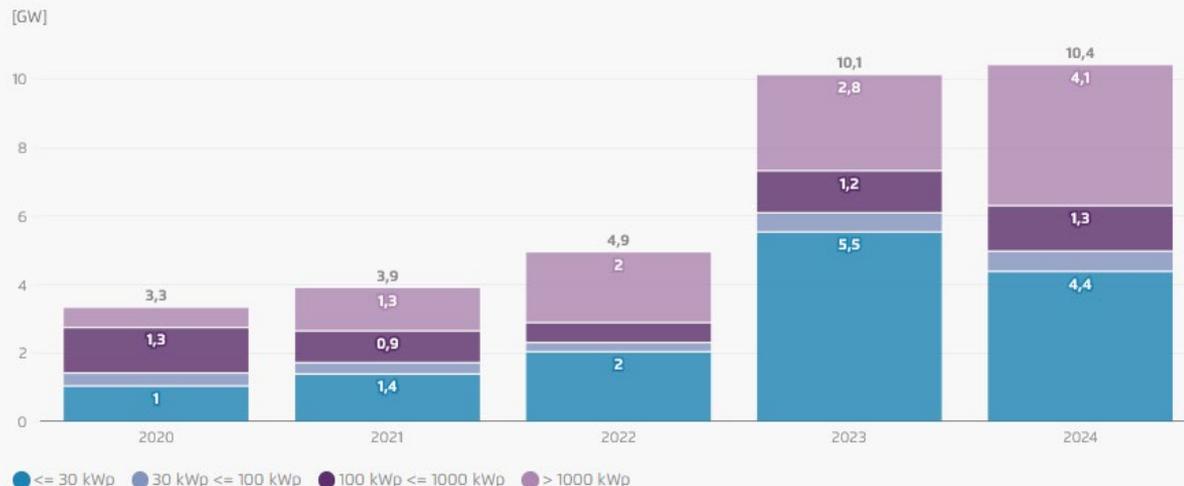

Verteilernetz als Flaschenhals?

Wie können die vorhandenen
Netzkapazitäten optimal genutzt und der
Netzausbau auf das notwendige Maß
beschränkt werden?

Philipp Godron
23. Oktober 2024

Beschleunigung PV-Zubau auf Niveau der EEG-Zielsetzung. Trotz Zuwachs Freiflächenanlagen ca. Hälfte des Zubaus durch Anlagen <30 kWp

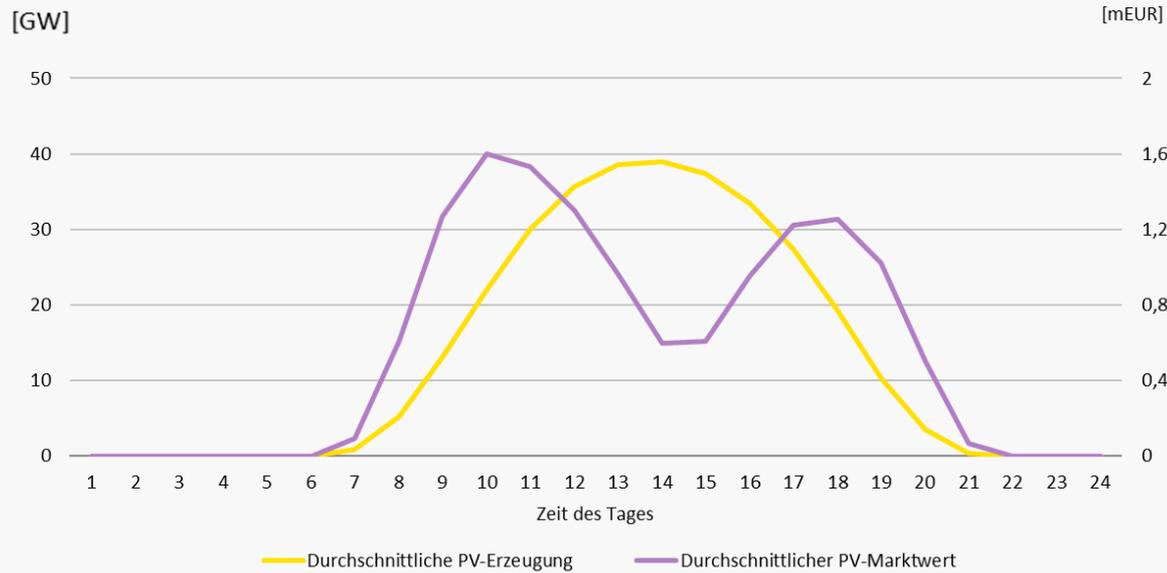
Photovoltaik-Ausbau nach Anlagengröße in den Monaten Jan - Aug



- **Kleine Anlagen (<30 kWp)** machen in etwa die Hälfte des Zubaus aus
 - Knapp die Hälfte der Neuanlagen mit Speichern*, die nach Eigenverbrauch optimiert betrieben werden
- **Größere Anlagen (>30 kWp)**
 - Netzanschlussprüfung (Monate)
 - Netzzugang - Abregelung über Fernzugriff
- >90% der Aufdach-Anlagen über Einspeisetarife gefördert

Geringer PV-Marktwert zur Mittagszeit Indikator für mangelnde Flexibilität und Marktanreize im Strommarktdesign

PV-Einspeisung und Marktwerte in Deutschland im August 2024



Höchste Solarstromeinspeisung ≠ höchster Marktwert

Höchster Marktwert

- Morgenspitze um 10 Uhr
- Durchschnittliche Erzeugung: 22 GW
- Strompreis: 73 €/MWh

PV-Erzeugungsspitze:

- Um 14 Uhr
- Durchschnittliche Erzeugung: 39 GW
- Strompreis: 18 €/MWh

Potential von Batteriespeichern zur Einspeise-Verschiebung weitgehend ungenutzt

Aktueller Maßnahmenkatalog für den Umgang mit Erzeugungsüberschüssen aus Photovoltaik im Verteilnetz ist nicht ausgewogen

Photovoltaik und Heimspeicher in Wohngebäuden (<30 kWp)

Status Quo

- Vereinfachter Netzzugang
- Betrieb nicht netzdienlich
- Keine Abregelung
- 70%-Kappung abgeschafft
- Lokale Ortsnetzüberlastungen

Ausblick

- Neuanlagen mit Speicher per §14a steuerbar (nur für Lastdimmung!)
- Dynamische Tarife

Photovoltaik im Gewerbe (>30 kWp)

Status Quo

- Netzzugangsprüfung
- Betrieb netzdienlicher, da Last und Erzeugung tw. korrelieren
- Abregelung am Wechselrichter, Eigenverbrauch entfällt

Ausblick

- Abregelung am Netzanschlusspunkt erstrebenswert
- Dynamische Tarife

Freiflächenanlagen

Status Quo

- Netzzugang als Engpass
- Mehrheit reagiert auf Marktpreise (3 Std Regel ab 400 kWp)
- Abregelung durch Netzbetreiber

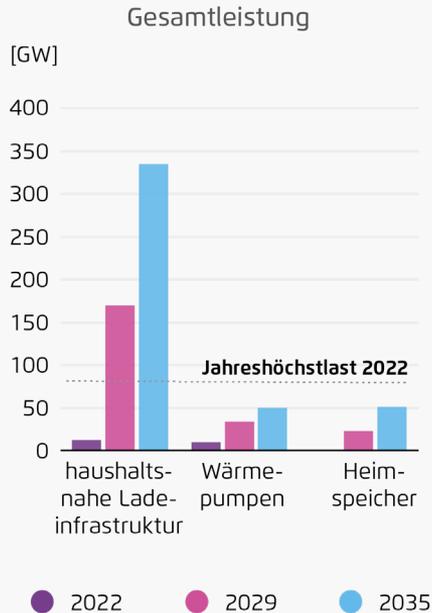
Ausblick

- Überbauung des Netzanschlusses (*BEE Vorschlag*)
- Co-Location mit Speicher

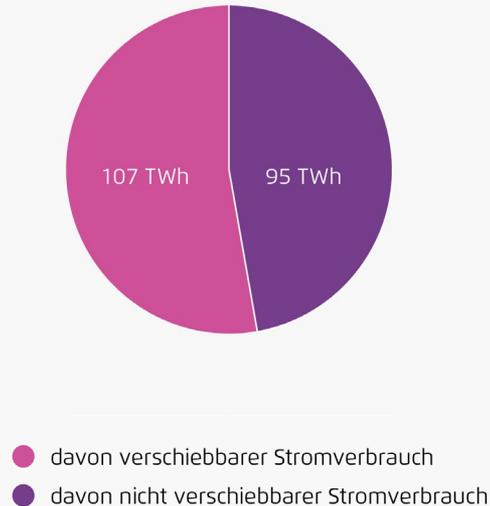
Für alle Kategorien steht mittelfristig Überarbeitung des Förderregimes für erneuerbare Energien an

Gleichzeitig: Neue Verbrauchsanlagen mit erheblichem Flexibilitätspotential erobern den Markt.

Entwicklung der haushaltsnahen flexiblen Verbrauchseinrichtungen



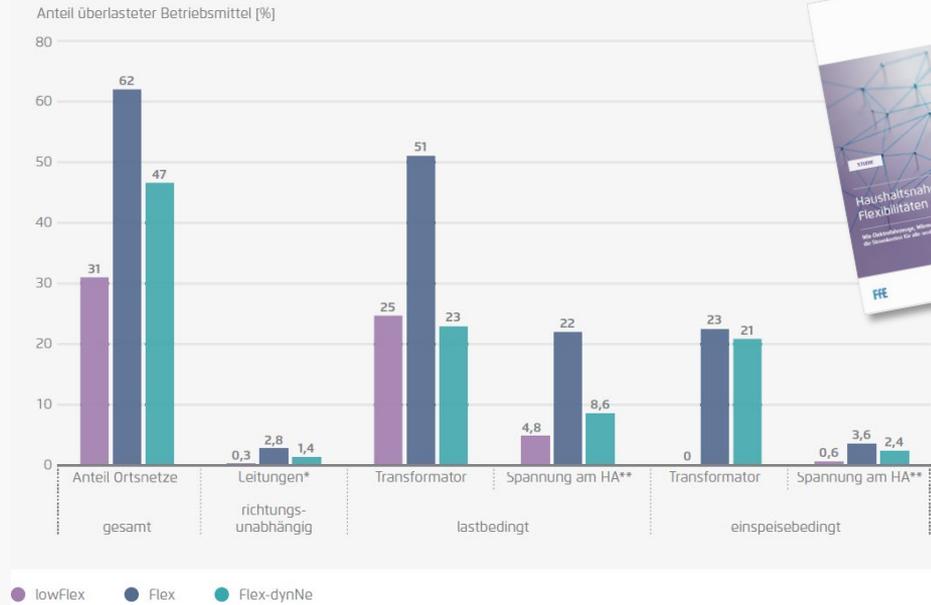
Haushaltsstromverbrauch 2035



- Maximale Bezugsleistung der neuen Verbraucher übersteigt die Jahreshöchstlast deutlich.
- Agora-Analyse zeigt, dass haushaltsnahe Flexibilitäten in Höhe von 100 TWh im Jahr 2035 aktiviert werden können
- Mit zunehmendem Anteil von Wind- und Solarstromerzeugung ist das ein Vorteil, denn so können beispielsweise Überschüsse gut genutzt werden

Detaillierte Netzsimulationen der FfE für Agora zeigen: Überlastung in der NS zukünftig stärker last- als einspeisebedingt

Anteil überlasteter Netzbetriebsmittel in der Niederspannung im Jahr 2035 für drei verschiedene Haushaltstromtarife

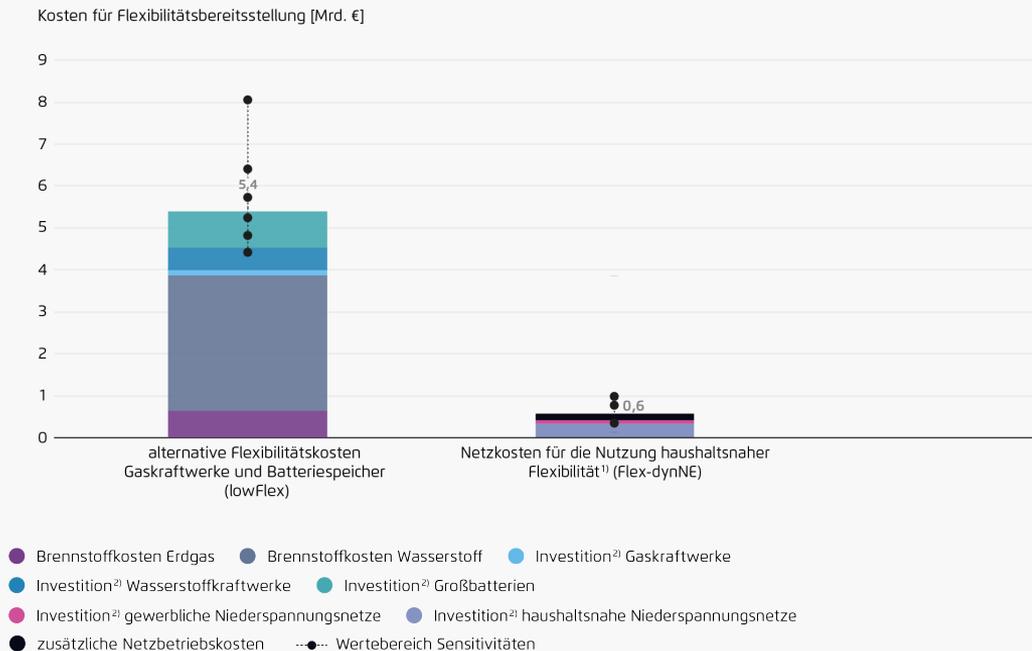


- Zukünftige Überlastung in Ortsnetzen: mehr verbrauchs- als einspeisebedingt
- Einspeisebedingte Überlastung in Flex-Szenarien: Rückspeisung von Heimspeichern und bidirektionalen Elektrofahrzeugen
- *Betrachtete Stromtarife*
 1. **LowFlex:** konstanter Haushaltsstrompreis, Betrieb der haushaltsnahen Flexibilitäten in Eigenverbrauchsoptimierung
 2. **Flex:** dynamischer Beschaffungspreis, konstante Netzentgelte
 3. **Flex-dynNE:** dynamischer Beschaffungspreis und zeitvariable Netzentgelte

*thermische Überlastung bezogen auf die Länge aller modellierten Leitungen **Hausanschlüsse (HA) mit Spannungsbandverletzung.
 Anmerkungen: regionale Überlastungen durch Typnetz-Ansatz unterschätzt, Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter angenommen
 FfE, Agora Energiewende (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Nutzung der Flexibilität für den Strommarkt hat hohen ökonomischen Wert. Dynamische Netzentgelte helfen, diesen effizient zu heben.

Annuitätischer Kostenvergleich der Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung in 2035



→ Nutzung von Lastflexibilität der Haushalte

- spart 20 Terawattstunden Erzeugung / Jahr
- verringert Bedarf an teurem Brennstoff
- erhöht Verteilnetz-Ausbaubedarf, begrenzt aber Mehrkosten durch dynamische Netzentgelte

→ Allein im Jahr 2035 Ersparnis von 4,8 Milliarden Euro

→ Dafür: **Intelligenter Betrieb der Verteilnetze notwendig**

Key take-aways

- **Maßnahmen für den Umgang mit Verteilnetzengpässen sind nicht ausgewogen. Vor allem kleine Anlagen (<30 kW) müssen systemdienlicher betrieben werden.**
- **In Zukunft wird die Überlastung in der Niederspannung vielerorts lastbedingt, nicht einspeisebedingt auftreten, da neue Verbraucher dazukommen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher).**
- **Dynamische Stromtarife aktivieren diese „haushaltsnahen Flexibilitäten“, so dass im klimaneutralen Stromsystem 4,8 Milliarden Euro jährlich eingespart werden können. Gleichzeitig wird der Ausbaubedarf der Stromnetze durch dynamische Netzentgelte reduziert.**
- **Die für dynamische Netzentgelte - und §14a - notwendige Digitalisierung des Verteilnetzbetriebs muss zügig auch für den Umgang mit einspeisebedingten Engpässen eingesetzt werden.**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie Fragen oder Anmerkungen?

Philipp Godron
philipp.godron@agora-energiewende.de

www.agora-energiewende.de