



Mehrwert dezentraler Flexibilität

Anselm Eicke, Lion Hirth, Jonathan Mühlenpfordt · 20. Februar 2024



Mehrwert dezentraler Flexibilität

Im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.)

Die Ergebnisse und Aussagen in dieser Publikation liegen in der alleinigen Verantwortung der Autorinnen und Autoren und reflektieren nicht notwendigerweise die Sichtweise des Auftraggebers.

Diese Slides sind verfügbar unter neon.energy/mehrwert-flex_folien
Die komplette Studie ist verfügbar unter neon.energy/mehrwert-flex

[Neon Neue Energieökonomik](https://neon.energy) ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin
Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715

Mehrwert dezentraler Flexibilität

Dezentrale (haushaltsnahe) nachfrageseitige Flexibilität

- Drei Technologien im Fokus: Elektroautos, Heimspeicher, Wärmepumpen
- Flexibel, weil inhärentes Potential zur Lastverschiebung

Nachfrage-Flexibilität in der energiepolitischen Diskussion

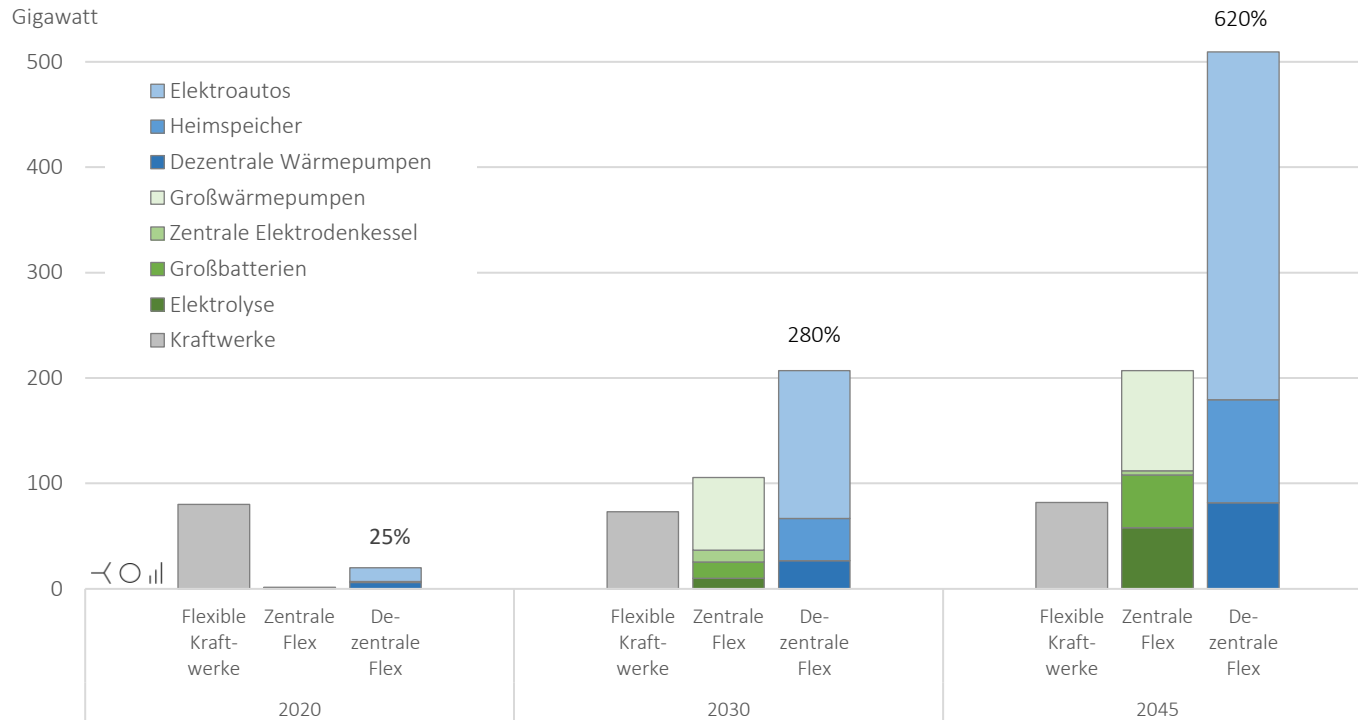
- Einerseits: Anerkennung der Notwendigkeit („Sonntagsreden“)
- Andererseits: Widerstände bei konkreter Umsetzung (§14a EnWG, §19.2 StromNEV)

Ziele dieser Studie: Mehrwert von Flexibilität aufzeigen

- Quantifizierung des Mehrwerts – individuell & volkswirtschaftlich
- Vorschläge für Regulierung & Marktdesign

Die essenzielle Rolle dezentraler Flexibilität

Installierte flexible Leistung



Dezentrale Flexibilität

- Heute: 20 GW
- 2030 bereits über 200 GW

Zu befürchten

- Hohe Gleichzeitigkeit zu Spitzenlastzeiten
- Immenser Bedarf an Netzen & Kraftwerken

Zu hoffen

- Intelligenter Betrieb mit Flex-Bereitstellung für Markt & Netz

Voraussetzung: Anreize

- Fehlen heute weitgehend

Installierte Leistung verschiedener potenziell flexibler Technologien heute und in der Zukunft. Dezentrale Flexibilität bezieht sich auf Anschluss in der Niederspannung. Eigene Darstellung auf Basis des BMWK-Langfristszenarios „T45-Strom“ (2022) mit eigenen ergänzenden Annahmen.

Flexibilität für Strommarkt *und* Verteilnetz

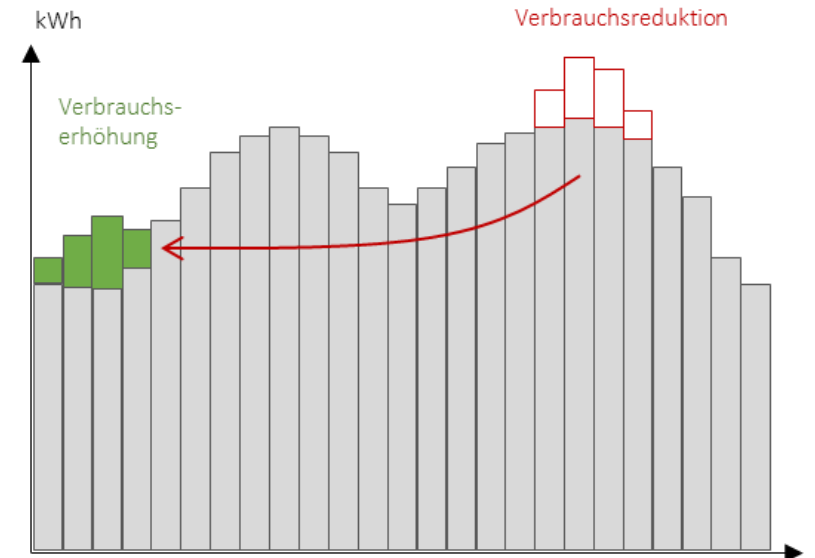
Flexibilität für den Strommarkt

- Reaktion auf Schwankung von Erzeugung und Verbrauch
- Mehr Verbrauch bei Strom-Überschuss, weniger Verbrauch bei Dunkelflaute
- Ohne geographische Komponente

Flexibilität für das Verteilnetz

- Überlastung von Verteilnetzen vermeiden
- Weniger Verbrauch bei (drohender) Netzüberlastung, Nachholen oder Vorziehen bei freien Netzen
- Mit geographischer Komponente (zwischen Netzgebieten)

Nicht betrachtet: Flexibilität für das Übertragungsnetz



Ökonomische Grundlagen

Lastverschiebung im Strommarkt (fast) immer sinnvoll

Alle Stunden

- Verbrauchsverschiebung in Stunden mit niedrigen Preisen
- Bessere Auslastung von Kraftwerken, weniger Abregelung von erneuerbaren Energien

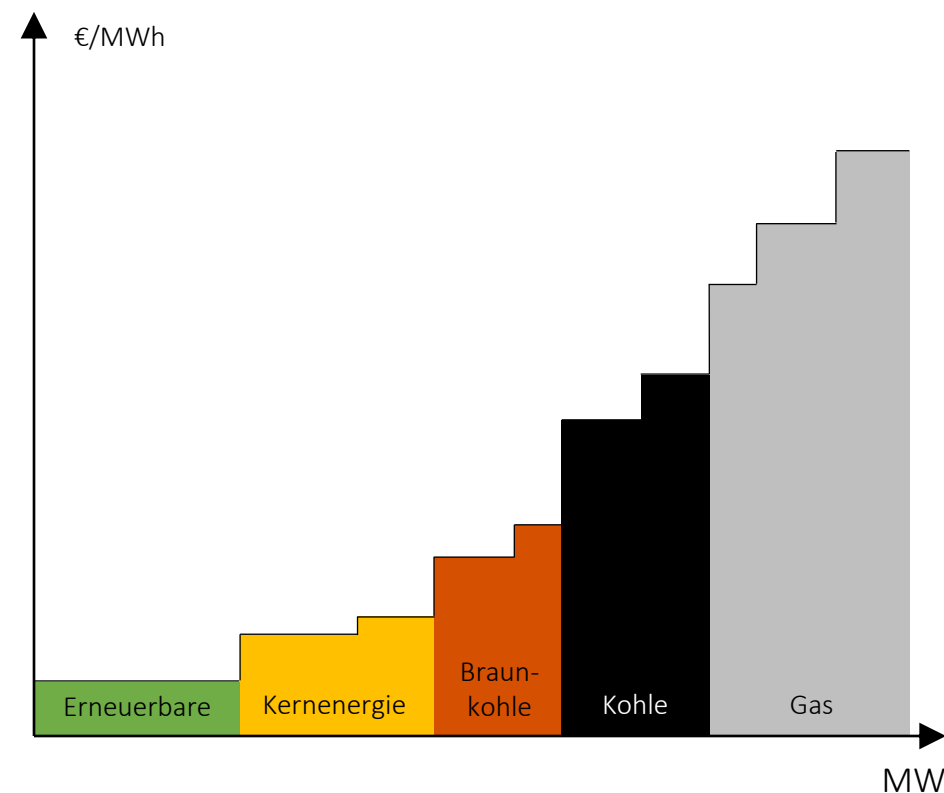
Stunden der Spitzenlast

- Reduziert Bedarf an gesicherter Leistung, z.B. Erzeugungsleistung oder Flex (z.B. Interkonnektoren, Großbatterien)

Strompreis robuster Indikator für Mehrwert von Flex

- Gilt für alle Strommärkte

Grenzkosten der Erzeugung



Lastverschiebung bei drohender Netzüberlastung

Grenzkosten des Netzes

- In einzeltem Netzstrang: Kosten für Netzausbau bzw. Last-Abregelung bei Netzüberlastung, sonst nahe Null (Leistungsverluste)
- In größerem Netzgebiet: Grenzkosten steigen mit Wahrscheinlichkeit der Überlastung einzelner Netzelemente

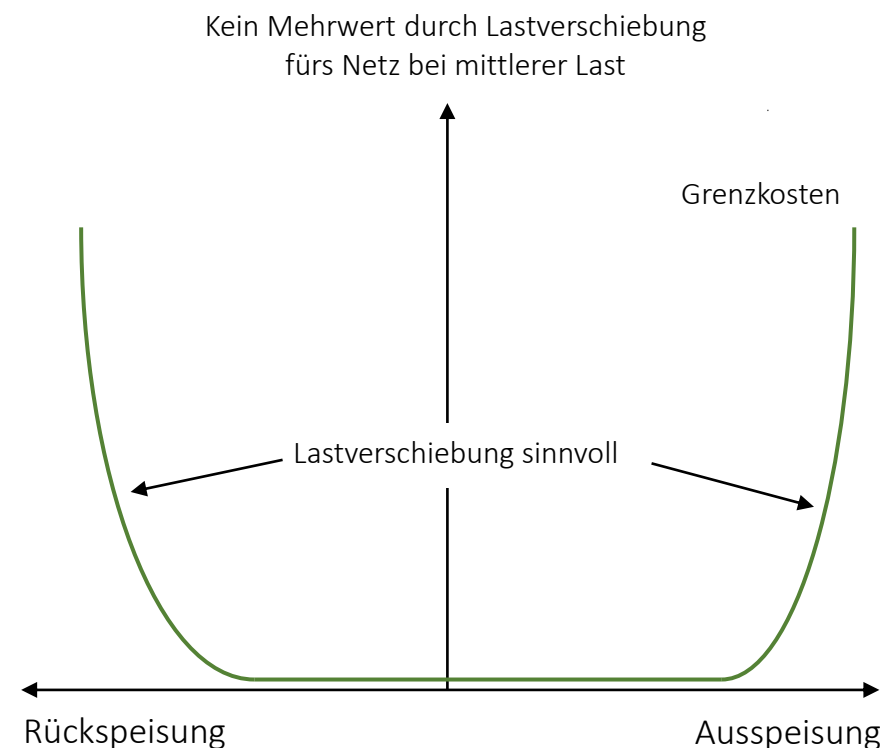
Lastverschiebung bietet nur Mehrwert wenn Netzüberlastung droht

- Sonst kein Mehrwert für Verteilnetz, Eingriff verhindert Flex-Bereitstellung für Strommarkt & verursacht ggf. Kosten
- Lastverschiebung fürs Netz sollte daher nur in Stunden mit Netzengpass erfolgen – sonst nicht

Herausforderungen

- Kein robustes natürliches Preissignal
- Unzureichende Messinfrastruktur im Verteilnetz

Grenzkosten des Verteilnetzes



Dezentrale Flexibilität in Energiesystemstudien

5 große deutsche Energiesystemstudien („Big Five“)

Grundsätzliches Vorgehen

- Szenarien-Analysen

Sektorübergreifende Modellierung

- Fokus auf gesamtes Energiesystem
- Geringe Genauigkeit in Einzelsektoren (Strom, Industrie, Verkehr, Wärme)
- Z.T. Kopplung mehrerer Modelle

Zeithorizont

- 2030 bis 2050



Dezentrale Flexibilität in den „Big 5“

Unsere Fragen an die Studien

- Abbildung dezentraler Flexibilitäten in Modell
- Wechselwirkung Strommarkt / Verteilnetz
- Annahmen zum Hochlauf der Flexibilitäten
- Quantifizierung des Flex-Mehrwerts

Ergebnisse

- Dezentrale Flex in keiner Studie im Fokus
- Flexible Verbraucher sind entweder unflexibel oder folgen dem Großhandelspreis
- Verteilnetze in nur einer Studie berücksichtigt (Langfristszenarien)

Explizite Abbildung dezentraler Flexibilität im Model

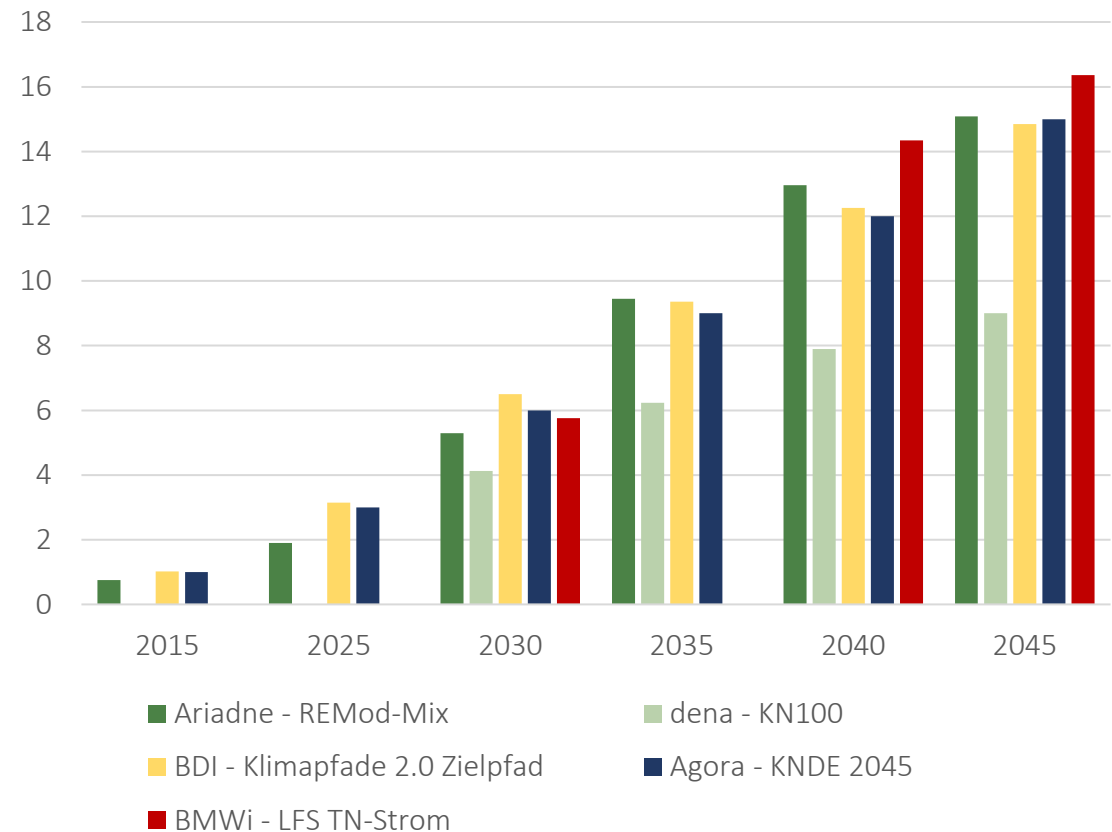
	Modell	Strommarkt	Verteilnetz
BDI <i>Klimapfade 2.0</i>	BCG	[✓]	✗
BMWK <i>Langfristszenarien</i>	FN ISI	✓	✓
Ariadne <i>Klimaneutralität 2045</i>	PIK	[✓]	✗
Agora Energiewende <i>Klimaneutrales D 2045</i>	Prognos	✓	✗
Dena <i>Aufbruch Klimaneutralität</i>	EWI	[✓]	✗

Kernaussagen der „Big 5“ zu Flex im Strommarkt

Erhebliche Einsparpotentiale durch dezentrale Flex im Strommarkt

- Reduktion gesicherter Leistung (bis über 50%)
- Flex-Potentiale neuer Verbraucher
Größenordnungen über konventionellem Verbrauch
- Flex-Einschränkung durch Verbrauchsverhalten bei Elektroautos geringer als bei Wärmepumpen

Anzahl Wärmepumpen (in Mio.)



Modellierung

Ansatz zur Quantifizierung des Mehrwerts von Flex

Analyse der drei wichtigsten Technologien: Wärmepumpe, Elektroauto und Heimspeicher

- Typische Verbraucher mit typischen Anlagen (nicht: Extremfälle, technisches Optimum)

Vergleich des Verhaltens unter drei Tarifen

- Festpreis
- Halb-Flex Tarif (Börsenstrompreis + konstante Netzentgelte)
- Voll-Flex-Tarif (Börsenstrompreis + zeitvariable Netzentgelte)

Implementierung: Python-Optimierungsmodell

- Stündliche Großhandelspreise und Netzbelastung aus 2021
- Zielfunktion: Flexibilisierung der Anlage zur Minimierung der (privaten) Stromkosten
- Auswertung der Verbrauchsprofile mit Tarifen, Börsenstrompreisen und approximierten Netzkosten

Abschätzung der Netzkosten (Netzausbaukosten)

Grundsätzliches Vorgehen

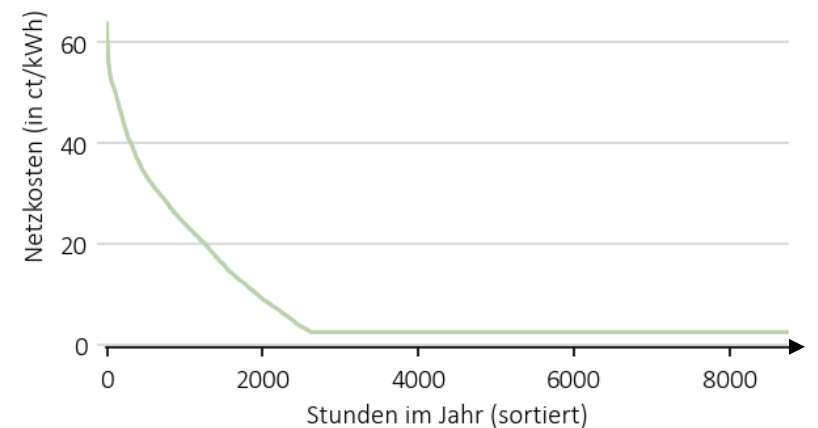
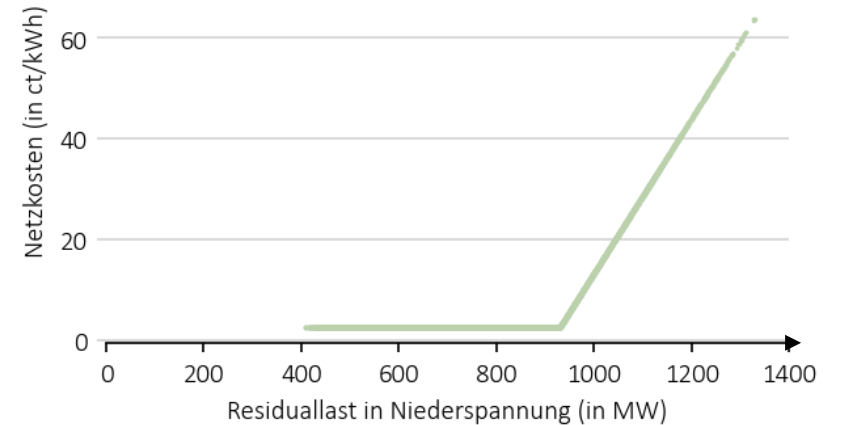
- Kosten des Übertragungsnetzes konstant (2 ct/kWh)
- Leitungsverluste konstant (0,5 ct/kWh)
- Wahrscheinlichkeit der Überlastung einzelner Netzstränge steigt mit zunehmender Netzlast
- Verteilnetzkosten steigen entsprechend an.

Kalibrierung: Residuallast der Berliner Niederspannung

- Stundenscharfe Daten
- Durchschnittliche Netzkosten = aktuelle Netzentgelte für Haushalte (8,2 ct/kWh)

Resultierende Kostenkurve

- <70% der Höchstlast: Verluste + Übertragungsnetz (2,5 ct/kWh)
- >70% der Höchstlast: linear ansteigende Netzkosten (bis 60 ct/kWh)
- In ca. 70% der Stunden sind die Entgelte bei 2,5 ct/kWh



Von Netzkosten zu Entgelten

Optimierung der Netzentgelt-Struktur

- Methodik: (quadratische) Abweichung zwischen Netzkosten und Entgelten minimieren

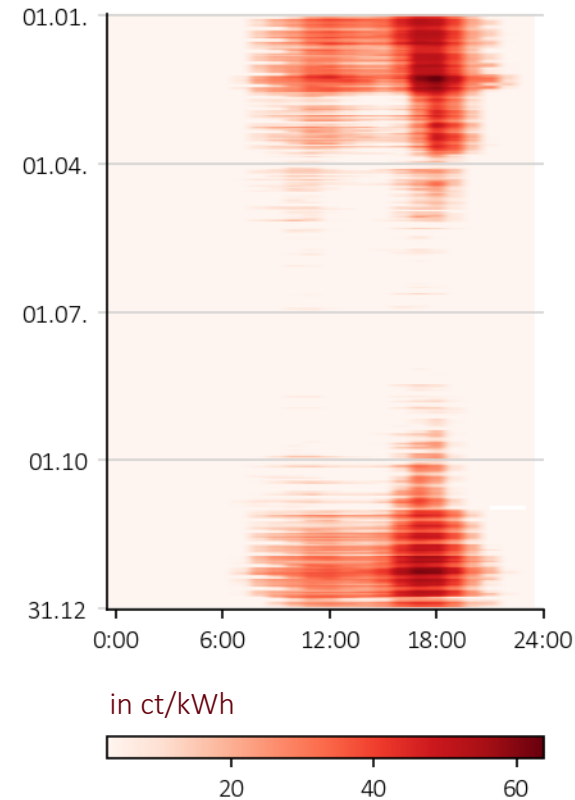
Annahmen

- 3 Tarifstufen
- Unterschiedliche Stundensprünge zwischen Monaten, Wochenende/Arbeitstag

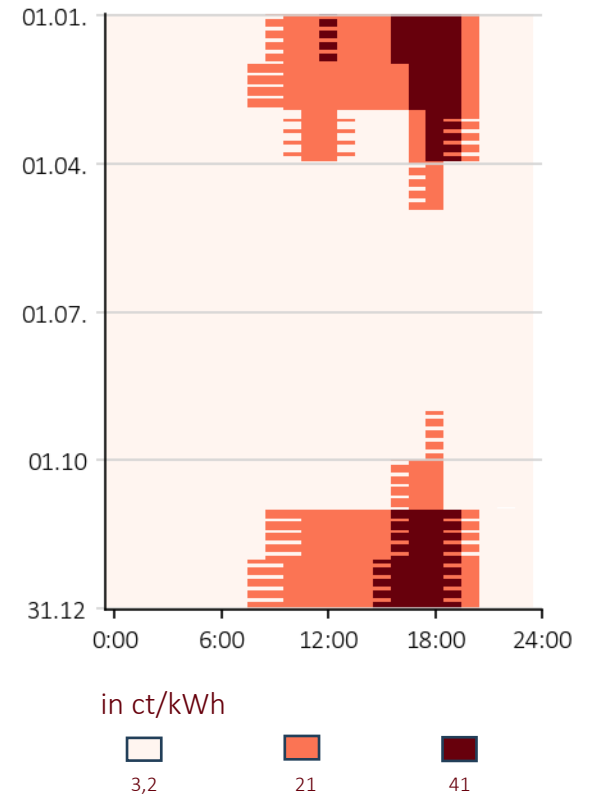
Ergebnis (Beispiel)

- Januar Hochtarif täglich 16:00 bis 21:00 und zusätzlich wochentags von 12:00 bis 13:00
- Februar täglich von 17:00 bis 21:00

Netzkosten



Netzentgelte



Komponenten des Haushaltstromtarifs

Energiekosten

- Stündlicher Day-ahead Großhandelspreis

Netzentgelte

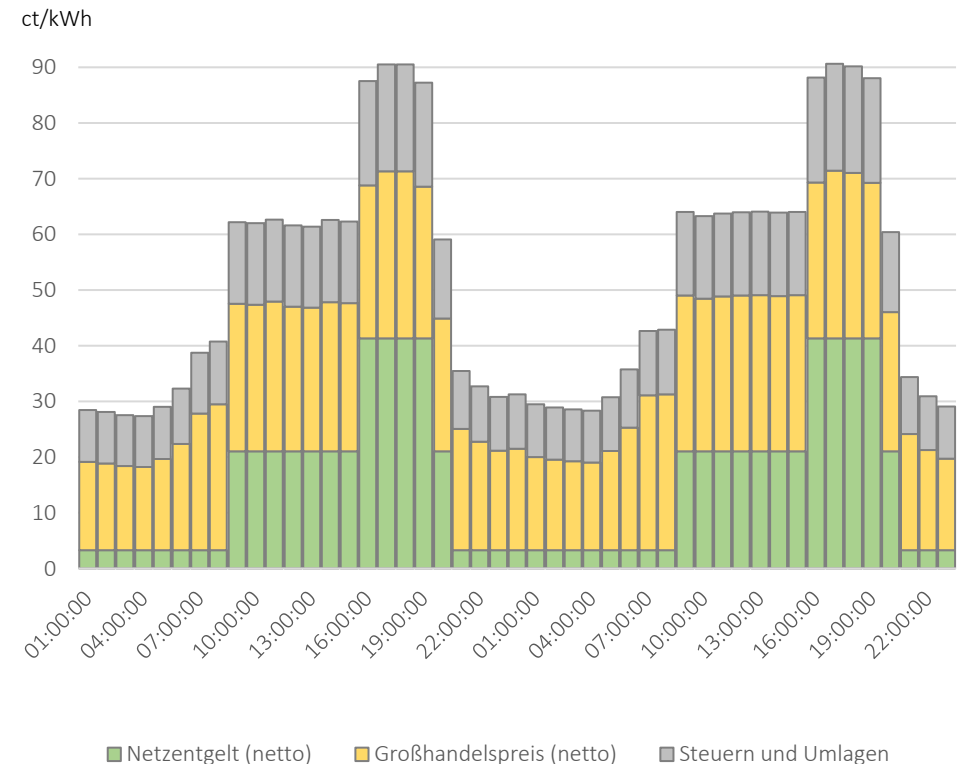
- Statisch zeitvariables Netzentgelt aus abgeschätzten Netzkosten

Steuern und Umlagen

- Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Umlagen (§19 StromNEV, Offshore, KWK) und Mehrwertsteuer
- (Aktuell) bis auf MWSt. nicht zeitvariabel

Nicht enthalten: Margen für Vertrieb und Grundkosten

Komponenten des Voll-Flex-Tarifs



Drei Tarif-Optionen

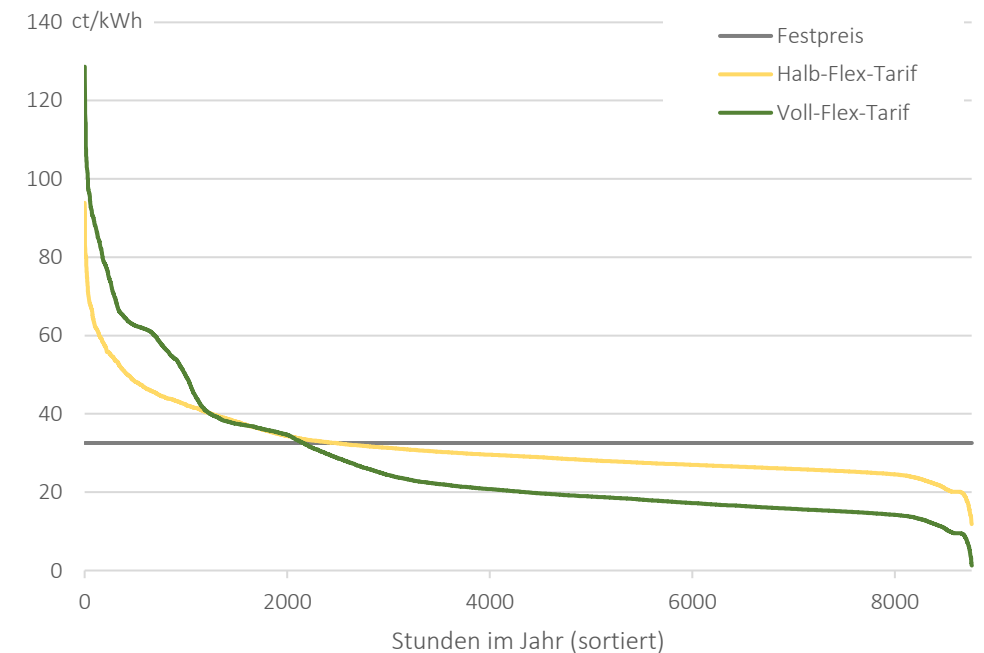
Skalierung der Tarife

- Kosten jedes unflexiblen Verbrauchers in allen Tarifen gleich
- Fairer Vergleich zwischen Flex und nicht-Flex („Äpfel mit Äpfeln“)

Unterschied in Tarifen

- Voll-Flex-Tarif gibt etwa doppelt so starke Flex-Anreize wie Halb-Flex-Tarif
- Mittlere absolute Abweichung zwischen Halb-Flex und Festpreis: 8,1 ct/kWh
- Mittlere absolute Abweichung zwischen Voll-Flex und Festpreis: 17,0 ct/kWh

Tarif-Spreizung im Vergleich



Überblick: Anlagenkonfiguration

Grundidee

- Typischer Haushalt mit konventionellem Verbrauchsmuster und Anlagenkonfiguration

Wohnhaus

- Bestands-Einfamilienhaus mit 140 m² Wohnfläche
- Baujahr 1980er

PV-Heimspeicher

- Dach-PV mit 6 kWp in Südausrichtung (ca. 30 m²)
- Batterie mit 6 kWh / 3 kW

Elektroauto (VW ID.3)

- 45 kWh Batterie
- Ladeleistung 11 kW mit 90% Ladeeffizienz
- 10442 km jährliche Fahrleistung
- 2180 kWh Jahresverbrauch (20.9 kWh pro 100 km)
- Ca. 1/3 des Stroms an öffentlichen Ladepunkten

Wärmepumpe

- Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 3.7 kW el. Leistung
- Heizstab mit 8 kW Leistung
- Warmwasserspeicher mit 15 kWh Speichervolumen
- Heizung mit Radiatoren
- Jahres-Wärmebedarf 17 500 kWh

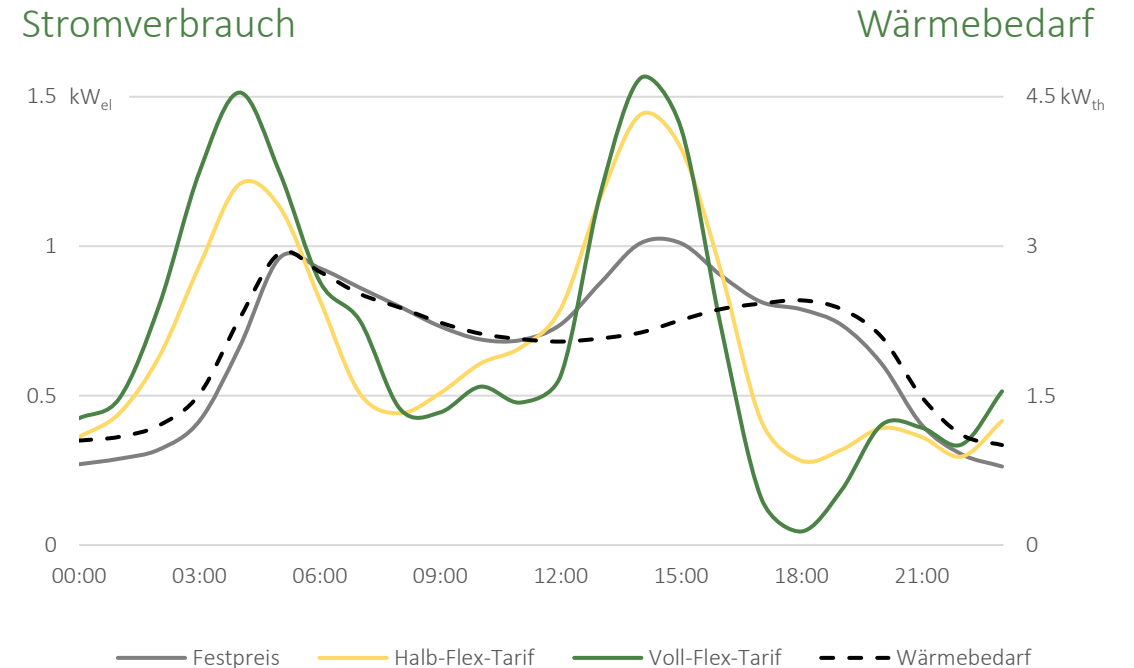
Flexibilisierung der Wärmepumpe

Festpreis

- Wärmepumpe läuft vor allem wenn Wärme benötigt wird
- Nachmittags höhere Außentemperaturen und höhere Leistungszahl
- Entsprechend weniger Verbrauch am Abend und nachts

Zeitvariable Tarife

- Stärkere Verschiebung des Betriebs
- Reduzierter Stromverbrauch Abends und Vormittags
- Erhöhter Verbrauch in Nacht und am Nachmittag



Ergebnis Wärmepumpe

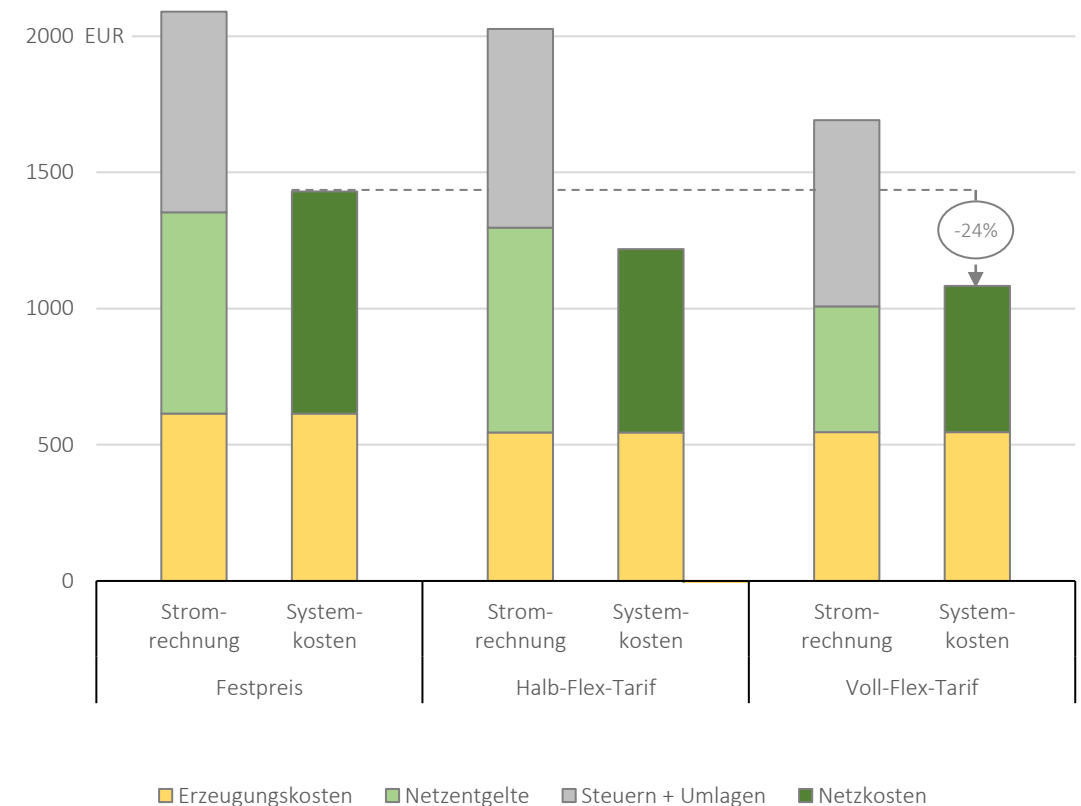
Privater Mehrwert vor allem bei Voll-Flex-Tarif

- Reduktion der Stromkosten um nur 64 EUR (3%) bei Halb-Flex-Tarif aber um insgesamt 398 EUR (19%) bei Voll-Flex
- Vermieden *Netzausbaukosten*

Signifikanter Systemnutzen bereits bei Halb-Flex

- Flex-Nutzung vermeidet oder verzögert Netzausbau und reduziert Stromgestehungskosten
- Erzeugungs- und Netzkosten sinken bei Halb-Flex-Tarif um 212 EUR (15%), bei Voll-Flex sogar um 346 EUR (24%)
- Marktlicher Betrieb der Flex (Halb-Flex) reduziert Netzkosten bereits erheblich (um 143 EUR)

Jährliche Stromkosten für Wärmepumpe



Ergebnis Elektroauto

Stromrechnung sinkt erheblich durch flexible Tarife

- Einsparung von 158 EUR (29%) bei Halb-Flex und um insgesamt 316 EUR (43%) Voll-Flex-Tarif (ggü. Festpreis)

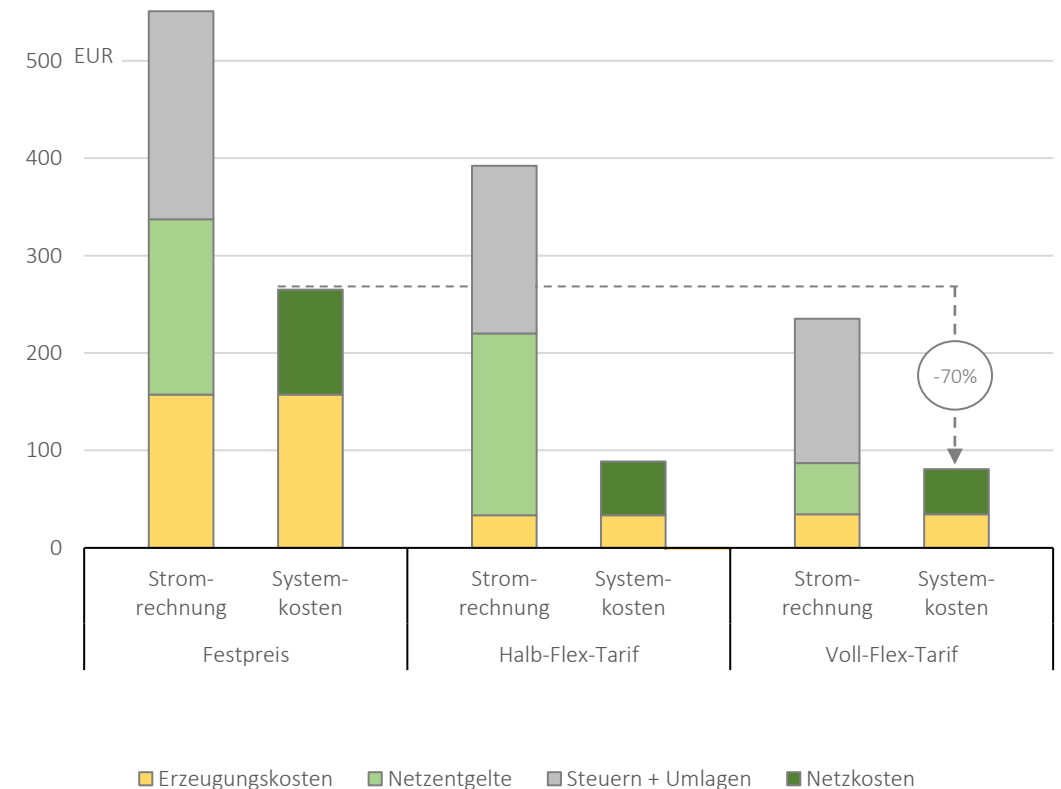
Hoher Systemnutzen bereits durch Halb-Flex-Tarif

- Erzeugungskosten sinken um 124 EUR, Netzkosten um 53 EUR
- Halb-Flex-Tarif (=marktlicher Betrieb) hebt bereits Großteil des Potentials fürs Verteilnetz, zusätzliche Einsparung durch Voll-Flex-Tarif gering

Voll-Flex-Tarif bietet Sparpotential bei Stromrechnung

- Netzentgelte sinken deutlich, Netzkosten allerdings kaum

Jährliche Stromkosten für Elektroauto



Ergebnis Heimspeicher

Geringer Systemnutzen des Heimspeichers bei Festpreis

- Speicher reduziert Stromrechnung um 343 EUR
- Stromsystem nur um 26 EUR entlastet
- Differenz sind private Ersparnisse, die andere Verbraucher:innen zahlen

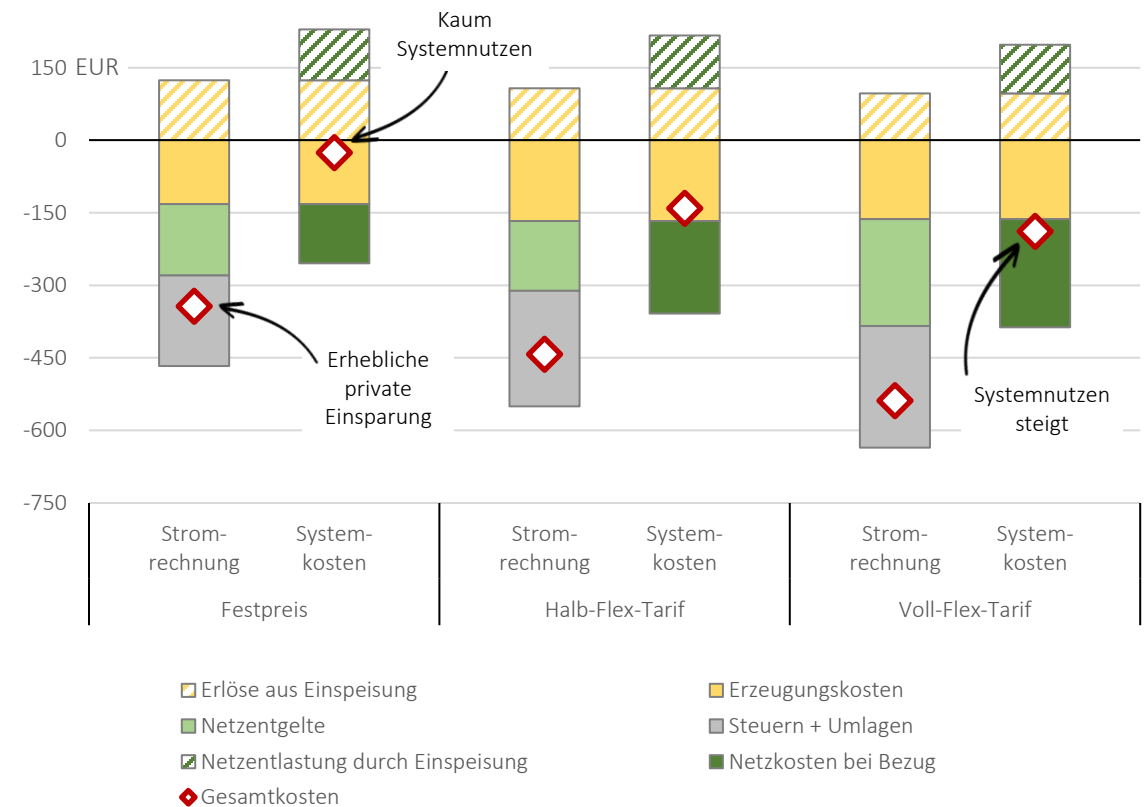
Halb-Flex-Tarif reduziert vor allem Systemkosten

- Stromrechnung sinkt nur um 99 EUR
- Einsparung bei Erzeugungs- und Netzkosten von 116 EUR

Weitere Einsparungen durch Voll-Flex-Tarif

- Privater Zusatznutzen von 96 EUR
- Zusätzliche Entlastung des Stromsystems nur noch 48 EUR

Einsparung durch Heimspeicher (ggü. kein Speicher)



Zusammenfassung der Ergebnisse

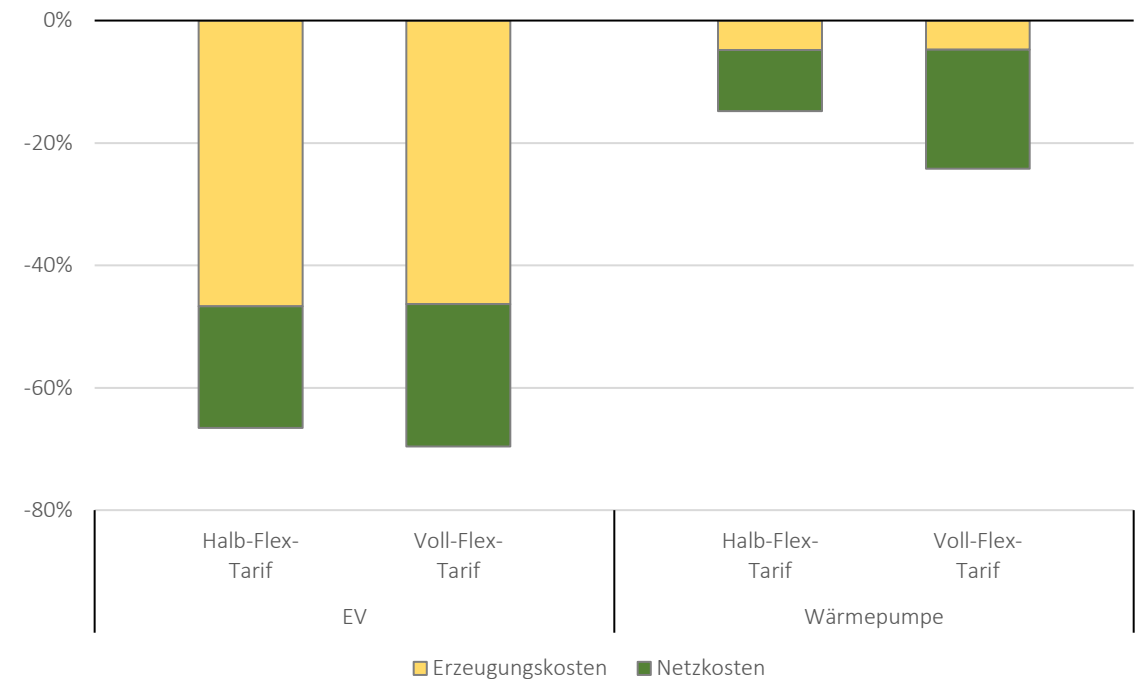
Einsparpotentiale von EV und Wärmepumpe

- Erhebliches Einsparpotential bei systemdienlichem Betrieb
- Anders ausgedrückt: nicht-Flexibilität ist teuer
- Bei Elektroauto etwa dreimal so hoch wie bei Wärmepumpe
- In diesem Sinne sind Elektroautos etwa „dreimal so flexibel“
- Marktlicher Betrieb (Halb-Flex) senkt bei beiden Technologien auch Netzkosten

Heimspeicher nicht direkt vergleichbar

- Verhältnis von PV-Erzeugung, Haushaltsverbrauch und Batteriegröße frei wählbar

Reduktion der Systemkosten durch Flexibilisierung



Mehrwert von Flex tendenziell noch unterschätzt

Zusätzlicher Mehrwert von Flex möglich

- Vermarktung von Flex auf Intraday-Markt (Markt)
- Nutzung von Flex zur Bilanzkreisbewirtschaftung (Markt)
- 1/4-Stunden-Auflösung (statt stündliche) von Strompreisen und zeitvariablen Entgelten (Markt & Netz)
- Zeitvariable Übertragungs-Netzentgelte (Netz)
- Zeitvariable Steuern und Umlagen

Noch ohne Komforteinschränkung für Nutzer:innen

- Beispiel: Zusätzlicher Flex-Mehrwert durch geringe Absenkung der Raumwärme während Dunkelflaute
- Komforteinschränkungen erhöhen Potential
- Ergebnisse nicht direkt vergleichbar mit Instrumenten, die zu Komfortverlust führen (z.B. BNetzA Festlegung)
- Komfortverlust kaum quantifizierbar; ggf. hohe Unterschiede zwischen Verbrauchern

→ Unsere Analyse ist konservative Abschätzung

Regulierung und Marktdesign

Förderung dezentraler Flexibilität

Falsch eingesetzte Flexibilität *verteuert* Stromversorgung

- Lastgetriebener Einsatz: ohne Berücksichtigung von Strommarkt oder -netz
- Falsche Anreize: z.B. Hochpreistarif mittags in Sommermonaten

Pauschale Förderung von Flexibilität nur sinnvoll in Verbindung mit richtigen Betriebsanreizen

- Derzeit häufig Investitionsförderung ohne geeignete Betriebsanreize
- z.B. KfW-Kredite, Flex-Ziele und -Förderung nach aktueller EU-Strommarktreform

Stattdessen: Fokus auf Anreiz zum systemdienlichen Einsatz von Flex

- Anreize zum Ausgleich von Strompreis-Schwankungen (Strommärkten) und Entlastung von Engpässen (Verteilnetz)

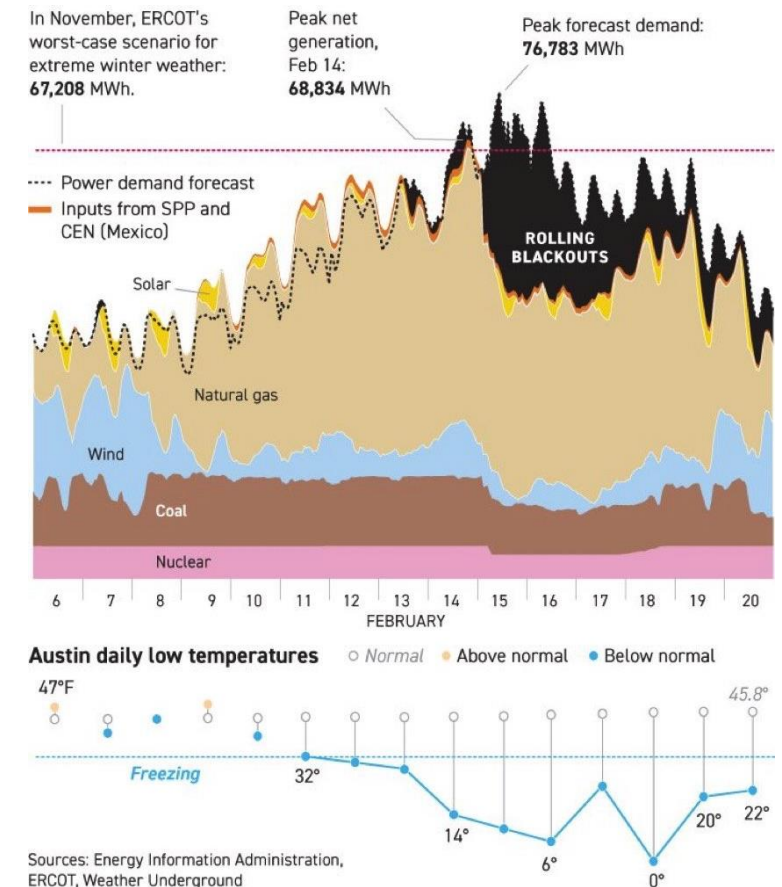
Eingriffsrecht in Notsituation

Eingriffsrecht für Netzbetreiber in Notsituationen

- Gezielte Dimmung bzw. Abschaltung von Speichern, E-Autos und E-Heizungen in Not-Situationen
- Alternative: Abwurf ganzer Verteilnetze

Einmal alle paar Jahre oder Jahrzehnten

- Hat nichts mit Flexibilität im Alltag zu tun



Instrument für den Strommarkt: Halb-Flex-Tarife

Großhandelspreis an Verbraucher weitergeben (dynamischer Tarif)

- In vielen Ländern seit langem weit verbreitet, in Deutschland seit wenigen Jahren verfügbar (Tibber etc.), aber noch wenig verbreitet
- Preis spiegelt Grenzkosten der Erzeugung
- Sinnvoller Anreiz zur Lastverschiebung für Strommarkt

Aufgabe der EVU

- Kundenreaktion aggregieren und antizipieren
- Übersetzung der Kundenreaktion in Gebotsfunktion am Day-ahead Markt

Absicherung gegen Preisschwankungen

Preisrisiko für Verbraucher

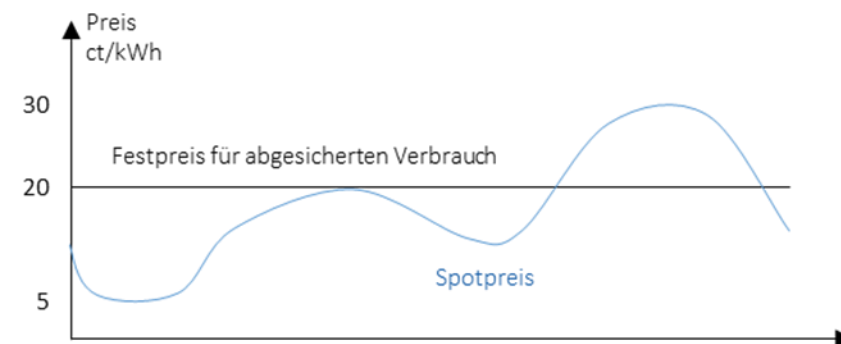
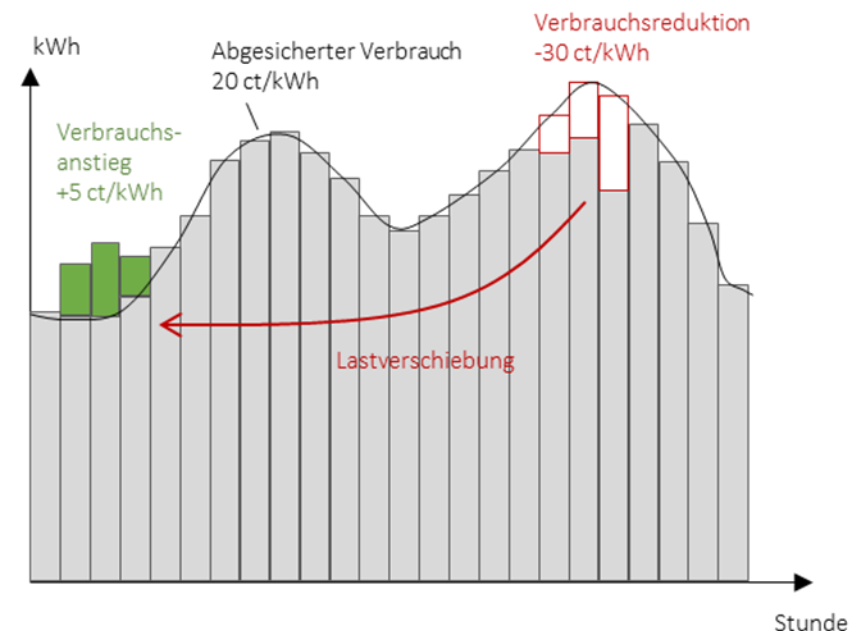
- Keine Absicherung gegen Preisschwankungen bei Halb-Flex-Tarif

Unser Vorschlag: Abgesicherter Echtzeit-Tarif

- Bestimmtes Verbrauchsprofil zu festem Preis abgesichert
- Nur Profil-Abweichungen führen zu Einsparungen bzw. Mehrkosten

Ergebnis: Versicherungswirkung ohne Anreizverzerrung

- Vollständiger Erhalt von Anreizen für Lastverschiebung und situativem Energiesparen



Ausblick Halb-Flex-Tarife

Bewertung

- Einführung von Halb-Flex-Tarifen möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll
- Positiver Nebeneffekt: Reduziert tendenziell Verteilnetz-Belastung

Kein größerer politischer Regulierungsbedarf

- Weitergabe von Day-ahead Preisen bereits heute möglich
- Freie Entscheidung von Vertriebsunternehmen
- Langsamer Smartmeter-Rollout bremst Marktentwicklung

Mittelfristig Erweiterungsoption

- Weitergabe von Intraday- und Ausgleichsenergie-Preisen

Vielzahl an Instrumenten für das Verteilnetz

	Instrument	Beschreibung
Eingriffsrechte	Dimmung ausgewählter Anlagen	Unangekündigte Dimmung bestimmter Anlagentypen auf vorher definierte Leistung (z.B. Module 1 und 2 der aktuellen BNetzA-Festlegung zu EnWG §14a)
	Abschaltung ausgewählter Anlagen	Komplette Abschaltung bestimmter Anlagentypen. Abschaltung kann unangekündigt oder in festen Sperrzeiten erfolgen (z.B. alte Fassung EnWG §14a)
	Dimmung des gesamten Haushaltsverbrauchs	Dimmung der gesamten Haushalts-Anschlussleistung. Zeitfenster können langfristig oder kurzfristig festgelegt werden (z.B. aktueller Vorschlag der niederländische Regulierungsbehörde)
Preisinstrumente	Statisch-zeitvariable Netznutzungsentgelte	Zeitvariable Netzentgelte, die lange im Voraus festgesetzt werden (z.B. Modul 3 der BNetzA-Festlegung zu EnWG §14a)
	Dynamisch-zeitvariable Netznutzungsentgelte	Zeitvariable Netzentgelte, die erst kurz vor Lieferung festgesetzt werden, z.B. am Vortag (z.B. einige Schweizer VNB)
	Critical peak pricing	Sehr hohe Netzentgelt-Arbeitspreise in wenigen Stunden im Jahr. Die Tarifhöhe wird mit langer Vorlaufzeit festgelegt, der Zeitpunkt des Eintretens hoher Preisstufen kurzfristig (z.B. Sacramento in den USA und in Frankreich)
	Netzentgelt-Aufschlag bei Netzhöchstlast	Stark erhöhter Arbeitspreis in Viertelstunden mit höchster Netzlast im Jahr. Rückwirkende Bestimmung des Zeitpunkts. (z.B. Triads in Großbritannien)
	Situative, kurze Leistungspreise	Netzentgelt-Leistungspreis für Verbrauchsspitze in kurzen Zeiträumen. Leistungspreis ist nur in Zeiträumen größer als null, in denen Netzüberlastung erwartet werden kann, z.B. Abendstunden (z.B. Netzentgelte in Griechenland)

Instrumente für das Verteilnetz

Drei wesentliche Ausgestaltungsoptionen

- Freiwilligkeit im Abruf (Eingriffsrecht des Netzbetreibers vs. Preissignal)
- Vorlaufzeit (Jahr, Tage, Stunden oder rückwirkend)
- Präzision der Steuerung (von binär bis kontinuierlich)

Die drei Dimensionen sind unabhängig voneinander kombinierbar

Freiwilligkeit des Abrufs

Preissignal

- Verbraucher/Aggregator entscheidet über Verbrauchsanpassung (entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft)
- z.B. zeitvariables Netzentgelt an Verbraucher oder Aggregator
- Finanzieller Vorteil: im Mittel geringere Netzentgelte

Eingriffsrecht für VNB

- VNB dimmt einzelne Verbraucher oder schaltet diese komplett ab
- Ausgestaltung: Freiwillige Teilnahme oder verpflichtend?
- Finanzieller Vorteil: pauschale Kompensation, z.B. reduziertes Netzentgelt
- In der Lenkungswirkung: Eingriffsrecht äquivalent zu unendlich hohem Netzentgelt

Eingriffsrecht vs. Preissignal: Vergleich und Bewertung

Unsere Bewertung

- Empfehlung für Preissignale

	Eingriffsrecht	Preissignal
Priorisierung der Verbraucher	Alle Verbraucher gleich	Differenzierung der Verbraucher nach Zahlungsbereitschaft
Zusammenspiel von Signalen	Keine Abwägung: Netzsignal überwiegt immer Marktsignal	Wechselwirkung zwischen Preissignalen aus Strommarkt und Verteilnetz
Sicherheit über Lastverschiebung	Hohe Sicherheit	Weniger Sicherheit
Ökonomische Effizienz	Ineffizient (vgl. Steuer vs. Cap-and-trade, aber ohne Handel)	Effiziente Nutzung von Potentialen

Vorlaufzeit: Ausgestaltungsoptionen

Vorlaufzeit unabhängig vom Instrument

- Kurze und lange Vorlaufzeit bei Eingriff- und Preisinstrument möglich

	Eingriffsrecht	Preissignal
Vorjahr	Last-Dimmung oder Abschaltung in festen Sperrzeiten	Statisch-zeitvariable Netzentgelte
Kurzfristig	Unangekündigte Last-Dimmung oder -Abschaltung	Dynamisch-zeitvariable Netzentgelte; Critical Peak pricing ¹
Rückwirkend		Netzentgelt-Aufschlag bei Netzhöchstlast ² ; Situative, kurze Leistungspreise

1: Arbeitspreis langfristig festgelegt, Zeitpunkt kurzfristig bestimmt

2: Leistungspreis langfristig festgelegt, Lastspitze gemessen

Vorlaufzeit: Trade-off

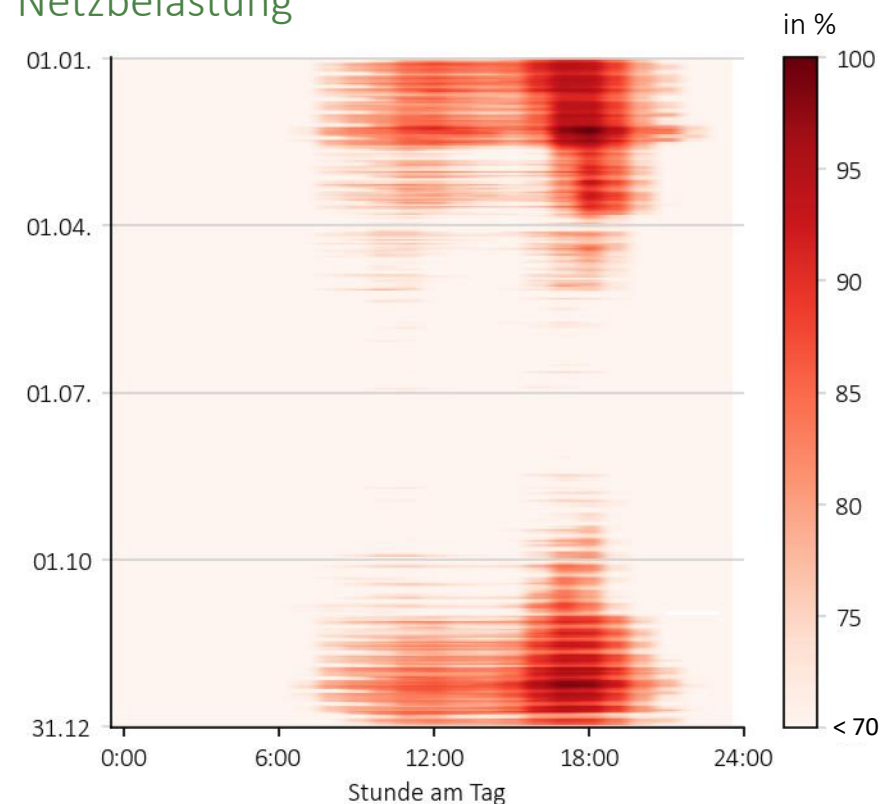
Lange Vorlaufzeit

- Teil der Netzbelastung durch Tageszeit, Jahreszeit, Wochentag, Feiertag determiniert
- Ermöglicht stärkere Flex-Reaktion
- Flex-Potential kurzfristig beschränkt, z.B. Abschalten von Wärmepumpe nur nach vorausschauendem Laden

Kurze Vorlaufzeit

- Präzisere Netzprognosen
- Wetterbedingte Netzbelastung nur kurzfristig vorhersehbar: EE-Einspeisung, temperaturbedingter Verbrauch
- Vermeidet Flex-Einsatz in Zeiten ohne Engpass

Netzbelastung



Berliner Niederspannung, Jahr 2021

Vorlaufzeit: Bewertung

Sinnvolle Vorlaufzeit abhängig vom Netzgebiet

- Empirische Frage: Wie gut lassen sich Überlast-Ereignisse kalendarisch bestimmen?

Grenzen der Umsetzbarkeit

- Kurze Vorlaufzeit zeitnah kaum umsetzbar (sowohl für Preisinstrumente als auch Eingriffsrechte)
- Kommunikationsinfrastruktur fehlt
- Kaum Messinfrastruktur zu Auslastung des Verteilnetz, nur Abschätzungen möglich

Ziel

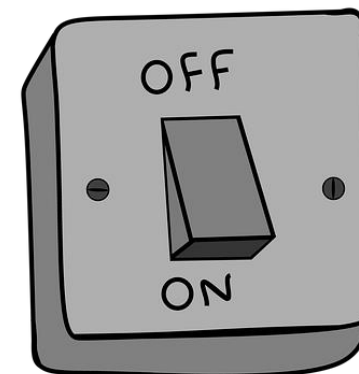
- Statische Signale als Zwischenschritt: Innovationen und technologisches Lernen anstoßen
- Mittelfristig: Vorlaufzeit deutlich verkürzen → weniger „unnötige“ Lastverschiebungen (ohne Engpass)
- Höchstes 24h Vorlaufzeit: Wetterprognosen erst dann genügend genau

Präzision der Steuerung

Wie präzise ist Lastreduktion / -erhöhung möglich?

Kontinuum zwischen

- Binär (Sperrzeiten mit Last Abregelung / unendlich hohe Netzentgelte)
- Fein-gestuft (kontinuierliche Dimmung / viele Preisstufen)



Präzise Steuerung „verschmiert“ Nachhol- / Vorzugseffekte

- Binäre Steuerung: höhere Gefahr neuer Lastspitzen durch zeitgleichen Einsatz

Bewertung

- Begrenzung des Flex-Abrufs aufs Notwendigste wünschenswert
- Nur möglich wenn Netzzustand (hinreichend) bekannt



Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Dezentrale Flex für den Strommarkt

- Großhandelspreis an Verbraucher weitergeben (Halb-Flex-Tarif)
- Halb-Flex-Tarif gibt richtige Anreize, ist umsetzbar, schöpft großen Teil des Flex-Potentials aus, und hat positiven Nebeneffekt auf Verteilnetze

Dezentrale Flex für das Verteilnetz

- Lastverschiebung fürs Verteilnetz nur bei Engpässen, um Flex-Nutzung für Strommarkt nicht zu beschränken
- Erhebliche Vorteile von zeitvariablen Netzentgelten ggü. Eingriffsrecht für VNB
- Unabhängig davon: feinstufigere Signale sinnvoll – Begrenzung auf wenige Preis-/Dimm-Stufen nicht notwendig
- Vorlaufzeit des Netz-Signals perspektivisch ≤ 24 Stunden, Netzprognosen erst dann genau genug

Neue Netzbelastung durch
Flexibilitätseinsatz

Neue Netzbelastung durch Verbrauchskonzentration

Befürchtung: Alle Verbraucher reagieren gleichzeitig

- Flex-Einsatz bewirkt neue Netzüberlastung

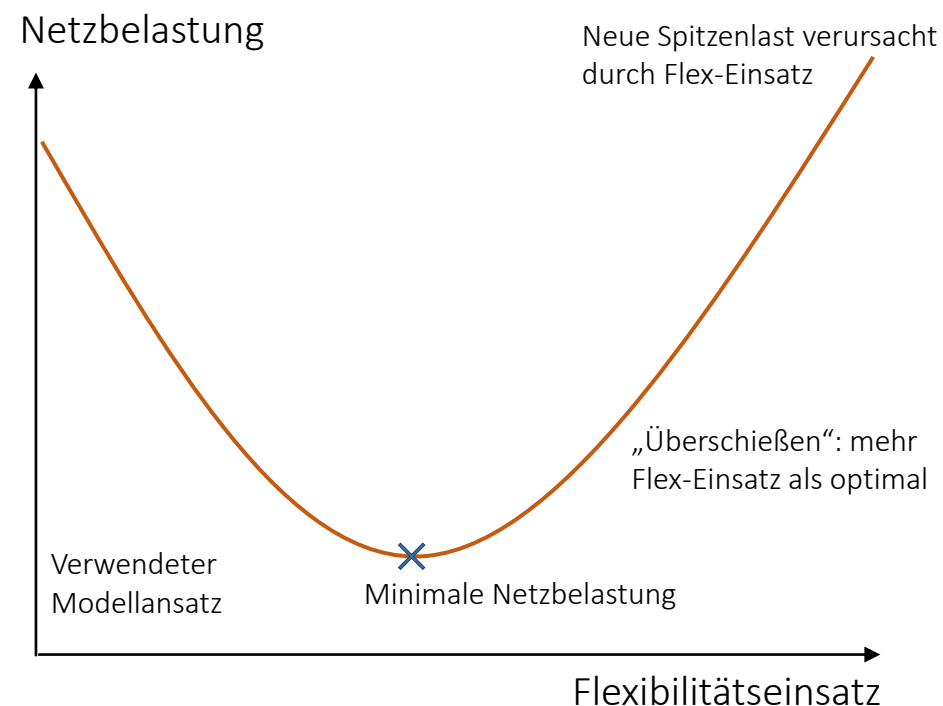
Grundproblem: fehlende Rückkopplung

- Auslösung durch alle Instrumente, die keinen Feedback erlauben
- Netzentgelte, Sperrzeitfenster, day-ahead Großhandelspreise

Empirische Frage: Wie stark konzentriert sich der Verbrauch?

- Hängt ab vom Grad der Synchronisierung der Anlagen
- Anlagenkonfiguration, Korrelation der Tagesrhythmen der Verbraucher:innen, Präferenzen hinsichtlich Lastverschiebung, Unterschiedlichkeit der Optimierungsansätze
- Optimierungsmodelle bilden Heterogenität inhärent schlecht ab

Einfluss von Flex auf Netz



Netzentlastung durch marktliche Lastverschiebung

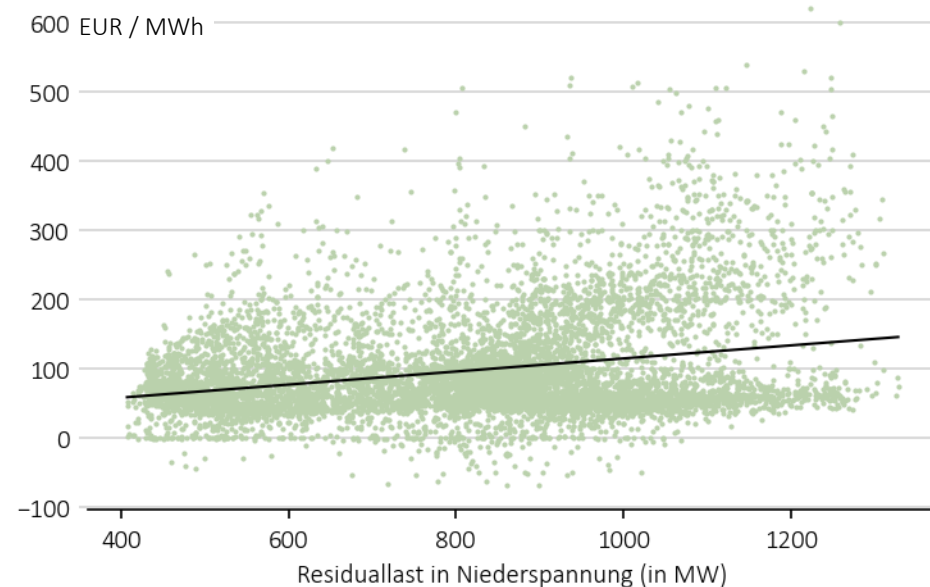
Heute

- Auch Halb-Flex-Tarif entlastet Verteilnetz
- Grund: in Stunden mit niedrigen Strompreisen keine hohe Netzbelastung
- Kausaler Zusammenhang: Hoher Verbrauch → hohe Verteilnetzbelastung und hohe Strompreise

Zukunft

- Viele automatisierte Verbraucher reagieren gleichzeitig
- Flexibler Verbrauch konzentriert sich
- Neue Lastspitzen (Überschießen)

Großhandelspreisen und Verteilnetzbelastung



Berliner Niederspannung 2021

Instrumente zur Vermeidung neuer Lastspitzen

Theoretisch optimale Lösung: nodale Preise auf Verteilnetzebene

- Stromkosten sind Gleichgewichtspreise, lokale Lastkonzentration führt zu steigenden Preisen
- Umsetzung wegen hoher Komplexität keine Option

Dynamisch-zeitvariable Netzentgelte (Vortag)

- Hohe Netzentgelt-Arbeitspreise bei erwarteter Lastkonzentration, kompensieren Börsenpreise in kritischen Stunden

Präzisere Netzentgelte (stündliche Entgelte)

- Feine Abstufung zu Verhinderung plötzlicher Nachholeffekte

Situative, kurze Leistungspreise (wenige Stunden)

- Leistungspreise in kurzen Zeitfenstern, in denen neue Lastspitzen erwartet werden
- Beispiel: Leistungspreis an jedem Tag für höchste Last zwischen 01:00 und 05:00 Uhr
- Leistungspreise machen Lastspitzen teuer → Verbrauch verteilt sich über mehrere Stunden
- Scheint das vielversprechendste Instrument

Zusammenfassung und Empfehlungen

Ergebnisse der Studie

Großes Einsparpotential durch Flexibilität

- Stromsystem-Kosten für Wärmepumpen können um 24% gesenkt werden, bei Elektroautos sogar um 70%
- Stupide geladenes Elektroauto verursacht mehr als 3x so hohe Kosten im Energiesystem wie intelligent geladenes

Vorteile nicht nur für flexiblen Haushalt, sondern für alle

- Niedrigere Strompreise und geringere Netzentgelte

Systemdienlicher Einsatz nur bei sinnvollen Anreizen

- Gegenbeispiel: Eigenverbrauchsoptimierung von Heimspeichern – kaum positive Effekte auf Stromsystem

Marktgetriebene Flexibilität entlastet heutzutage auch das Verteilnetz

- Dynamische (Halb-Flex-)Tarife sind aktuell netzdienlich

Empfehlungen hinsichtlich Regierung und Marktdesign

Dynamische Tarife sind sinnvoll

- Entlastung des Strommarkts und (als positive Nebeneffekt) der Verteilnetze

Eingriffsrechte von Netzbetreibern haben Nachteile

- Eingriffsrecht entspricht in der Steuerungswirkung unendlich hohem Netzentgelt
- Ökonomisch ineffizient, da unterschiedliche Präferenzen nicht berücksichtigt werden (zwischen Haushalten und über die Zeit)
- Hohe Anforderungen an Verteilnetzbetreiber (Ansteuerung von Millionen von Einzelanlagen)
- Hinsichtlich “Überschießen” sind Sperrzeitfenster in keinem Aspekt besser als zeitvariable Netzentgelte

Fahrplan für zeitvariable Netzentgelte

Kurzfristig einführen

- Statisch-zeitvariable Verteilnetz-Entgelte einführen
- Innovation und Investitionen bei Herstellern, Aggregatoren, Versorgern, Konsumenten

Mittelfristig weiterentwickeln

- Dynamische Entgelte (Wetter abbilden)
- Feinere Abstufung (Nachhol-Spitzen vermeiden)

Ergänzen um Anreize, um „Überschießen“ zu vermeiden

- Wohl am sinnvollsten: situative Leistungspreise



Mehrwert dezentraler Flexibilität

Anselm Eicke, Lion Hirth, Jonathan Mühlenpfordt · 20. Februar 2024

