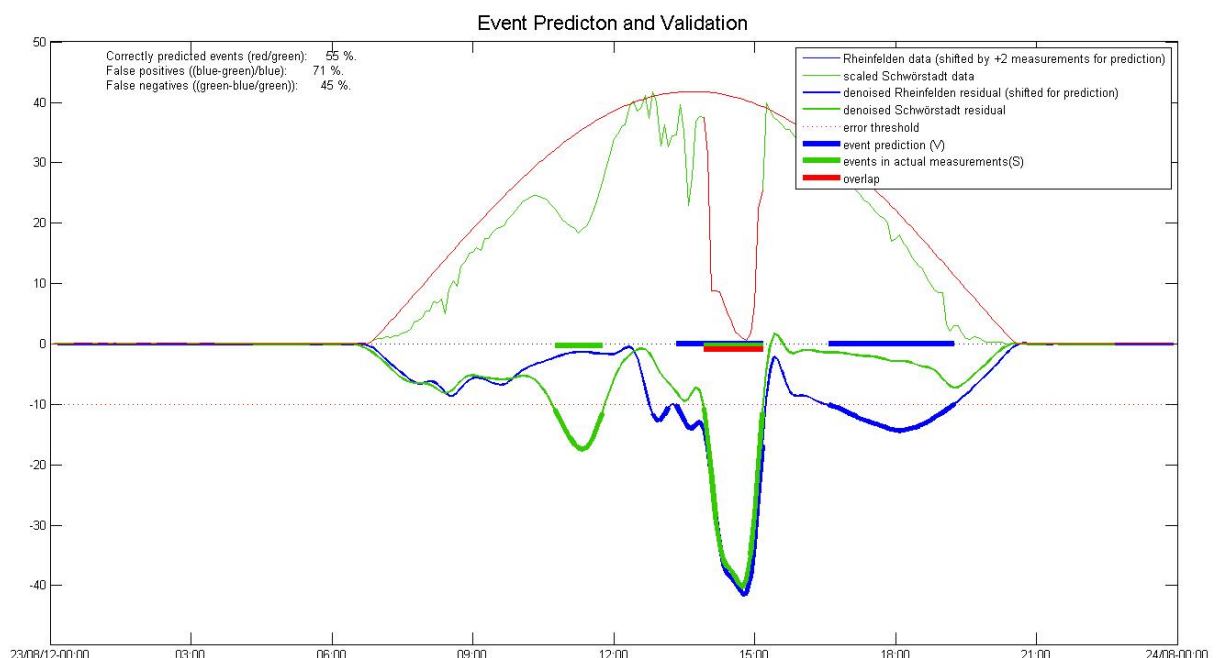


Abbildung 12. Evaluation für den 23.08.2012

- Statt der vorher 8% false positives ergibt sich nun ein Wert von 71% false positives. Der Anstieg ergibt sich v.a. durch den Produktionseinbruch im Zeitfenster um 18:00 in Rheinfelden. Dieser ist 10 min später in Schwörstadt nicht mehr zu beobachten und wurde daher fälschlicherweise vorhergesagt. Ebenso ist der Produktionseinbruch von >10kW im Zeitintervall um 14:30 herum in Rheinfelden wesentlich länger zu beobachten (ca. 13:00-16:30) als in Schwörstadt (ca. 14:30-15:30), was ebenfalls den Prozentsatz der false positives erhöht.
- Statt vorher 0% false negatives ergibt sich nun ein Wert von 45% false negatives. Der Anstieg erklärt sich in diesem Fall durch einen Produktionseinbruch mit einer Spitze von ca. 17kW um ca. 11:30 in Schwörstadt. Dieser konnte in Rheinfelden nicht beobachtet und daher auch nicht vorhergesagt werden. Das Ereignis ist also unvorhersagbar von Rheinfelden aus. Diese "Wissenslücke" kann innerhalb des Simple Model auf Basis der gegebenen Informationen nicht ausgeglichen werden. In einem Complex Model mit mehr als einem verfügbaren externen Standort wäre Senkung dieser Quote im Durchschnitt jedoch vermutlich möglich.
- Aus dem Anstieg der false negatives ergibt sich ein Abfall der korrekt vorhergesagten Ereignisse von 100% auf nun nur mehr 55%.

Datum: 07.08.2012

Wetterklasse: MITTEL

Übereinstimmungsklasse: GUT

Maximale extraterrestrische Solarstrahlung: 12kW

Vorlaufzeit: 10min

Schwellenwert: 50% (6kW)

Relevantes Zeitfenster: >60min

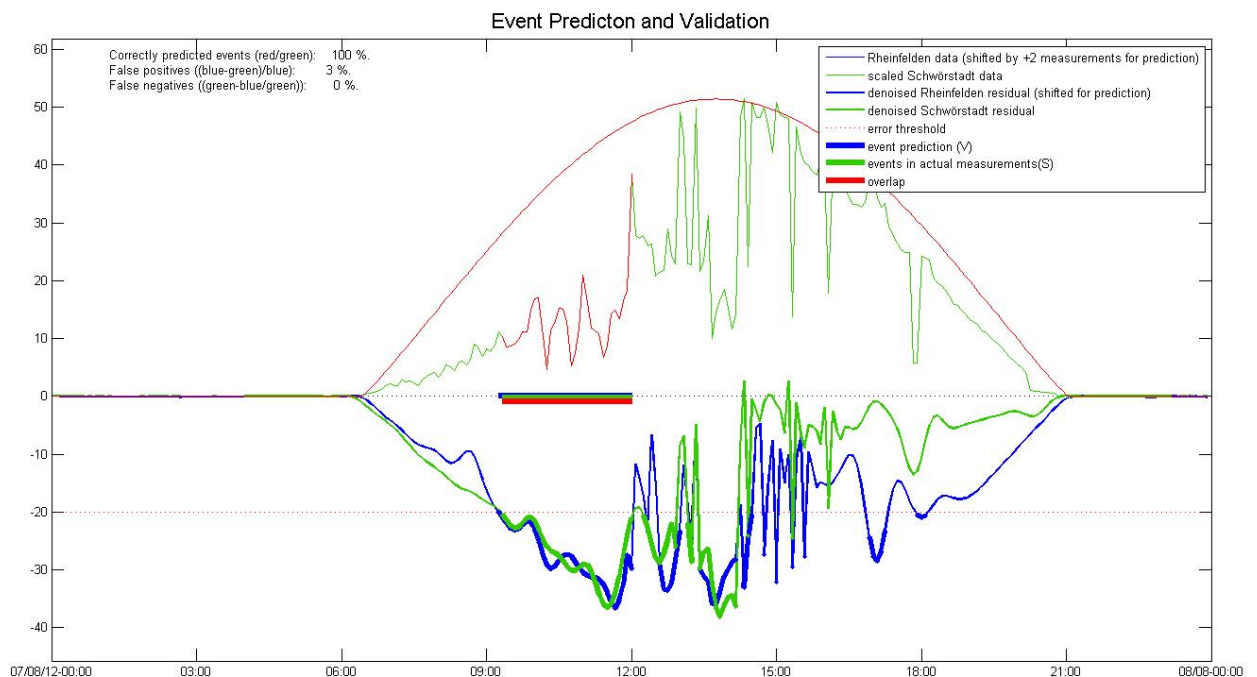


Abbildung 13. Evaluation für den 07.08.2012.

Evaluationsergebnis:

Durch einen im Vergleich zum 23.08.2012 höheren signal-to-noise ratio ergibt sich für den 07.08.2012 nicht die Wetterklasse GUT, sondern nur die Wetterklasse MITTEL. Auch hier ergibt sich eine Rate von 100% korrekt vorhergesagten Ereignissen, mit einer geringen Anzahl von false positives und keinen false negatives, siehe Abbildung 13.

Eine Halbierung des Schwellenwertes führt wiederum zu einer schlechteren Prognosequalität (vgl. Abbildung 14), mit einem Prozentsatz korrekt vorhergesagter Ereignisse von nur mehr 68% und einer Rate von 59% false positives und 32% false negatives.

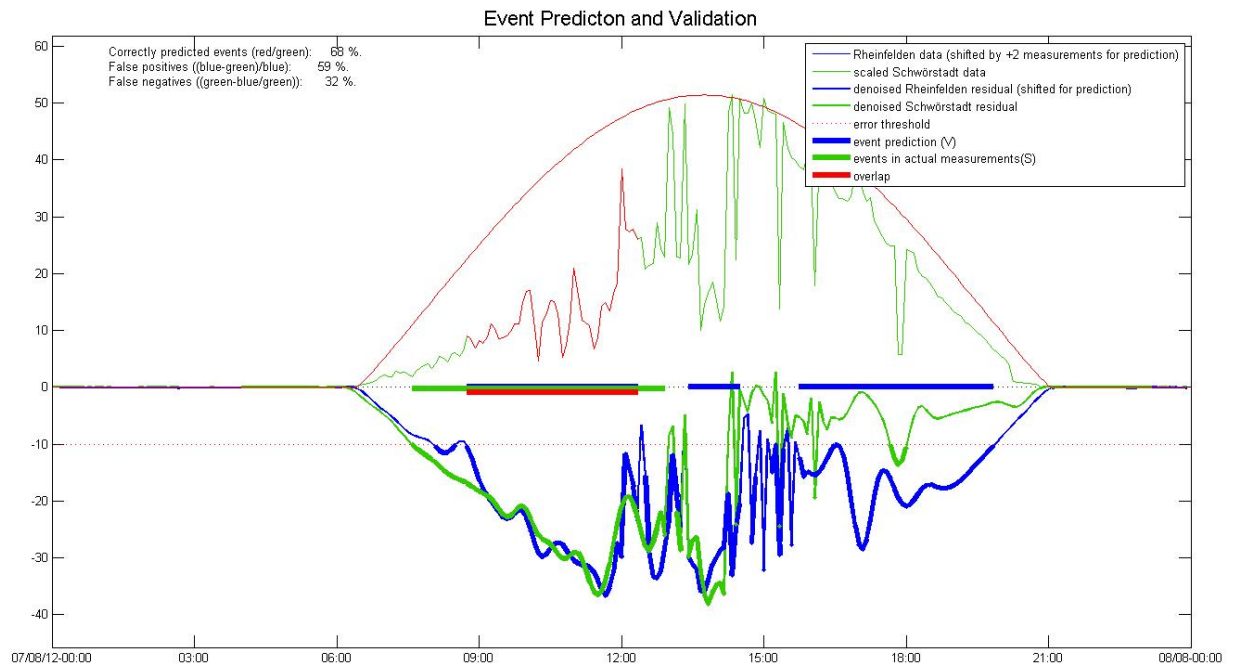


Abbildung 14. Evaluation für den 07.08.2012.

Evaluation der Waveletmethode:

Datum: 23.08.2012

Wetterklasse: GUT

Übereinstimmungsklasse: MITTEL

Vorlaufzeit: 10min

Relevantes Zeitfenster: 60min

Relevante WA-Detail-Ebene: L=3

Effektives WA-Zeitfenster auf Ebene L: $s_{\text{eff}} = 60\text{min}$

Evaluations-Ergebnis (siehe Abbildung 15):

In beiden Datensätzen wurde das 60min-Ereignis einwandfrei mit hohem Koeffizientenausschlag von rund 24 bzw. rund 23 erkannt. Im Gegensatz zur reinen Schwellenwertmethode treten keine False Positives und False Negatives auf. Dies liegt an der Tatsache, dass hier nur das stärkste Ereignis als globales Maximum der Koeffizientenzeitreihe gesucht wurde. Bei Einbezug lokaler Maxima werden auch kleiner Ereignisse gefunden.

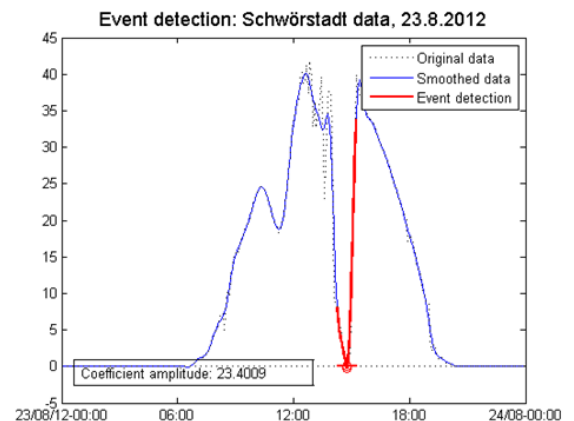
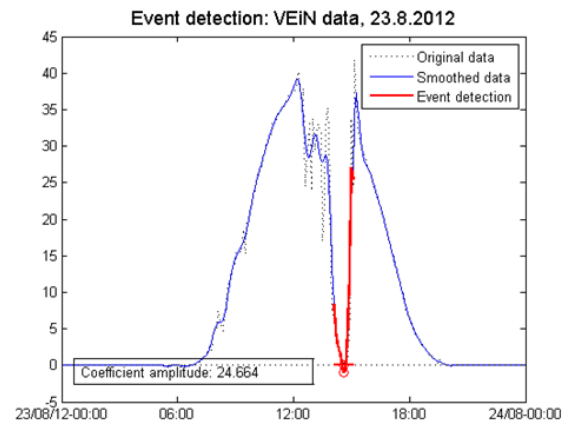


Abbildung 15. Evaluation für 23.08.

Datum: 05.08.2012

Wetterklasse: MITTEL

Übereinstimmungsklasse: MITTEL

Vorlaufzeit: 10min

Relevantes Zeitfenster: 60min

Relevantes Wavelet-Level: 3

Effektives WA-Zeitfenster auf Ebene L: $s_{\text{eff}} = 60\text{min}$

Evaluations-Ergebnis (siehe Abbildung 16):

In beiden Datensätzen wurde das 60min-Ereignis einwandfrei mit hohem Koeffizientenausschlag von rund 36 bzw. rund 34 erkannt. Wiederum erfolgte hier nur eine Erkennung der globalen Maxima. Im Gegensatz zur reinen Schwellenwertmethode werden jedoch keine Produktionseinbrüche erkannt, welche wesentlich länger als 1h andauern.

Eine umfangreichere Auswertung findet sich im Anhang.

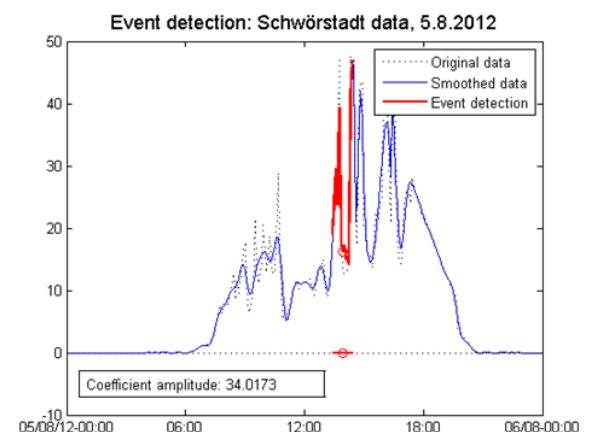
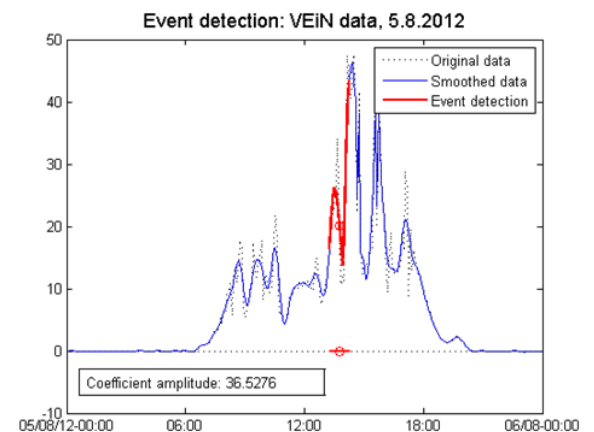


Abbildung 16. Evaluation für 05.08.

Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse

Trotz der zu grossen Länge der Abtastintervalle von 5 min (statt kleiner 1 min) liefern die vorgeschlagenen Methoden zur *Ereigniserkennung* vielversprechende Resultate: die Methoden zur Ereigniserkennung wurden für 60 min-Zeitfenster (statt für 2-5min Zeitfenster) evaluiert. Dabei ergibt sich die als sehr gross gewählte Länge von 60 min nicht nur aus der reduzierten Abtastrate, sondern auch aus der eingeschränkten Erfüllung einiger anderer Anforderungen. Aufgrund der Eigenschaften der beiden getesteten Methoden ist zu erwarten, dass deren Anwendbarkeit bei besserer allgemeiner Datenlage auf höhere Abtastraten problemlos übertragbar ist.

Eine ausführliche Evaluation des *Prognosemodells* selbst auf Basis eines Golden Standard konnte nicht durchgeführt werden, da die zur Berechnung der Prognosequalität notwendigen externen Information über Windgeschwindigkeit und Windrichtung nicht beschafft werden konnten: Die Messreihen von Bodenstationen sind in keiner Weise ausreichend, um die entsprechenden Messwerte in Wolkenhöhe zu interpolieren. Die Beschaffung geeigneter Wetterdaten birgt somit das grösste Problem für die praktische Umsetzung des vorgeschlagenen Prognosemodells für das Anwendungs-Szenario.

Ebenfalls aufgrund mangelnder Verfügbarkeit weiterer externer Standorte musste sich für die Erarbeitung eines Prognosemodells auf das sogenannte Simple Model beschränkt werden, welches eine Vorhersage aus nur einem externen Standort für PV- oder Pyranometer-Messungen ableitet. Ein solches Modell liefert zwangsläufig eine eingeschränkte Prognose-Qualität, da das Auftreten von False Positives und False Negatives nicht durch zusätzliches Wissen verhindert werden kann. Im Gegensatz zum Problem der Beschaffung geeigneter Wetterdaten sollte die Beschaffung zusätzlicher externer PV- oder Pyranometer-Standorte mit zunehmender Verbreitung dezentraler Einspeisung auch in der Schweiz in Zukunft - wenigstens in Gebieten mit grosser Dichte von Dezentralen Energiequellen - kein Hindernis darstellen.

Schlussfolgerungen Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Trotz der Resultate dieses Vorhabens steht der Nutzen externer Informationen ausser Zweifel. Im Gegenteil: im Rahmen dieses Vorhabens zeigten sich noch weitergehende Einsatzmöglichkeiten der externen Informationen mit dem Ziel einer Kurzfristprognose. In dieser Studie konnte zwar nicht nachgewiesen werden, dass Schaltvorgänge eines Transformators vermieden werden konnten. Mit den modernen, elektronischen Transformatoren muss auch die Frage gestellt werden, ob ein Verschleiss durch Schaltvorgänge ins Gewicht fällt. Ganz anders sieht dies bei einer Batterie aus, wo die Lebensdauer abhängig von der Anzahl der Lade- und Entladevorgängen ist. Wenn Lade- bzw. Entladevorgänge vermieden werden können, dann erhöht sich die Lebensdauer. Die meisten Steuerungsansätze zur Batteriesteuerung versuchen daher, die Schaltvorgänge zu reduzieren oder zumindest zu berücksichtigen. Eine Kurzfristprognose, welche nur eine kurze Spitze oder Einbruch vorhersagt, kann einen Unterbruch des Entlade- oder Ladevorgangs vermeiden. In Szenarien, wo viele Schaltvorgänge normalerweise häufiger anfallen (z.B. ein wolkiger Tag), kann somit entscheidend auf die Lebensdauer und damit auf die Kosten für eine Batterie Einfluss genommen werden.

Werden Schaltvorgänge eines Transformators oder Ladevorgänge einer Batterie vermieden, kann man im wesentlichen zwei Strategien verfolgen, welche die Auswirkungen der Vermeidung behandeln. Die erste Strategie bedeutet keine weiteren Aktionen. Sie basiert auf der Annahme, dass nur kurzfristige Schaltvorgänge vermieden werden und dass das Netz in der Lage ist, diese kurzfristigen Auswirkungen abzufangen. Die zweite Strategie bezieht andere Ressourcen ein, welche kurzfristig einspringen können. Hier kann an einen Boiler oder an eine Wärmepumpe gedacht werden. Solche Ressourcen sind in der Lage, Überschüsse im Stromnetz abzubauen. Anstatt den Zustand einer Batterie zu verändern, könnten Boiler einspringen, um eine kurzfristige Spannungsspitze abzufangen. Ein Blockheizkraftwerk ist ebenfalls eine Ressource, welche allerdings eine Unterdeckung im beschränkten Mass ausgleichen kann, indem die Stromproduktion angeworfen wird.

Die zweite Strategie ist der ersten vorzuziehen, wenn das Ziel ist, das Netz lokal zu stabilisieren und Schwankungen lokal auszugleichen. Jedoch erfordert die zweite Strategie eine lokale Steuerungskomponente, welche die verschiedenen Ressourcen steuert. Die Komplexität der lokalen Steuerung

erhöht sich, wenn die Vorlaufzeiten der Ressourcen berücksichtigt werden müssen. Wenn zum Beispiel eine Unterdeckung erkannt wird, kann die lokale Steuerungskomponente diese Unterdeckung mit dem Blockheizkraftwerk ausgleichen. Aber da das Blockheizkraftwerk eine gewisse Vorlaufzeit von mehreren Minuten hat (je nach Ausführungen), könnten andere Ressourcen (wie zum Beispiel eine Batterie) kurzfristig einspringen, bis das Blockheizkraftwerk seine volle Leistungshöhe erreicht hat. Entscheidend für die Steuerung ist die Information, wie sich Stromproduktion und –verbrauch in den nächsten Minuten bis wenigen Stunden entwickeln werden. Hier ist es ganz offensichtlich eine Kurzfristvorhersage notwendig. Externe Informationen sind Garanten für eine qualitativ hochwertige Prognose.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine Kurzfristprognose im Bereich von Minuten bis wenigen Stunden für eine lokale Steuerung von hohem Nutzen ist. Das Testfeld VEIN verfügt über eine Vielzahl unterschiedlicher Ressourcen und damit über fast ideale Bedingungen, um eine solche lokale Steuerungskomponente zu untersuchen. Hierzu sind allerdings „Vorarbeiten“ notwendig.

Wie sich in diesem Vorhaben gezeigt hat, hängen die Vorhersageergebnisse in direkter Linie von der Qualität der Daten ab. Die nächsten Schritte zielen daher auf die Beschaffung von Datensätzen ab, welche den Qualitätsanforderungen besser entsprechen. Konkret bedeutet dies:

- Daten von PV-Anlagen: Wie die Basis des Anwendungsfall 1 erläutert, werden Daten von PV-Anlagen benötigt, welche auf einer Fläche eine hohe Anzahl von Installationen aufweisen. Die PV-Anlagen müssen also eine grosse Dichte aufweisen. Gleichzeitig soll eine kleine Abtastrate möglichst im einstelligen Sekundenbereich kleine Zeitfenster ermöglichen.
- Wetterdaten: Ziel der Wetterdaten ist die Vorhersage der Windrichtung und –geschwindigkeit in Wolkenhöhe. Herkömmliche Wetterstationen können jedoch solche Daten nur in Bodennähe liefern. Es soll untersucht werden, ob andere Quellen verfügbar gemacht werden können.

Weitere Nachforschungen haben den Kontakt zu einem Betreiber von mehreren PV-Anlagen im Olten/Berner Raum eröffnet. Die Anlagen sind vergleichsweise dicht; allerdings ist die Abtastrate im Bereich von 5 Minuten. Hier wird aber weiter recherchiert.

Neben der Erhöhung der Datenqualität sollen mit Zwischenzielen die Machbarkeit der Kurzfristvorhersage abgesichert werden.

- Die Bestimmung der Windrichtung und –geschwindigkeit in Wolkenhöhe kann sich als schwierig erweisen. Hier soll anhand der Daten von PV-Anlagen in einem hinreichend dichten Feld bei genügender Abtastraten untersucht werden, wie aus den PV-Daten Windrichtung und –geschwindigkeit zuverlässig ermittelt werden kann. Diese Frage ist gleichbedeutend mit der Bestimmung der relevanten PV-Anlagen aus einer Menge von PV-Anlagen, die für eine Vorhersage in Betracht gezogen werden können.
- Auf der Basis dieser relevanten PV-Anlage und unter Zuhilfenahme des komplexen Vorhersagemodells soll dann eine Vorhersage versucht werden.

Diese Arbeiten sollen möglichst im Rahmen von Folgeprojekten fortgesetzt werden. Kleinere Fragestellungen können auch im Rahmen von studentischen Arbeiten (Bachelorarbeiten, Masterarbeiten) an der FHNW weiter untersucht werden.

Referenzen

Werner Bäni, Wavelets (2005). München : Oldenbourg.

S. Allen Broughton, Kurt Bryan., Discrete Fourier analysis and wavelets (2009). Hoboken, N.J. : Wiley.

M.A. Cayless, J R Coaton, A. M. Marsden, Lamps and Lighting (1996). 4 ed., Routledge.

D. Lee Fugal, Conceptual wavelets in digital signal processing an in-depth, practical approach for the non-mathematician (2009), S&ST: San Diego, California.

Rafael C. González, Richard Eugene Woods (2008). Digital image processing. Prentice Hall.

Anhang

Evaluation der Waveletmethode für August 2012