

PV Profile NEU

Empirische Ermittlung 2019

<i>Version</i>	1.0	<i>ersetzte Version</i>	
<i>Ausgabedatum</i>		<i>Dokumentname</i>	PV Profile NEU 2019
<i>Ersteller</i>	Stefan Kitzler, Philip Rodemeyer		
<i>Verteiler</i>	Öffentlich		
<i>Status</i>	Final	<i>Gültig ab – bis:</i>	

Änderungskontrolle

<i>Version</i>	<i>Datum</i>	<i>Ausführende Stelle</i>	<i>Bemerkungen / Änderungsbeschreibung</i>
1.0	19.02.2019	Clearing/Analyse	

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation	4
2	Beschreibung der Datenbasis.....	5
2.1	Erhebung der historischen Daten.....	5
2.2	Aufbereitung der Daten	6
3	Geographische und jahreszeitliche Aufteilung	7
4	Verfahren zur Ermittlung der neuen PV-Profile.....	8
4.1	Funktion	9
4.2	Empirische Ermittlung.....	10
4.3	Umsetzung.....	10
5	Beschreibung PV-Profile NEU	11
6	Zusammenfassung.....	12
7	Anhang	13
7.1	Abkürzungsverzeichnis.....	13
7.2	Berechnete PV-Profile	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aktuelles PV Profil (Sommerzeit CET)	4
Abbildung 2:	Installierte Leistung PV OeMAG Bilanzgruppe	6
Abbildung 3:	Aufbereitung der erhaltenen Daten	7
Abbildung 4:	Jahreszeiten gemäß SoMa Kapitel 6	7
Abbildung 5:	Verschiebung des PV-Lastgangs zwischen Ost und West (UTC).....	8
Abbildung 6:	Vergleich PV-Profil nach Funktion vs. aktuelles PV-Profil (CET)	9
Abbildung 7:	Umsetzung zur Erstellung der Profile.....	10
Abbildung 8:	PV Profile für Zone und Saison (UTC).....	11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht historische Daten	5
------------	-----------------------------------	---

Formelverzeichnis

Formel 1:	Gauß'sche Glockenfunktion	9
Formel 2:	Mittelung der Energiewerte	10

1 Motivation

Eine grundsätzliche Voraussetzung für die Bilanzierung eines liberalisierten Energiemarktes ist die lückenlose Erfassung sämtlicher Ein- und Auspeisungen innerhalb einer Regelzone. Während größere Kunden in der Regel über einen Lastprofilzähler verfügen, welcher in Viertelstunden-Taktung den jeweiligen Verbrauch bzw. die jeweilige Erzeugung erfasst, ist dies aus Kostengründen bei Kunden geringerer Größe nicht der Fall. Gemäß ElWOG § 17 (2) sind Kunden mit einem jährlichen Verbrauch bzw. einer jährlichen Erzeugung von unter 100.000 kWh bzw. einer Anschlussleistung kleiner 50 kW einem Lastprofil zuzuordnen. Hierrunter fällt ein Großteil der in Österreich betriebenen Photovoltaik (PV) Anlagen.

Das aktuell von den Netzbetreibern angewendete Profil wurde im Jahre 2001 erstellt. Das Profil wurde seit Einführung nicht mehr weiterentwickelt und wird in Abbildung 1 dargestellt.

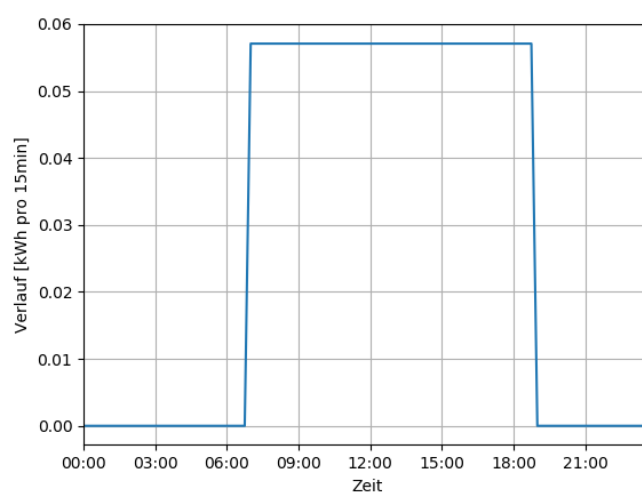


Abbildung 1: Aktuelles PV Profil (Sommerzeit CET)

Wie ersichtlich verfügt das Profil über eine über das Jahr täglich konstante, rechteckige Kurvenform (Verlauf). Es wird weder die über das Jahr unterschiedliche Sonnenscheindauer noch der Verlauf der relativen Leistung berücksichtigt. Daher führt das aktuelle Profile zu hohen relativen Fehlern.

Während die installierte PV-Leistung im Jahre 2001 als vernachlässigbar bezeichnet werden konnte hat sich dies im Verlauf der letzten 18 Jahre erheblich geändert. Vor allem ab dem Jahr 2012 verzeichnete man einen signifikanten Zubau an PV-Anlagen von rund 55 MW im Jahr 2012 bis zuletzt rund 1.200 MW Ende 2018. Bei einer Spitzenlast von rund 11.000 MW in der Regelzone APG können daher PV-Anlagen einen Anteil von rund 10% vorweisen. Der hohe relative Fehler hat daher nun auch absolut eine nicht vernachlässigbare Auswirkung auf die Regelzone APG.

Das in Österreich angewendete Verbrauchsermittlungsverfahren für den Local Player¹ hat nun zur Folge, dass sämtliche Fehler der angewendeten Lastprofile, inklusive dem PV-Profil, dem Local Player zugeordnet werden. Dieser ist daher direkt den Fehlern der Profile ausgesetzt.

Aus obgenannten Gründen wurde APCS daher von den österreichischen Verteilernetzbetreibern, über den Branchenverband Österreichs Energie, aufgefordert, neue PV-Profile anhand historischer Daten zu ermitteln. Diesem Ersuchen wurde nachgekommen. Der Ablauf bzw. die Vorgehensweise werden in diesem Dokument beschrieben.

¹ Das vor der Liberalisierung in einem abgegrenzten Netzgebiet für die Stromerzeugung, -verteilung und -verkauf zuständige Unternehmen

2 Beschreibung der Datenbasis

2.1 Erhebung der historischen Daten

Für die Ermittlung neuer PV-Profile ist eine breite heterogene Datenbasis notwendig. So ist zum einen sicherzustellen, dass PV-Anlagen aus allen Bundesländern im Datensatz zur Ermittlung des Profils enthalten sind. Zum anderen ist ebenfalls auf eine Durchmischung von PV-Anlagen verschiedener Betriebsweisen zu achten. Der Datensatz muss daher sowohl Volleinspeiser als auch Überschusseinspeiser enthalten. Als Zeitraum wurden die Jahre 2016 und 2017 gewählt.

Um den administrativen Aufwand in Grenzen zu halten und zugleich die genannten Kriterien erfüllen zu können wurden in der Folge alle Netzbetreiber der nach EIWOG §64 definierten Netzbereiche kontaktiert und um historische Daten ersucht. APCS erhielt Rückmeldung von zehn der 13 Netzbetreiber. Da die fehlenden drei Netzbetreiber von anderen, im Datensatz enthaltenen Netzen, umschlossen waren konnte auf diese Datenmeldung verzichtet werden. Die erhaltenen Daten unterschieden sich in Bezug auf die Aufbereitung. So gab es Zeitstempel in CET sowie UTC, aggregierte Werte, zählpunktscharfe Werte und teilweise aggregierte Daten. Die Werte der Zeitreihen wurden zudem unterschiedlich in Leistungs- bzw. Energieeinheiten angegeben.

Um in weiterer Folge die Daten zu harmonisieren (normieren) war aufgrund der teilweisen Übermittlung der Daten in aggregierter Form eine Information über den Verlauf der installierten Engpassleistung über die Zeit notwendig. Diese Information wurde mittels einem weiteren Ersuchen von den Netzbetreibern eingeholt.

Tabelle 1 stellt die erhaltenen Daten dar.

Tabelle 1: Übersicht historische Daten

Netz	Datentyp	Engpassleistung
1	Aggregiert	Monatlich kW
2	20 Zählpunkte	Keine – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP
3	149 Zählpunkte	Keine – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP
4	5 Zählpunkte	Monatlich MW – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP
5	Aggregiert	Monatlich kW
6	19 Zählpunkte nach Regionen	Pro Zählpunkt/Region
7	20 Zählpunkte	Keine – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP
8	Aggregiert und normiert	Keine
9	10 Zählpunkte	Keine – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP
10	74 Zählpunkte	Unplausibel – ersetzt mit maximalem Wert pro ZP

Das Kapitel 2.2 beschreibt die Normierung der erhaltenen Daten.

2.2 Aufbereitung der Daten

Um die unterschiedlichen Datenformate vergleichbar zu machen war eine Aufbereitung der Daten notwendig. Zunächst unterscheidet man zwischen den aggregierten Daten und jenen die in Form von Einzelzählpunkten vorhanden sind.

Bei den aus Einzelzählpunkten bestehenden Datensätzen der Netzbetreiber wurden die Daten zunächst aggregiert (aufsummiert) und damit in einem Datensatz pro Netz zusammengefasst. Im nächsten Schritt wurden die Leistungs- bzw. Energiewerte der Zeitreihen in eine prozentuale Auslastung umgerechnet, jeweils bezogen auf deren Jahresspitzenwert der Zeitreihe. Dadurch erhält man Werte im Bereich von 0 und 1 (0% - 100%). Mit dieser Vorgangsweise bewirkt man letztendlich eine Gleichbehandlung (Gleichgewichtung) aller Netze, unabhängig von der ursprünglichen Datenbasis und Dimension. Des Weiteren wird die Zeitreihe durch die Normierung mit dem Jahresspitzenwert in Jahresprofile aufgeteilt, was zu einer erhöhten Datenbasis für die weitere Berechnung führt. Das Resultat der Vorgehensweise sind Jahresprofile (2016, 2017) jedes Netzes mit Einzelzählpunkten.

Drei Netzbetreiber übermittelten eine aggregierte Zeitreihe der PV-Einspeisung. Betrachtet man die Entwicklung der monatlich installierten PV-Leistung der OeMAG Bilanzgruppe war davon auszugehen, dass über die Dauer der zwei Jahre PV-Leistung zugebaut wurde. Im Gegensatz zu den Einzelzählpunkten, bei denen man davon ausgeht, dass sich die Anschlussleistung gleichbleibt, ist bei den aggregierten Daten ein Zuwachs erkennbar, der in weiter Folge korrigiert wird.

Installed Capacity by Month and Type

by OeMAG

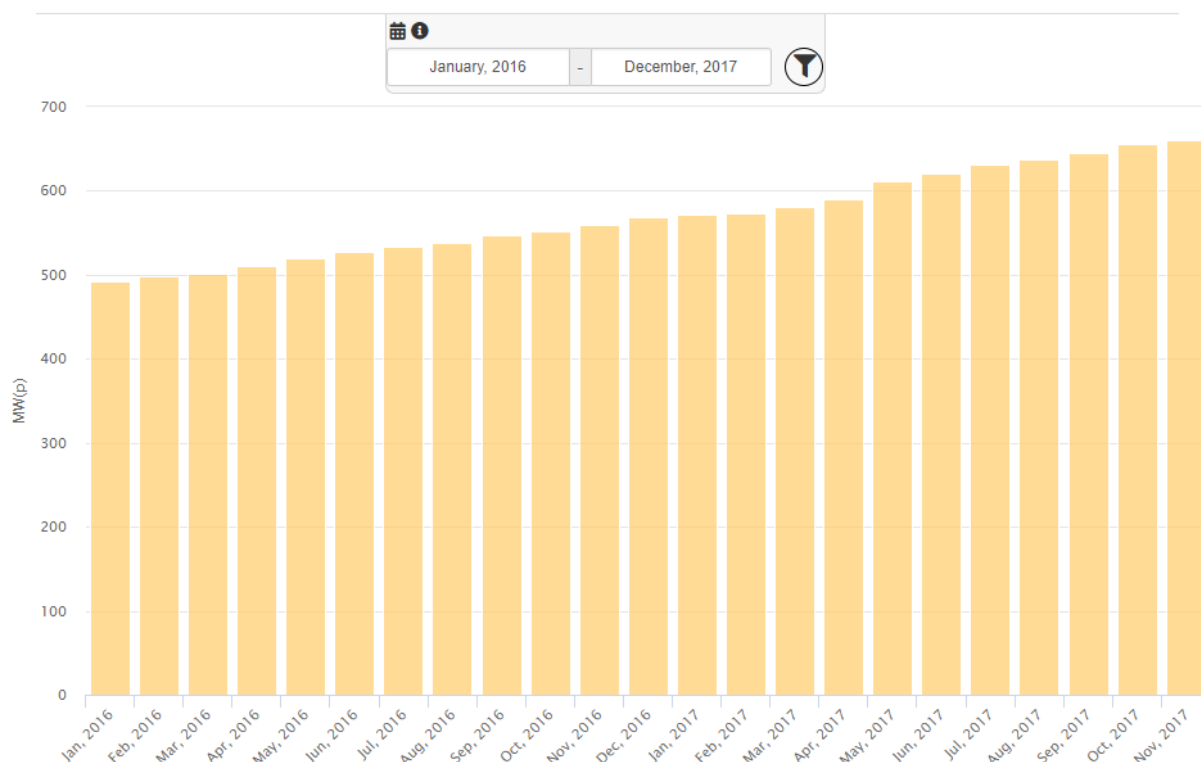


Abbildung 2: Installierte Leistung PV OeMAG Bilanzgruppe

In Abbildung 2 ist ersichtlich, dass sich die installierte Leistung der PV-Anlagen in der OeMAG Bilanzgruppe von rund 493 MW Anfang 2016 auf rund 660 MW Ende 2017 erhöht hat.

Die Aufarbeitung der aggregierten Daten erfolgte zunächst analog der Aufbereitung der Daten der Einzelzählpunkte, allerdings entfällt der Schritt des Aggregierens. So wurden die Leistungs- bzw. Energiewerte der Zeitreihen ebenfalls in eine prozentuale Auslastung umgerechnet. Mittels der abgefragten Daten der installierten Leistung wurden jedoch in der Folge die aggregierten Zeitreihen um den monatlichen Zubau korrigiert, jeweils bezogen auf das Jahresmaximum der Erzeugung. Somit erhält man ebenfalls vergleichbare Jahresprofile der aggregierten Daten.

Die beschriebene Vorgehensweise ermöglicht die aggregierten Daten mit den Daten der Einzelzählpunkte zu vergleichen, indem sie in äquivalente Form zur Weiterverarbeitung gebracht wurden.

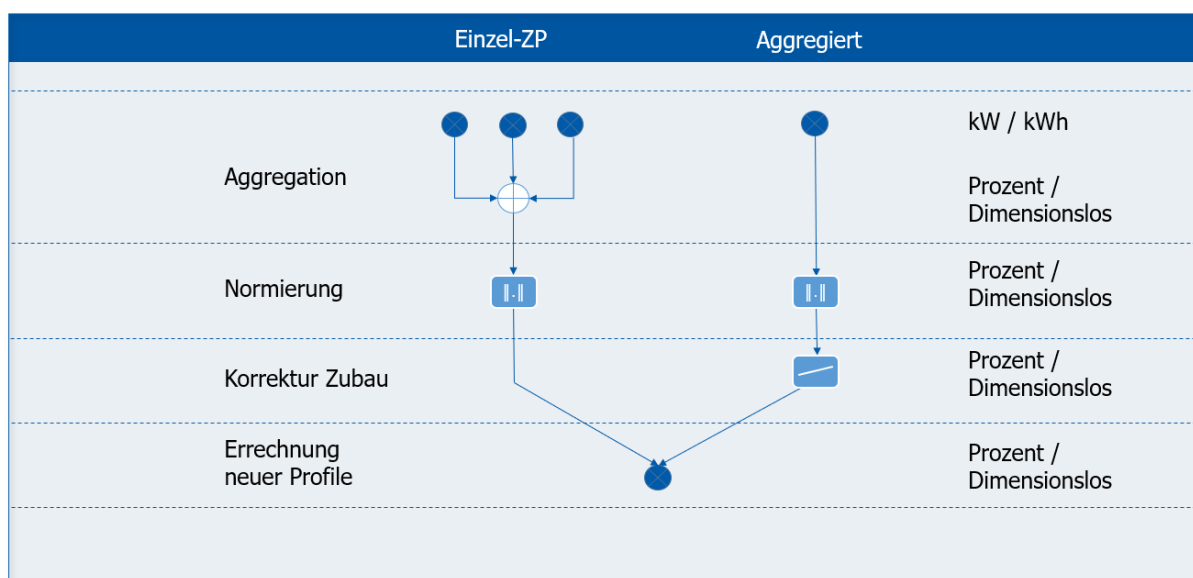


Abbildung 3: Aufbereitung der erhaltenen Daten

Die Datenbasis für die eigentliche Berechnung wurde damit geschaffen. Die Einteilung nach geografischen und saisonalen Änderungen der Profile wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

3 Geographische und jahreszeitliche Aufteilung

Um den unterschiedlichen geografischen und jahreszeitlichen Gegebenheiten der Sonneneinstrahlung Rechnung zu tragen wurde der Datensatz zur Ermittlung der neuen PV-Profile geografisch (Längengrad) und jahreszeitlich geteilt.

Auf Empfehlung von Österreichs Energie wurden für die Ermittlung drei Jahreszeiten definiert. Diese Jahreszeiten sind Sommer, Winter und Übergang. Die zeitliche Ausdehnung dieser Bereiche wurden den Sonstigen Marktregeln Kapitel 6 Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile entnommen.

	Dauer	Anzahl der Tage/Jahr
Sommer	15. 5. – 14.9.	123
Übergang	21. 3. – 14. 5. und 15. 9. – 31.10.	102
Winter	1. 11. – 20. 3.	140

Abbildung 4: Jahreszeiten gemäß SoMa Kapitel 6

Im Zuge der Analyse und Plausibilisierung der Daten wurde ebenfalls die Relevanz der geographischen Unterteilung identifiziert. So verschiebt sich der Sonnenauf und -untergang innerhalb des Bundesgebietes um rund 45 Minuten.

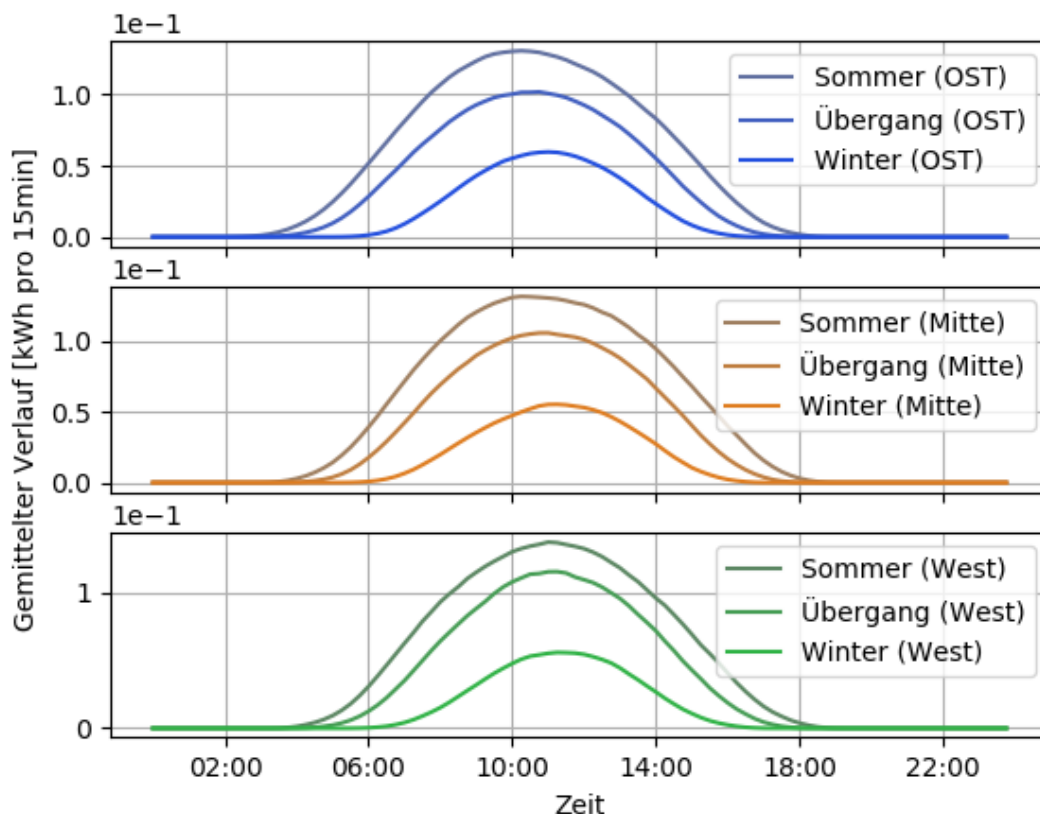


Abbildung 5: Verschiebung des PV-Lastgangs zwischen Ost und West (UTC)

Daher wurde von den Netzbetreibern eine Zuordnung zu einer der Zonen West, Mitte und Ost abgefragt. Der Datensatz wurde anschließend zudem nach dieser Kategorisierung geteilt.

In weiterer Folge werden nun die Berechnungsverfahren der PV-Profile beschrieben.

4 Verfahren zur Ermittlung der neuen PV-Profile

Grundsätzlich stehen für die Erstellung von Lastprofilen zwei wesentliche Verfahren zur Verfügung. Zum einen kann das Profil mittels einer mathematischen Funktion beschrieben werden, welche den Verlauf des Lastgangs bzw. der Einspeisung bestmöglich wiedergibt. Die Parameter der Funktion werden dafür mit einer Anpassung (fit) aus dem Datensatz der historischen Werte errechnet. Bei der zweiten Herangehensweise werden die empirischen Daten zusammengeführt und ein gemittelttes Profil errechnet.

4.1 Funktion

Als geeignete Funktion wurde seitens APCS eine weitverbreitete Gauß'sche Glockenfunktion identifiziert. Bezüglich einer detaillierten Beschreibung dieser Funktion wird auf die einschlägige Literatur verwiesen.

Grundsätzlich stellt sich die Funktion wie folgt dar:

Formel 1: Gauß'sche Glockenfunktion

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left\{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\},$$

mit den Parametern μ (Erwartungswert, Median) und σ^2 (Varianz), sowie der Eingangsvariable x .

Der Vorteil einer Funktion liegt vor allem darin, dass Marktteilnehmer die Funktion zusammen mit den ermittelten Parametern in den eigenen EDM-Systemen abbilden können und so nicht auf die Datenbereitstellung durch die Netzbetreiber bzw. der APCS angewiesen sind. Dies würde den Marktteilnehmern zum einen mehr Flexibilität bieten und zum anderen ebenfalls eine zusätzliche Kontrollinstanz bezüglich der korrekten Berechnung der Lastprofile darstellen.

Im Zuge der Diskussion über die neuen PV-Profilen mit den Branchenvertreter Österreichs Energie wurden die Ergebnisse der Funktion jedoch als nicht geeignet angesehen. Während die Funktion den Verlauf der PV-Einspeisung während des Tages zufriedenstellen abbildet, gibt es deutliche Unschärfen in den Morgen- und Abendstunden.

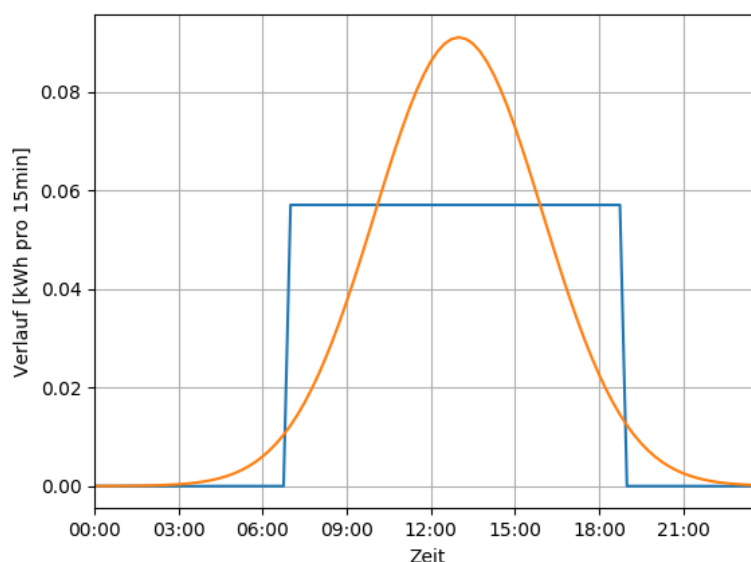


Abbildung 6: Vergleich PV-Profil nach Funktion vs. aktuelles PV-Profil (CET)

Wie in Abbildung 6 ersichtlich weist das Profil nach Funktion Werte größer Null in den frühen und späten Nachtstunden auf. Da dies naturgemäß jeglicher Logik widerspricht wurde der Funktionsansatz zur Berechnung der neuen Profile verworfen.

4.2 Empirische Ermittlung

Bei der empirischen Ermittlung ist die Vorgehensweise deutlich einfacher. Es werden lediglich die relevanten normierten Profile auf Basis der viertelstündlichen Zeitschritte gemittelt. Die Mittelung errechnet sich zu

Formel 2: Mittelung der Energiewerte

$$E_{Z,S}(hh, mm) = \frac{1}{N} \sum_{Tag=(Y,M,D)} \sum_{Netz} E_{Z,S}(hh, mm, Tag, Netz)$$

für Energiewerten jeder geografische Zone Z , Saison S mit hh als Stunde, mm als Minute im Viertelstundentakt.

N ist die Anzahl der Summenwerte, summiert wird bezüglich $Tag = (Y, M, D) \triangleq (Jahr, Monat, Tag)$ und $Netz$.

Daraus ergibt sich ein gemittelt Tagesprofil. Dieses Verfahren stellt die statistisch präziseste Vorgehensweise dar, da es hier zu keinen systemimmanenten Fehlern bei der Erstellung der Funktionsparametern kommt und außerdem zu einer Verzerrung zwischen den Daten und der verwendeten Funktion. Durch diese Ermittlung ist es jedoch wie Eingangs beschrieben nicht möglich, die Daten auf Korrektheit zu überprüfen und in den eigenen Systemen selbst zu berechnen.

4.3 Umsetzung

In Besprechungen mit den Branchenvertreter Österreichs Energie hat man sich auf die Einteilung in geografische Zonen (Ost, Mitte, West), sowie in Jahreszeiten (Sommer, Übergang, Winter), und das empirische Verfahren zur Ermittlung der Profile geeinigt.

Die Umsetzung wird in Abbildung 7 dargestellt. Zunächst werden die Jahresprofile gemäß den Angaben der Netzbetreiber in die geografischen Zonen (Ost, Mitte, West) eingeteilt. Von den zehn Netzbetreibern ordnen sich vier zur Lage Ost, sowie jeweils drei zu Mitte und West zu. Jedes Jahresprofil wird gemäß *Abbildung 4* unterteilt. Für die jeweiligen Jahreszeitabschnitte und die eingeteilten geografischen Zonen wird mittels empirischen Verfahrens das Profil gemittelt. Im letzten Umsetzung Schritt wird das Profil auf den Jahresverbrauch von 1000 kWh für leichtere Implementierung der Netzbetreiber genormt. Der Jahresverbrauch ergibt sich aus der Tagessumme aller Viertelstundenwerte multipliziert mit der Anzahl der Tage jedes Jahresabschnitts.

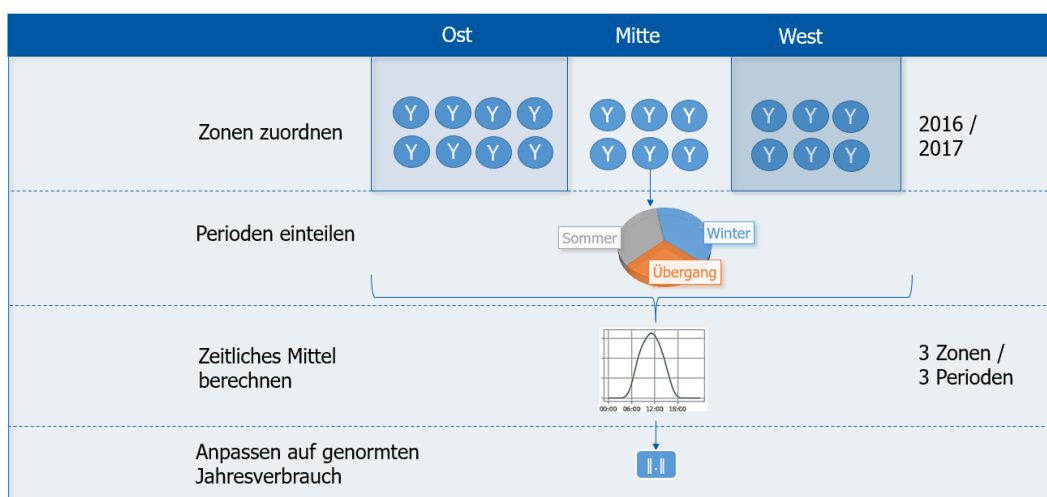


Abbildung 7: Umsetzung zur Erstellung der Profile

5 Beschreibung PV-Profile NEU

Die PV-Profile wurden empirisch ermittelt. Der Zeitstempel für die Eingangsdaten wurde auf UTC umgewandelt. Die Ergebnisse der Berechnung stellen daher ebenfalls Profile in UTC dar. Die genaue Vorgehensweise kann wie folgt zusammengefasst werden:

1. Erhalt von historischen Einspeisedaten
2. Erhalt von historischen Daten zur installierten PV-Leistung
3. Zuordnung der Netzbetreiber zu geographischen Regionen
4. Aufbereiten und Harmonisierung der Daten
5. Aufteilung der Daten nach geographischen und jahreszeitlichen Kriterien
6. Errechnen der Profile aus empirischen Werten durch Mittelwert Bildung
7. Normierung der neuen Profile

Als Ergebnis werden nun neun Profile zur Konsultation gestellt. Diese Profile sind in Abbildung 8 ersichtlich. Abhängig von Jahreszeit ergeben sich unterschiedliche Amplituden und durch die Einführung der geografischen Zonen lässt sich eine zeitliche Versetzung des Maximums erkennen.

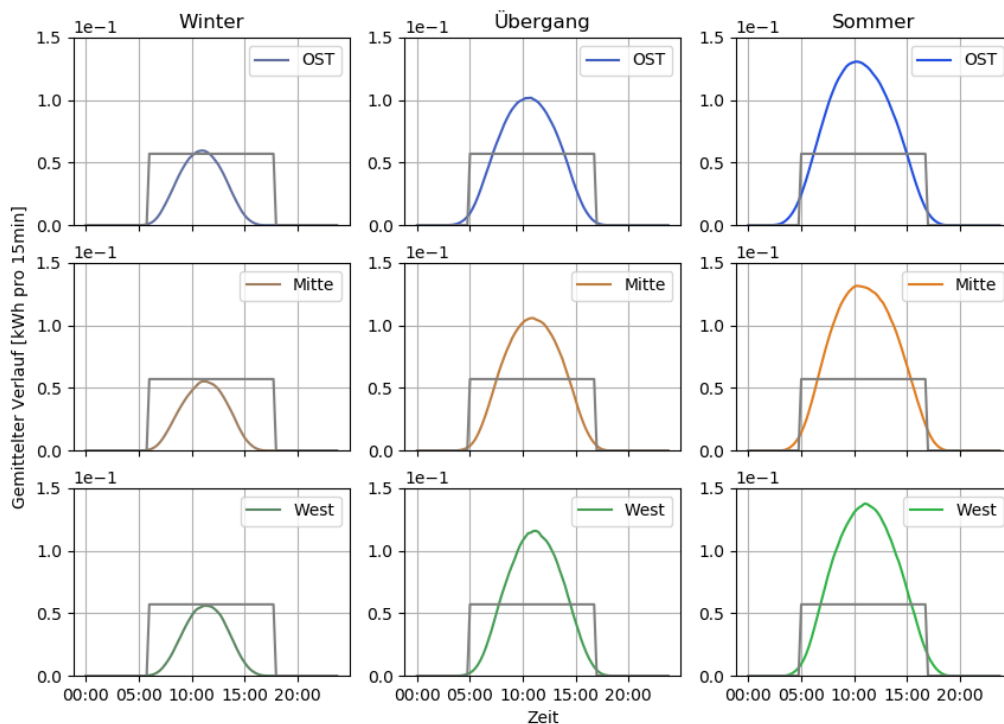


Abbildung 8: PV Profile für Zone und Saison (UTC)

Vorteil der neuen Profile gegenüber der alten, rechteckigen Form ist eine deutlich verbesserte Abbildung des Ist-Verläufe durch die Ermittlung einer breit aufgestellten Datenbasis mehrere Netzbetreiber.

6 Zusammenfassung

Die aktuell von den Netzbetreibern angewendeten Lastprofile für die Darstellung der Einspeisung nicht gemessener PV-Anlagen wurden im Jahr 2001 entwickelt und seitdem nicht mehr angepasst. Der relative Fehler dieser Profile ist aufgrund der über das Jahr gleichbleibenden Form hoch. Während zur Zeit der Entwicklung und Einführung dieser Profile die absolute Relevanz des Fehlers als vernachlässigbar zu bezeichnen war hat sich dies aufgrund des starken Zubaus an PV-Anlagen in den letzten Jahren geändert. Aus diesem Grund wurde APCS über Österreichs Energie von den österreichischen Verteilernetzbetreibern ersucht neue PV-Profile anhand historischer lastganggemessener Einspeisedaten zu berechnen und Österreichs Energie zu übermitteln.

Um diesem Ersuchen nachzukommen wurden 13 Netzbetreiber kontaktiert und um historische PV-Einspeisedaten ersucht. Von zehn Netzbetreibern wurden historische Einspeisedaten an APCS übermittelt. Diese Daten wurden in der Folge aufbereitet und normalisiert, um eine Vergleichbarkeit herzustellen.

Um den unterschiedlichen geographischen und jahreszeitlichen Gegebenheiten der Sonneneinstrahlung Rechnung zu tragen wurde der Datensatz zur Ermittlung der neuen PV-Profile anschließend geographisch (Längengrad) und jahreszeitlich geteilt.

Im Zuge der Diskussion mit Branchenvertretern Österreichs Energie wurde als geeignete Methode zur Ermittlung neuer PV-Profile eine empirische Herangehensweise, also die Bildung von Durchschnittswerten auf Basis der historischen Daten, als sinnvoll erachtet.

Die PV-Profile wurden daher nach den eingangs beschriebenen Kriterien berechnet. Als Ergebnis werden zwölf Dateien zur Verfügung gestellt. Zum einen neun Tagesprofile in den Kombinationen Sommer, Winter, Übergang sowie West, Mitte und Ost. Des Weiteren wurden alle drei geographische Zonenprofile auf das Jahr 2019 ausgerollt.

7 Anhang

7.1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
APCS	APCS Power Clearing and Settlement AG
CET	Central European Time
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
OeMAG	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
PV	Photovoltaik
SoMa	Sonstige Marktregeln
UTC	Koordinierte Weltzeit

7.2 Berechnete PV-Profile

Profile für das CET Jahr 2019 (Zeitstempel UTC):

PVProfil_Mitte_2019.csv

PVProfil_Ost_2019.csv

PVProfil_West_2019.csv

Tagesprofile Zone Mitte (Zeitstempel UTC):

PVProfil_MitteSommer.csv

PVProfil_MitteÜbergang.csv

PVProfil_MitteWinter.csv

Tagesprofile Zone Ost (Zeitstempel UTC):

PVProfil_OSTSommer.csv

PVProfil_OSTÜbergang.csv

PVProfil_OSTWinter.csv

Tagesprofile Zone West (Zeitstempel UTC):

PVProfil_WestSommer.csv

PVProfil_WestÜbergang.csv

PVProfil_WestWinter.csv