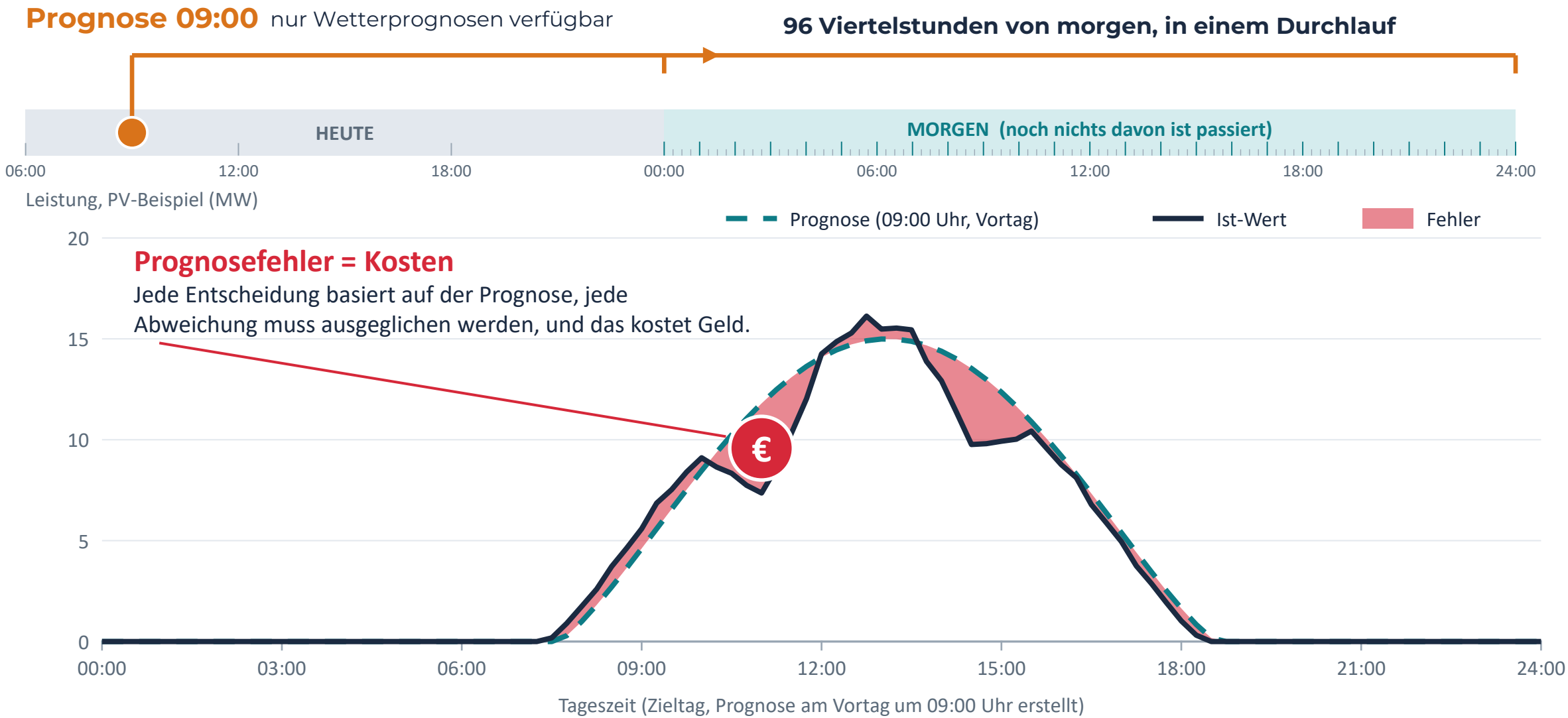
Prognosemodelle für Solar- und Windparks:

Pilotprojekt zu einem KI-basierten Vorhersagesystem

Dr. Hilko Hoffmann, Muhammad Muaz, Benjamin Duppe,

Motivation: Fehler kosten Geld

Wir prognostizieren um 09:00 Uhr den gesamten folgenden Tag, bevor reale Messwerte verfügbar



Der Pilot, die Testgebiete

9 Parks, rund 59 MW, überwiegend in Südwestdeutschland

SOLAR

23,8 MW 5 Parks

Zahna 8,9, Lauperath 8,0, Nordband 3,9, Hüttigweiler 2,2, Wiebelskirchen 0,8

Saarland und Eifel, dazu Zahna in Ostdeutschland

WIND

35,2 MW 4 Parks

Priesberg 12,5, Meckel 11,6, Freist 6,9, Kallenwald 4,2

Saarland, Eifel, Schwarzwald, dazu Freist in Ostdeutschland

DATEN

2023 bis 2025 3 Jahre

15-Minuten-Auflösung, 96 Werte pro Tag

Live seit März 2026

Datenquellen

Parkleistung: Messwerte in kW, im Livebetrieb bereitgestellt

Wetterprognose: Open-Meteo, mit Einstrahlung für Solar und Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe für Wind

Kalender: Tageszeit und Tag des Jahres

Datenqualitätsprobleme

Abregelung: Einige Solarparks erreichen nur 67 bis 75 % der Kapazität. Windparks ebenso.

Unplausible Windwerte: 12 bis 33 % bleiben 4 h oder länger konstant. Ursache unklar: Flaute, Stillstand, Abregelung, Sensorfehler?

Fehlende Daten: An manchen Standorten fehlt etwa ein Jahr.

Zeitverschiebung: Leistung und Wetter im Sommer 1 h versetzt (behoben).

Wetterprognosefehler: Wetterprognosen sind die wichtigste Genauigkeitsgrenze.

Methodik: von Wetter zu Leistung

Day-Ahead-Prognose, 96 Werte pro Tag

Eingaben

- Wetterprognose, alle 15 Minuten
- Kalendermerkmale: Tageszeit, Tag des Jahres, Wochenende

→

Physikmodell

NUR SOLAR

- Wandelt Einstrahlung, Temperatur und Wind in die erwartete Leistung um
- Nutzt Neigung, Ausrichtung und Kapazität jeder Anlage

→

Maschinelles Lernen

- LSTM-Netz, sagt alle 96 Zeitschritte des folgenden Tages in einem Durchgang voraus
- Solarmodell lernt die Korrektur zum Physikergebnis
- Windmodell sagt die Leistung direkt voraus

→

Prognose

- Solar: Physik + Korrektur
- Wind: Modellausgabe
- 96 Werte pro Tag, einer alle 15 Minuten

Wind: LSTM nur auf Messdaten, noch kein Physikmodell. Ein Physikmodell ist ein späterer Schritt.

Datenaufteilung und Training

Drei Jahre Daten, aufgeteilt nach Kalendertagen

80 % **Training**
Zufällige Tage, nach Monaten ausgewogen

15 % **Validierung**
Zufällige Tage, nach Monaten ausgewogen

5 % **Test**
Feste Tage über alle Jahreszeiten, bis zum Schluss zurückgehalten, zur Prüfung vor dem Livegang. Klein, da der echte Test der 6-monatige Livebetrieb war.

Zufällige Tage, nach Monaten ausgewogen, damit jede Jahreszeit in jedem Datensatz vertreten ist.

Training in zwei Stufen

1. **Globales Modell**
   Ein globales Modell für alle Solarparks und eines für alle Windparks. Das Training endet sobald sich die Validierung nicht mehr verbessert.

→

2. **Finetuning**
   Für jeden Park wird das globale Modell seines Typs kopiert und mit den eigenen Daten des Parks feinabgestimmt, mit deutlich kleinerer Lernrate.

→

3. **Das beste Modell einsetzen**
   Die Version mit dem niedrigsten Fehler auf den Validierungstagen wird eingesetzt.

Modelle im Betrieb aktuell/genau halten

Monitoring und Aktualisierung: derselbe Kreislauf für jeden Park, Solar und Wind

1 Genauigkeit beobachten

Prognose vs. **Gemessen**

Jede Prognose wird mit der nachgängig gemessenen Leistung ihres Parks abgeglichen.

Fehler (nMAE) und Bias werden täglich sowie über 7 und 30 Tage verfolgt.

Tage mit zu wenigen Daten werden markiert.

2 Auf Drift prüfen

Gesund **Warnung** **Alarm**

Wettereingaben und Parkleistung werden mit den Trainingsdaten desselben Monats verglichen.

Ein Drift-Wert (PSI) warnt ab 0,10 und schlägt Alarm ab 0,25.

Er zeigt, ob sich die Wetterdaten oder die Anlage verändert haben.

3 Aktualisieren

Champion vs. **Challenger**

Das Modell jedes Parks wird auf aktuellen Daten als neu trainiertes Modell (Challenger) feinabgestimmt.

Es ersetzt das aktuelle Modell (Champion) nur, wenn es auf vergangenen Testtagen klar besser ist.

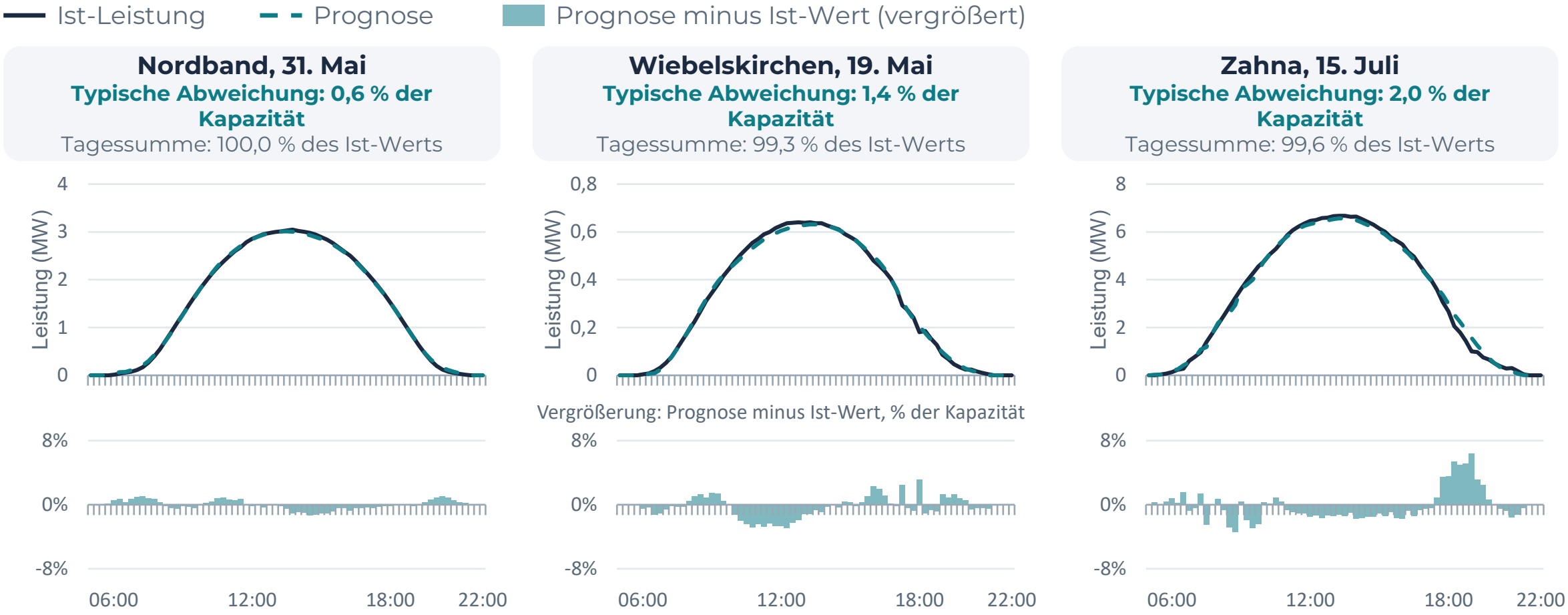
Jedes Modell ist versioniert, mit Rollbac-Möglichkeit per Einzelbefehl.

Im Livebetrieb hielten abgeregelte Daten das Dashboard im Alarmzustand,
daher haben wir nicht automatisch neu trainiert.

Als Nächstes: abgeregelte Daten herausfiltern, dann Zeitplanung und automatische Auslöser.

Solar: An klaren Tagen trifft die Prognose zu

Drei klare Tage an drei Solarparks, 15-Minuten-Werte, 05:00 bis 22:00 Uhr (nachts ist die Leistung null)



Vergleich Vorhersage-Messwerte: Die beiden Werte sind kaum zu unterscheiden. Die Prognose bleibt den ganzen Tag innerhalb weniger Prozent der physikalischen Kapazitäten.

Solar: Hohe Varianz, Prognose folgt nur dem Trend

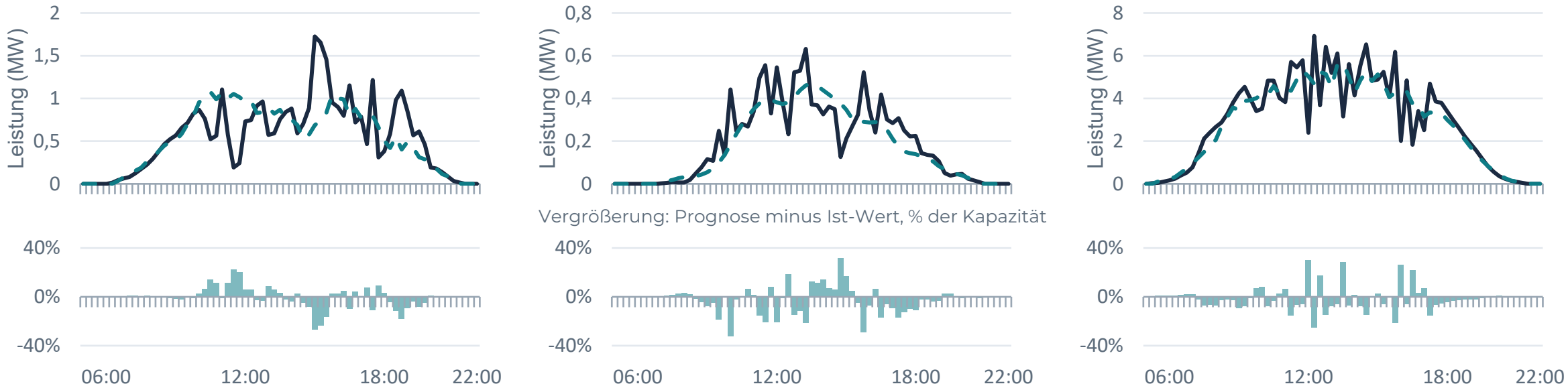
Drei Tage mit schnell wechselndem Wetter (Bewölkung) in drei Solarparks, 15-Minuten-Werte, 05:00 bis 22:00 Uhr

Ist-Leistung — Prognose — Prognose minus Ist-Wert (vergrößert)

Nordband, 23. Juli
Typische Abweichung: 8,2 % der Kapazität
Tagessumme: 98,0 % des Ist-Werts

Wiebelskirchen, 30. Juli
Typische Abweichung: 11,6 % der Kapazität
Tagessumme: 90,8 % des Ist-Werts

Zahna, 28. Juni
Typische Abweichung: 9,6 % der Kapazität
Tagessumme: 96,9 % des Ist-Werts



1 Wolkenzeitpunkt schwer vorhersagbar
Wetterprognosen einen Tag im Voraus können nicht genau sagen, wann eine Wolke durchzieht.

2 Durchschnittswerte als Anhaltspunkt
Die Prognose liefert den durchschnittlichen Verlauf -> geringsten Fehler.

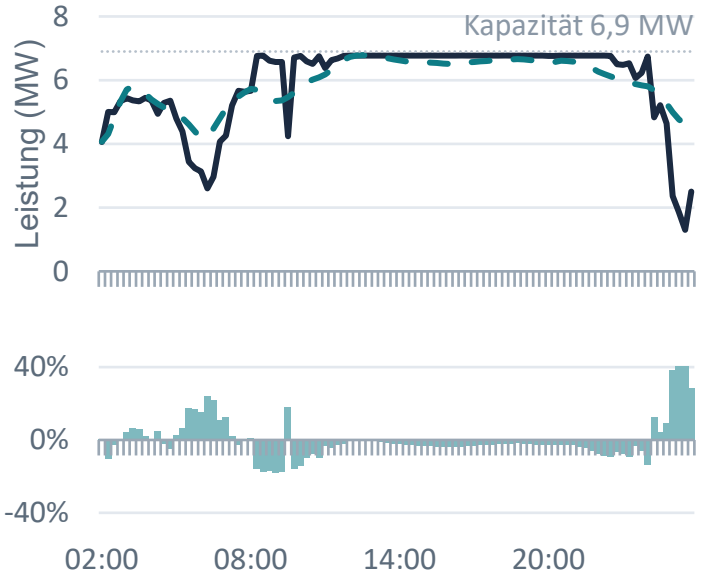
3 Fehler gleichen sich teilweise aus
Abweichungen gehen in beide Richtungen, daher bleiben die Tagessummen stimmig (91 % bis 98 %).

Wind: Die Prognose folgt dem Hauptmuster

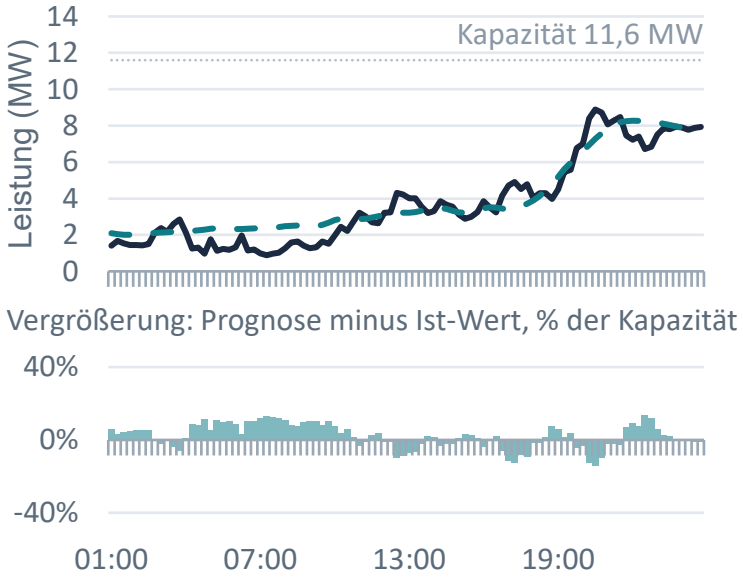
Drei gute Windtage in drei Windparks, 15-Minuten-Werte über 24 Stunden

Ist-Leistung Prognose Prognose minus Ist-Wert

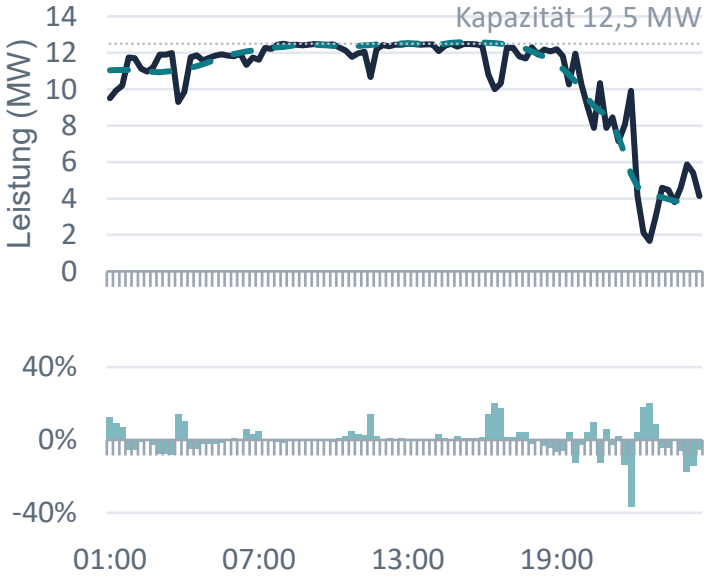
Freist, 13. Okt.
Typische Abweichung: 11,3 % der Kapazität
Tagessumme: 100,2 % des Ist-Werts



Meckel, 21. Feb.
Typische Abweichung: 6,8 % der Kapazität
Tagessumme: 106,5 % des Ist-Werts



Priesberg, 14. März
Typische Abweichung: 7,7 % der Kapazität
Tagessumme: 100,5 % des Ist-Werts



1 Wind ist böig
Die Leistung ändert sich mit jeder Böe, und es gibt kein Tagesmuster wie bei der Sonne.

2 Windturbinen sind komplex
Turbinen verschatten sich gegenseitig, und Stillstände verändern die Leistung.

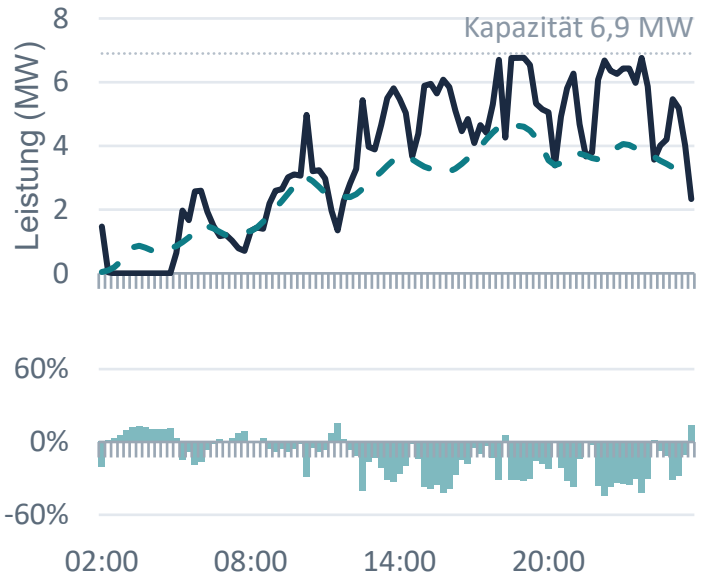
3 Fehler werden verstärkt
Unterhalb der Volllast wächst die Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit.

Wind: Schwierige Tage, hohe Fehlerquote

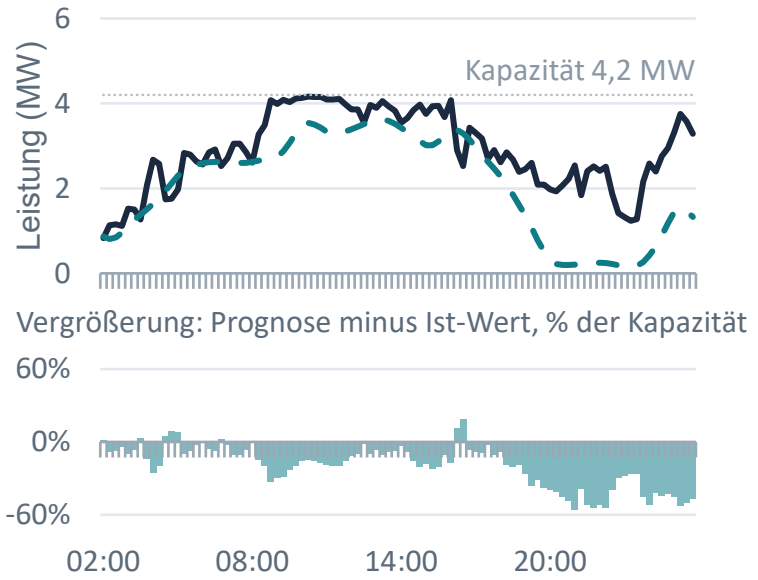
Drei schwierige Windtage an drei Windparks, 15-Minuten-Werte über 24 Stunden

Ist-Leistung Prognose Prognose minus Ist-Wert

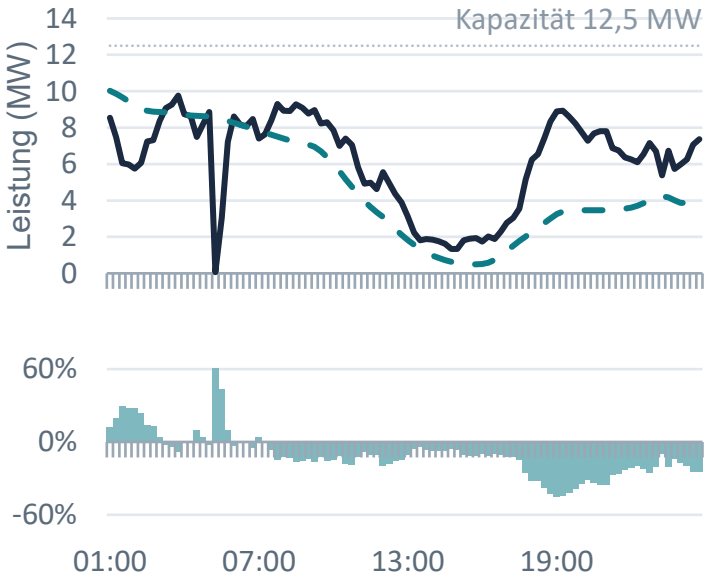
Freist, 6. Juli
Typische Abweichung: 20,7 % der Kapazität
Tagessumme: 75,6 % des Ist-Werts



Kallenwald, 17. Mai
Typische Abweichung: 26,1 % der Kapazität
Tagessumme: 71,6 % des Ist-Werts



Priesberg, 10. Jan.
Typische Abweichung: 21,0 % der Kapazität
Tagessumme: 78,7 % des Ist-Werts



1 Wetterprognose liegt daneben
Stimmt die prognostizierte Windgeschwindigkeit nicht, stimmt auch die Leistungsprognose nicht.

2 Stillstände sind nicht vorhersehbar
Anlagenstillstände, wie der Abfall auf null in Priesberg, sind einen Tag im Voraus nicht erkennbar.

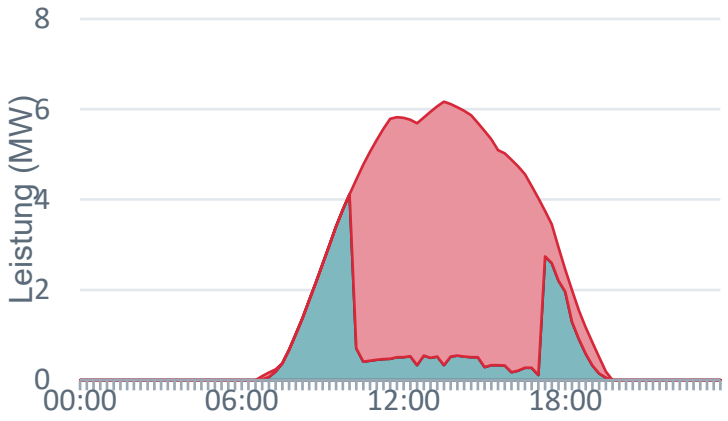
3 Steile Leistungskurve
Zwischen Teil- und Volllast führen kleine Geschwindigkeitsfehler zu großen Leistungsfehlern.

Abregelung ist kostspielig

Drei Beispieltage: was das Wetter ermöglicht hätte und was die Anlage tatsächlich geliefert hat

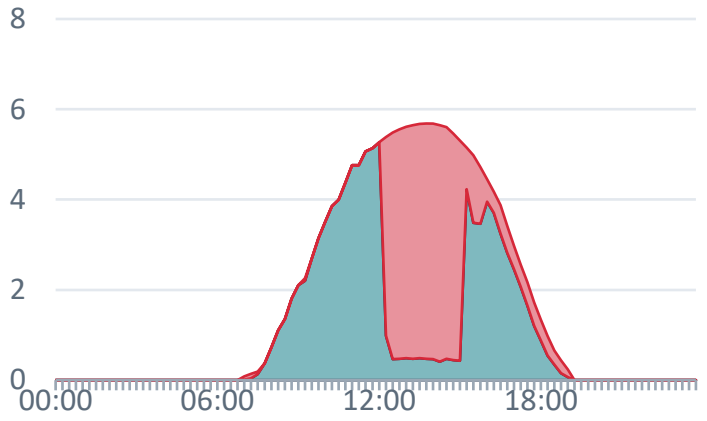
Ist-Leistung Durch Abregelung verloren (Potenzial minus Ist-Wert)

Zahna, 7. Sept. 2025
36,5 MWh verloren (75 % des Potenzials)



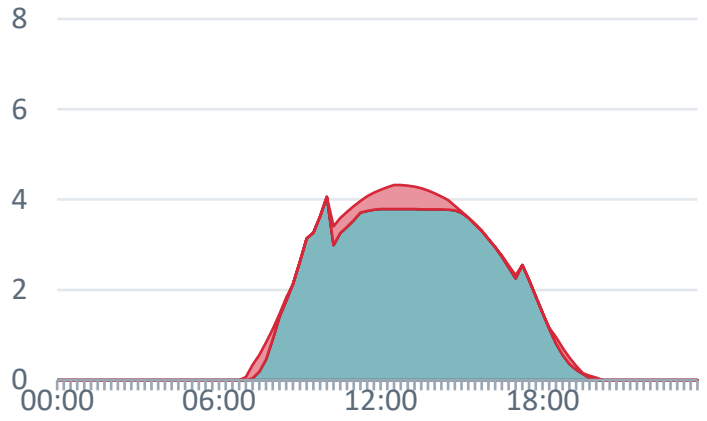
Leistung verläuft flach nahe null

Zahna, 20. Sept. 2025
17,6 MWh verloren (43 % des Potenzials)



3 Stunden gedrosselt, dann wieder normal

Lauperath, 7. Sept. 2025
2,4 MWh verloren (7 % des Potenzials)



Leichte Drosselung, wirkt wie ein normaler Tag

1 Vermeidbar
Mit einem guten Energiemanagement wäre diese Energie nicht verloren gegangen.

2 Schadet dem Modelltraining
Ein mit diesen Daten trainiertes Modell lernt die niedrige Leistung als „richtige“ Antwort für sonnige Tage und prognostiziert daher zu niedrig.

3 Schwer zu erkennen
Abgeregelte Tage zu entfernen, erfordert einen ausgefeilten Algorithmus.

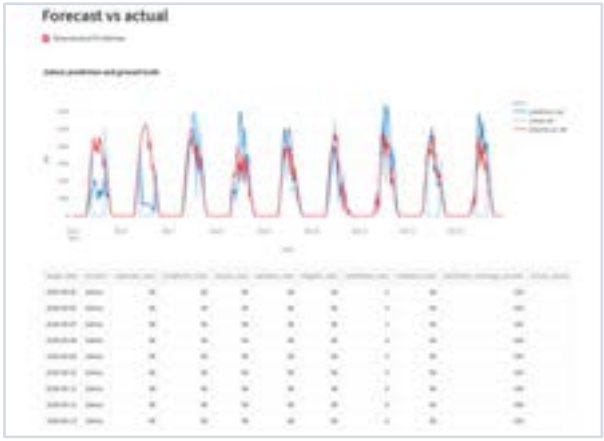
Kontinuierliches Monitoring

Monitoring-Dashboard für die Parks



Übersicht

Gesundheitsstatus, Fehler (nMAE, RMSE, WAPE), Datenabdeckung sowie Drift-Warnungen und -Alarme für jeden Park.



Prognose vs. Ist-Wert

Day-Ahead-Prognose gegenüber der gemessenen Leistung in 15-Minuten-Auflösung, optional mit der physikalischen PV-Schätzung.



Leistungsfähigkeit

Gleitender Fehler und Datenabdeckung im Zeitverlauf, für alle Daten oder nur tagsüber.

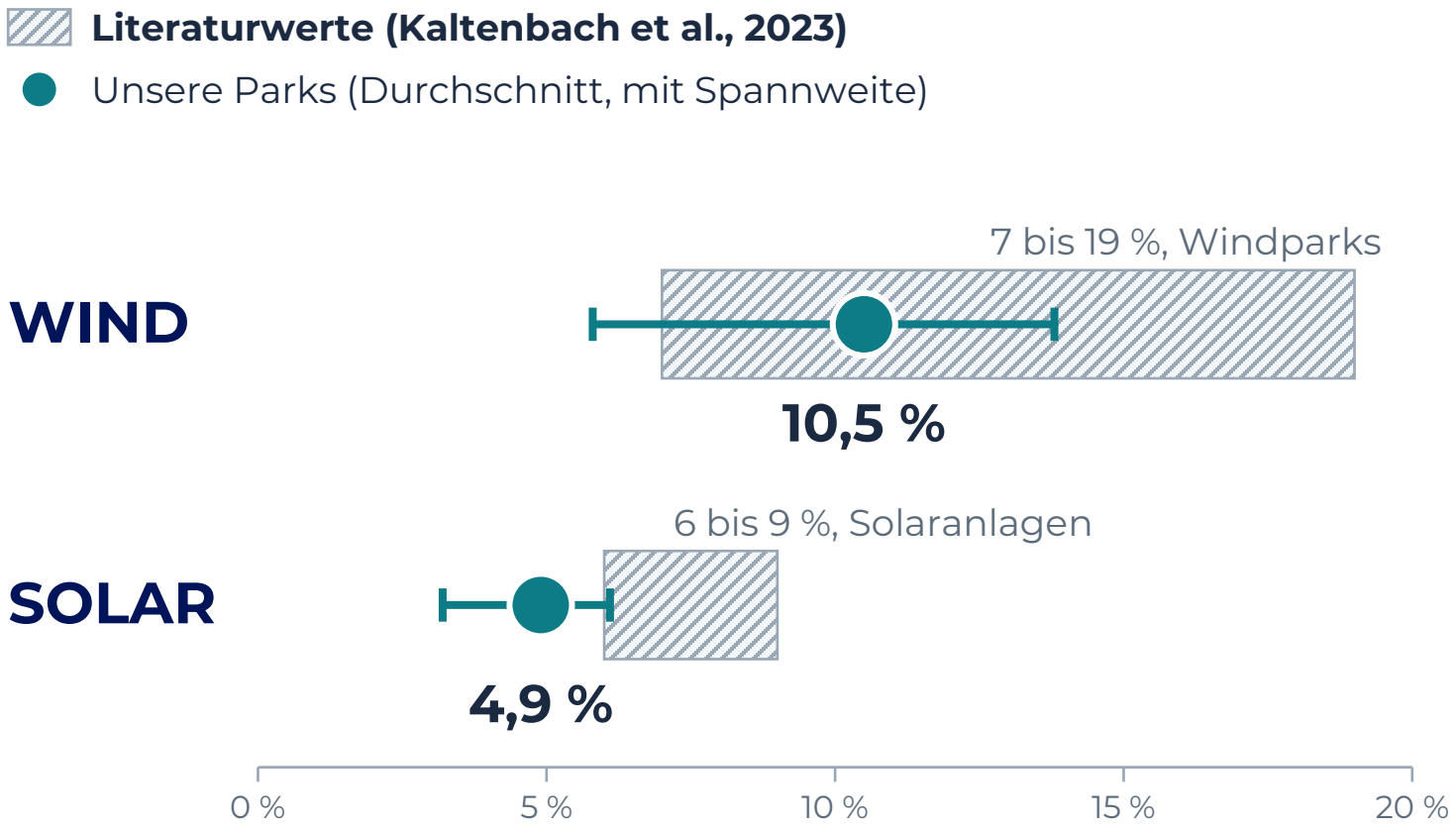


Drift

Drift-Status je Signal im Zeitverlauf, mit der PSI-Warnstufe bei 0,10 und der Alarmstufe bei 0,25.

Die Fehler passen zur Literatur

Normalisierter mittlerer absoluter Fehler (nMAE, % der Parkgröße), Day-Ahead: unsere Parks vs. Literatur (niedriger = besser)



Was das bedeutet

Solar: genau. Etwas besser als die Literatur.

Wind: schwieriger. Schwankt stärker zwischen Parks (6 % bis 14 %).

Abweichungen bei Wind. Wetterprognose, Stillstände, steile Leistungskurve.

Nächster Schritt bei Wind. Physikmodell ergänzen, wie bei Solar.

Nur zur Orientierung: Standorte und Normalisierung unterscheiden sich zwischen den Studien. Unsere Werte sind auf die Parkgröße normalisiert.
Literaturwerte: Kaltenbach, U., Lange, M., & Sonntag, I. (2023). International Best Practices in Solar and Wind Power Forecasting. GET.transform Technical Brief, Bonn.

Qualitätsfaktoren

Drei Entscheidungen waren ausschlaggebend

1 Zuerst die Physik

Physik-Modell + **Gelernte Korrektur**

Solar: Ein physikalisches Modell liefert die Basisprognose, ein gelerntes Modell korrigiert sie.

Ohne das physikalische Modell waren die Solar-Ergebnisse schlechter.

Für Wind gibt es noch kein physikalisches Modell.

2 Erst global, dann lokal

Alle Parks dann **Jeder Park**

Ein Modell pro Typ, Solar und Wind, wird auf allen Parks trainiert.

Anschließend wird es für jeden Park feinabgestimmt.

Das hat sowohl bei Solar als auch bei Wind geholfen.

3 Saubere Daten

Abgeregelt zu **Bereinigt**

Abgeregelte Tage führten dazu, dass die Modelle sonnige und windige Tage zu niedrig prognostizierten.

Außerdem hielten sie das Dashboard im Alarmzustand.

Das Entfernen ist noch nicht automatisiert.

Physik plus gelernte Korrektur funktionierte bei Solar am besten. Ein physikalisches Modell für Wind ist der nächste Schritt.

Ausblick

Erkenntnisse und offene Fragen

1 Abregelung

WÜRDEN WIR ANDERS MACHEN

Abgeregelte Tage vor dem Training markieren, damit das Modell niedrige Leistung nicht als normal lernt. Auch die Alarme im Dashboard blieben so aussagekräftig.

NOCH OFFEN

Abregelungsbewusstes Training und Bewertung.

2 Wind-Physik

WÜRDEN WIR ANDERS MACHEN

Von Anfang an ein Physikmodell für Wind ergänzen. Solar profitierte von Physik plus gelernter Korrektur, Wind nutzte nur Messdaten.

NOCH OFFEN

Welches physikalische Wissen bei Wind funktioniert.

3 Unsicherheit

WÜRDEN WIR ANDERS MACHEN

Mehr Wetterprognosedienste nutzen, was das Modell verbessern und zusätzlich eine Unsicherheitsschätzung liefern kann.

NOCH OFFEN

Unsicherheitsschätzungen zusätzlich zur Punktprognose.

Sauberere Daten, Physik für Wind und Unsicherheit.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

EnFo Saar

www.enfosaar.de

htw saar

UNIVERSITÄT DES SAARLANDES

IZES

dfki ai

Gefördert aus dem Transformationsprogramm Forschung und Wissenstransfer Saar durch:

Ministerium der Finanzen und für Wissenschaft SAARLAND

Kaffeepause & Gallery Walk

Es geht um 15:30 weiter mit
Session 4 — Transformation des Energie- und Wirtschaftssystems