

edna+ Webinar

Dynamische Stromtarife: Welchen Einfluss haben Preisanreize auf die zukünftige Lastprognose?

Tom Bender 22.05.2024

Agenda

- 1. Dynamische Tarife
- 2. Motivation
- 3. Datengrundlage für Untersuchungen
- 4. Prognose preisbeeinflusster Lasten
- 5. Fazit und Ausblick
- 6. Fragen und Diskussion



Dynamische Tarife

Definition und Einführungspflicht



Definition

(EnWG §3 31d)

"Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen"



Einführungspflicht

(EnWG §41a)

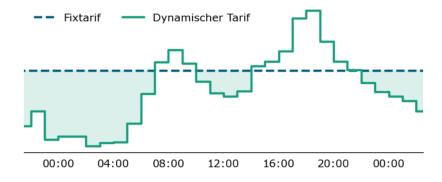
Seit 2023:

Stromlieferanten mit über 100.000 Letztverbrauchern

Ab 2025:

Alle Stromlieferanten

- → Zeitvariabler Tarif
- → Kopplung an Börsenstrompreis
- → Abgrenzung zum klassischen Fixtarif und Doppeltarif (HT/NT)
- → Voraussetzung: Intelligentes Messsystem
- → Ziele:
 - Verbesserung der Energie- und Kosteneffizienz
 - Verringerung des Ungleichgewichts zwischen Einspeisung und Verbrauch





Lastprognosen unter dem Einfluss dynamischer Tarife

Motivation

- Für viele Stromlieferanten sind die Auswirkungen dynamischer Tarife auf die eigenen Geschäftsprozesse noch nicht abschätzbar
 - Beschaffung
 - Prognosemodelle als Grundlage für die Beschaffung
 - → Kompensation des Prognosefehlers durch teure **Ausgleichsenergie**

Welche Unterschiede gibt es zur bisherigen Lastprognose?

Untersuchte

Fragestellungen

Wie muss die Prognose prozessual und methodisch zukünftig modelliert und angewendet werden?

Welche Daten werden benötigt?

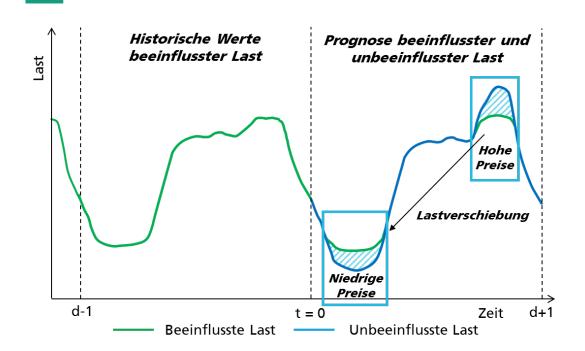
Welchen Einfluss haben dynamische Stromtarife auf das Verbrauchsverhalten und die Prognosequalität?





Lastprognosen unter dem Einfluss dynamischer Tarife

Mögliche Anwendungsfälle



- Ausprägung der Lastverschiebung hängt stark vom Anwendungsfall ab
- Reaktion auf Preissignal sehr unterschiedlich (manuell oder automatisiert über Regelwerk oder Optimierungsalgorithmus)
- → Kann das Prognosemodell Verbrauchsänderungen automatisiert erlernen?





Datengrundlage für Untersuchungen

- Untersuchung der Auswirkungen dynamischer Tarife am Beispiel von preisbeeinflussten Wärmepumpen
- Nutzung frei verfügbarer Daten aus Forschungsprojekt "WPuQ" (Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier)
 - 36 Einfamilienhäuser in Niedersachsen
 - Zeitraum: 2018 2020
 - Zeitliche Auflösung: 10 Sekunden
 - Gemessene Größen (u. a.)
 - Elektrischer Bedarf der Wärmepumpen

© Fraunhofer IOSB-AST

Außentemperatur

Datensatz enthält lediglich unbeeinflusste Wärmepumpenlasten

Modellierung des Preiseinflusses notwendig



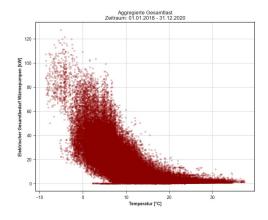


Erzeugung einer preisbeeinflussten elektrischen Wärmepumpenlast

Vorgehensmodell

Unbeeinflusste elektrische Wärmepumpenlast

- 15-minütige Auflösung
- Aggregierte Last aller 36 EFH



Wärmebedarf

- Umrechnung über mittleren COP (hier: 4)
- Glättung der Kurve über gleitenden Mittelwert, um Trägheitseffekte des Systems abzubilden



Modell zum Betrieb der Wärmepumpen-Speicher-Kombination

Preisbeeinflusste elektrische Wärmepumpenlast

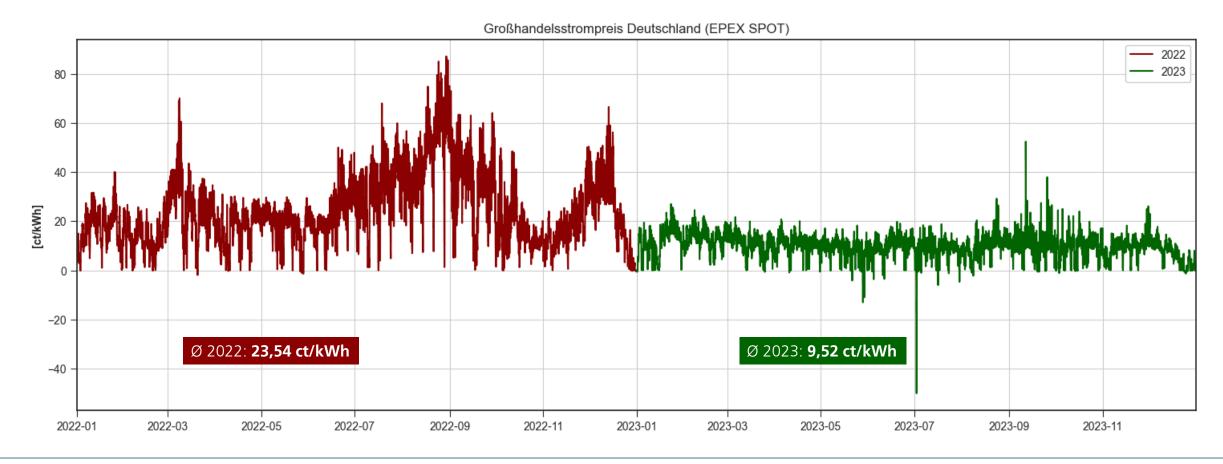
- Festlegung der thermischen Leistung der Wärmepumpe und des Speichers
- Bestimmung der Speichergröße
- Modellierung des Betriebs über Regelwerk
 - Kopplung an Day-Ahead-Börsenstrompreis (EPEX SPOT)
 - Tagesmittelwert des DA-Preises dient als dynamische Preisgrenze
 - Fall 1: Aktueller Preis ≤ Preisgrenze
 - Deckung des Wärmebedarfs direkt über Wärmepumpe, verbleibendes Leistungspotenzial wird zur Einspeicherung genutzt
 - Fall 2: Aktueller Preis > Preisgrenze
 - → Wenn möglich, erfolgt Deckung des Wärmebedarfs über den Speicher
 - → Wenn nicht (Speicher leer), muss Wärmebedarf durch Wärmepumpe direkt gedeckt werden (unabhängig von der Höhe des Preises)



Erzeugung einer preisbeeinflussten elektrischen Wärmepumpenlast

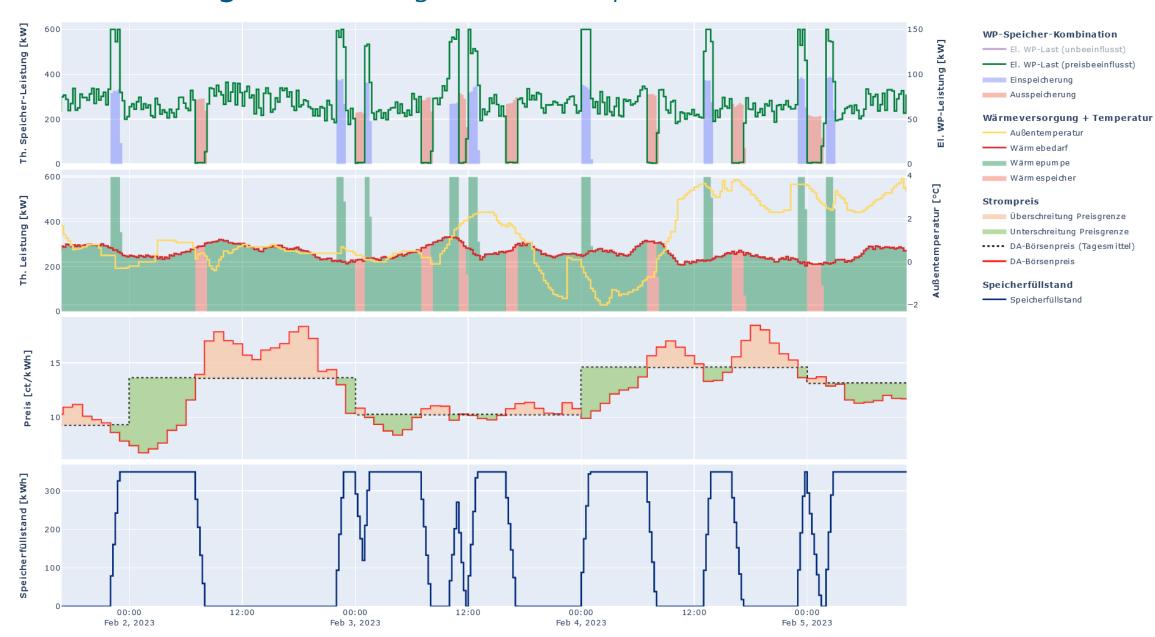
Verwendete Preiszeitreihe

Höhere Volatilität der Day-Ahead-Preiszeitreihe und deutlich höherer Durchschnittspreis im Jahr 2022 im Vergleich zu 2023

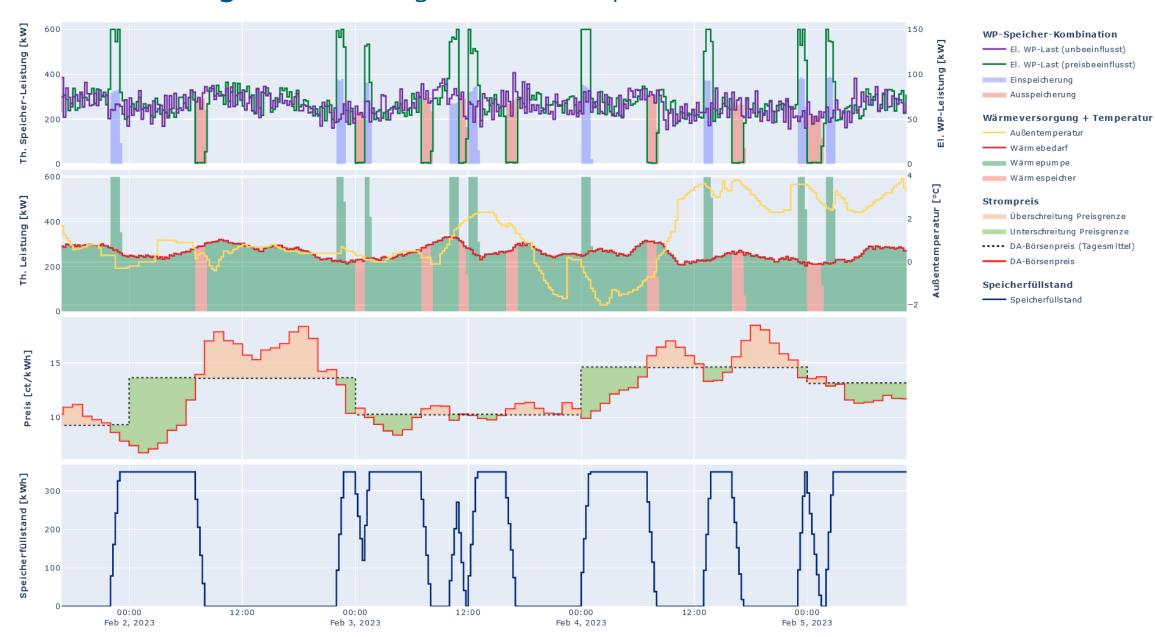




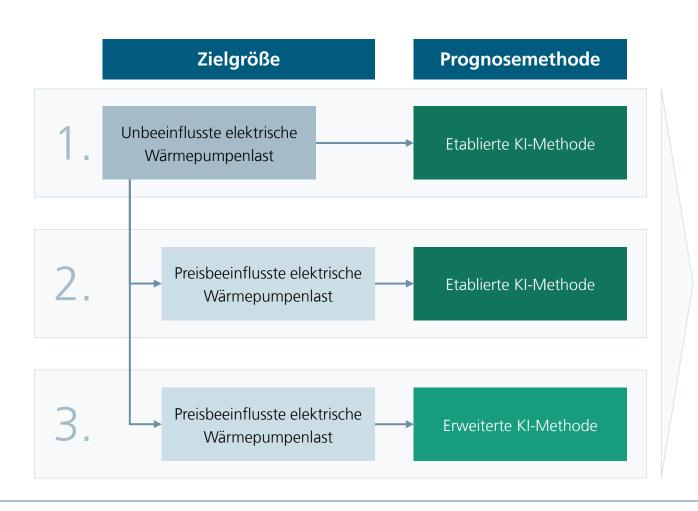
Simulationsergebnisse (ausgewählter Beispielzeitraum)



Simulationsergebnisse (ausgewählter Beispielzeitraum)



Durchgeführte Untersuchungen



Simulation

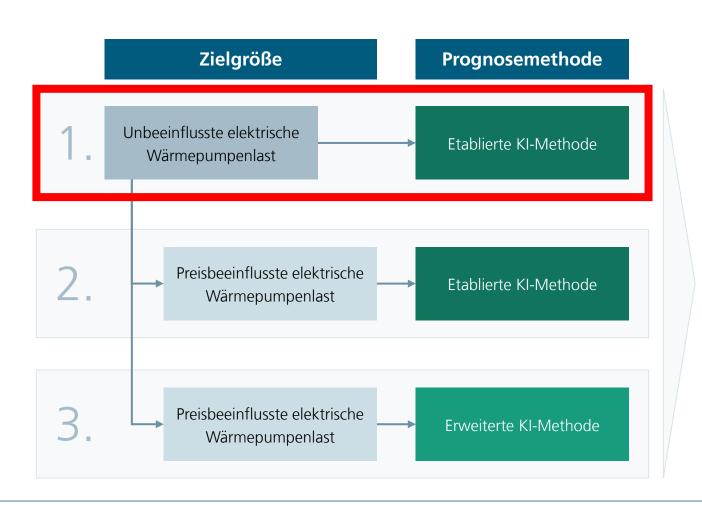
Evaluation

- Trainingszeitraum: 01.01.2023 – 30.10.2023
- Testzeitraum:01.11.2023 31.12.2023
- 1x täglich ausgeführte Day-Ahead-Prognose

Bewertung der Prognosegüte durch Fehlermaße:

- MAE
- RMSE
- ME

Durchgeführte Untersuchungen



Simulation

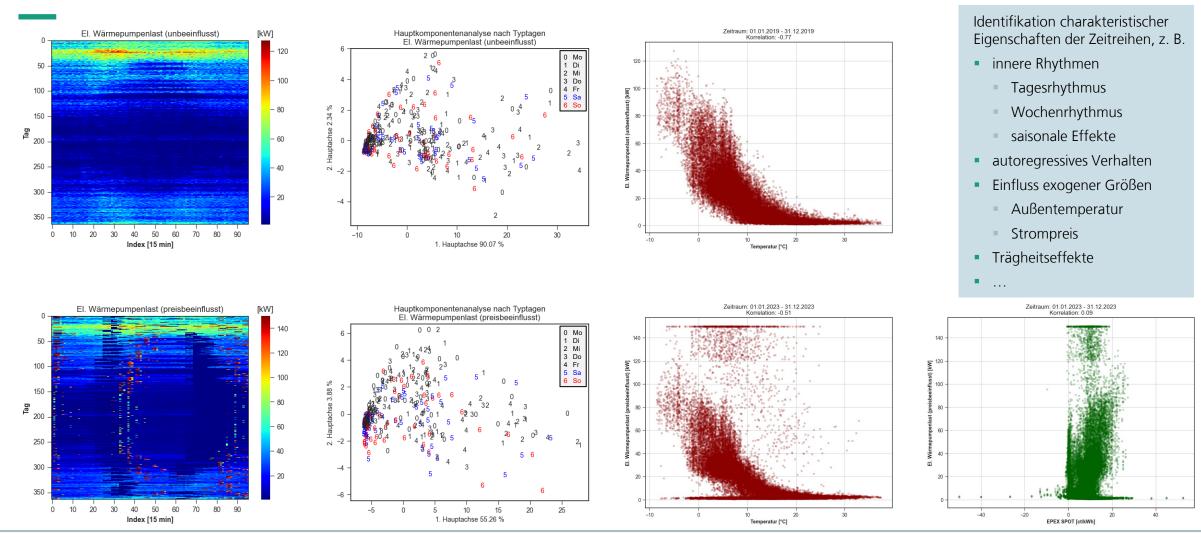
Evaluation

- Trainingszeitraum: 01.01.2023 – 30.10.2023
- Testzeitraum:01.11.2023 31.12.2023
- 1x täglich ausgeführte Day-Ahead-Prognose

Bewertung der Prognosegüte durch Fehlermaße:

- MAE
- RMSE
- ME

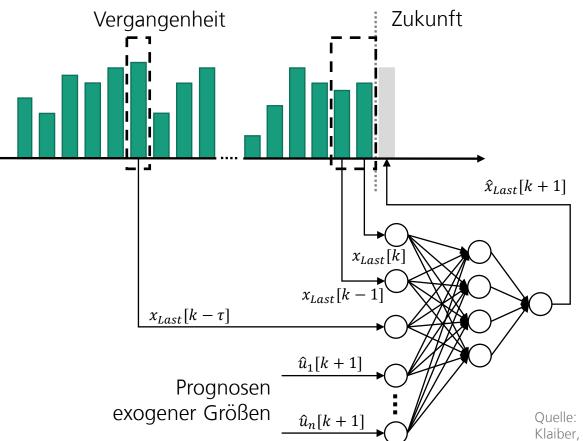
Zeitreihenanalysen zur Ermittlung einer geeigneten Methodenkonfiguration



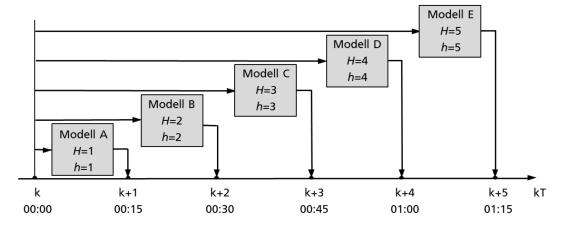


Etablierte KI-Methode für Kurzfristprognosen

Feedforward Multilayer Perceptron



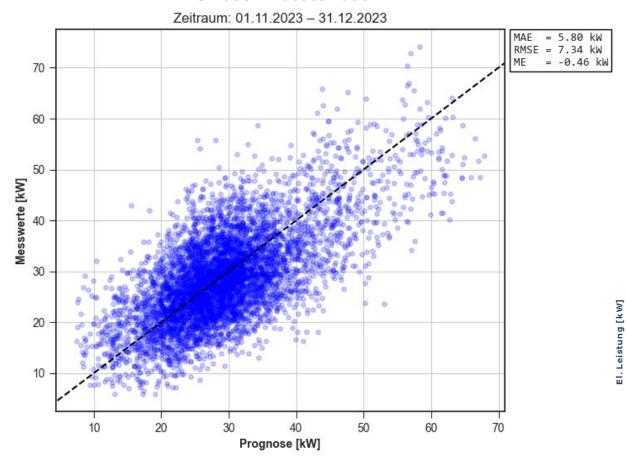
<u>Uhrzeitabhängiges Mehrschrittmodell</u>



Klaiber, Stefan: "Analyse, Identifikation und Prognose preisbeeinflusster elektrischer Lastzeitreihen" (2020)

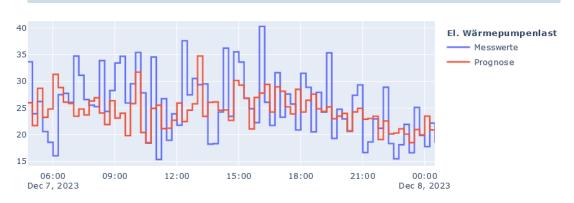
Unbeeinflusste Last mit etablierter KI-Methode

Unbeeinflusste Last



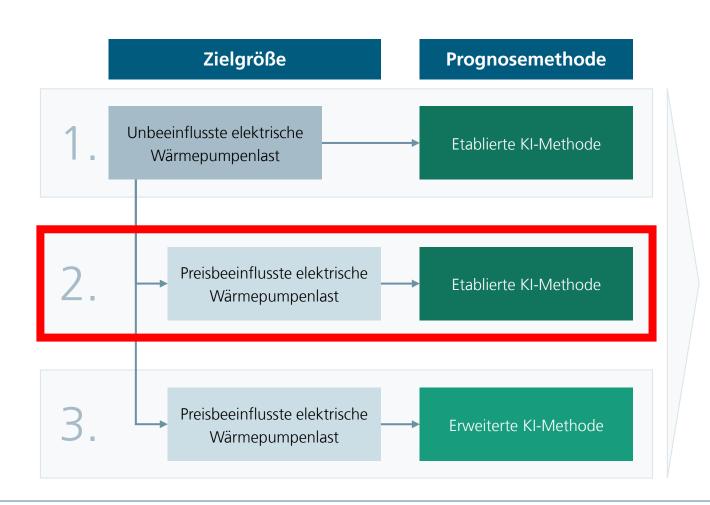
Prognose der unbeeinflussten Last

- Exogene Größe: Temperatur
- Gleichmäßige Verteilung um Referenzlinie (Prognose=Messwert) mit hoher Streuung aufgrund der stochastischen Charakteristik der Zeitreihe
 - → Aggregierte Wärmepumpenlast ist nicht ausschließlich von der Außentemperatur abhängig, sondern auch von weiteren Faktoren (z. B. individuelles Verbrauchsverhalten)





Durchgeführte Untersuchungen





Evaluation

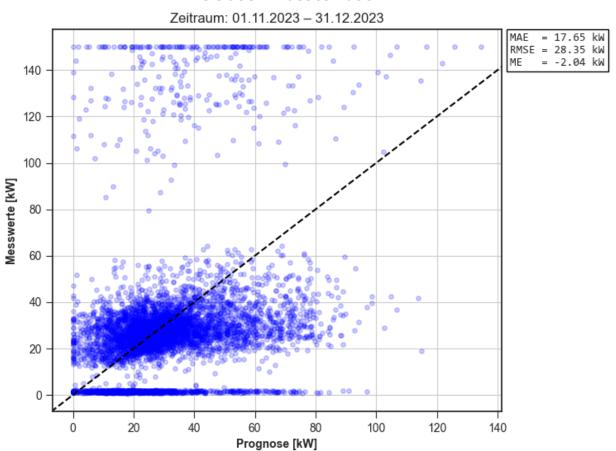
- Trainingszeitraum: 01.01.2023 – 30.10.2023
- Testzeitraum:01.11.2023 31.12.2023
- 1x täglich ausgeführte Day-Ahead-Prognose

Bewertung der Prognosegüte durch Fehlermaße:

- MAE
- RMSE
- ME

Preisbeeinflusste Last mit etablierter KI-Methode

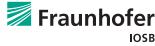
Preisbeeinflusste Last



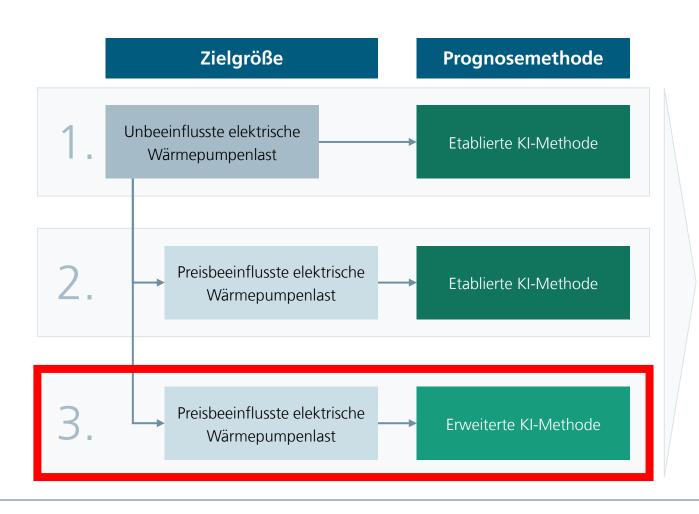
Prognose der preisbeeinflussten Last

- Exogene Größen: Temperatur + Day-Ahead-Preis
- Deutliche Verringerung der Prognosegüte durch Einfluss des dynamischen Tarifs
- Zeitfenster der Ein- und Ausspeicherung (hohe bzw. niedrige Lasten) werden nicht getroffen





Durchgeführte Untersuchungen



Simulation

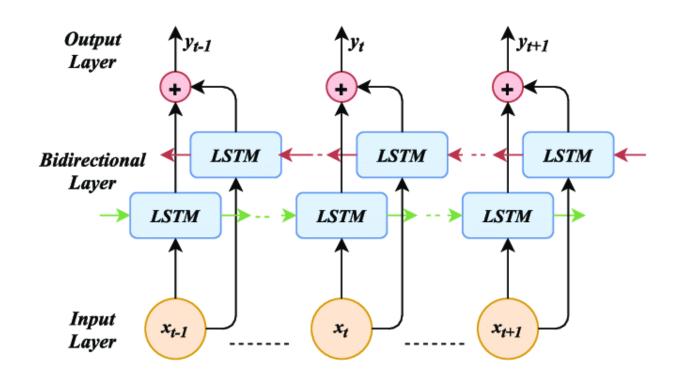
Evaluation

- Trainingszeitraum: 01.01.2023 – 30.10.2023
- Testzeitraum:01.11.2023 31.12.2023
- 1x täglich ausgeführte Day-Ahead-Prognose

Bewertung der Prognosegüte durch Fehlermaße:

- MAE
- RMSE
- ME

Frweiterte KI-Methode



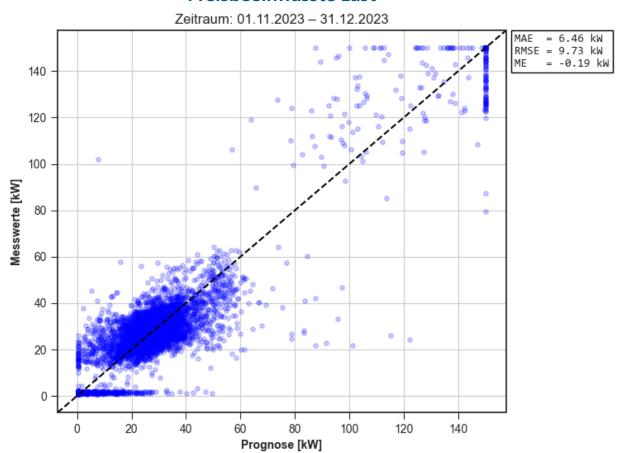
Quelle: https://medium.com/@anishnama20/understanding-bidirectional-lstm-for-sequential-data-processing-b83d6283befc

Bidirektionales LSTM zur Sequenzprognose

- LSTM (Long Short-Term Memory): Rekurrentes neuronales Netz mit der Fähigkeit, sich an frühere Erfahrungen und Langzeitabhängigkeiten zu erinnern und diese in den Entscheidungsprozessen zu berücksichtigen
- Bidirektionalität durch Berücksichtigung vorhergehender und nachfolgender Informationen zu jedem vorherzusagenden Zeitpunkt
 - → Vorwärts- und rückwärtsgerichtete Informationsverarbeitung
 - Zugriff auf vorangegangenen und nachfolgenden Input (hier: Prognosen exogener Größen, insb. Day-Ahead-Preis)

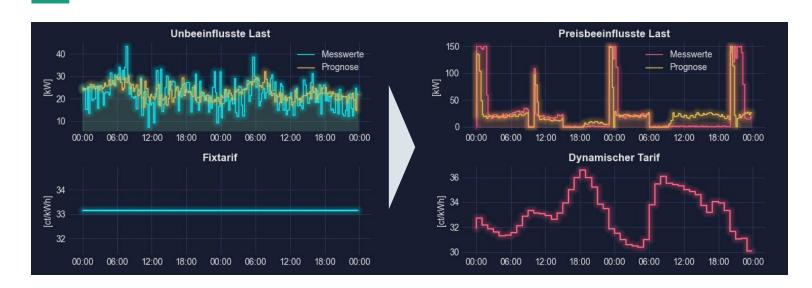
Preisbeeinflusste Last mit erweiterter KI-Methode

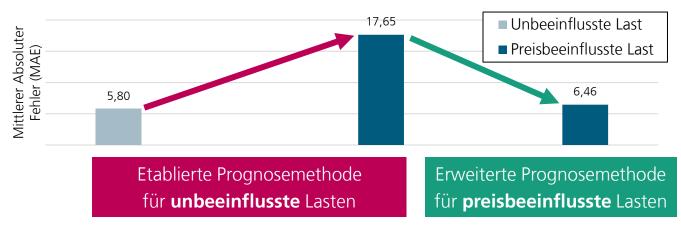
Preisbeeinflusste Last



- Deutliche Verbesserung der Prognosegüte durch angepasste Modellarchitektur und Datenvorverarbeitung
- Zeitfenster der Ein- und Ausspeicherung (hohe bzw. niedrige Lasten) werden wesentlich besser getroffen
- Ansatz des bidirektionalen LSTM erweist sich für den betrachteten Use Case als vorteilhaft, da der Day-Ahead-Preis im Vorfeld bekannt ist und sich die zu erwartenden Speichernutzungszeiten somit besser eingrenzen lassen als mit einem klassischen Feedforward-Netzwerk
 - → Regelwerk wird vom Modell erlernt, ohne Informationen über die Leistung und Kapazität des Speichers zu benötigen

Preisbeeinflusste Last mit erweiterter KI-Methode





Fehlermaß [kW]	Etablierte KI-Methode	Erweiterte KI-Methode	Verbesserung
MAE	17,65	6,46	63,4 %
RMSE	28,35	9,73	65,7 %
ME	-2,04	-0,19	90,7 %



Kosten für Prognosefehler

Auswirkungen auf Ausgleichsenergie

Kosten für den Bilanzausgleich aufgrund des Prognosefehlers eines Stadtwerks oder Quartiers mit Jahresenergieabsatz Strom:

Prognosefehler	Großes Stadtwerk (750 GWh)	Mittleres Stadtwerk (400 GWh)	Kleines Stadtwerk (100 GWh)	Quartier (0,7 GWh)
MAPE von 1 %	75.000€	40.000€	10.000€	70 €
MAPE von 2 %	150.000€	80.000€	20.000€	140 €
MAPE von 3 %	225.000€	120.000€	30.000€	210€
MAPE von 4 %	300.000€	160.000€	40.000€	280 €
MAPE von 5 %	375.000 €	200.000€	50.000€	350€
MAPE von 6 %	450.000€	240.000€	60.000€	420 €
MAPE von 7 %	525.000€	280.000€	70.000€	490 €

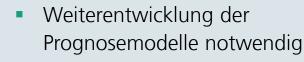
(Berechnung basierend auf reBAP des Jahres 2022 unter Annahme eines normalverteilten Prognosefehlers)



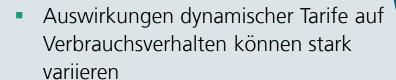
Fazit und Ausblick

- Derzeit eingesetzte, etablierte Prognosetools können nur unzureichend mit dem neuen Preiseinfluss umgehen
- → Signifikante Auswirkungen auf zu beschaffende Ausgleichsenergie durch Hochlauf dynamischer Tarife





- → Angepasste KI-Modellarchitektur und Datenvorverarbeitung
- → Erhöhung des Prognosefehlers kann nahezu kompensiert werden



→ Hohe Generalisierbarkeit der Modelle notwendig



- Stromlieferanten sollten frühzeitig auf Änderungen im Lastportfolio vorbereitet sein
- Erprobung der untersuchten
 Prognoseansätze im Live-Betrieb mit Pilotkunden



Energiedatenmanagement

Mit EMS-EDM PROPHET® Energie einfach managen

Intelligente Wertschöpfung für Ihr Unternehmen dank durchgehender Digitalisierung & Automatisierung Ihrer Prozessschritte



Energiedatenbilanzierung

Zuverlässig & exakt:

Individuelle Saldierungen von Ein- und Ausspeisung



Prognose

Ideale Prognosen für **Ihren Use-Case**:

Hochautomatisiert mit 25 Jahren Prognoseexpertise



Optimierung

Kraftwerks-Assets optimal am Markt platzieren:

Digitaler Kraftwerkszwilling Energiemedien- und Technologieübergreifend



Energiedatenimport

Flexibel, schnell & marktkonform:

Für jedes Format die passende Lösung



Automatisiert & KI-gestützt:

Effiziente Plausibilisierung & Ersatzwertbildung



Tuning Ihrer Energieprognosen

Wir unterstützen Sie bei der Erschließung vorhandener Potenziale bei der Energieprognose für ein effizienteres Energiemanagement.

Wir analysieren unternehmensrelevante Anwendungsfälle, identifizieren Potenziale zur Effizienzsteigerung, erarbeiten Handlungsempfehlungen und entwickeln maßgeschneiderte Methoden.

> Wir steigern die Effizienz Ihres Energiemanagements!

Unser Angebot

Beratung & Analyse

- Seminare zum <u>Energy Data Analyst</u>
- Analyse bestehender Prognosen und Durchführung von Benchmarks
- Discovery-Projekte für Ihre unternehmensrelevanten Anwendungsfälle der Prognose (z. B. dynamische Tarife, DBA-Zeitreihe, Fernwärme, Netzverluste etc.)

Services

- Entwicklung spezifischer KI-basierter Prognosemodelle
- Implementierung und Integration von Prognosemethoden
- Prognosen as a Service

Lösungen

- Energiemanagement und Energiedatenmanagement mit <u>EMS-EDM PROPHET®</u>
- Prognose- und Optimierungsmethoden mit dem Rechenkern WattPredictor

Zielgruppe

• Energieversorger, Netzbetreiber, Energiedienstleister, Softwareanbieter





tom.bender@iosb-ast.fraunhofer.de

Fraunhofer IOSB, Institutsteil Angewandte Systemtechnik (AST) Abteilung Kognitive Energiesysteme Am Vogelherd 90 | 98693 Ilmenau



https://www.iosb-ast.fraunhofer.de



https://www.edm-prophet.de



https://s.fhg.de/aEE