



Anhörung zu variablen NNE im Zuge der Festlegung §14a EnWG

16. März 2023 | ppa. Markus Adam, LL.M.

Auf die Hand

Daten und Fakten über LichtBlick.



1,7

Mio. LichtBlickende

Alles fing mit 8 Strom-abnehmer*innen an – heute sind wir 1,7 Millionen LichtBlickende. Und LichtBlick ist damit Deutschlands größter Ökostromanbieter. Aber zusammen sind wir noch viel mehr: Wir sind der Beweis dafür, dass wir etwas verändern können.



520

Mitarbeitende

LichtBlick wurde 1998 mit der Liberalisierung des Energiemarktes gegründet. Unser Hauptsitz befindet sich im Hamburger Münzviertel. Dort arbeiten rund 520 Mitarbeiter in den Bereichen Kundenservice, Technik, Vertrieb, Marketing, Kommunikation, Green Energy Markets und Produktentwicklung.



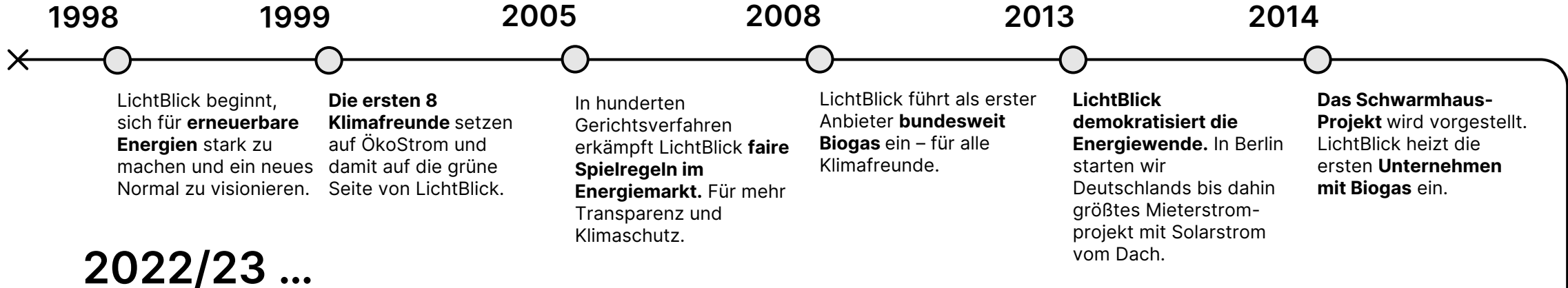
1.14

€ Mrd. Umsatz

2021 war ein erfolgreiches Jahr – trotz Marktturbulenzen. Das Fundament für LichtBlicks Klima- und Wachstumsstrategie: eine starke Vertriebsleistung und über 1,7 Millionen LichtBlickende.

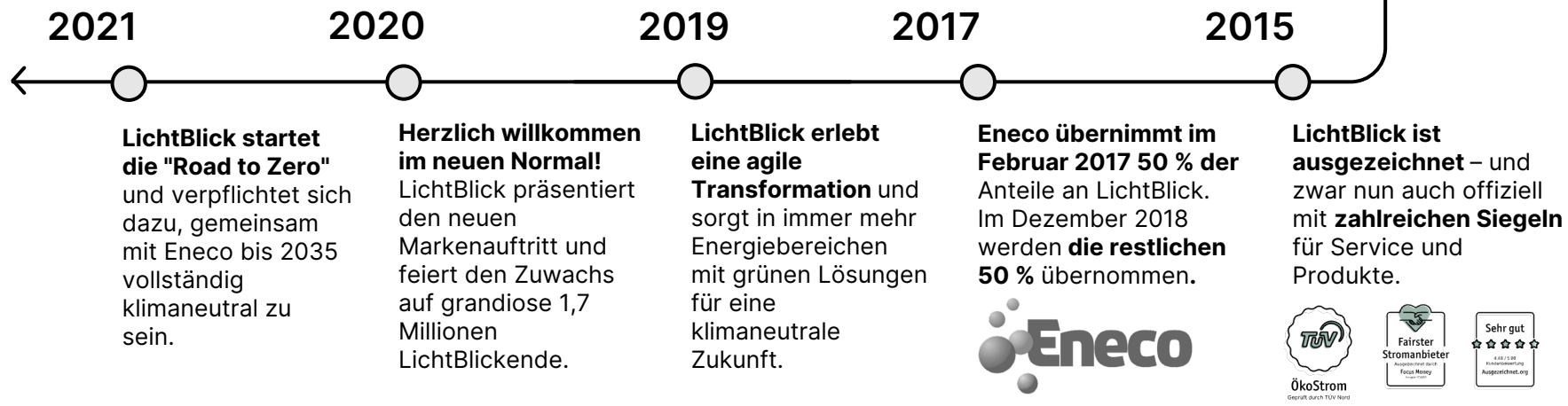
25 Jahre Normalität neu definiert

Die LichtBlick Unternehmensgeschichte.



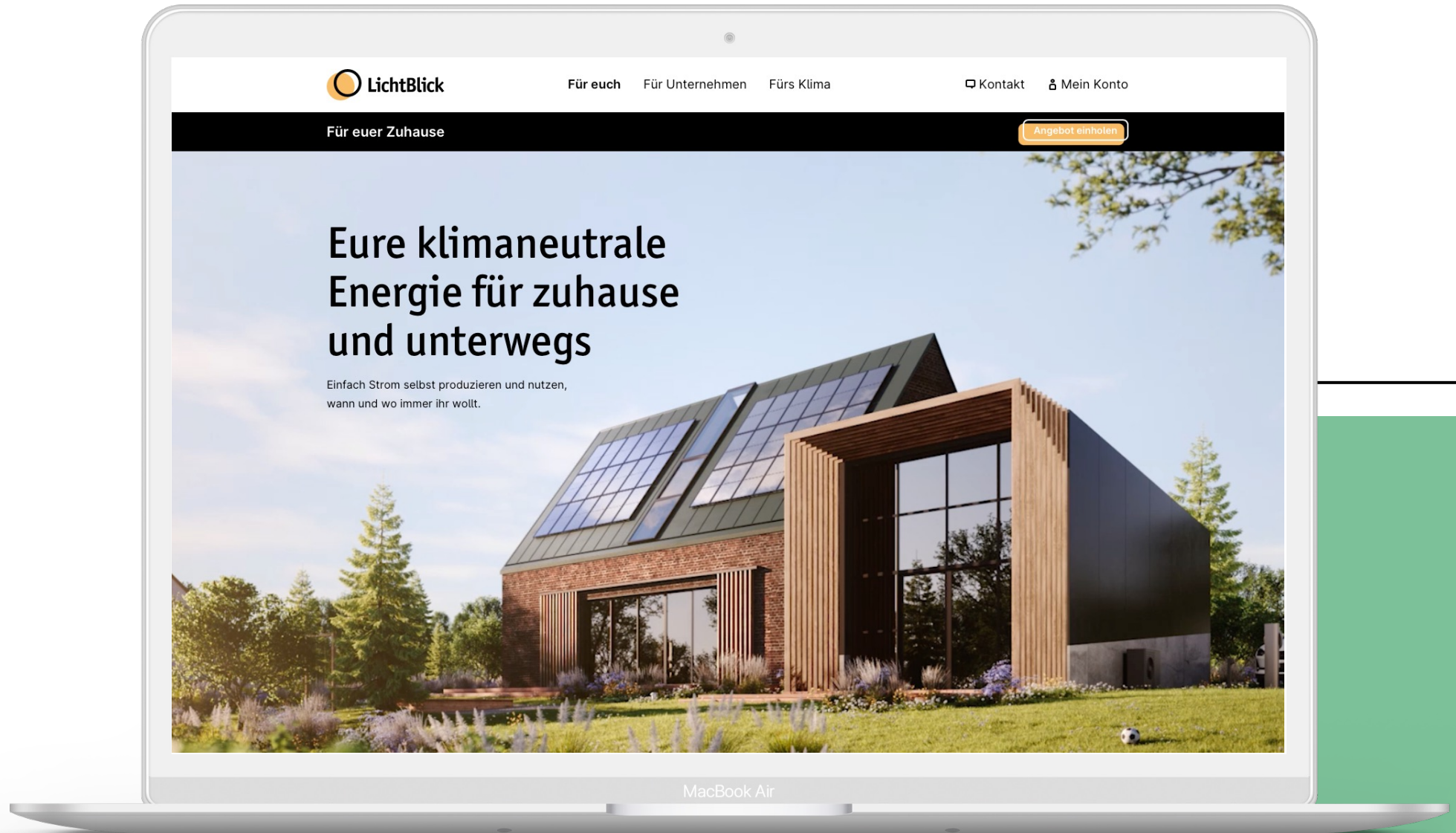
2022/23 ...

LichtBlick startet erfolgreich das Energy-as-a-Service Geschäft und ist nicht mehr nur ÖkoStrom-Anbieter. Kunden können mit uns ihr klimaneutrales Zuhause ausstatten. PV-Anlage, Batteriespeicher, Wallboxen und bald auch Wärmepumpe – alles aus einer Hand.



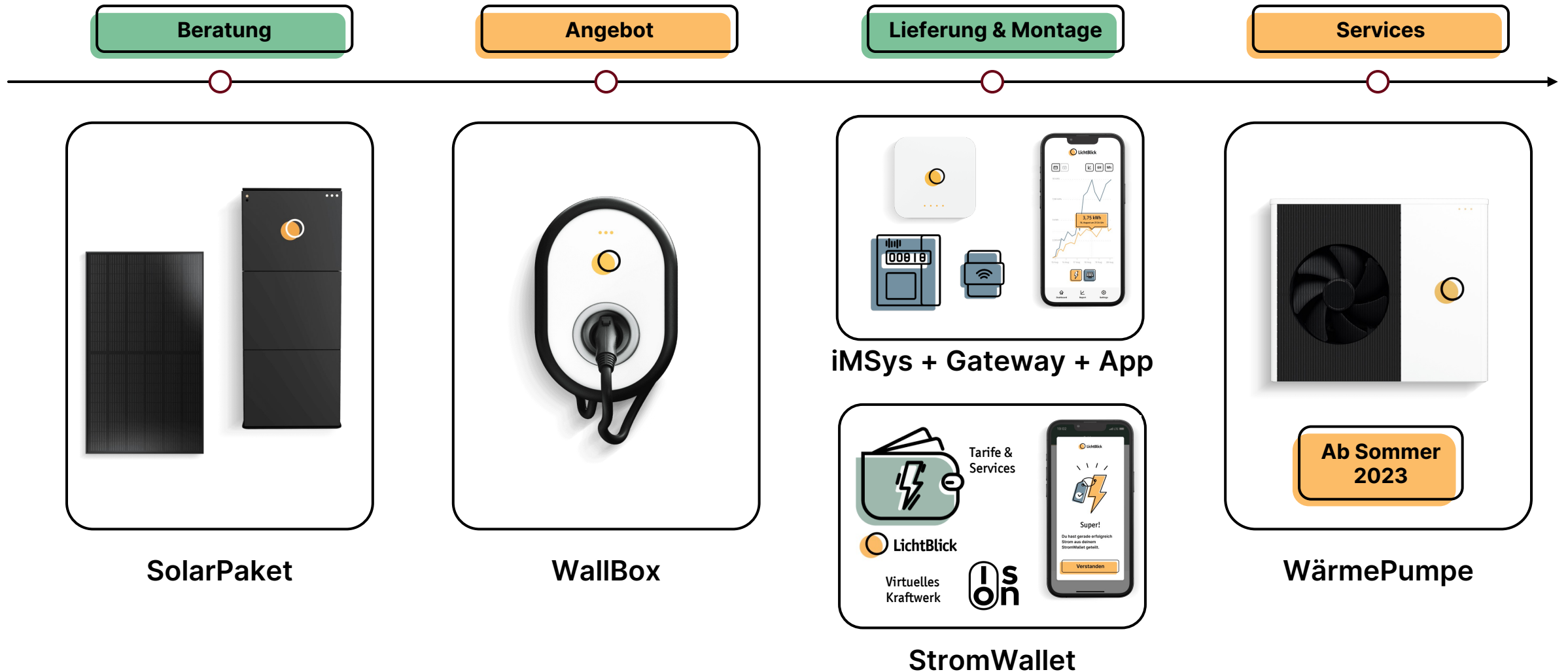
Energy as a Service

Live view on website



Das Produkt- und Dienstleistungsportfolio für den klimaneutralen Lebensstil

Das Energiekomplettpaket als Lösungen statt Einzelkomponenten



Bye Bye, Erdgas – Willkommen Flexibilität!

Zukünftige Flexibilitätsoptionen und Prosumer-Potential

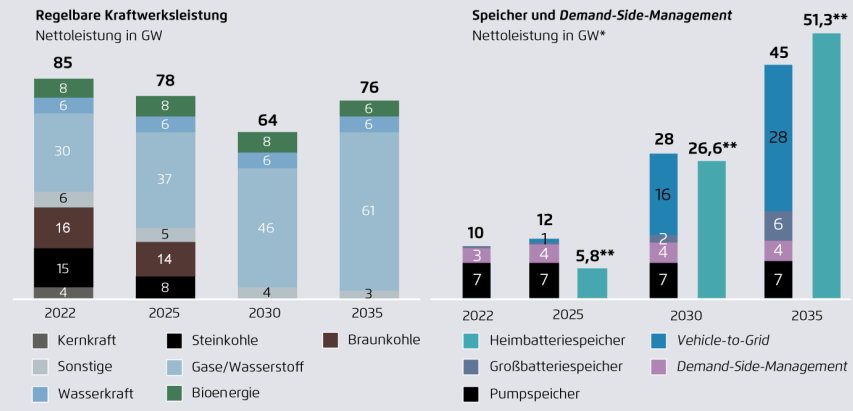


Für den Umbau in ein 100 % erneuerbares Energiesystem braucht es neben dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren auch **viel mehr Flexibilität im System.**



Wird aktuell die Flexibilität noch Vielfach durch Gaskraftwerke bereitgestellt, wird dies in Zukunft verstärkt **durch Speicher und Demand-Side-Management** ermöglicht.

Flexibilitätsoptionen inklusive regelbarer Leistung im Szenario KNS2035 Abbildung 10



Prognos (2022)
 * Mittlere Speicherkapazität: Batteriespeicher 1 Stunde, Pumpspeicher 8 Stunden | Demand-Side-Management (DSM) = kurzfristiges Lastverschiebungspotenzial in der Industrie | Vehicle-to-Grid: Batterieelektrische Fahrzeuge, die aus ihrer Batterie auch in das Stromnetz einspeisen können.
 ** Heimspeicher werden zum Teil für Eigenverbrauch betrieben.

Das Prosumer-Potential in Deutschland

Wo aktuell ein wirtschaftlicher Einsatz von Photovoltaik möglich ist

Prosumer-Potential in Ein- und Zweifamilienhäusern





Siedlungs-kategorie	Anzahl EZFH	Potentielle Solardächer in Prozent	Potentielle Solardächer Anzahl
Ländlicher Raum	9,9 Mio.	75 %	7,4 Mio.
Verstädterter Raum	5,3 Mio.	60 %	3,2 Mio.
Städtischer Raum	0,5 Mio.	50 %	0,2 Mio.
Deutschland	15,7 Mio.		10,8 Mio.


15,7 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser, davon 10,8 Mio. Prosumer-Potential

LichtBlick Prosumer-Report 2022 4

An aerial photograph of a large, multi-gabled building with a vibrant red metal roof. The roof is covered with numerous blue solar panels, arranged in several large, roughly rectangular sections. The building is surrounded by lush green trees and a paved courtyard area. In the background, a parking lot with a few cars is visible. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

**10,8 Mio flexible
Energiewendemacher*innen!**

-  **1** Wie weit sind wir von marktgekoppelten Stromtarifen (nicht Netzentgelten) für Haushaltskunden entfernt? Wie viele Haushalts-Kunden machen bereits heute Gebrauch von marktgekoppelten Stromtarifen? Oder sonstige Kunden in der Niederspannung? (über 100TkWh)
-  **2** Bitte bewerten Sie die Modelle 2 b-d auf ihre Reife und beschreiben Sie die technischen Voraussetzungen beim Kunden (u.a. Heimsysteme), bei Ihnen (u.a. Optimierung und Beschaffung, Abrechnung und Transparenz) und gegenüber dem VNB/MSB (u.a. Messwerte, Eingriffe nach § 14a)? Die Steuerung muss gemäß Positionspapier der Bundesnetzagentur über das iMSyS stattfinden.
-  **3** Welche Tarifoptionen müsste der Stromanbieter bei der Einführung variabler Netzentgelte dem Kunden anbieten? Wie wird das Angebot, die Chance und das Risiko, dem Verbraucher/der Verbraucherin transparent gemacht (mit/ohne variable Netzentgelte, mit/ohne dynamischem Strompreis)?
-  **4** Wie bewerten die Lieferanten variable Netzentgelte, wenn wie von der BNetzA im Rahmen der Festlegung zu § 14a EnWG vorgesehen, die Verpflichtung für einen separaten Zählpunkt wegfällt und der klassische Haushaltsverbrauch dann in Zeiten mit einem hohen variablen Netzentgelt fällt und auch die arbeitsbezogenen Vergünstigungen aus Umlagen und KAV nicht mehr abgerechnet werden können?

-  **5 Berechnungsbeispiel:**
 - i. Unterstellt es gäbe nach dem Modell b) drei Preiszeitfenster in der NS für Kunden mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung.
 - ii. Eine Kundin hat einen Haushaltsverbrauch von 4000 kWh
 - iii. und einen Stromverbrauch für E-Mobilität von 2500 kWh
 - iv. und/oder einem Wärmepumpenbedarf von 6000 kWh.
 - v. Es gibt den NE-Standardtarif (9 ct/kWh), einen Hochzeittarif von 17-20 Uhr mit + 100% AP und den Anreiztarif -50% AP zwischen 23-5 Uhr.
 - vi. Wieviel der o.g. Verbräuche lassen sich nach Ihrer Erwartung in die Anreiztarifzeiten verschieben?
 - vii. Was ergibt sich für ein Gesamtnetzentgelt für die Kundin?

Frage 1: Marktbasierte Stromtarife

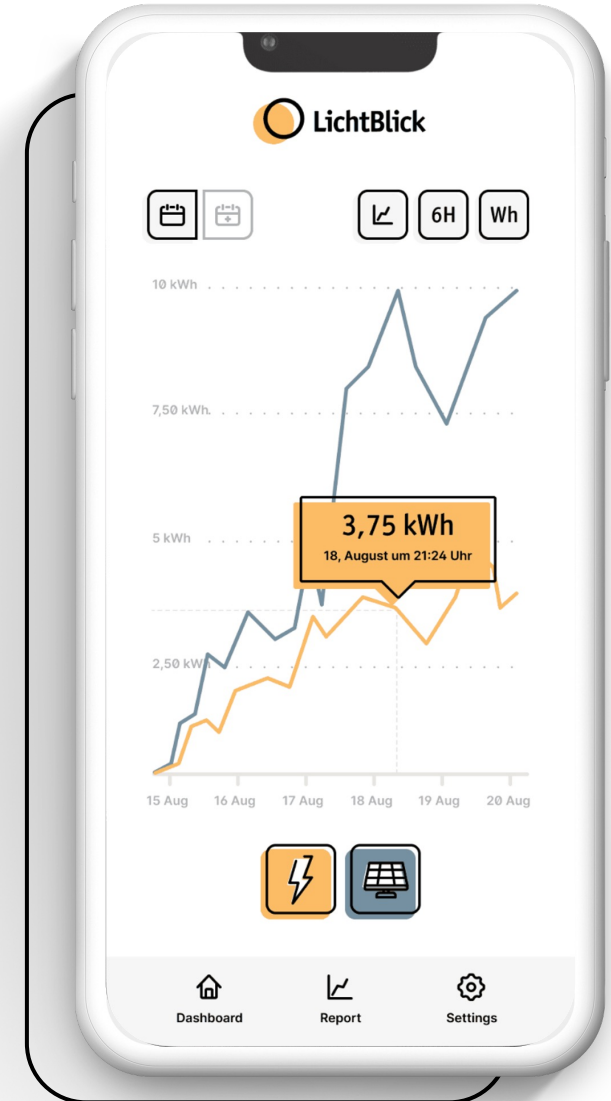


Wie weit sind wir von marktgekoppelten Stromtarifen (nicht Netzentgelten) für Haushaltskunden entfernt?



Wie viele Haushaltskunden machen bereits heute Gebrauch von marktgekoppelten Stromtarifen? Wie viele sonstige Kunden in der Niederspannung? (über 100.000 kWh)

- Stündliche variable Spot-Tarife sind für Kund*innen erst mit einem Smart Meter richtig sinnvoll. Nur mit einem Smart Meter kann wirklich die Last verschoben werden und untertägig von günstigen Stunden profitiert werden. LichtBlick hat derzeit nur wenige tausend Kund*innen mit einem intelligenten Messsystem in der Versorgung.
- Aktuell gibt es bereits die gesetzliche Anforderung in § 41a EnWG ab einer bestimmten Versorgergröße einen dynamischen Tarif für Kund*innen mit einem iMSys anzubieten. Das machen wir auch mit unserem Tarif ÖkoStromSmart.
- Wir launchen im März 2023 unseren Vario-Tarif für SLP-versorgte Kund*innen. Hier haben wir monatlich wechselnde Preise. D.h. der Tarif basiert auf einer Frontmonatsbeschaffung und diese Preise geben wir 1:1 an die Kund*innen weiter.
- Im Prosumer-Bereich arbeiten wir an der Einführung voll-dynamischer Tarife. Die Implementierung ist eine Herausforderung für die Systemlandschaft, insbesondere die Abrechnungssysteme sind für eine Massenverarbeitung von dynamischen Daten nicht ausgelegt.
- Im B2B-Bereich (RLM-versorgte Geschäftskunden) sind marktbasierte Stromtarife mit rund 50 % Anteil am Portfolio ein Standardprodukt.



Frage 2: Die verschiedenen Modelle und ihre Marktreife



Bitte bewerten Sie die Modelle b-d auf ihre Reife und beschreiben Sie die technischen Voraussetzungen beim Kunden (u.a. Heimsysteme), bei Ihnen (u.a. Optimierung und Beschaffung, Abrechnung und Transparenz) und gegenüber dem VNB/MSB (u.a. Messwerte, Eingriffe nach § 14a)? Die Steuerung muss gemäß Positionspapier der Bundesnetzagentur über das iMSys stattfinden.



Als Voraussetzung müssen bei den Kund*innen ein Home Energy Management System (HEMS) und ein iMSys vorhanden sein. Die Steuerung über das iMSys statt über das HEMS ist noch Neuland. Die marktliche Optimierung von Prosumern wird bei LichtBlick durch ison im Laufe des Jahres 2023 bereitgestellt gestellt werden.



a Volldynamische Tarife, die eine Echtzeitüberwachung brauchen, oft auch mit der "Netzampel" in Verbindung gebracht - dieses Modell wird allenfalls der Vollständigkeit halber als derzeit theoretisch mögliche Variante genannt, steht aber mangels Umsetzbarkeit zum 1.1.2024 oder zeitnah danach unseres Erachtens in der NS schon technisch nicht zur Verfügung.



b Statische variable Netzentgelte mit Hoch- und Niederlastzeiten, für ein Gesamtnetz mit fixen Preisen für ein Kalenderjahr

Bewertung: Dieses Modell ist aus Energieversorger-Sicht aktuell abbildbar, da es auf dem bestehenden HT/NT-System aufsetzt, ggfs. dann mit mehr als zwei Zeitfenstern. Engpass könnte allenfalls die Verfügbarkeit von iMSys am Markt sein.



c Statische variable Netzentgelte mit Hoch- und Niederlastzeiten, für einen Ortsnetzstrang mit fixen Preisen für ein Kalenderjahr

Bewertung: Die zusätzliche Komplexität bei der Tarif-Bildung ist derzeit vermutlich nicht erstrebenswert. PLZ-scharfe Tarife sind zwar inzwischen Standard, aber damit käme noch eine weitere Ebene hinzu.



d Variable Netzentgelte mit Hoch- und Niederlasttarifen für ein Gesamtnetz für das Kalenderjahr mit Zeitfenstern, die mit einem Vorlauf t-x durch den Netzbetreiber zur Anwendung gebracht werden.

Bewertung: Sofern eine Übermittlung per automatisiertem Marktprozess sichergestellt ist, wäre eine Änderung der Netzentgelte mit einer angemessenen Vorlaufzeit abbildbar. Anders wäre es derzeit bei sich ändernden Zeitfenstern, das wäre ein stärkerer Eingriff in die Tariflogik und nicht kurzfristig abbildbar.

Frage 3: Tarifoptionen



Welche Tarifoptionen müsste der Stromanbieter bei der Einführung variabler Netzentgelte dem Kunden anbieten? Wie wird das Angebot, die Chance und das Risiko, dem Verbraucher/der Verbraucherin transparent gemacht (mit/ohne variablen Netzentgelten, mit/ohne dynamischem Strompreis)?

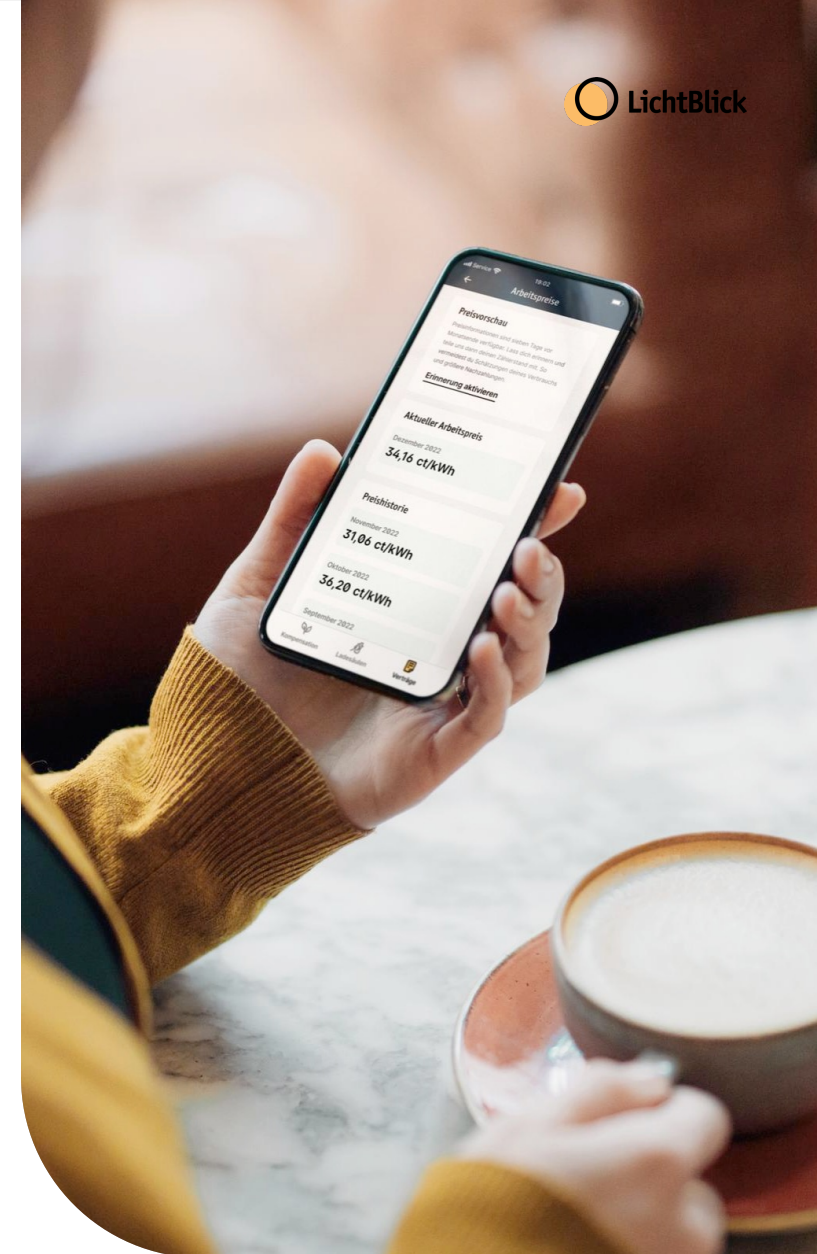
Prinzipiell kann man bei variablen Tarifen, die von Kund*innen immer mehr nachgefragt werden, auch variable Netzentgelte transparent kalkulieren. Für den Kunden spielt es letztlich keine Rolle, ob der Preis aufgrund des Netzentgeltes oder gefallener Großhandelspreise gesunken ist.

Preisportale bieten aktuell bereits die Möglichkeit, dynamische Tarife abzubilden. Dazu werden unter anderem Hochrechnungen, z.B. anhand historischer Daten, verwendet.

Aber es darf für die Kund*innen nicht zu kompliziert werden. Wir sehen bei den Heizstrom-Tarifen, die mit HT/NT-Zeitscheiben arbeiten, dass dies bereits ein kompliziertes Produkt für viele Kund*innen ist und zu Klärfällen führt. Viele Kund*innen kennen ihre eigene Zählersituation nicht.

Wie die Historie in der Telekommunikation zeigt („Mondschein-Tarife“), sind Kund*innen aber ohne weiteres in der Lage, auch komplexe Tarife sinnvoll zu nutzen. Die Abbildung von dynamischen Tarifen, inklusive variabler Netzentgelte, in einer App-Umgebung sorgt für Transparenz.

Das bedeutet auch, dass dynamische Tarife „digital only“ sind - kein Papier, keine Briefe oder Faxe.



Frage 4: Wegfall von Zählpunkten und Vergünstigungen



Wie bewerten die Lieferanten variable Netzentgelte, wenn wie von der BNetzA im Rahmen der Festlegung zu § 14a EnWG vorgesehen, die Verpflichtung für einen separaten Zählpunkt wegfällt und der klassische Haushaltsverbrauch dann in Zeiten mit einem hohen variablen Netzentgelt fällt und auch die arbeitsbezogenen Vergünstigungen aus Umlagen und KAV nicht mehr abgerechnet werden können?

Bei Heizstrom-Tarifen mit separatem Zählpunkt werden zwei Abgaben verringert: Netzentgelt und Konzessionsabgabe. Zusätzlich können ab 01.01.2023 unter bestimmten Voraussetzungen auch die Umlagen für das KWKG und §17 f EnWG privilegiert werden. Pro Netzgebiet sind es ca. 4-6 ct/kWh verringertes Netzentgelt und bis zu 2,28 ct/kWh Differenz von normaler Konzessionsabgabe zur Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden.

Diese finanziellen Vorteile müssten sich im System der variablen Netzentgelte, z.B. anhand der Spreizung der variablen Netzentgelte, wieder heben lassen. Gerade für Heizstrom-Kund*innen ist dies wichtig. Das sollte durch Steuerung des Verbrauchsverhaltens aber möglich sein.

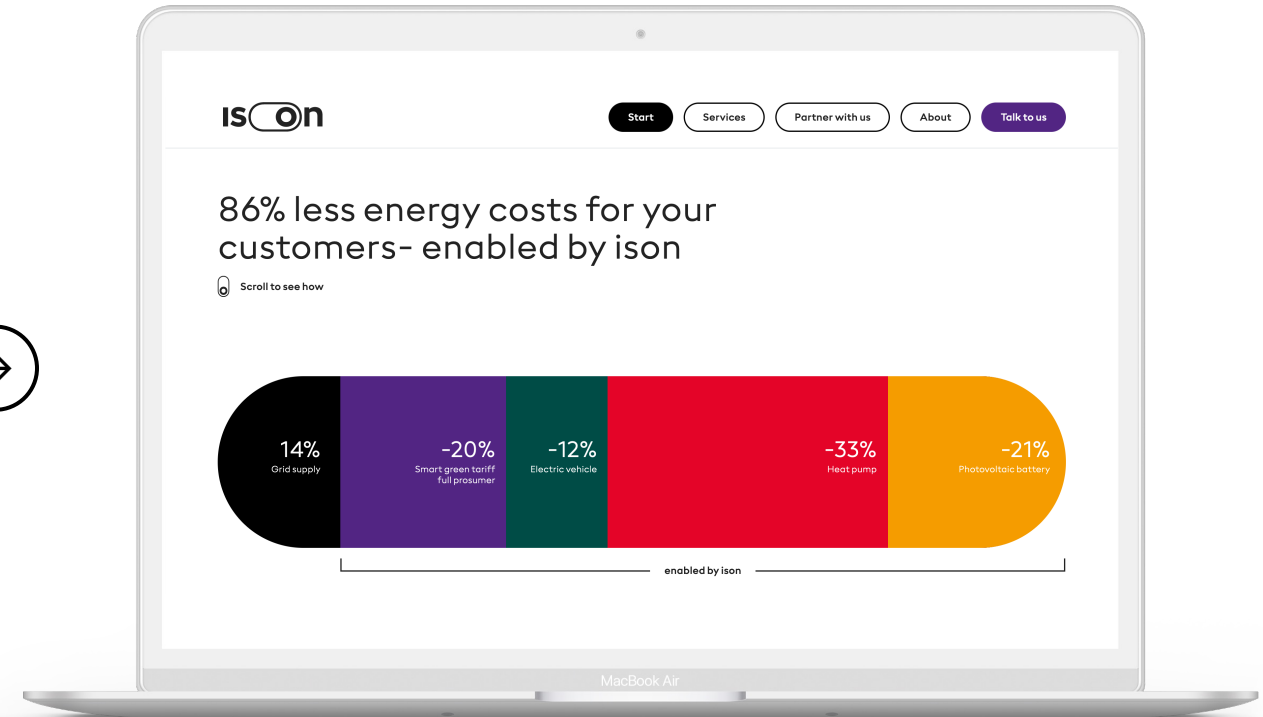
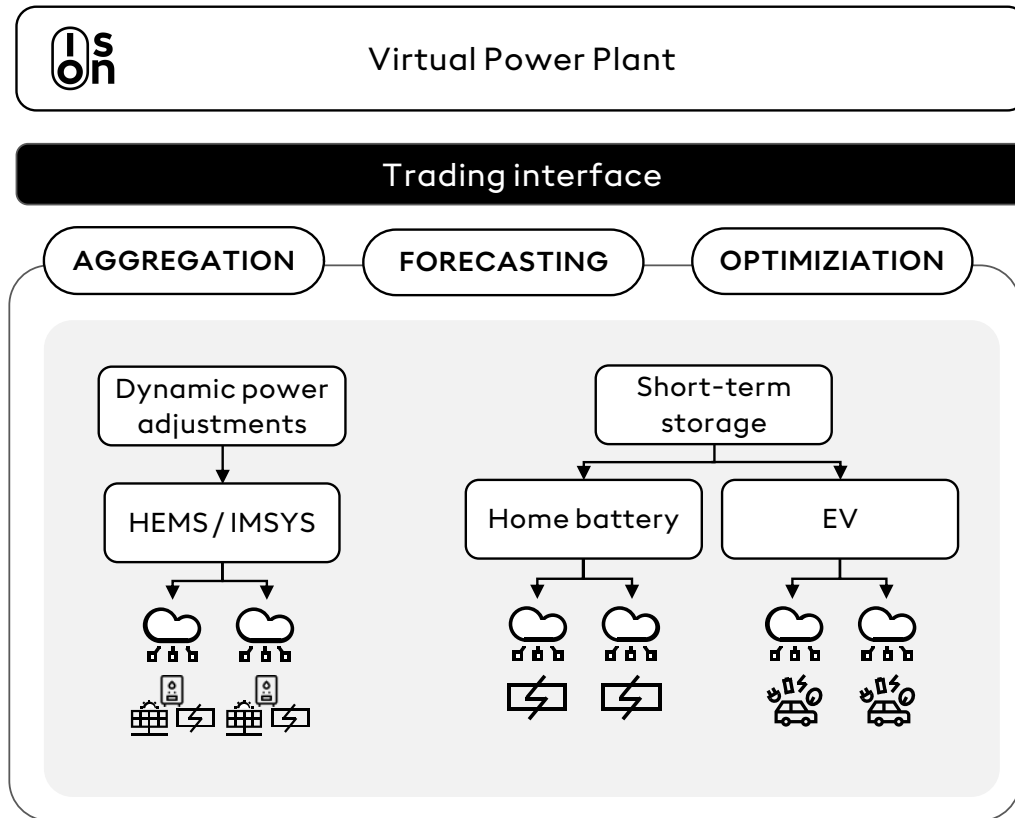
Bei der Höhe der Konzessionsabgabe gibt es enorme rechtliche Unsicherheiten und immer wieder Rechtsstreitigkeiten. Eine Vereinfachung, wie hier vorgesehen, ist daher grundsätzlich zu begrüßen.

Insgesamt ist der geplante Wegfall der separaten Messung zu begrüßen, da so zusätzliche Messkosten entfallen. Die Schwachlast-Konzessionsabgabe könnte für eine Übergangszeit bei variablen Netzentgelten (mit zwei oder drei Zeitfenstern) weiterhin umgesetzt werden und für den NT-Netzbezug Anwendung finden.



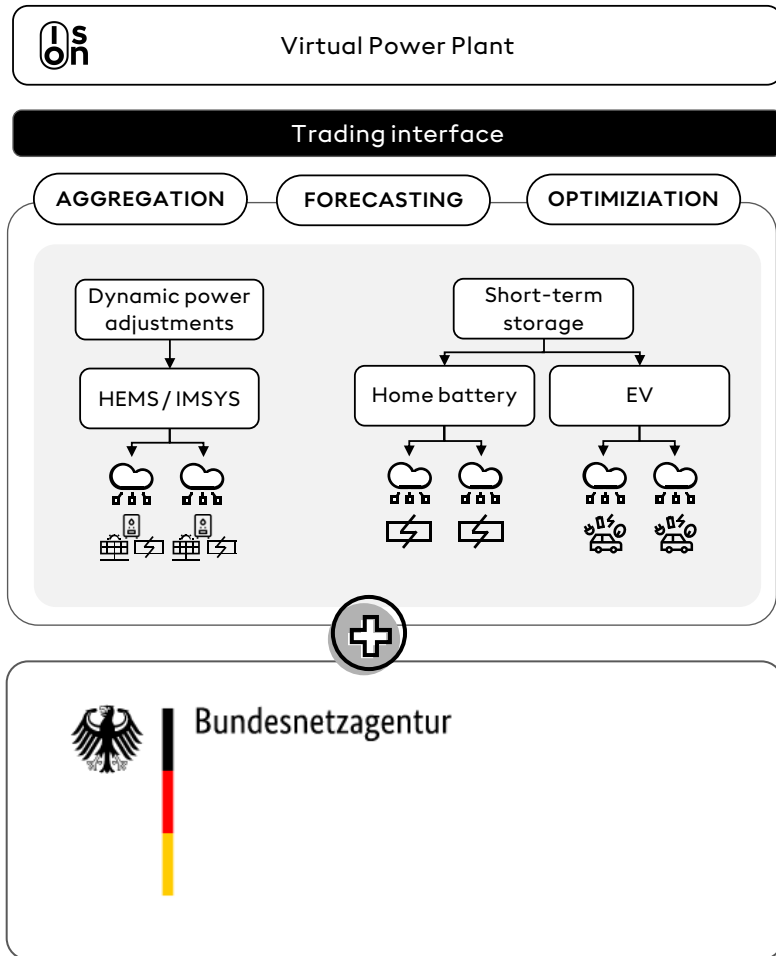
ison ist LichtBlick's Partner für die Marktintegration von Prosumern

Finanzielle Einsparungen sowie ein Beitrag zur Netzstabilität durch marktbasierete Steuerung sind das Ergebnis



Berechnungsbeispiele

LichtBlick und ison berechneten das BNetzA-Szenario separat sowie in Kombination mit einer marktseitigen Optimierung



Ohne Optimierung

Mit Optimierung

Szenario	Ohne Optimierung		Mit Optimierung			
	Energiepreis	NNE	Hochtarif (Reduktion)	Anreiz (Erhöhung)	NNE	Energiepreis
Ison I	Variabel	Fix	-	-	9,0	11,7
Ison II	Variabel	Variabel	-	-	11,2	11,7
Ison III	Variabel	Variabel (reduziert)	-	-	8,95	11,7

Szenario	Ohne Optimierung		Mit Optimierung			
	Energiepreis	NNE	Hochtarif (Reduktion)	Anreiz (Erhöhung)	NNE	Energiepreis
BNETZA	Fix	Variabel	-	-	11,2	11,7

Berechnungsbeispiel 1 (BNETZA)

Fixer Energiepreis & variable NNE

Szenario

- Eine Kundin hat einen Haushaltsverbrauch von 4000 kWh
- und einen Stromverbrauch für E-Mobilität von 2500 kWh
- und/oder einem Wärmepumpenbedarf von 6000 kWh
- Fixer Energiepreis (keine stündliche / 1/4h Abrechnung)
- **Variable NNE wie von BNetzA vorgeschlagen:**
 - 9 ct/kWh Standardtarif
 - 18 ct/kWh Hochtarif von 17 bis 20 Uhr
 - 4,5 ct/kWh Anreiztarif von 23 bis 5 Uhr

Ohne Optimierung

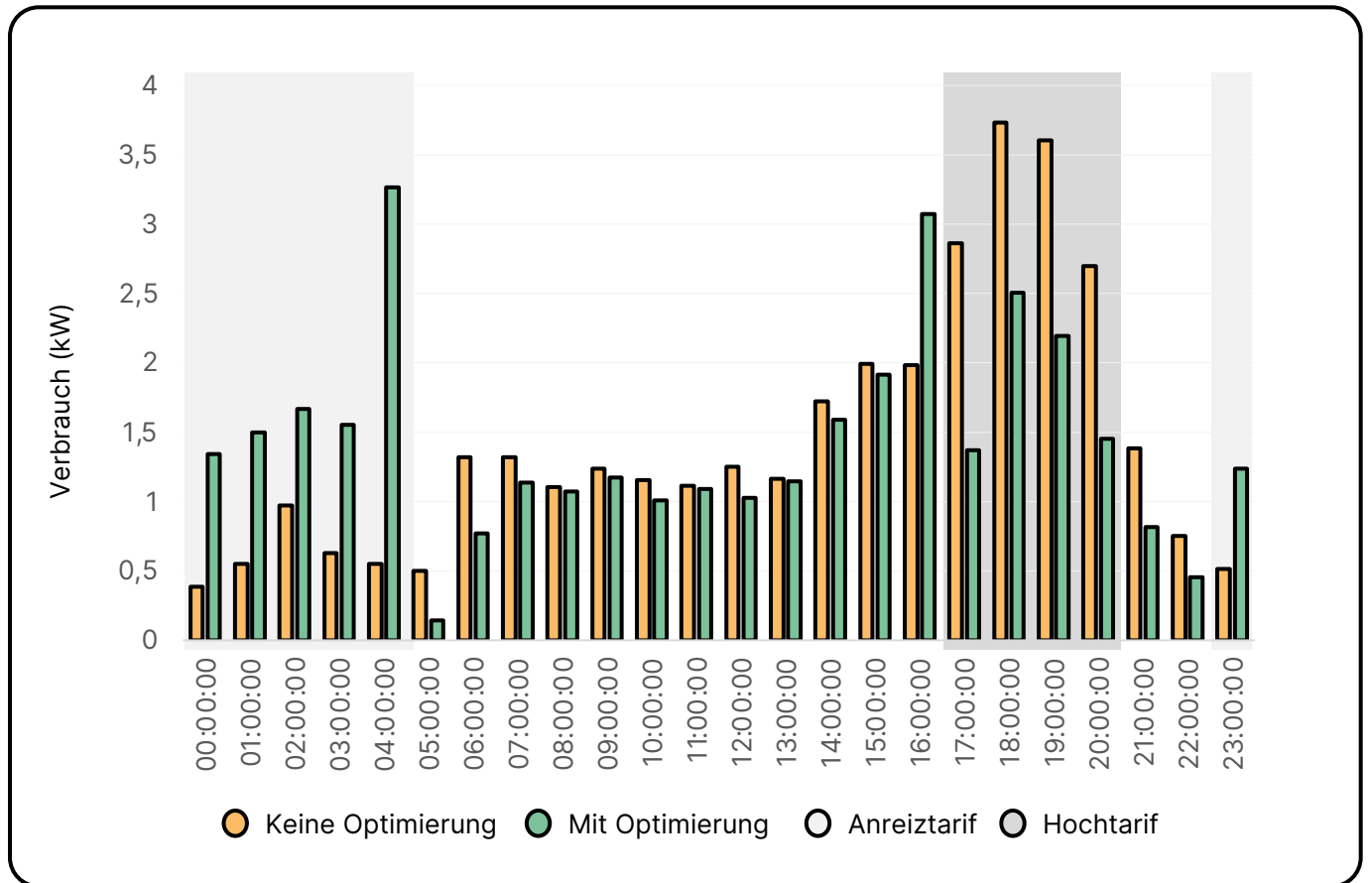
Durchschnittliches Netzentgelt: **11,2 ct/kWh** → **deutlich höher als fixes NNE**

Mit Optimierung

- Verbrauchsreduktion zu Hochtarifzeiten: -0,34 kW (-40%)
- Verbrauchserhöhung zu Anreiztarifzeit: 0,29 kW (+190%)
- Durchschnittliches Netzentgelt: **9,2 ct/kWh** → **noch höher als fixes NNE**

Fazit

Vorgeschlagene variable NNE sind für Kunden sogar mit Optimierung unattraktiv



Berechnungsbeispiel 2

Variabler Energiepreis & fixes NNE

Szenario

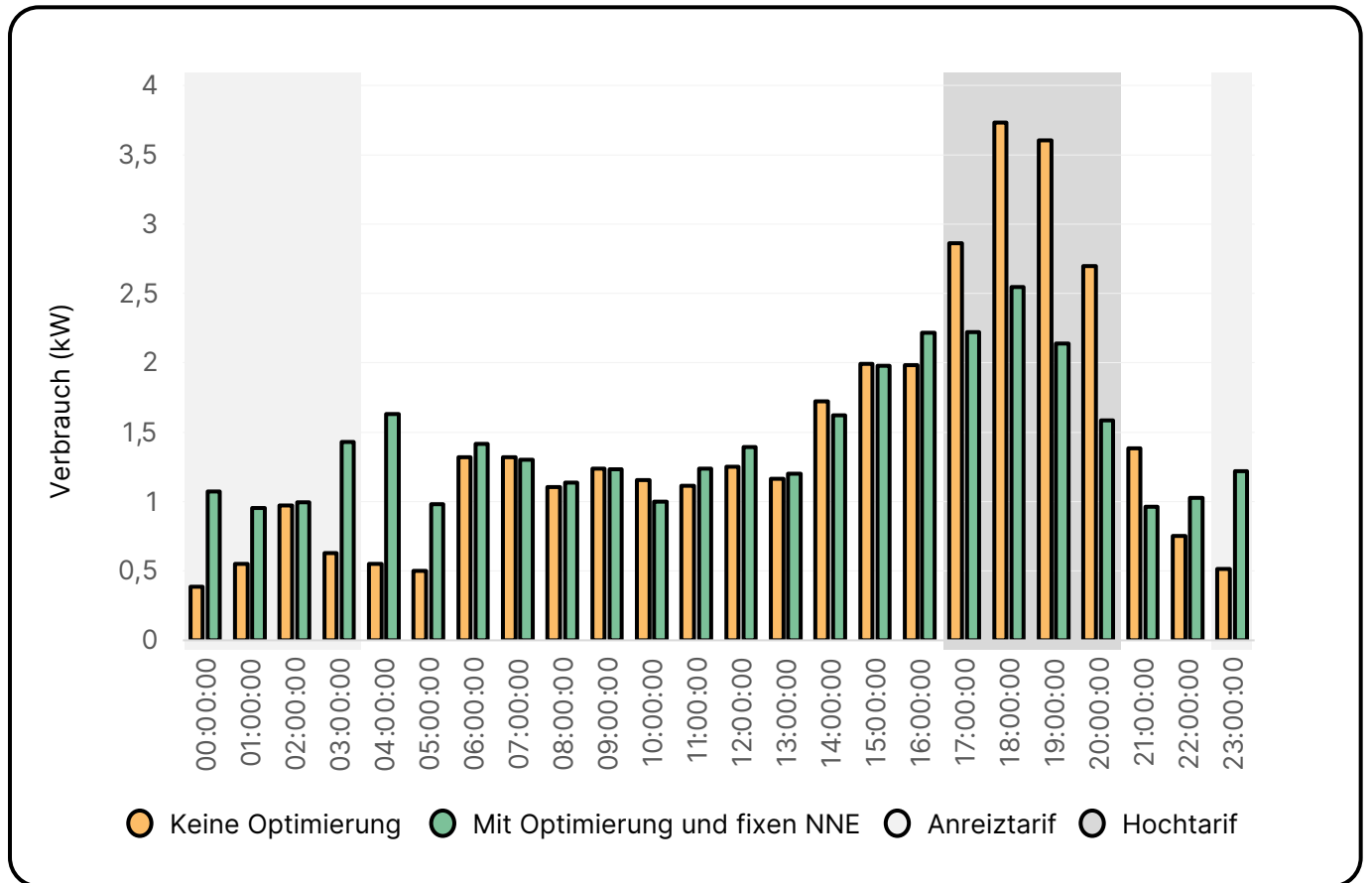
- Verbrauch wie vorher
- Variabler Energiepreis (indiziert auf Intraday-Auktionspreise 2021)
- **Fixes NNE: 9 ct/kWh**

Mit Optimierung

- Verbrauchsreduktion zu Hochtarifzeiten: -0,27 kW (-30%)
- Verbrauchserhöhung zu Anreiztarifzeit: 0.15 kW (+100%)
- **Energiepreis sinkt von 11,7 auf 9,7 Ct/kWh**

Fazit

Optimierung auf variable Energiepreise hilft dem Verteilnetz bereits ohne variable NNE



Berechnungsbeispiel 3

Variabler Energiepreis & variable NNE

Szenario

- Verbrauch wie vorher
- Variable NNE wie vorher:
 - 9 ct/kWh Standardtarif
 - 18 ct/kWh Hochtarif von 17 bis 20 Uhr
 - 4,5 ct/kWh Anreiztarif von 23 bis 5 Uhr
- Variabler Energiepreis (indiziert auf Intraday-Auktionspreise 2021)

Ohne Optimierung

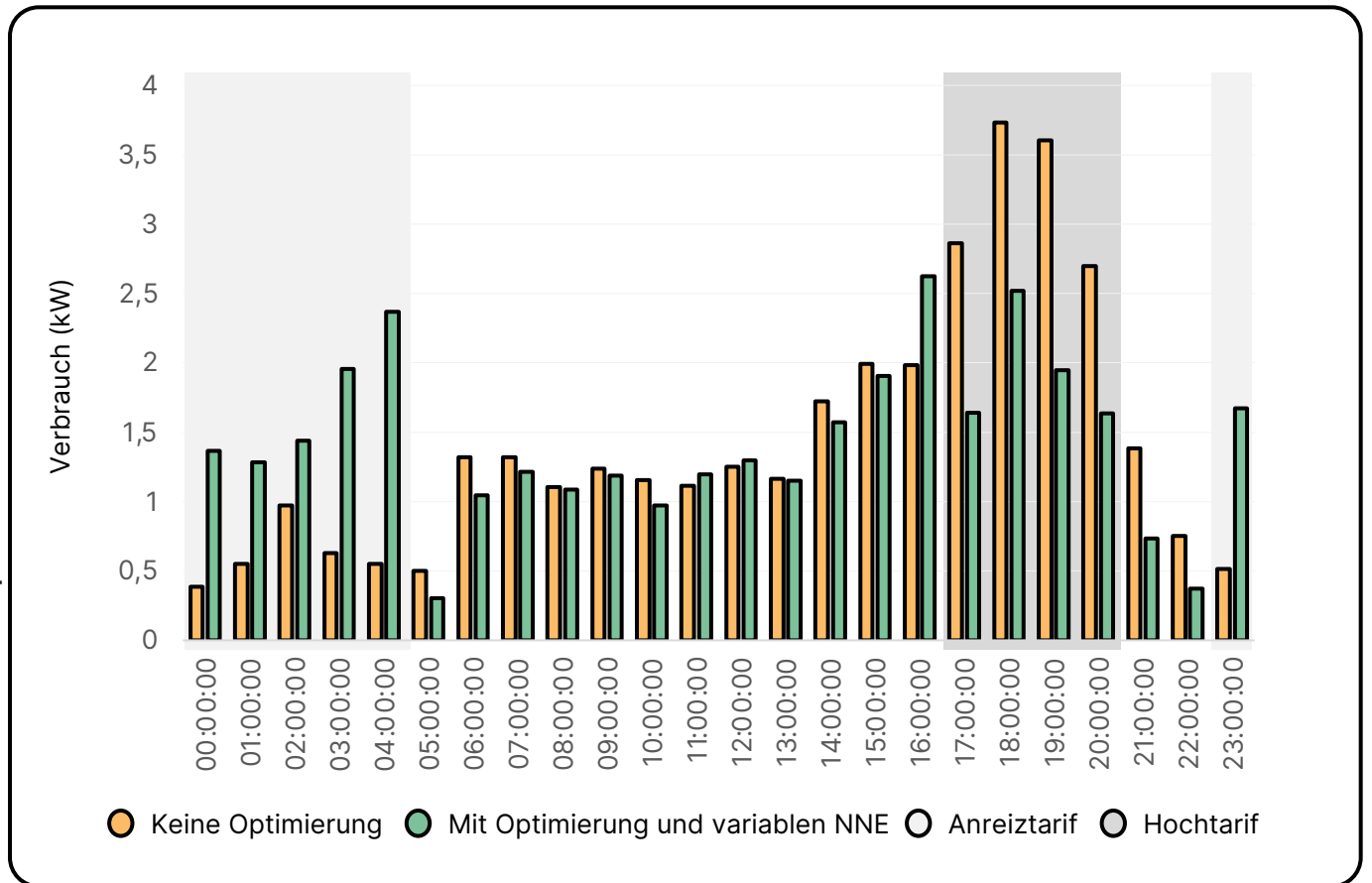
- Durchschnittliches Netzentgelt: **11,2 ct/kWh**
- Energiepreis : **11,7 ct/kWh**

Mit Optimierung

- Verbrauchsreduktion zu Hochtarifzeiten: -0,34 kW (-40%) → **unverändert**
- Verbrauchserhöhung zu Anreiztarifzeit: 0,27 kW (+180%) → **minimal weniger**
- Durchschnittliches Netzentgelt: **9,3 ct/kWh**
- Energiepreis : **9,8 ct/kWh**

Fazit

Marktseitige Optimierung überkompensiert negativen Effekt der variablen NNE bei gleichzeitiger Anwendung.



Berechnungsbeispiel 4

Variabler Energiepreis & reduzierte variable NNE

Szenario

- Verbrauch wie vorher
- Variabler Energiepreis wie vorher
- **Variable NNE um 20% reduziert:**
 - 7,2 ct/kWh Standardtarif
 - 14,4 ct/kWh Hochtarif von 17 bis 20 Uhr
 - 3,5 ct/kWh Anreiztarif von 23 bis 5 Uhr

Ohne Optimierung

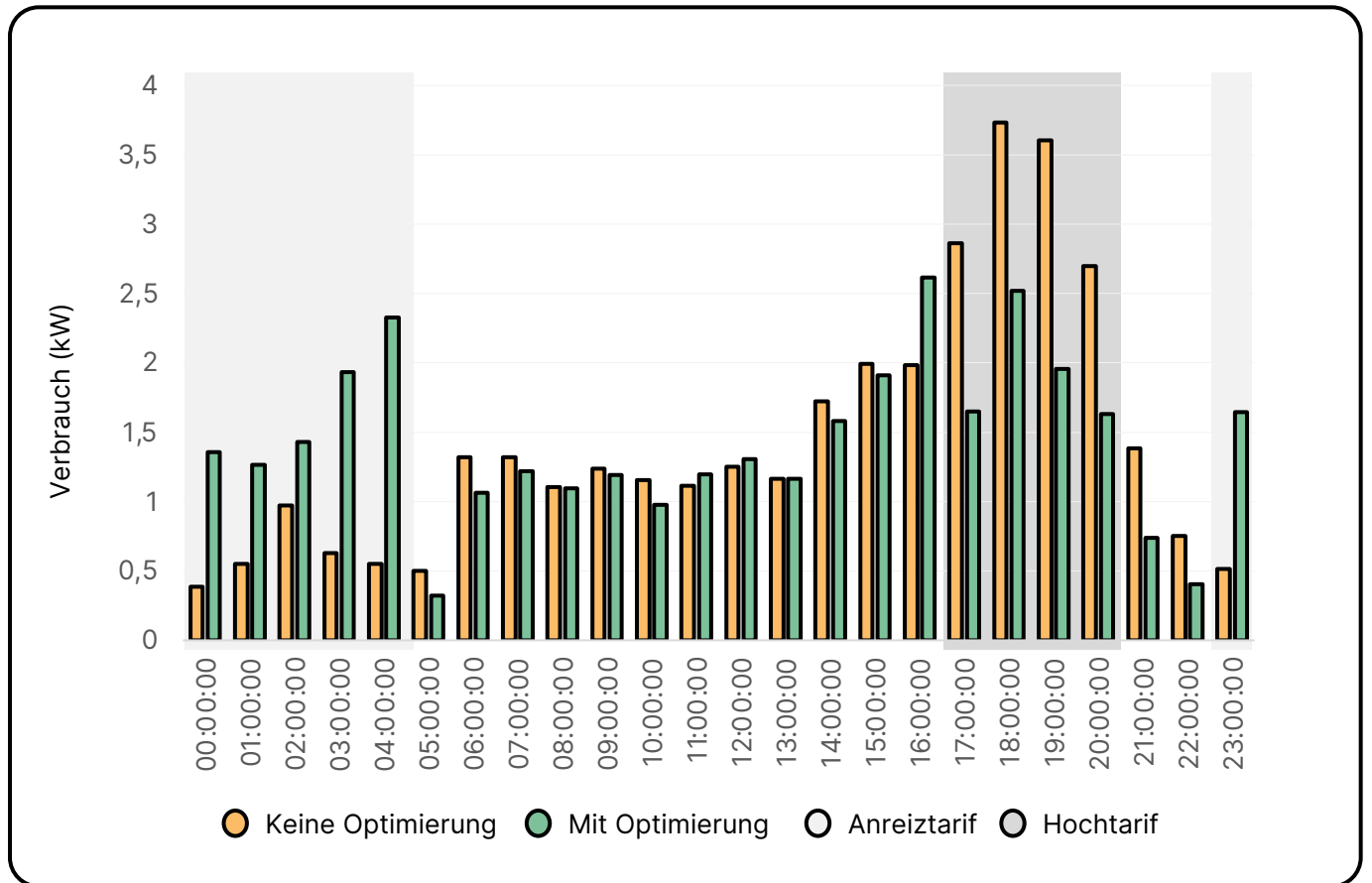
- Durchschnittliches Netzentgelt: **8,95 ct/kWh** → ähnlich dem fixen NNE
- Energiepreis : **11,7 ct/kWh**

Mit Optimierung

- Verbrauchsreduktion zu Hochtarifzeiten: -0,34 kW (-40%) → unverändert
- Verbrauchserhöhung zu Anreiztarifzeit: 0,27 kW (+180%) → unverändert
- Durchschnittliches Netzentgelt: **7,4 ct/kWh** → **niedriger als fixes NNE**
- Energiepreis : **9,8 ct/kWh**

Fazit

Reduzierte variable NNE in Verbindung mit einer Optimierung können in der Praxis attraktiv und damit relevant sein





Flexibilitäten im Strommarkt sind ein wesentlicher Baustein auf dem Weg zu einem 100 % erneuerbaren Energiesystem.



Die marktbasierete Steuerung von Prosumern wird einen spürbaren Beitrag für Flexibilität im Strommarkt leisten können.



Marktbasierete Tarife wirken in den meisten Fällen per se **netzstabilisierend**.



Marktbasierete Tarife sind der wesentliche Anreiz für Prosumer, variable Netzentgelte bringen einen zusätzlichen Anreiz, wenn eine tatsächliche Optimierungsmöglichkeit gegeben ist.



Grundlage für die Steuerung und Tarifabrechnung sind verfügbare und erschwingliche **Smart Meter (iMSys)**.



Nur im Zusammenhang mit einer Optimierung wird es durch das variable Netzentgelt möglich, netzdienliches Verhalten anzureizen und gleichzeitig Abschaltungen zu vermeiden.

