

Echtzeitdetektion von Erzeugungsabweichungen bei Windkraftanlagen am Anwendungsfall Rotorblattvereisung

Lukas STRAUSS¹, Philipp KNERINGER², Jakob MESSNER³, Alexander KAISER⁴, Gernot WOLFRAM⁵, Andrea WOHLFARTER⁶, Christopher WIESER⁷

Kurzfassung: Durch Rotorblattvereisung ausgelöste großflächige Abschaltungen von Windparks können die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Österreich massiv beeinträchtigen und innerhalb kurzer Zeit zu Ausgleichsenergiekosten in bis zu Millionenhöhe führen. In diesem Beitrag wird ein Echtzeit-Monitoringsystem zur Erkennung von Erzeugungsabweichungen der österreichischen Windkraft vorgestellt. Das System basiert auf Daten von 605 österreichischen Windkraftanlagen (OeMAG) sowie Daten eines meteorologischen Messnetzes (VAMES). Durch Abgleich mit historischen Leistungskurven der Anlagen werden die Parameter erwartete Erzeugung, Erzeugungsabweichung, Vereisungsstatus und Vereisungspotenzial viertelstündlich anlagenweise berechnet, windparkweise oder netzgebietweise auf aggregiert und grafisch dargestellt. Die Analyse eines der schwerwiegendsten Ereignisse der jüngeren Vergangenheit, 27.-28.12.2020, zeigt den Mehrwert des so konstruierten Detektionssystems und die erreichbare Vorwarnzeit durch Verknüpfung mit meteorologischen Umgebungsbedingungen klar auf. Das neu entwickelte System ist im Winter 2021/22 bei Austrian Power Grid als Prototyp in einem operativen Testbetrieb im Einsatz. In seiner Endausbaustufe soll es zur Echtzeitüberwachung der gesamten österreichischen Windkraft (> 1200 Anlagen) eingesetzt werden. Systeme wie dieses tragen maßgeblich dazu bei, die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten und das Ziel, bis 2030 100% des österreichischen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu beziehen, zu verwirklichen.

Keywords: Windkraft, Stromnetz, Erzeugungsabweichung, Vereisung, Versorgungssicherheit, Echtzeit

¹ MeteoServe Wetterdienst GmbH, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, lukas.strauss@meteoserve.at, <https://www.linkedin.com/in/lukas-strauss-36b02230>

² MeteoServe Wetterdienst GmbH, Fürstenweg 180, 6020 Innsbruck, philipp.kneringer@meteoserve.at

³ MeteoServe Wetterdienst GmbH, Fürstenweg 180, 6020 Innsbruck, jakob.messner@meteoserve.at

⁴ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, alexander.kaiser@apg.at

⁵ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, gernot.wolfram@apg.at

⁶ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, andrea.wohlfarter@apg.at

⁷ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, christopher.wieser@apg.at

1 Einleitung

Durch Rotorblattvereisung ausgelöste großflächige Abschaltungen von Windparks können die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Österreich massiv beeinträchtigen und innerhalb kurzer Zeit zu Ausgleichsenergiekosten in bis zu Millionenhöhe führen. Einer der schwerwiegendsten Fälle dieser Art fand im vergangenen Winter am 27. und 28.12.2020 statt. Während des Ereignisses traten maximale Abweichungen von der prognostizierten Erzeugung von bis zu 1.500 MW auf. Über ein 24-stündiges Zeitfenster entstand so eine kumulierte fehlende Erzeugung von rund 27.000 MWh, welche durch den Einsatz von Regelreserven laufend ausgeglichen werden musste. Bei einem weiteren Vereisungsfall hatte man neben der plötzlich unerwartet einbrechenden Erzeugung mit Gradienten von rund 2.000 MW innerhalb einer Stunde zu kämpfen.

Fälle wie diese rufen nach einer Verbesserung der Prognose von Vereisungsereignissen. Aber bereits die Erkennung und Plausibilisierung der Ursachen des Leistungsentgangs in Echtzeit, insbesondere auf der Skala der gesamtösterreichischen Stromerzeugung, ist eine große Herausforderung. Neben den hohen Ausgleichsenergiekosten stellen unerwartet hohe Gradienten Übertragungsnetzbetreiber vor betriebliche Herausforderungen, etwa kurzfristige Umverteilungen von Stromflüssen im Energienetz, bis hin zu Situationen, die die Versorgungssicherheit gefährden. Um dem gezielt entgegenwirken zu können, ist ein möglichst feingranularer und flächendeckender Überblick zur Lageeinschätzung und Kategorisierung essenziell. Dafür sind Messwerte an den Windturbinen und Statuswerte in Echtzeit erforderlich.

Als Antwort auf diese Bedarfe wurde Austrian Power Grid (APG) und MeteoServe Wetterdienst ein Monitoringsystem für Erzeugungsabweichungen bei Windkraftanlagen entwickelt, welches in diesem Beitrag am Anwendungsfall Rotorblattvereisung vorgestellt wird. Das System soll in Zukunft zur Echtzeitüberwachung der gesamten österreichischen Windkraftherzeugung durch APG eingesetzt werden.

2 Daten und Methoden

2.1 Daten

Das Phänomen der Rotorblattvereisung ist in Mittel- und Nordeuropa wie auch Nordamerika und China abhängig der Standortlagen eine häufige Begleiterscheinung des Betriebs von Windkraftanlagen in der kalten Jahreszeit [1]. Eisdetektorsysteme sind aus diesem Grund heute auf einer Vielzahl von Windkraftanlagen installiert [2]. Ihre Daten sind bisher jedoch nicht vereinheitlicht oder zentral verfügbar. Für diese Arbeit wurde daher rein auf den Parametern erzeugte Leistung, Windgeschwindigkeit und Temperatur aufgebaut. Über die Schnittstellen der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) sind diese von rund 600 Anlagen (ca. 50% der österreichischen Windkraft) viertelstündlich verfügbar (siehe Abb. 1 und Tab. 1).

Der OeMAG-Datensatz wird mit Messungen an rund 20 Stationen des vollautomatischen meteorologischen Erfassungssystems (VAMES) verknüpft, welches neben Temperatur, Windgeschwindigkeit und Feuchte auch Sichtweitenbedingungen und Wolkeneigenschaften aufzeichnet (Tab. 2). Ergänzend werden diese Parameter aus METARs (Meteorological

Terminal Air Reports) extrahiert, die an den Flughäfen Wien-Schwechat und Bratislava halbstündig ausgegeben werden.

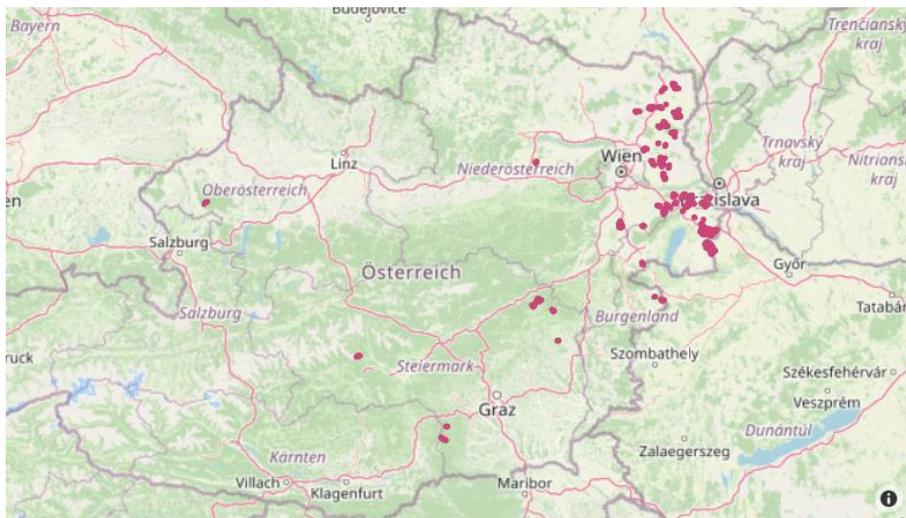


Abbildung 1: Standorte der 605 im OeMAG-Datensatz enthaltenen Windkraftanlagen. Ca.80% der Anlagen sind im Osten Österreichs (Wien, Niederösterreich, Burgenland) angesiedelt; 67 Anlagen an tlw. alpinen Standorten in der Steiermark.

Tabelle 1: Überblick über den OeMAG-Datensatz

Quelle	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) (zentral gesammelt aus Systemen der Anlagenbetreiber)	
Anlagen	605	
Verfügbarkeit	seit 1.1.2019 (seit Mitte 2020 voller Anlagensatz)	
Zeitliche Auflösung	15-minütig	
Parameter	Erzeugung (kW) Windgeschwindigkeit (m/s) Temperatur(°C) (von ~70% aller Anlagen)	
Metadaten	Anlagen-ID Geografische Länge Geografische Breite	Anlagenhersteller Anlagentyp Nennleistung Nabenhöhe Rotordurchmesser

Tabelle 2: Überblick über den VAMES-Datensatz

Name	VAMES: Vollautomatisches meteorologisches Erfassungssystem (finanziert von Austro Control, betrieben von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG))
Stationen	~20 in dieser Arbeit eingesetzt
Verfügbarkeit	seit 2010
Zeitliche Auflösung	10-minütig

Parameter	Windgeschwindigkeit (m/s) Windrichtung (°) Temperatur (°C) Taupunkttemperatur (°C) Sichtweite (m)	Bedeckungsgrad tiefer, mittlerer, hoher Bewölkung (/8) Untergrenze tiefer, mittlerer, hoher Bewölkung (m ü. Grund)
Metadaten	Stations-ID Stationsname	Geografische Länge Geografische Breite Stationshöhe

2.2 Methoden

Ziel des Detektionssystems von vereisungsbedingten Erzeugungsausfällen ist die anlagenweise Erkennung von Erzeugungsabweichungen vom erwarteten Wert und die Plausibilisierung hinsichtlich des Vereisungszustands. Zu diesem Zwecke werden vier Parameter berechnet:

1. Erwartete Erzeugung an jeder Anlage
2. Erzeugungsabweichung an jeder Anlage
3. Vereisungsstatus der Anlage
4. Vereisungspotenzial an der Anlage

2.2.1 Bestimmung der Leistungskurven

Als Grundlage zur Bestimmung des Erzeugungsentgangs und Anlagenstatus dienen die anlagenweisen Leistungskurven (Median und Perzentilen). Sie werden aus dem historischen Datensatz einmalig berechnet und für den Live-Betrieb des Detektionssystems statisch hinterlegt. Die Leistungskurven werden berechnet und basieren nicht auf den mittleren Kennlinien laut Herstellern, da eine Abschätzung des Grades der Erzeugungsabweichung den Vergleich mit Erzeugungszentilen bedarf (siehe Vereisungsstatus weiter unten)

Bei der Berechnung der Leistungskurven wird auf ihre mögliche "Verunreinigung" durch vereisungsbedingten Erzeugungsrückgang oder Abschaltung Rücksicht genommen. Dazu werden nur jene Erzeugungsdaten für die anlagenweise Leistungskurvenstatistik verwendet, für die eine Lufttemperatur an der Anlage von $> 2^{\circ}\text{C}$ gemeldet wurde. Für Anlagen, an denen im historischen Datensatz keine Temperaturdaten vorliegen, muss auf dieses Kriterium verzichtet werden. Andere Ursachen für Erzeugungsabweichungen, wie bspw. Wartungen oder Drosselungen aufgrund limitierter Netzkapazität oder betriebswirtschaftlicher Überlegungen werden in einem zukünftigen Ausbauschritt des Monitoringsystems berücksichtigt werden.

Abbildung 1 zeigt eine Leistungskurve einer ausgewählten steirischen Anlage inkl. aller Perzentilen. Die als kleines Panel eingeblendete Temperaturverteilung weist darauf hin, dass zur Berechnung nur Temperaturen über dem genannten Schwellwert herangezogen wurden.

Abbildung 2 zeigt grafische Darstellungen des Medians der normalisierten Leistungskurven aller Anlagen. Die zusätzliche 3D-Darstellung der Leistungskurven erweist ihren Nutzen in der Detektion von Falschwerten, welche zu einer Verfälschung der Leistungskurve führen können, sowie in der Erkennung von falsch hinterlegten Stammdaten. Letztere werden durch das

Überschreiten der in den Stammdaten fallweise zu niedrig angegebenen Nennleistung der Anlage sichtbar (Überschreiten des Werts 1.0 im Falle der normalisierten Kennlinien).

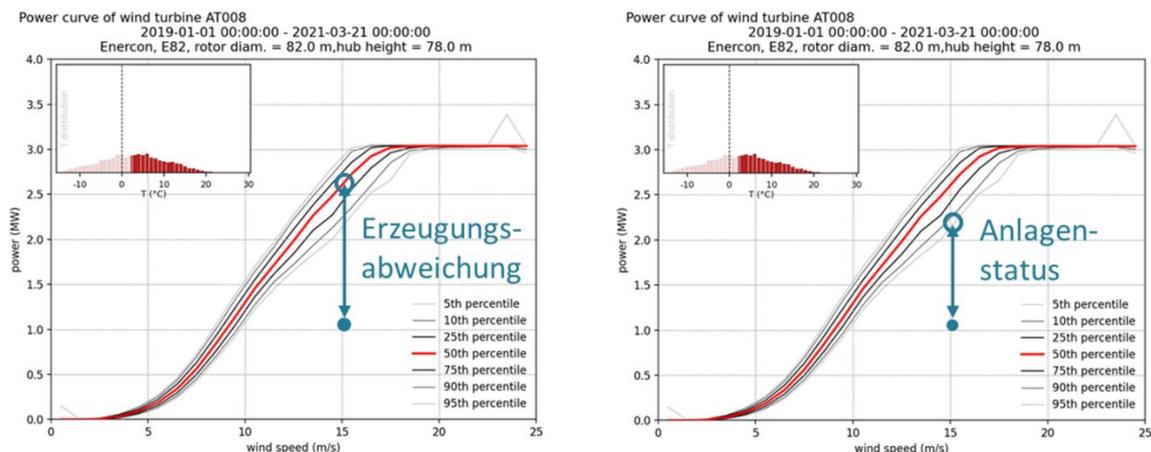


Abbildung 2: Beispiel der berechneten Leistungskurve (Median und ausgewählte Perzentilen) einer steirischen Anlage. Das linke und rechte Bild sind ident; die Pfeilmarkierungen weisen für ein fiktives Wertepaar (Windgeschwindigkeit, aktuelle Leistung) (gefüllte Kreise) auf die Berechnungsmethoden der Parameter Erzeugungsabweichung und Anlagenstatus hin.

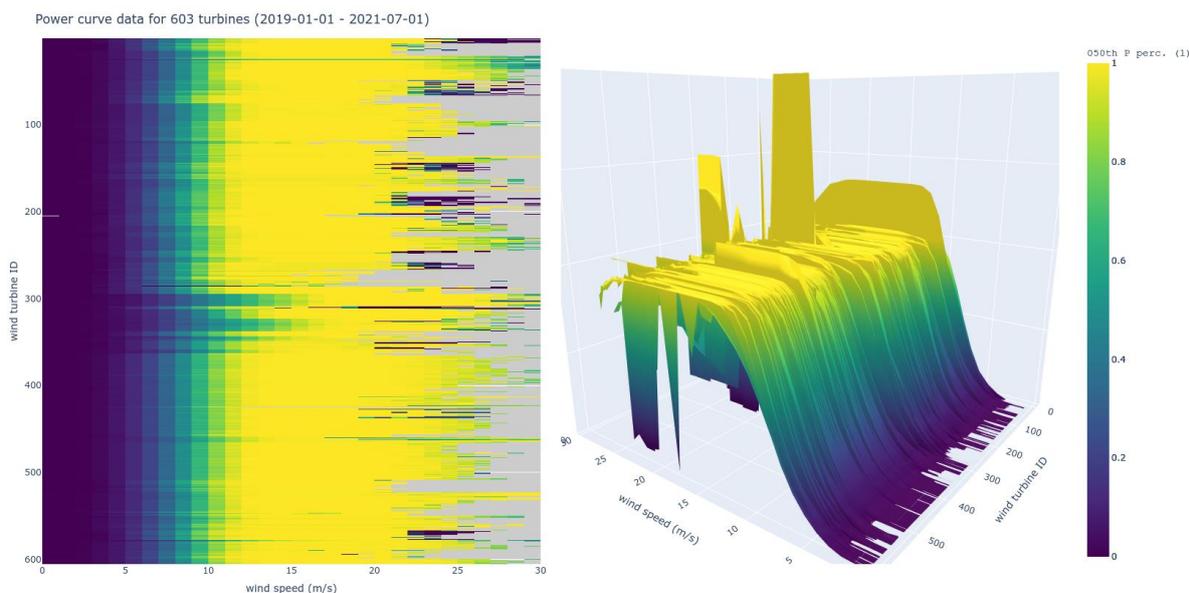


Abbildung 2: Median der mit der Nennleistung der jeweiligen Anlage normalisierten Leistungskurve aller 605 Anlagen im Datensatz, dargestellt als Heatmap (links) und dreidimensionale Fläche (rechts).

2.2.2 Berechnung der erwarteten Erzeugung und Erzeugungsabweichung

Die Berechnung der anlagenweisen erwarteten Erzeugung erfolgt durch Einsetzen der aktuell gemeldeten Windgeschwindigkeit in die historische Leistungskurve (Median) je Anlage. Die Berechnung der Erzeugungsabweichung erfolgt durch Vergleich der erwarteten Erzeugung mit der aktuell an der Anlage gemeldeten Erzeugung (vgl. Abb. 1 links). Eine positive Erzeugungsabweichung bedeutet, dass die Anlage weniger Strom produziert als dies aufgrund des aktuellen Windwerts und der historischen Leistungskurve zu erwarten wäre.

Die hier angewandte Berechnung der Erzeugungsabweichung ist verwandt, aber nicht ident, mit der „Task 19 Ice Loss Method“ [3]. Abgesehen von Unterschieden in der Schwellwertsetzung und den verwendeten Kennlinienperzentilen, weist jene die Erzeugungsabweichung direkt der Vereisung zu, was im Falle der vorliegenden Arbeit erst in Kombination mit dem Vereisungsstatus erfolgt (siehe nächsten Abschnitt). Die hier vorgenommene Trennung ermöglicht in Zukunft die Zuordnung fehlender Erzeugung zu anderen Ursachen wie bspw. starkwindbedingten Abschaltungen oder bewusster Drosselung (Curtailment) durch die Anlagenbetreiberinnen.

2.2.3 Berechnung des Vereisungsstatus

Die Bestimmung des Anlagenstatus basiert ebenfalls auf den Leistungskurven und soll die Interpretation der Erzeugungsabweichung hinsichtlich einer möglichen Anlagenvereisung unterstützen. Es werden 4 Stufen des Vereisungsstatus definiert, indem ein Bezug zu den Perzentilen der Leistungskurven hergestellt wird. 0: Erzeugung > 10. Perzentile; 1: ≤ 10 . Perzentile; 2: ≤ 5 . Perzentile; 3: Erzeugung = 0. Die Stufen 1-3 kommen nur zum Einsatz, wenn eine Temperatur von $< 4^{\circ}\text{C}$ und eine Windgeschwindigkeit von ≥ 5 m/s an der Anlage vorherrschen.

Der Vorteil dieser kategorischen Einstufung ist zweifach: i) Einschätzung des Anlagenstatus im Vergleich zur erwarteten Leistungskurve unabhängig von der Position an der Leistungskurve; Ausschlagen der Statusstufen auch bei geringem Windaufkommen. ii) Möglichkeit der grafischen Darstellung im Ampelfarbensystem grün (0), gelb (1), orange (2), rot (3).

2.2.4 Berechnung des Vereisungspotenzials

Das Vereisungspotenzial soll eine Vorabbewertung (idealerweise Vorhersage bzw. Nowcasting) von bevorstehender Anlagenvereisung ermöglichen. Umgekehrt kann es zur Plausibilisierung einer bereits sichtbaren Erzeugungsabweichung mit Vereisung als möglicher Ursache dienen. Die Bestimmung des Vereisungspotenzials an jeder Anlage erfolgt über die Verknüpfung der Wind- und Temperaturdaten an den Anlagen und der (auf den Anlagenstandort interpolierten) VAMES-Parameter Bedeckungsgrad und Wolkenuntergrenze.

Es werden 4 Stufen des Vereisungspotenzials definiert, welche einen Bezug der Wolkenuntergrenze relativ zur Höhe des Turbinenrotors herstellen. 0: Wolkenuntergrenze > 100 m über Rotorblattspitzen; 1: ≤ 100 m über Rotorblattspitzen; 2: \leq Oberkante der Rotorblattspitzen. 3: \leq Höhe der Anlagennabe. Die Stufen 1-3 kommen nur zum Einsatz, wenn eine Temperatur von $< 4^{\circ}\text{C}$ und eine Windgeschwindigkeit von ≥ 5 m/s an der Anlage vorherrschen. Die Vorteile dieser kategoriellen Einschätzung sind gleichlautend mit obigen für den Vereisungsstatus. Abbildung 3 fasst diese Kriterien grafisch zusammen.

Der Einfluss anderer meteorologischer Prozesse, die zu Windradvereisung führen, ii) gefrierender Niederschlag, iii) Anfrieren von Nassschnee, wird derzeit nicht berücksichtigt, wird aber mittels der Daten der hier verwendeten Messsysteme zukünftig ergänzt werden.

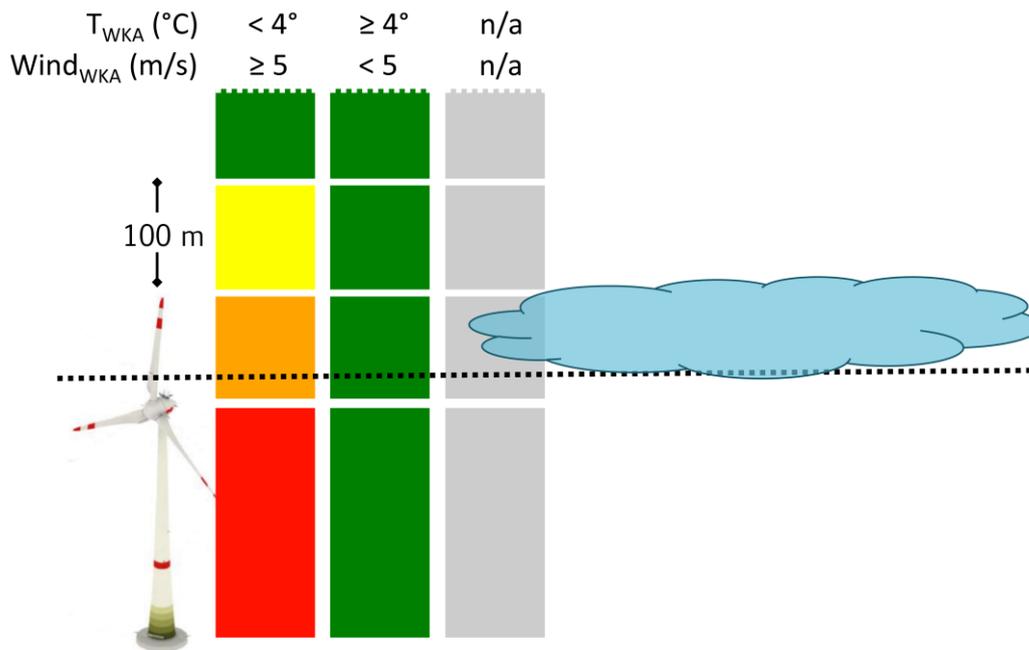


Abbildung 3: Grafische Darstellung der im Text erläuterten Kriterien für die Stufen des Vereisungspotenzials.

3 Ergebnisse

3.1 Grafische Darstellung

Der Umfang des betrachteten Datensatzes ist beträchtlich: ~60 Anlagen, ~10 Eingangsgrößen und berechnete Parameter, ~3 Jahre an anlagenweisen 15-min-Werten. Dies erfordert die Entwicklung geeigneter Visualisierungen, die Einblick einerseits in Zusammenhänge und Korrelationen zwischen Standorten und Parametern, andererseits in den aggregierten Impact der betrachteten Erzeugungseignisse ermöglichen. In den Abbildungen 4 und 5 werden diese vorgestellt.

Die „Heatmap“-Grafiken von Abb. 4 enthalten anlageweise Daten über die Zeit. Die Reihung der Anlagenzeitreihen auf der y-Achse erfolgt per Zählpunktsidentifikation – dementsprechend sind die Anlagen von oben nach unten nach den Bundesländern Wien (AT001), Niederösterreich (AT002), Oberösterreich (AT003), Steiermark (AT008), Burgenland (AT009) sortiert.

In der Grafik für die Erzeugungsabweichung (Abb. 4a) treten graue Balken auf – sie gehen auf Anlagen zurück, für die in diesem Zeitraum keine Daten zur Verfügung standen. In den Grafiken für den Anlagenstatus und das Vereisungspotenzial (Abb. 4b und 4c) sind graue Bereiche, zusätzlich zu jenen in Abb. 4a zu sehen. Sie gehen auf Anlagen zurück, für die generell keine Temperaturdaten vorliegen (ca. 30% aller Anlagen). Für diese Anlagen kann eine Aussage zu Vereisungspotenzial und Vereisungsstatus nicht ohne weiteres getroffen werden.

Abbildung 5 zeigt den Verlauf der aggregierten Parameter über die Zeit. Dies soll einen Überblick über die Summe der aktuellen Erzeugungsabweichungen ermöglichen; zudem eine Einschätzung, welcher Anteil der installierten Leistung von Abschaltungen (Vereisungsstatus)

oder Vereisungspotenzial betroffen ist. Ausgehend von den anlagenweisen Parametern kann die Aggregation flexibel windparkweise oder netzgebietsweise vorgenommen werden.

3.2 Fallstudie vom 27.12.-28.12.2020

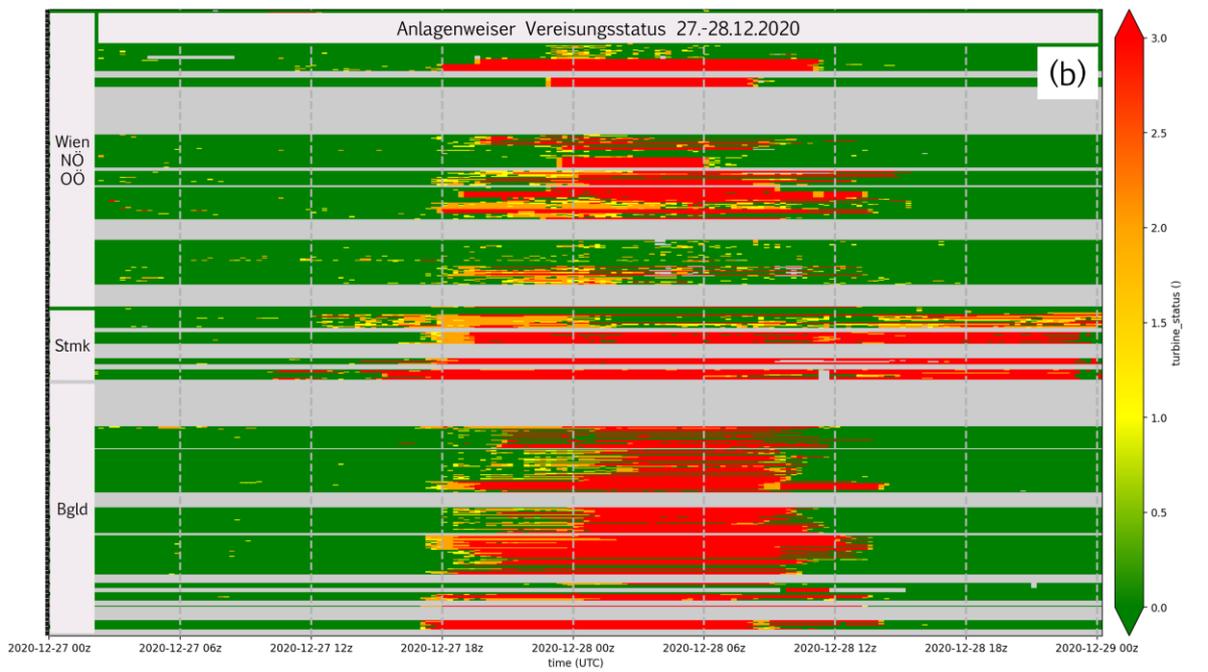
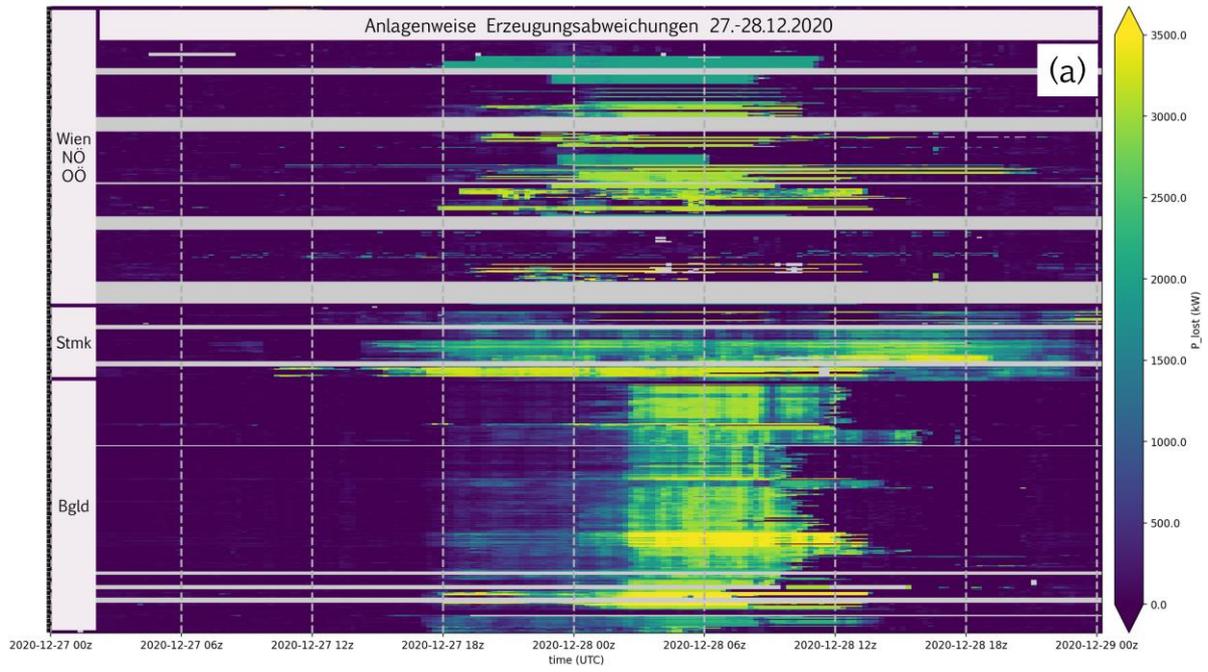
Das so beschriebene Detektionssystem für Erzeugungsabweichungen ermöglicht erstmals einen detaillierten Einblick in das großflächige Vereisungsereignis vom 27. und 28.12.2020 (Abb. 4 und 5).

Was am 27.12. gegen 1800 UTC zunächst als unauffällige Fehlmenge von der erwarteten Erzeugung begann, wuchs in den Nachtstunden im betrachteten Anlagenportfolio auf bis zu 1 GW an (Abb. 5a). Die Auswirkungen des Ereignisses waren geografisch differenziert: In den hochgelegenen Windparks der Steiermark setzten Vereisungsbedingungen früh ein (Abb. 4b und 4c). Wien und Niederösterreich waren mit Ausfällen einzelner Windparks, das Burgenland fast mit einem Totalausfall seiner Windkraft konfrontiert.

Für diesen Fall fällt besonders der vorseilende Charakter des Vereisungspotenzials auf. Die gestrichelten Balken in Abb. 5c zeigen den Anstieg bzw. das Abklingen des Vereisungspotenzials zum Beginn bzw. zum Ende des Ereignisses an. Dies ermöglicht eine Vorausschau des darauf reagierenden Anlagenstatus (Abschaltungen, Abb. 5b). Das Ende der Ereignisse mit dem Wiederanfahren vieler Anlagen (0600-1200 UTC am 28.12.2020, Abb. 5b) wird durch einen Rückgang des Vereisungspotenzials vorangekündigt (0200-0700 UTC am 28.12.2020, Abb. 5c). Dieser hängt mit dem Ende der meteorologischen Vereisungsbedingungen (ausreichender Wind, Temperatur unter Schwellwert, Vorhandensein von Wolkenröpfchen) durch das Wiederansteigen der Wolkenuntergrenze zusammen.

Die Chronologie dieses Falls ist konsistent mit dem einfachen Konzept des Vereisungsprozesses – positives Vereisungspotenzial führt zu Abschaltungen, schwindendes Vereisungspotenzial ermöglicht das Wiederanfahren. Es ist aber festzuhalten, dass meteorologische Vereisungsbedingungen eine notwendige aber nicht hinreichende Voraussetzung für vereisungsbedingte Anlagenabschaltungen darstellen. Vorliegendes Vereisungspotenzial lässt sich nicht in allen Fällen direkt in Abschaltungen übersetzen, da diese von weiteren Parametern wie bspw. der Betriebsführung der Anlagen (Heizen usw.) abhängen. Das Vereisungspotenzial weist daher von Natur aus einen Überwarnungscharakter auf.

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers waren die absoluten Abweichungen von der erwarteten Erzeugung – bis zu 1.500 MW instantan, in Summe 27.000 MWh über ein 24-stündiges Zeitfenster – außergewöhnlich und führten zu Ausgleichsenergiekosten in Millionenhöhe. Die Versorgungssicherheit wurde jedoch nicht kritisch beeinträchtigt, da die Verlagerung der Erzeugung zu eingesprungenen Erzeugungseinheiten (Regelreserven) nicht die Netzstabilität gefährdete. Am konkreten Fall war dies auf den vglw. langsamen Zuwachs der aggregierten Erzeugungsausfälle (1700 UTC am 27.12.2020 bis 0600 UTC am 28.12.2020, Abb. 5a) zurückzuführen.



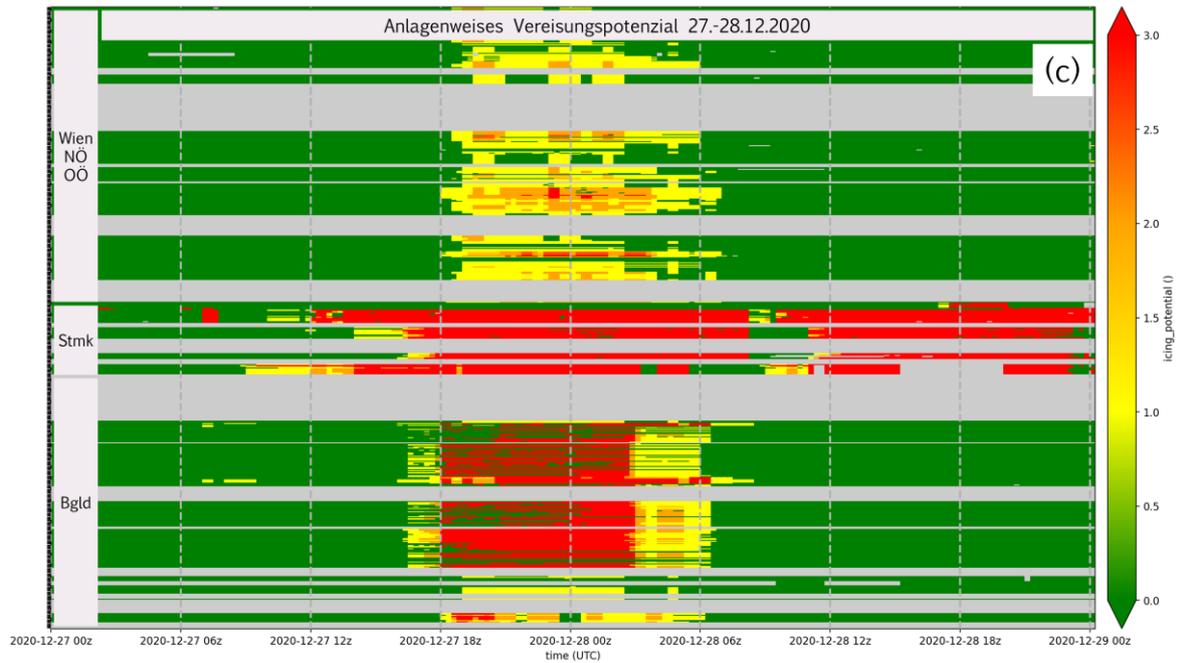


Abbildung 4: Vereisungsereignis vom 27.-28.12.2020. Anlagenweise Daten visualisiert als Heatmaps – in den Grafiken entspricht jede Zeile einer Windkraftanlage. a) Anlagenweises Erzeugungsabweichung, b) Vereisungsstatus, c) Vereisungspotenzial. Graue Bereiche entsprechen fehlenden Daten.

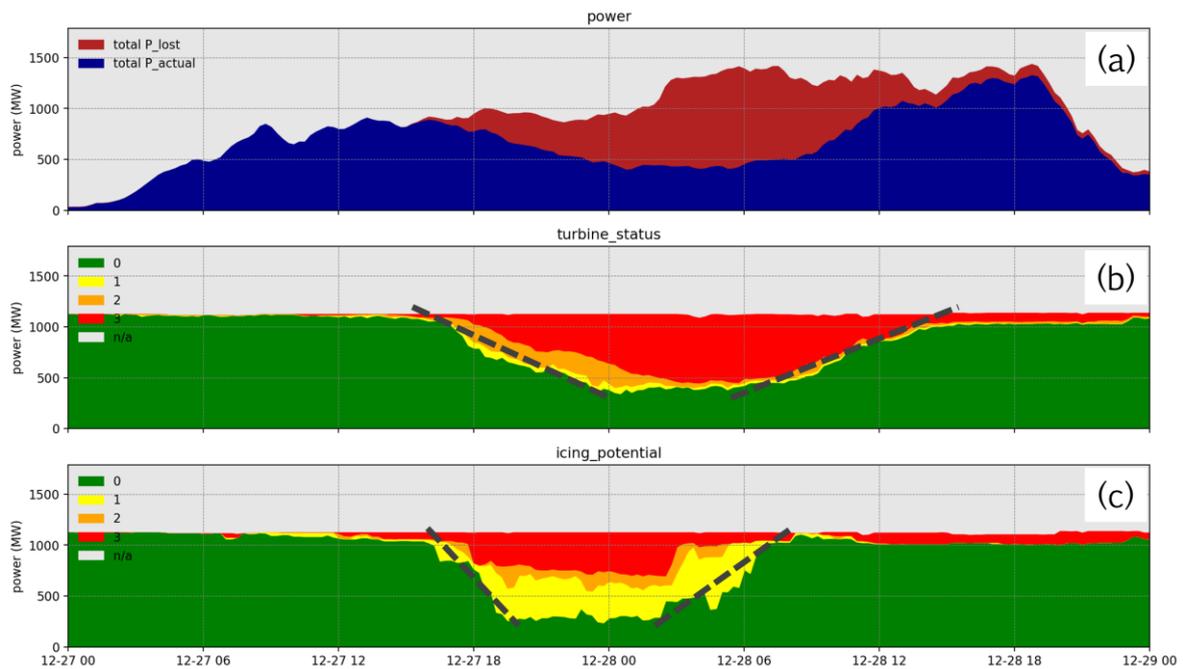


Abbildung 5: Vereisungsereignis vom 27.-28.12.2020. Aggregierte Aussagen für a) Erzeugungen (blau) und eingetretene Abweichungen (dunkelrot), b) Vereisungsstatus und c) Vereisungspotenzial in Ampelfarben. Graue Bereiche in b) und c) entsprechen fehlenden Werten von Anlagen, für die keine Temperaturwerte gemeldet werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurde die Entwicklung eines Echtzeitdetektionssystems von Erzeugungsabweichungen bei Windkraftanlagen am Anwendungsfall Rotorblattvereisung vorgestellt. Das System ermöglicht es von etwa der Hälfte aller in Österreich installierten Windturbinen (dzt. 605) jede einzelne Anlage auf Anomalien in der Erzeugung zu überwachen.

Eine Analyse eines der schwerwiegendsten Vereisungsereignisse der jüngeren Vergangenheit am 27.12. - 28.12.2020 wurde durchgeführt. Anhand des anlagenweisen und aggregierten Vereisungsstatus' und Vereisungspotenzials lässt sich der Mehrwert des Systems für die Echtzeitüberwachung und die erreichbare Vorwarnzeit durch Monitoring der meteorologischen Umgebungsbedingungen klar erkennen.

Das Monitoringsystem, entwickelt am konkreten Anwendungsfall Rotorblattvereisung, bildet die Grundlage zur Echtzeitbeurteilung der Windeinspeisung und der Anlagenzustände für eine breite Palette an „Anomalien“ in der österreichischen Windenergieerzeugung. Neben Rotorblattvereisung sind es bspw. gewitter- oder starkwindbedingte Abschaltungen, Drosselung (Curtailment) oder übergeordnete kritische Netzsituationen, in denen seitens des Übertragungsnetzbetreiber APG ein rascher Gesamtüberblick erlangt und gezielte Gegenmaßnahmen eingeleitet werden müssen. Die Echtzeitanalyse bildet darüber hinaus den Startpunkt für zukünftige Kurzfristvorhersagen (Nowcasting) des Systemverhaltens Windkraft–Übertragungsnetz, das vorausschauendes Handeln auf einen Zeithorizont von einigen Stunden hinaus ermöglicht.

Das neu entwickelte System ist im Winter 2021/22 bei Austrian Power Grid als Prototyp in einem operativen Testbetrieb im Einsatz. In seiner Endausbaustufe soll es das Monitoring der gesamten österreichischen Windkraft – derzeit rund 1.200 Windkraftanlagen oder 3.600 MW an installierter Leistung – ermöglichen. Systeme wie das hier vorgestellte tragen maßgeblich dazu bei, die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten und das Ziel, bis 2030 100% des österreichischen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu beziehen, zu verwirklichen.

5 Referenzen

- [1] Lehtomäki, V., and Coauthors, 2018: Available technologies for wind energy in cold climates. IEA Wind TCP Task 19 Rep., 129 pp., <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/09/Lehtomaki-et-al.-2018-Available-Technologies-for-Wind-Energy-in-Cold-Climates-report-2-nd-edition-2018.pdf> (Aufgerufen am 07.02.2022)
- [2] Meteotest, 2016: Evaluation of ice detection systems for wind turbines. VGB Research Project 392 Final Rep., 111 pp., https://www.vgb.org/vgbmultimedia/392_Final+report-p-10476.pdf (Aufgerufen am 07.02.2022).
- [3] IEA Wind Task 19, 2019: Task19 Ice Loss Method. <https://github.com/IEAWind-Task19/T19IceLossMethod> (Aufgerufen am 07.02.2022).