

Reallabor RefLau

Regulatorische Hürden für ein Speicherkraftwerk

- RefLau-Konsortium -

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Strombezugsszenarien.

1. Direkte Verbindung Windpark mit Elektrolyse → Derzeit nicht möglich wegen
§21b EEG („Unmittelbare räumliche Nähe“)
2. Strombezug aus dem Netz mittels PPA von EEG-Anlagen → Wirtschaftlich
nicht darstellbar, weil Strom entsprechend anzulegenden Wert vergütet wird
+ §21b EEG („Zwangsproportionalität“) führt zu Stromhandelsdefiziten
3. Strombezug aus dem Netz mittels PPA von EE-Altanlagen → Keine
Netzdienlichkeit + hohe Strom-Handelsrisiken!
4. Strombezug aus dem Netz mittels Netzstrom → Nur möglich, wenn Strom
weniger als 20 €/MWh kostet → zu wenige Vollaststunden

Lösungsansatz.

§21b, Abs. 4, EEG:

(4) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber

1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder
2. Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, sofern
 - a) diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen,
 - b) der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und
 - c) kein Fall des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 2 in Form der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 oder des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 3 vorliegt.

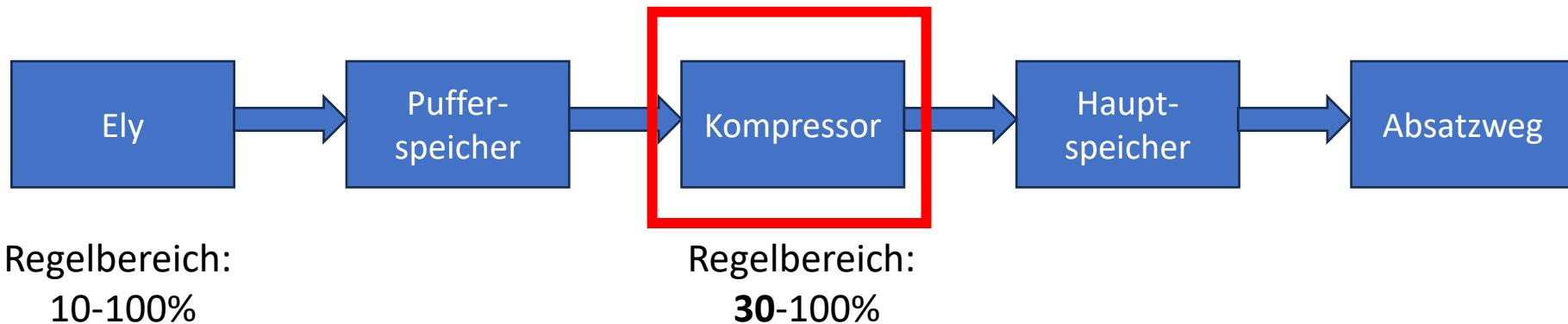
→ Streichung von 2 a) würde das Problem weitestgehend lösen.

Vorteile von Direktbelieferungen.

1. Direktbelieferungen sind Ermöglicher der Industriewende (vgl. frühere Industrieansiedlungen an Standorten mit hoher Energieverfügbarkeit)
2. EEG-Kosten sinken, durch eine Nutzung von elektrischer Energie vor dem Netzverknüpfungspunkt (Energie, die vor dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht wird, erhält keine EEG-Vergütung)
3. Netzausbaubedarf wird deutlich reduziert (Beispiel: 100 MW Windpark und 100 MW Industrieabnehmer würden nur und max. 100 MW Leistungskapazität benötigen, wenn diese vor dem Netzverknüpfungspunkt zusammengeschalten werden und keine 200 MW, wie aktuell)
4. Kleinere Teilnetze müssen nicht N-0-Sicher ausgelegt werden
5. Akzeptanz von EE-Projekten steigt

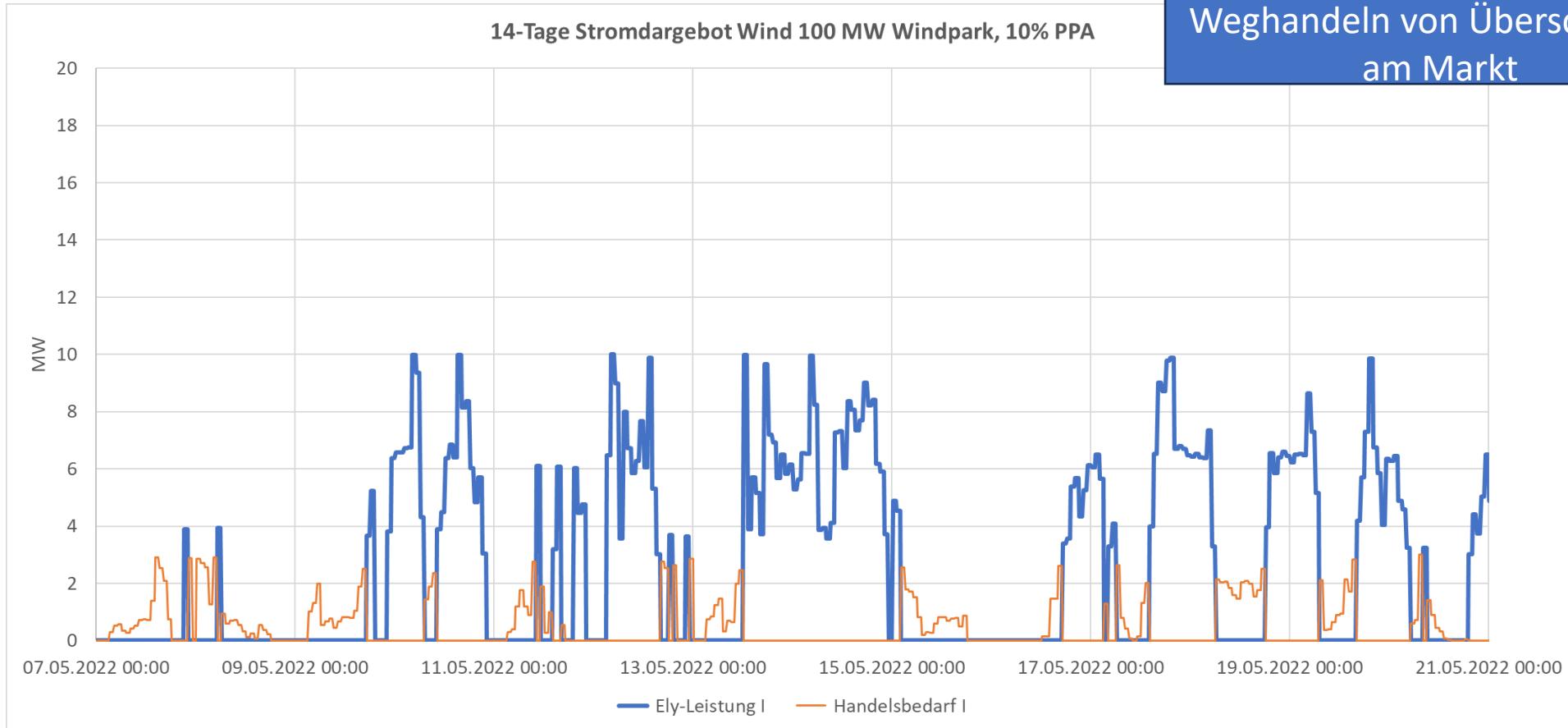
Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

Das RefLau-Fließbild.



Im Wesentlichen bestimmt die Kompressor-Technologie den unteren Abschaltpunkt!
(Sekundär: Ely und Sensoren bei Absatzwegen, wie z.B. Durchflussmessungen)

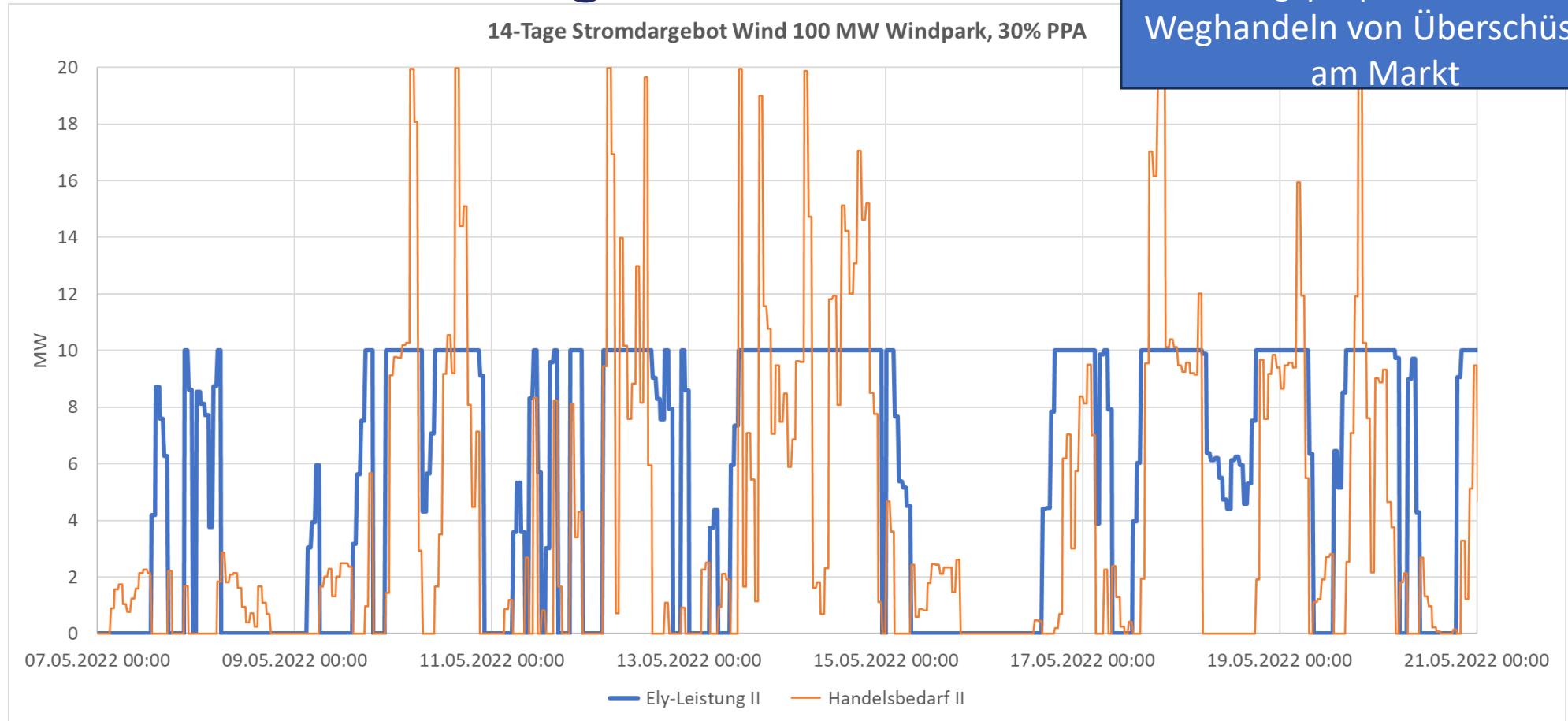
PPA-EEG-Strombezug Fall 1.



Annahmen: Fester PPA-Preis aus EEG-Anlagen + §21b (3) Zwangsproportionalität + Weghandeln von Überschüssen am Markt

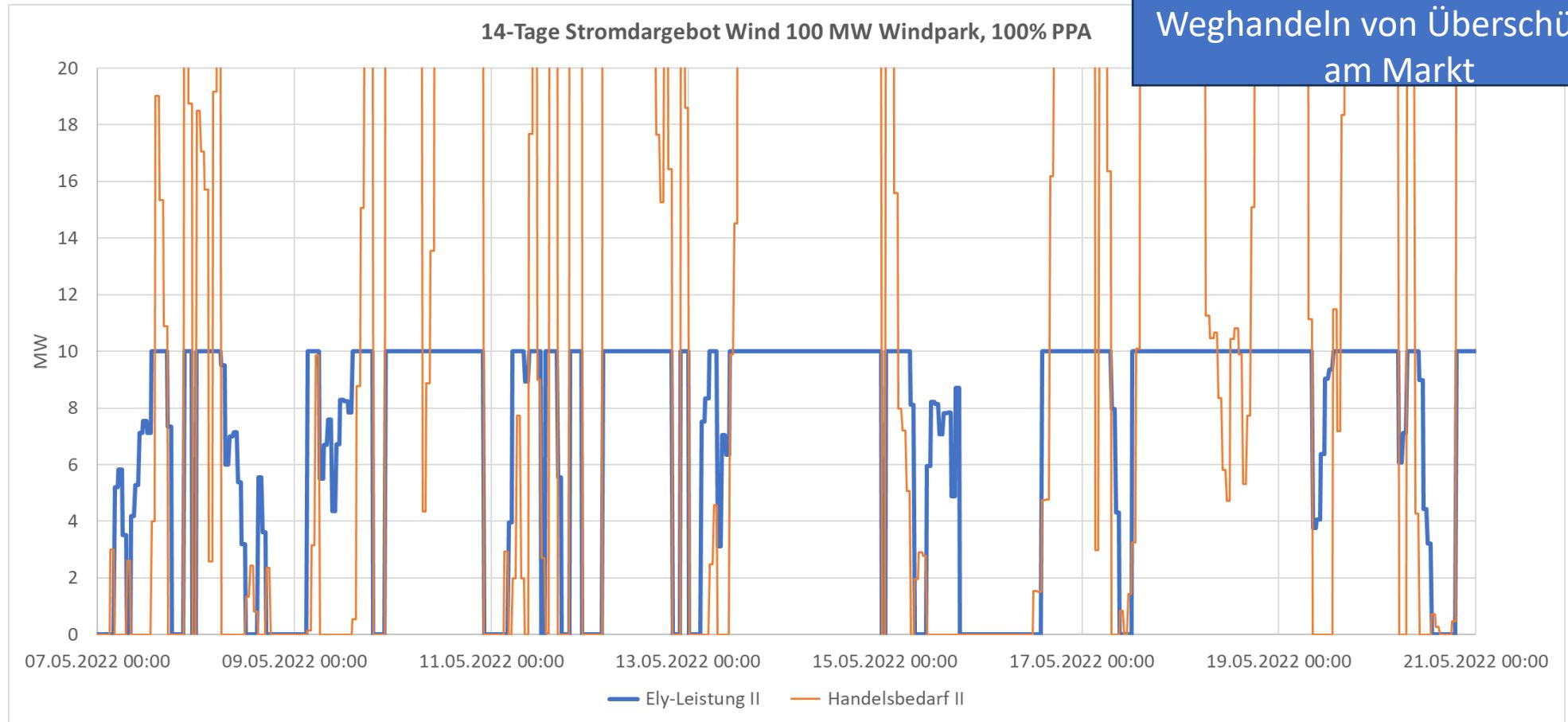
- Extremer Regelbedarf der Anlage → sehr hoher OPEX
- Wenige Vollaststunden pro Jahr (weniger als 2400 h)
- Geringe Erlöse durch Stromhandel

PPA-EEG-Strombezug Fall 2.



- Mittelmäßige Anzahl Vollaststunden pro Jahr (ca. 3000-5000 h)
- Unsicherheiten beim Stromhandel (Verlustrisiken überwiegen)

PPA-EEG-Strombezug Fall 3.



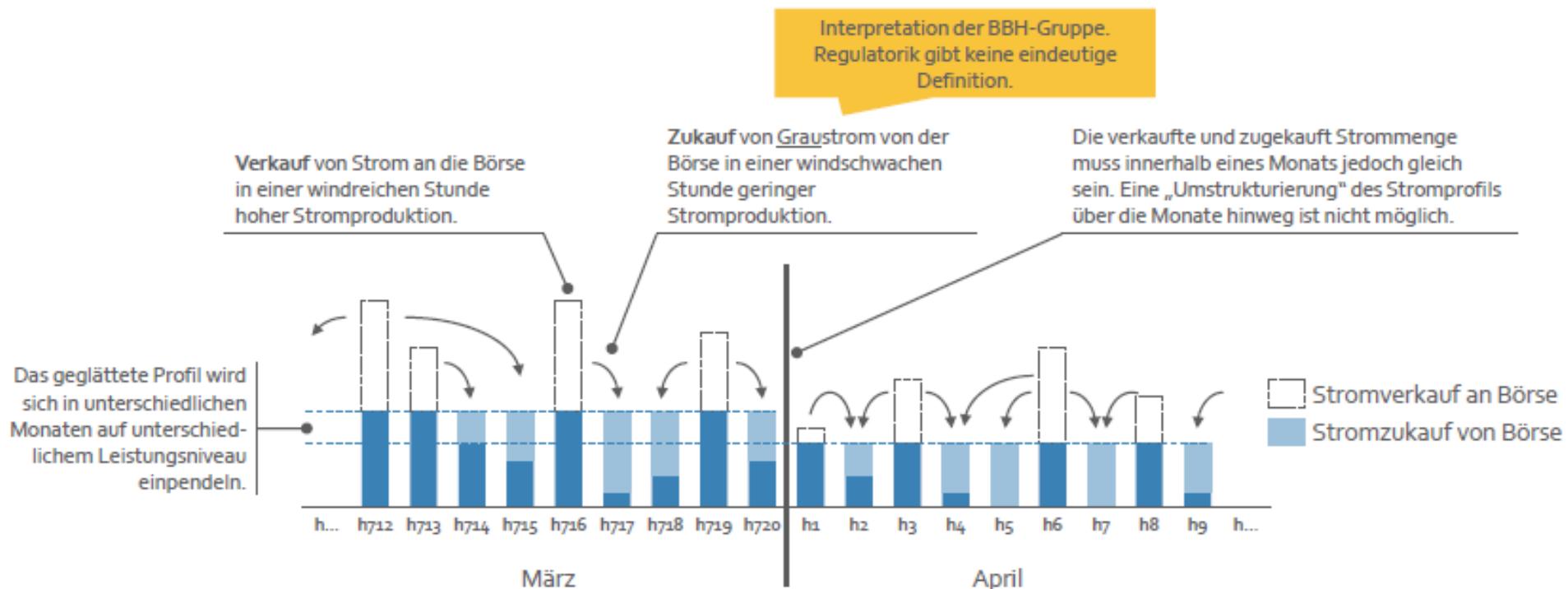
Annahmen: Fester PPA-Preis aus EEG-Anlag + §21b (3) Zwangsproportionalität + Weghandeln von Überschüssen am Markt

- Maximale Vollaststunden pro Jahr (bis zu 7000 h)
- Sehr hohe Verlustrisiken durch Stromhandel (wenn viel Strom im Markt ist, wird der Börsenstrompreis mit Sicherheit unterhalb des PPA sein)

Zurück

PPA-EE-Altanlagen-Strombezug.

Prinzip der Stromumstrukturierung: monatliche Gleichzeitigkeit



- Positiv: Ely kann Strommenge monatlich bilanzieren um grünen H₂ zu erzeugen
- Problem:
 1. Ausgleich der Strommenge Erzeugt vs. Verbraucht am letzten Tag eines Monats!
 2. Stromhandelsrisiken! (Stromverkauf an der Börse wenn Börsen-Preis < PPA-Preis + Einkauf wenn Börsen-Preis > PPA-Preis)

Die Vision unseres Handelns.

- **Transformation des Industriestandortes hin zu klimaneutraler Energien**
und somit
- **Baustein für die Energiewende und ein nachhaltiges Wirtschaften**
- **Erzeugung von Grünem Wasserstoff**, um verschiedene Sektoren (Verkehr, Industrie und Wärme) zu beliefern

Durch:

- Schaffung von Betriebserfahrungen von Elektrolyseuren im Bereich von ca. 10 MW
- Erforschung der Bereitstellung von Strom-Netz-Dienstleistungen (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie)

Zentrale Herausforderungen der Energiewende.

Dekarbonisierung nicht-elektrischer Sektoren

1. Wie wird der notwendige Wasserstoff systemdienlich erzeugt
2. Wie bringt man variable Wasserstofferzeugung und fahrplanmäßige Wasserstoffabnahme systemdienlich zusammen



RefLau Projektteil I: Wasserstofferzeugung und Sektorenkopplung

Systemintegration und die „Dunkelflaute“

1. Wie wird Strom ohne Wind und Sonne hergestellt
2. Wie können größere Mengen von Erneuerbaren Energien **sicher** ins Stromnetz integriert werden (notwendige Systemdienstleistungen)



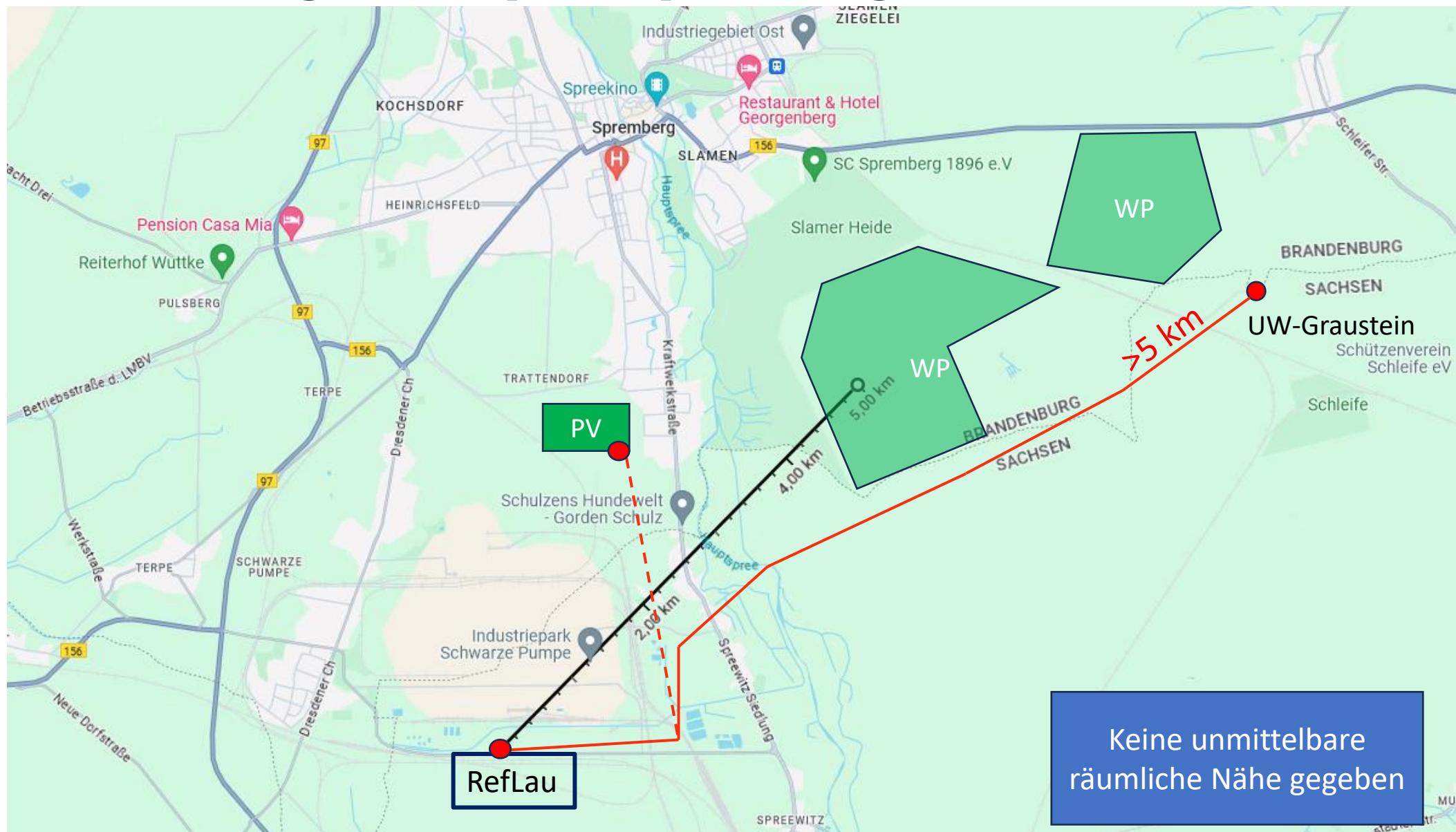
RefLau Projektteil II: Rückverstromung und Systemdienstleistungen

Lage.



Grundstück neben Dock³ (Gründungs- und Innovationszentrum) wird für den Aufbau des RefLau genutzt werden.

Strombezug – Windpark Spremberg zu RefLau.



Projekt-Zeitplan.

Was?	Wann?
Final Investment Decission	August 2024
Detaillierung des Anlagendesigns	Q3 2024
Ausschreibung und Vergabe GU	Q3 2024 bis Q4 2024
BlmSchG-Genehmigungsprozess	Q3 2024 bis Q2 2025
Ausführungsplanung	Q1 2025 bis Q3 2025
Bestellung der Großkomponenten	ab Q3 2024
Bau des RefLau	2025 / 2026
Inbetriebnahme, anschl. Probetrieb	Q4 2026
Regelbetrieb der Anlage	ab Q1 2027