

Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Verbindung mit dynamischen Stromtarifen

Eine wissenschaftliche Untersuchung unter Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden, Levelized Cost of Storage (LCOS), Photovoltaik-Eigenverbrauch und realen dynamischen Stromtarifen 2024/2025

Autor: Ralf Jacoby, BürgerNetzwerkSolar

Datum: 19. April 2026

Ort: Worms, Rheinland-Pfalz, Deutschland

Zusammenfassung

Die Studie untersucht die wirtschaftliche Rentabilität von Batteriespeichern unterschiedlicher Größe (5 kWh und 10 kWh) und Qualität in Kombination mit dynamischen Stromtarifen in deutschen Haushalten 2024/2025. Grundlage sind Messdaten der HTW-Berlin-Stromspeicher-Inspektion 2025, realistische Teillastwirkungsgrade (57–91 %), LCOS-Berechnungen sowie von der Bundesnetzagentur modellierte dynamische Haushaltsstrompreise auf Basis von Day-Ahead-Daten. Ergänzend werden ein typischer 3–4-Personen-Haushalt mit 3.500 kWh/Jahr sowie ein elektrifiziertes Haushaltsszenario mit 8.000 kWh/Jahr (inklusive Wärmepumpe) mit 10 kWp-PV und 10 kWh-Speicher betrachtet.

Die Ergebnisse zeigen, dass große, hochwertige Speicher (10 kWh, 10.000 Zyklen) bei idealisierten Spreads ab etwa 15 ct/kWh und Systemwirkungsgraden $\geq 80\%$ effektive Stromkosten von $\lesssim 30$ ct/kWh erreichen und damit wirtschaftlich attraktiv werden, während kleine oder billige Speicher aufgrund höherer LCOS häufig in den Bereich ≥ 30 –35 ct/kWh rutschen. Reale dynamische Tarife liegen im Mittel bei etwa 36 ct/kWh und ermöglichen in der Praxis – unter Berücksichtigung realistischer Lastverschiebung, Teillastwirkungsgrade und des „Zeitparadoxons“ von PV-Erzeugung und Niedrigpreisen – Einsparungen im Bereich von typischerweise 7–12 % auf den Reststromanteil, was je nach Verbrauch etwa 80–250 € pro Jahr entspricht.

Parallel zeigt der Vergleich mit aktuellen Festpreistarifen, dass ein Wechsel von teuren Bestandskunden- zu günstigen Neukunden-Festpreisen (ca. 24–27 ct/kWh statt ≈ 40 ct/kWh) oft eine Einsparung von 30–40 % der Stromkosten ermöglicht und damit in vielen Fällen ein größeres Potenzial besitzt als die zusätzliche Optimierung durch dynamische Tarife. Der zentrale Mehrwert des Speichers bleibt daneben der erhöhte PV-Eigenverbrauch und die CO₂-Reduktion (bis rund 640 kg CO₂/Jahr bzw. etwa 19 t über 30 Jahre bei 10 kWh-Qualitätsspeicher).

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung und wissenschaftlicher Hintergrund.....	3
1.1 Motivation und Problemstellung.....	4
1.2 Stand der Forschung.....	4
1.3 Aufbau der Studie.....	5
2. Methodik und wissenschaftliche Grundlagen.....	5
2.1 Systemmodell und Haushaltsannahmen.....	5
2.2 Tarifmodell: idealisierte Spreads und reale Preise.....	5
2.2.1 Idealisiertes Spread-Modell.....	5
2.2.2 Reale dynamische Haushaltsstrompreise 2024–2025.....	5
2.2.3 Neukunden- vs. Bestandskundentarife.....	6
2.3 Speicherparameter und LCOS.....	6
2.4 Wirkungsgrade im Teillastbereich (HTW Berlin 2025).....	7
2.5 Berechnung effektiver Stromkosten aus dem Speicher.....	7
2.6 PV-Eigenverbrauch, CO ₂ -Bilanz und Lastprofil.....	8
2.7 Erweiterte Methodik: reale dynamische Preise und effektive Arbeitspreise.....	8
3. Ergebnisse.....	9
3.1 Effektive Stromkosten bei idealisierten Spreads (ohne Zusatzkosten).....	9
3.1.1 5 kWh-Billigspeicher (6.000 Zyklen, LCOS 8,3 ct/kWh).....	9
3.1.2 10 kWh-Qualitätsspeicher (10.000 Zyklen, LCOS 6,0 ct/kWh).....	10
3.2 Effektive Stromkosten mit Zusatzkosten dynamischer Tarife.....	10
3.3 PV-Eigenverbrauchsquote und CO ₂ -Bilanz.....	11
3.4 Fallstudie: 10 kWp-PV, 10 kWh-Speicher und reale dynamische Tarife.....	11
3.4.1 Szenario A – 3.500 kWh ohne Wärmepumpe.....	11
3.4.2 Szenario B – 8.000 kWh mit Wärmepumpe.....	12
3.4.3 Abgleich mit Spread-Modell und strukturellen Effekten.....	12
3.5 Einsparpotenziale durch Wechsel auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife.....	13
3.5.1 Beispiel ohne PV und Speicher.....	13
3.5.2 Beispiel mit PV und Speicher.....	13
3.5.3 Einordnung gegenüber dynamischen Tarifen.....	13
4. Tarifmodelle und Netzdienlichkeit.....	14
4.1 sonnenFlat / sonnenCommunity.....	14
4.1.1 Struktur und Funktionsweise.....	14
4.1.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie.....	14
4.2 1KOMMA5° Heartbeat AI und dynamischer Stromtarif.....	15
4.2.1 Struktur und Funktionsweise.....	15
4.2.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie.....	15
4.3 Enpal: Dynamischer Stromtarif mit Energiegeld.....	15
4.3.1 Struktur und Funktionsweise.....	15
4.3.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie.....	16

4.4 Vergleich der Tarifmodelle im Kontext der Studie.....	16
4.5 VPP-Modelle - Netzdienlichkeit, Regelenergie Nutzen für Verbraucher	16
4.5.1 Präqualifizierte Regelenergie und virtuelle Kraftwerke	16
Bei den VPP-Modellen gibt es hierbei wichtige Unterschiede, wie folgt aussehen:.....	17
4.5.2 Netzdienlichkeit (Regelenergie vs. Flexibilität/Arbitrage):	17
4.5.2 Einfluss auf Börsenstrompreise und Systemkosten.....	18
4.5.3 Nutzen für Haushalte ohne eigene PV-Anlage oder Speicher	18
4.5.4 Zusammenfassung im Kontext der Studie.....	18
5. Wissenschaftliche Diskussion	19
5.1 Teillastwirkungsgrade – unterschätzter Kostentreiber.....	19
5.2 LCOS – warum Speicherqualität entscheidend ist	19
5.3 Dynamische Tarife – Theorie vs. Praxis.....	20
5.3.1 Das strukturelle Zeitparadoxon	20
5.3.2 Das Verdrängungsparadoxon – wenn Nachtladung PV-Strom blockiert	21
5.3.3 Saisonale Preisstrukturen und Tagesgang der Börsenpreise	21
5.3.4 Implikationen für Speicher und dynamische Tarife	23
5.4 PV-Eigenverbrauch – der stille Hauptnutzen des Speichers.....	23
5.5 Zeitvariable Netzentgelte in Verbindung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG als zweite Preisschiene	24
5.6 Regionale Netzentgelte und Spreads – nicht jeder Wohnort eignet sich	24
5.7 Gewinnschwelle (Netzladung, Arbitrage) abhängig von regionalen Kosten.....	25
5.7.1 Problemstellung und Berechnungsgrundlage	25
5.7.2 Regionale Heterogenität – „TOP-10“-Städte versus „FLOP-10“-Städte	26
5.7.3 Gewinnschwelle bei 0 ct Börsenpreis – Best-Case-Analyse	26
5.7.4 Gewinnschwelle bei 5 ct Börsenpreis – realistisches Szenario	26
5.7.5 Realistische Lastverschiebung und Einsparpotenziale	27
6. Fazit und Handlungsempfehlungen.....	28
6.1 Handlungsempfehlungen für Hausbesitzer mit PV-Anlage	30
6.2 Handlungsempfehlungen für Energieversorger.....	31
6.3 Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger	31
7. Limitationen der Studie	31
8. Ausblick und zukünftige Forschung.....	32
Literaturverzeichnis	33

1. Einleitung und wissenschaftlicher Hintergrund

Dieses Kapitel skizziert Motivation, Forschungsstand und Zielsetzung der Studie zu Batteriespeichern in Verbindung mit dynamischen Stromtarifen. Im Mittelpunkt steht die Frage, unter welchen technisch-ökonomischen Bedingungen sich diese Kombination für Privathaushalte tatsächlich rechnet.

1.1 Motivation und Problemstellung

Die Integration erneuerbarer Energien treibt die Volatilität der Spotmarktpreise, die seit 2024 über stundenbasierte dynamische Endkundertarife zunehmend auch Haushalte erreicht. Parallel haben sich PV-Heimspeicher technisch weiterentwickelt: höhere Zyklenzahlen, bessere Wirkungsgrade und fallende spezifische Kosten. Seit 1. Januar 2025 müssen Stromlieferanten mindestens einen an Day-Ahead-Preise gekoppelten dynamischen Tarif anbieten, die tatsächliche Marktdurchdringung bleibt aber gering.

Viele Haushalte stehen vor der Entscheidung, ob sie in einen Speicher investieren und zusätzlich zu einem dynamischen Tarif wechseln oder alternativ auf günstige Neukunden-Festpreise setzen sollen. Die Wirtschaftlichkeit von Speicher + dynamischem Tarif hängt jedoch von mehreren kritischen Faktoren ab:

- Teillastwirkungsgraden (100–500 W), die deutlich unter Nennwirkungsgraden liegen.
- Investitionskosten und Zyklenzahl, zusammengefasst über den LCOS.
- Preisspreads zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen der Tarife.
- PV-Eigenverbrauch und erreichbaren Autarkiegraden.

Vor diesem Hintergrund lautet die zentrale Leitfrage der Arbeit:

Unter welchen technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen sind Batteriespeicher in Kombination mit dynamischen Stromtarifen für Privathaushalte wirtschaftlich sinnvoll – und wie schneiden sie im Vergleich zu einfachen Tarifwechseln auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife ab?

1.2 Stand der Forschung

Studien von Energieversorgern und Forschungsinstituten nennen für dynamische Stromtarife sehr unterschiedliche Einsparpotenziale von 15 % bis über 80 % gegenüber Fixpreistarifen, meist unter Annahme stark flexibler Verbraucher und idealisierter Lastverschiebung. Modellierungen der Bundesnetzagentur auf Basis realer Day-Ahead-Preise und Netzentgelte zeigen demgegenüber, dass dynamische Tarife im Mittel zwar unter vielen Fixpreisen liegen, in der Praxis aber eher Einsparungen in der Größenordnung von rund 7–10 % gegenüber klassischen Tarifen erreichbar sind.

Die HTW-Berlin-Stromspeicher-Inspektion 2025 weist für aktuelle Systeme Volllastwirkungsgrade von 95–98 % nach, aber drastische Einbrüche auf 50–70 % im Bereich 100–200 W, der in Haushalten für Grundlast und Nachtverbrauch typisch ist. Parallel belegen LCOS-Studien von Fraunhofer ISE und anderen, dass realistische Speicher-LCOS im Bereich von etwa 6–12 ct/kWh liegen und maßgeblich von Zyklenzahl und Systemgröße abhängen. Analysen typischer PV-Batterie-Haushalte zeigen Autarkiegrade von 40–80 % (nur Haushaltsstrom) bzw. etwa 30–50 % mit Wärmepumpe.

Viele bestehende Arbeiten betrachten entweder idealisierte Tag-Nacht-Spreads oder reale dynamische Tarife, selten jedoch die Kombination aus:

- detaillierten Teillastwirkungsgraden,
- LCOS-basierten Speicherkosten,
- konkreten Haushaltsprofilen mit PV, Speicher und Wärmepumpe,
- und dem Vergleich mit aktuellen Neukunden-Festpreisen.

Genau diese Lücke adressiert die vorliegende Studie, indem sie ein vereinfachtes 35-ct/Spread-Modell mit realen dynamischen Preisen 2024/2025 verknüpft und um einen expliziten Vergleich zu Neukunden-Fixpreistarifen ergänzt.

1.3 Aufbau der Studie

Kapitel 2 beschreibt das zugrunde liegende Systemmodell mit Haushaltsprofilen, PV-Anlage, Speicherkonfigurationen, Wirkungsgraden, Tarifannahmen und Berechnungsansätzen für LCOS, effektive Stromkosten und CO₂-Bilanz. Kapitel 3 stellt die Ergebnisse der Spread-Analyse, die Auswirkungen von Zusatzkosten, den PV-Eigenverbrauch, die Haushaltsfallstudie mit realen dynamischen Tarifen sowie die Einsparpotenziale eines Tarifwechsels auf Neukunden-Festpreise dar. Kapitel 4 diskutiert diese Ergebnisse im Lichte von Teillastwirkungsgraden, strukturellen Grenzen dynamischer Tarife (Zeit- und Verdrängungsparadoxon), § 14a-Netzentgelten und virtuellen Kraftwerksmodellen. Kapitel 5 fasst zentrale Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Hausbesitzer, Energieversorger und Politik zusammen.

2. Methodik und wissenschaftliche Grundlagen

Dieses Kapitel beschreibt das untersuchte System, die zentralen Annahmen zu Verbrauch, Tarifen, Speichertechnik und Wirkungsgraden sowie die Berechnungswege für effektive Stromkosten, PV-Eigenverbrauch und CO₂-Bilanz. Ziel ist ein transparentes, aber praxistauglich vereinfachtes Modell für typische Einfamilienhaushalte mit PV-Anlage, Speicher und dynamischen Stromtarifen.

2.1 Systemmodell und Haushaltsannahmen

Leitfrage: Welche typische Haushaltssituation wird betrachtet, und wie sind Verbrauch und PV-Anlage dimensioniert?

Es werden zwei realistische Szenarien auf Basis des BDEW-Standardlastprofils H0 betrachtet: [19]

- **Szenario A:** 3.500 kWh/Jahr (Haushaltsstrom ohne Wärmepumpe).
- **Szenario B:** 8.000 kWh/Jahr (Haushalt mit elektrisch betriebener Wärmepumpe).

In beiden Fällen wird eine Dach-PV-Anlage mit 10 kWp und ein 10 kWh-Speicher unterstellt. Typische Autarkiegrade liegen bei etwa 75 % (nur Haushalt) und 50 % (Haushalt + Wärmepumpe), was 875 kWh bzw. 4.000 kWh verbleibendem Netzbezug pro Jahr entspricht. [4], [5], [6]

Kernannahmen Systemmodell:

- Einfamilienhaus mit PV-Dachanlage (10 kWp).
- Lithium-Ionen-Speicher (5 bzw. 10 kWh) im AC-gekoppelten System.
- Standardlastprofil H0 mit typischer Tagesstruktur von Grundlast, Morgen- und Abendspitzen.

2.2 Tarifmodell: idealisierte Spreads und reale Preise

Leitfrage: Wie werden Fixpreise, dynamische Tarife und Preisspreads im Modell abgebildet?

2.2.1 Idealisiertes Spread-Modell

Für die grundsätzliche Arbitrage-Analyse wird ein vereinfachtes Tag-Nacht-Schema genutzt:

- Spitzenpreis: 35 ct/kWh (inkl. Netzentgelte, Steuern, Umlagen).
- Spreads: 5, 10, 15 und 20 ct/kWh.
- Nachtprice: Spitzenpreis minus Spread.

Dieses Schema dient zur analytischen Bestimmung, ab welchen Spreads sich Arbitrage mit Speicher bei gegebenem LCOS und Wirkungsgrad lohnt.

2.2.2 Reale dynamische Haushaltsstrompreise 2024–2025

Für die Fallstudie werden modellierte dynamische Endkundenpreise der BNA herangezogen: [20], [25]

- durchschnittlicher dynamischer Arbeitspreis: ca. 36 ct/kWh inkl. aller Bestandteile, seit April 2025 im Mittel unter vielen Fixpreistarifen, [20], [25]
- intra-tägliche Spreads der Spotpreise: typischerweise 5–15 ct/kWh zwischen günstigen und teuren Stunden. [25], [29], [30]

Parallel weist der BDEW für 2024/2025 durchschnittliche Haushaltsstrompreise um 39–41 ct/kWh aus, sodass sich ein realer Mittelwert-Spread von etwa 3–4 ct/kWh zwischen dynamischen und klassischen Tarifen ergibt. [19], [31]

2.2.3 Neukunden- vs. Bestandskundertarife

Zur Einordnung gegenüber einfachen Tarifwechseln werden zudem aktuelle Festpreistarife betrachtet:

- Bestandskunden-Fixpreise: typischerweise 31–37 ct/kWh, viele Haushalte lagen 2024/2025 bei rund 40 ct/kWh. [19], [31], [32]
- Neukunden-Festpreise (ohne Bonus): etwa 24–27 ct/kWh mit 12-monatiger Preisgarantie.[32], [33], [34]

Bestandskunden zahlen im Mittel ca. 30–40 % mehr als Neukunden, sofern sie ihren Tarif nicht wechseln. [19], [31], [32], [33]

2.3 Speicherparameter und LCOS

Leitfrage: Welche Speicher werden betrachtet und wie werden ihre Kosten normiert?

Untersucht werden vier typische Heimspeicher-Konfigurationen: [1], [2], [3], [6]

Speicher	Kapazität	Investition	Zyklenzahl	LCOS (ct/kWh)
5 kWh billig	5 kWh	2.500 €	6.000	8,3
10 kWh billig	10 kWh	4.000 €	6.000	6,7
5 kWh hochwertig	5 kWh	3.300 €	10.000	6,6
10 kWh hochwertig	10 kWh	6.000 €	10.000	6,0

Tabelle 1: Speicherparameter und berechnete LCOS-Werte

Die Levelized Cost of Storage (LCOS) normieren die Investitionskosten über die Lebensdauer: [2], [3]

$$\text{LCOS} = \frac{\text{Investitionskosten}}{\text{Kapazität} \times \text{Zyklenzahl}}$$

Beispiel 5 kWh-Billigspeicher: 2.500 € / (5 kWh × 6.000) ≈ LCOS von 8,3 ct/kWh.

Beispiel: 10 kWh-Qualitätsspeicher: erzielt trotz höherer Investition den niedrigsten LCOS (6,0 ct/kWh), da die höhere Zyklenzahl die Kosten / kWh deutlich senkt.

Querverweis. Die hier verwendeten Teillastwirkungsgrade (57 / 78 / 86 / 91 %) werden im Grundlagenkapitel § 2 hergeleitet; Studie B Kap. 4.5 nutzt dieselbe Datenbasis. Die tabellarische Bewertung dieses Einflussfaktors steht in Anhang A, Tabellen A.1 und A.5. Harmonisierte Preisbasis 2026: Dachpapier § 4.

2.4 Wirkungsgrade im Teillastbereich (HTW Berlin 2025)

Leitfrage: Welche Systemwirkungsgrade werden in der Praxis erreicht, und wie unterscheiden sie sich von Nennwerten?

Die HTW-Stromspeicher-Inspektion 2025 misst AC-Systemwirkungsgrade für verschiedene Leistungsbereiche, die in dieser Studie als Mittelwerte verwendet werden:

AC-Leistung	Systemwirkungsgrad	Typische Anwendung
100 W (Grundlast)	57 %	Kühlschrank, Standby-Geräte
200 W (niedrige Teillast)	78 %	+ Router, LED-Beleuchtung
500 W (mittlere Teillast)	86 %	+ TV, Computer, Teichpumpe
5–10 kW (Volllast)	91 %	+ Waschmaschine, E-Auto, Backofen

Tabelle 2: Wirkungsgrade nach HTW Berlin Stromspeicher-Inspektion 2025 (Mittelwerte) [1]

Im Teillastbereich dominieren Umwandlungs- und Standby-Verluste, wodurch Wirkungsgrade bei 100–200 W deutlich unter den oft beworbenen 90 % liegen. Da Haushalte einen erheblichen Teil des Tages in genau diesen Lastbereichen operieren, ist die Berücksichtigung realer Teillastwirkungsgrade entscheidend für die weitere Wirtschaftlichkeitsbewertung. [1], [6]

2.5 Berechnung effektiver Stromkosten aus dem Speicher

Leitfrage: Wie werden aus LCOS, Netzpreis und Wirkungsgrad die effektiven Stromkosten pro kWh Speicherstrom bestimmt?

Die effektiven Stromkosten pro aus dem Speicher entnommener kWh werden berechnet als

$$\text{Effektivpreis} = \frac{\text{LCOS} + \text{Nachtpreis}}{\eta} \quad [2], [3]$$

wobei LCOS den normierten Speicherkosten entspricht, der Nachtpreis den dynamischen Niedrigpreis (bzw. idealisierten Nachtpreis) abbildet und η der relevante Systemwirkungsgrad im jeweiligen Lastpunkt ist.

Beispiel 5 kWh-Billigspeicher, Spread 15 ct/kWh, 78 % Wirkungsgrad:

- **LCOS:** 8,3 ct/kWh.
- **Nachtpreis:** 35 ct/kWh – 15 ct/kWh = 20 ct/kWh.
- **Effektivpreis:** (8,3 + 20) / 0,78 ≈ 33,9 ct/kWh.

Für die Bewertung werden drei Zonen definiert:

- **„grün“:** < 30 ct/kWh (wirtschaftlich attraktiv),
- **„gelb“:** 30–35 ct/kWh (bedingt wirtschaftlich),
- **„rot“:** > 35 ct/kWh (unwirtschaftlich).

2.6 PV-Eigenverbrauch, CO₂-Bilanz und Lastprofil

Leitfrage: Wie wird der Nutzen von PV-Eigenverbrauch und Speicher für CO₂-Bilanz und Netzbezug modelliert?

Die Kombination aus 10 kWp PV und 10 kWh Speicher führt in der Literatur typischerweise zu Autarkiegraden von etwa 75 % (nur Haushaltsstrom) und 50 % (Haushalt + Wärmepumpe). [4], [5], [6]

Für diese Studie wird von folgenden Größenordnungen ausgegangen:

- Szenario A (3.500 kWh): 2.625 kWh/Jahr aus PV/Speicher, 875 kWh/Jahr aus dem Netz.
- Szenario B (8.000 kWh): 4.000 kWh/Jahr aus PV/Speicher, 4.000 kWh/Jahr aus dem Netz.

Für die CO₂-Bilanz wird ein Emissionsfaktor des deutschen Strommixes von 0,366 kg CO₂/kWh verwendet, womit sich die CO₂-Einsparungen direkt aus dem vermiedenen Netzbezug ergeben.

Das Tagesprofil wird vereinfacht wie folgt beschrieben:

- **Nacht:** geringe Last, kaum PV-Erzeugung, Speicher entlädt.
- **Vormittag:** steigende PV-Erzeugung, erste Speicherladung.
- **Mittag:** hohe PV-Leistung, Speicher wird gefüllt, verschiebbare Lasten werden bevorzugt bedient.
- **Abend:** sinkende PV-Leistung, Speicher übernimmt Last.

Diese Struktur bildet die Grundlage für das in Kapitel 3 diskutierte „Zeitparadoxon“ und die begrenzte Nutzbarkeit extremer Spotpreis-Spreads.

2.7 Erweiterte Methodik: reale dynamische Preise und effektive Arbeitspreise

Leitfrage: Wie werden reale dynamische Endkundenpreise und Zusatzkosten in der Fallstudie berücksichtigt?

Für die Haushaltsfallstudie gelten folgende Parameter:

1. Referenz-Fixpreis Bestandskunde: ca. 40 ct/kWh als typischer Haushaltsarbeitspreis laut BDEW-Strompreisanalyse 2024/2025. [19], [31]
2. Dynamischer Durchschnittspreis: ca. 36 ct/kWh als modellierter dynamischer Endkundenpreis inkl. Netzentgelten, Steuern und Umlagen. [20], [25]
3. Spotpreis-Volatilität: Spreads von typischerweise 5–15 ct/kWh zwischen günstigen und teuren Stunden des Day-Ahead-Markts. [25], [29], [30]
4. Zusatzkosten für dynamische Tarife: etwa 120 €/Jahr für Smart-Meter-Gateway und HEMS, entsprechend rund 3,4 ct/kWh bei 3.500 kWh bzw. 1,5 ct/kWh bei 8.000 kWh Jahresverbrauch. [21], [22]

Unter realistisch erreichbarer Lastverschiebung und Speichersteuerung sinkt der effektive Arbeitspreis auf den Reststrom im Modell von etwa 36 ct/kWh auf 33–34 ct/kWh, was in der Größenordnung der in Studien ausgewiesenen Einsparungen von durchschnittlich rund 7,36 % liegt. [23]

Kernbotschaft Kapitel 2: Das Modell kombiniert typische Haushaltsprofile, realistische Tarife 2024/2025, HTW-Messwerte zu Teillastwirkungsgraden und LCOS-basierte Speicherkosten zu einem konsistenten Rahmen, in dem sowohl idealisierte Spreads als auch reale dynamische Preise sowie einfache Tarifwechsel quantitativ bewertet werden können.

3. Ergebnisse

Dieses Kapitel beantwortet die Frage, unter welchen Bedingungen Batteriespeicher in Kombination mit dynamischen Stromtarifen wirtschaftlich sind und wie sie im Vergleich zu einfachen Tarifwechseln auf aktuelle Neukunden-Festpreise abschneiden. Dazu werden zunächst idealisierte Spread-Szenarien betrachtet, anschließend die Zusatzkosten dynamischer Tarife einbezogen, PV-Eigenverbrauch und CO₂-Bilanz ausgewertet, eine Haushaltsfallstudie durchgeführt und schließlich die Effekte eines Tarifwechsels auf aktuelle Neukunden-Festpreise analysiert.

3.1 Effektive Stromkosten bei idealisierten Spreads (ohne Zusatzkosten)

Leitfrage: Wie günstig kann Strom aus dem Speicher theoretisch werden, wenn nur LCOS, Wirkungsgrad und Spread berücksichtigt werden?

Ausgangspunkt ist ein vereinfachtes Modell mit einem Spitzenpreis von 35 ct/kWh (inkl. Steuern, Netzentgelten und Umlagen) und Spreads von 5, 10, 15 und 20 ct/kWh zwischen Hoch- und Niedrigpreis. Der Nachtpreis ergibt sich aus der Differenz von Spitzenpreis und Spread, die effektiven Stromkosten pro entnommener kWh aus dem Speicher aus **Effektivpreis** = $\frac{\text{LCOS} + \text{Nachtpreis}}{\eta}$ wobei η der relevante Systemwirkungsgrad im jeweiligen Lastbereich (100–500 W bzw. Volllast) ist.

Die folgenden Tabellen zeigen effektive Stromkosten für verschiedene Speicherkonfigurationen, Wirkungsgrade und Spreads.

3.1.1 5 kWh-Billigspeicher (6.000 Zyklen, LCOS 8,3 ct/kWh)

Der 5 kWh-Billigspeicher weist mit 8,3 ct/kWh den höchsten LCOS der betrachteten Systeme auf.

Zwischenfazit 3.1.1:

Der 5 kWh-Billigspeicher ist trotz hoher Spreads meist nur bedingt wirtschaftlich oder unwirtschaftlich, da der hohe LCOS mögliche Arbitragegewinne stark begrenzt.

Kernbotschaft: Kleine, günstige Speicher mit hohem LCOS eignen sich für Arbitrage nur in Ausnahmefällen – dann vor allem bei hohen Lasten und sehr großen Spreads.

Wirkungsgrad	5 ct	10 ct	15 ct	20 ct
57 % (100 W)	61,0 ct/kWh	52,2 ct/kWh	43,4 ct/kWh	34,64 ct/kWh
78 % (200 W)	46,8 ct/kWh	40,4 ct/kWh	33,9 ct/kWh	27,5 ct/kWh
86 % (500 W)	43,2 ct/kWh	37,44 ct/kWh	31,6 ct/kWh	25,8 ct/kWh
91 % (Volllast)	41,34 ct/kWh	35,8 ct/kWh	30,3 ct/kWh	24,8 ct/kWh

Tabelle 3: Effektive Stromkosten (ct/kWh) für 5 kWh Billig-Speicher

3.1.2 10 kWh-Qualitätsspeicher (10.000 Zyklen, LCOS 6,0 ct/kWh)

Der 10 kWh-Qualitätsspeicher mit 10.000 Zyklen erreicht mit 6,0 ct/kWh den niedrigsten LCOS aller betrachteten Varianten.

Zwischenfazit 3.1.2:

Der 10 kWh-Qualitätsspeicher kann bei Spreads ab etwa 15 ct/kWh und guten Wirkungsgraden wirtschaftliche Effektivpreise von etwa 30 ct/kWh oder darunter erreichen.

Kernbotschaft: Nur große, hochwertige Speicher eröffnen bei idealisierten Spreads eine klare Chance auf wirtschaftliche Arbitrage – und auch hier nur, wenn Spread und Lastpunkte günstig sind.

Wirkungsgrad	Spread 5 ct	Spread 10 ct	Spread 15 ct	Spread 20 ct
57 % (100 W)	58,6 ct/kWh	49,8 ct/kWh	41,1 ct/kWh	32,3 ct/kWh
78 % (200 W)	44,5 ct/kWh	38,0 ct/kWh	31,6 ct/kWh	25,2 ct/kWh
86 % (500 W)	40,9 ct/kWh	35,1 ct/kWh	29,3 ct/kWh	23,5 ct/kWh
91 % (Volllast)	39,0 ct/kWh	33,5 ct/kWh	28,0 ct/kWh	22,5 ct/kWh

Tabelle 4: Effektive Stromkosten (ct/kWh) für 10 kWh Hochwertig-Speicher

Erläuterung: Bester LCOS (6,0 ct/kWh) führt zu günstigsten Effektivpreisen aller getesteten Systeme. Bei Spread ≥ 15 ct und Wirkungsgrad ≥ 86 % sind effektive Kosten < 30 ct/kWh.

3.2 Effektive Stromkosten mit Zusatzkosten dynamischer Tarife

Leitfrage: Wie verändern Smart-Meter- und HEMS-Kosten die Wirtschaftlichkeit dynamischer Tarife mit Speicher?

Dynamische Tarife verursachen oft zusätzliche Infrastrukturkosten, typischerweise etwa

- 60–100 €/Jahr für das Smart-Meter-Gateway (SMGW)
- 20–60 €/Jahr für ein Home-Energy-Management-System,
- zusammen konservativ rund 120 €/Jahr.

Bei 3.500 kWh Jahresverbrauch (Haushaltsstrom) entspricht dies etwa 3,4 ct/kWh.

Bei 8.000 kWh Jahresverbrauch (Haushaltsstrom + Wärmepumpe/E-Auto) rund 1,5 ct/kWh

Aufschlag auf den Arbeitspreis.

Beispiel: 10 kWh-Qualitätsspeicher, Spread 15 ct/kWh, 86 % Wirkungsgrad

Ohne Zusatzkosten ergeben sich effektive Kosten von etwa 29,3 ct/kWh und damit ein klar „grüner“ Bereich. Mit SMGW/HEMS-Kosten steigen die effektiven Preise auf rund 32,7 ct/kWh bei 3.500 kWh bzw. 30,8 ct/kWh bei 8.000 kWh Jahresverbrauch.

Zwischenfazit 3.2:

Die Zusatzkosten verschlechtern die Wirtschaftlichkeit vor allem bei niedrigen Jahresverbräuchen, während sie bei hohen Verbräuchen deutlich weniger ins Gewicht fallen.

Kernbotschaft: Dynamische Tarife mit Speicher lohnen sich vor allem für Haushalte mit hohem Jahresverbrauch; bei 3.500 kWh können die Fixkosten den Vorteil nahezu vollständig aufzehren.

3.3 PV-Eigenverbrauchsquote und CO₂-Bilanz

Leitfrage: Welchen Beitrag leisten Batteriespeicher zur Steigerung des PV-Eigenverbrauchs und zur CO₂-Reduktion – unabhängig von einer Arbitrage?

Die Studie vergleicht vier Speicheroptionen hinsichtlich PV-Eigenverbrauch und CO₂-Einsparung über einen Betriebszeitraum der PV-Anlage von 30 Jahren.

Speicher	PV-Eigenverbrauchsquote	CO ₂ /a	30 Jahre
5 kWh billig	30 %	383 kg	11,4 t
5 kWh hochwertig	35 %	448 kg	13,4 t
10 kWh billig	45 %	575 kg	17,2 t
10 kWh hochwertig	50 %	640 kg	19,2 t

Tabelle 5: PV-Eigenverbrauchsquote und CO₂-Einsparungspotenzial

Erläuterung: Beispielhaft erreicht ein 10 kWh-Qualitätsspeicher bei 3.500 kWh Jahresverbrauch und 50 % PV-Eigenverbrauch rund 1.750 kWh/Jahr aus PV-Speicher-Kombination und spart bei einem Emissionsfaktor des Strommixes von 0,366 kg CO₂/kWh etwa 640 kg CO₂ pro Jahr.

Zwischenfazit 3.3:

Größere Speicher ermöglichen signifikant höheren PV-Eigenverbrauch und steigern die CO₂-Einsparung von etwa 11 t (5 kWh billig) auf rund 19 t (10 kWh hochwertig) über 30 Jahre.

Kernbotschaft: Der klimarelevante Hauptnutzen eines Heimspeichers liegt in der Steigerung des PV-Eigenverbrauchs; dieser wächst klar mit Speichergröße und Qualität.

3.4 Fallstudie: 10 kWp-PV, 10 kWh-Speicher und reale dynamische Tarife

Leitfrage: Wie wirkt sich ein dynamischer Tarif in der Praxis auf die Stromrechnung eines konkreten Haushalts aus – mit und ohne Wärmepumpe?

Betrachtet werden zwei Szenarien mit 10 kWp PV und 10 kWh Speicher:

- **Szenario A:** 3.500 kWh/Jahr (Haushaltsstrom ohne Wärmepumpe), Gesamt-Autarkie etwa 75 %.
- **Szenario B:** 8.000 kWh/Jahr (Haushalt mit Wärmepumpe/E-Auto), Gesamt-Autarkie etwa 50 %.

Als Referenz dienen ein Fixpreis-Bestandskundentarif von 40 ct/kWh, ein günstiger Fixpreis-Neukundentarif mit 24 ct/kWh und ein modellierter dynamischer Tarif mit etwa 36 ct/kWh ohne Optimierung bzw. 33–34 ct/kWh mit realistischer Lastverschiebung.

3.4.1 Szenario A – 3.500 kWh ohne Wärmepumpe

Ohne PV und Speicher ergeben sich jährliche Stromkosten von 1.400 € beim Bestandskunden-Fixpreis (40 ct/kWh) bzw. 840 € beim Neukundentarif (24 ct/kWh). Mit 75 % Autarkie verbleiben 875 kWh Netzbezug, die je nach Tarif 350 € (Bestandskunde), 210 € (Neukunde), etwa 315 € (dynamisch ohne Optimierung) bzw. rund 289 € (dynamisch mit Optimierung) verursachen.

Gegenüber dem Bestandskunden-Fixpreis sinken die Reststromkosten mit dynamischem Tarif um etwa 35 €/Jahr ohne und etwa 60–100 €/Jahr mit Optimierung (15–25 % auf den Reststromanteil, 4–7 % bezogen auf die ursprüngliche Vollkostenrechnung ohne PV/Speicher). Im Vergleich zum günstigen Neukundentarif ist der dynamische Tarif in dieser Konstellation mit Mehrkosten von rund 79 €/Jahr dagegen klar im Nachteil.

Wichtiger Hinweis: Diese Studie wurde nach bestem Wissen erstellt. Das Bürgernetzwerk übernimmt keine Haftung für den Inhalt oder die Richtigkeit der darin getroffenen Aussagen.

Zwischenfazit 3.4.1:

Für Bestandskunden mit hohen Fixpreisen kann der dynamische Tarif bei 3.500 kWh spürbare Einsparungen auf den Reststrom bringen, gegenüber sehr günstigen Neukundentarifen aber nicht konkurrieren.

3.4.2 Szenario B – 8.000 kWh mit Wärmepumpe

Ohne PV und Speicher ergeben sich 3.200 €/Jahr beim Bestandskunden-Fixpreis (40 ct/kWh) und 1.920 €/Jahr beim Neukundentarif (24 ct/kWh). Mit 50 % Autarkie verbleiben 4.000 kWh Netzbezug, was 1.600 € (Bestandskunde), 960 € (Neukunde), 1.440 € (dynamisch ohne Optimierung) oder 1.360 € (dynamisch mit Optimierung) entspricht.

Gegenüber dem Bestandskunden-Fixpreis entstehen Einsparungen von rund 160 €/Jahr ohne und etwa 200–250 €/Jahr mit Optimierung (ca. 15 % auf den Reststromanteil, 6–8 % bezogen auf die ursprüngliche Vollkostenrechnung). Im Vergleich zum günstigen Neukundentarif bleibt der dynamische Tarif mit Mehrkosten von etwa 400 €/Jahr deutlich zurück.

Zwischenfazit 3.4.2:

In Kombination mit Wärmepumpe und hohem Verbrauch kann ein dynamischer Tarif gegenüber Bestandskunden-Fixpreisen deutliche Einsparungen erzielen, bleibt gegenüber attraktiven Neukundentarifen jedoch klar im Nachteil.

3.4.3 Abgleich mit Spread-Modell und strukturellen Effekten

Das Spread-Modell zeigt, dass sich Speicherbetrieb unter idealisierten Bedingungen ab Spreads von etwa 15 ct/kWh und hohen Wirkungsgraden klar lohnt. Reale Day-Ahead-Preisdaten weisen zwar regelmäßig Spreads von 5–15 ct/kWh auf, diese treten aber zeitlich nur begrenzt passend zu flexiblen Haushaltslasten auf und werden in PV-Haushalten durch das „Zeitparadoxon“ zusätzlich eingeschränkt.

Die in der Fallstudie ermittelten Einsparungen von etwa 7–12 % auf den Reststromanteil liegen nahe aktuellen empirischen Studienwerten und deutlich unter theoretischen Maximalgewinnen, die oftmals beworben werden, ohne die realen Randbedingungen zu benennen oder in die Rechnung einzubeziehen. Spreads unter 15 ct/kWh werden durch niedrige Teillastwirkungsgrade (57–78 %) und zusätzliche LCOS-Kosten oft vollständig aufgezehrt, während in Zeiten mit niedrigsten Strompreisen der Speicher durch PV häufig bereits vollgeladen ist und günstige Netzpreise nicht nutzen kann.

Zwischenfazit 3.4.3:

Reale Einsparungen durch dynamische Tarife mit Speicher liegen strukturell im Bereich von etwa 7–12 % und werden durch PV-Eigenverbrauch, Teillastwirkungsgrade und das Zeitparadoxon begrenzt.

Kernbotschaft: Dynamische Tarife bieten in gut geeigneten Konstellationen moderate, aber reale Zusatzersparnisse gegenüber Bestandskunden-Fixpreisen, bleiben jedoch hinter theoretischen Arbitrage-Potenzialen und oft auch hinter guten Neukunden-Festpreisen zurück.

Querverweis. Die Wirkung eines Tarifwechsels auf Amortisation und NPV der Gesamtanlage wird in Studie B Kap. 8.8 quantifiziert. Anhang A, Tab. A.4, klassifiziert die Wechselstrategien; Tab. A.2 ordnet die Preisspreads ein. Harmonisierte Preisbasis: Dachpapier § 4.

3.5 Einsparpotenziale durch Wechsel auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife

Leitfrage: Wie groß sind die Einsparungen eines einfachen Tarifwechsels auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife (ohne Bonus) im Vergleich zu dynamischen Tarifen mit Speicher?

Auswertungen von BDEW, Bundesnetzagentur und Vergleichsportalen zeigen für 2024/2025 durchschnittliche Haushaltsstrompreise von ca. 40ct/kWh über alle Verträge, während Neukunden-Festpreistarife je nach Anbieter und Portal im Bereich von etwa 24–27 ct/kWh liegen (ohne Neukundenboni). Damit ergibt sich eine typische Preisspanne von etwa 13–17 ct/kWh zwischen trägen Bestandskunden in Grundversorgung oder Altverträgen und wechselbereiten Neukunden mit aktuellen Festpreisen.

3.5.1 Beispiel ohne PV und Speicher

Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch ergeben sich:

- Bestandskunde (≈ 40 ct/kWh): $3.500 \text{ kWh} \times 0,40 \text{ €/kWh} = 1.400 \text{ €/Jahr}$.
- Neukundentarif Festpreis (z.B. 26 ct/kWh): $3.500 \text{ kWh} \times 0,26 \text{ €/kWh} = 910 \text{ €/Jahr}$.

Die reine Tarifwechsel-Ersparnis beträgt damit etwa 490 €/Jahr bzw. rund 35 % der Stromkosten – ohne Investition in Speicher, Smart-Meter-Gateway oder HEMS und ohne Verhaltensänderung.

3.5.2 Beispiel mit PV und Speicher

Für die in der Fallstudie verwendete Konstellation mit 10 kWp PV, 10 kWh Speicher, 3.500 kWh Verbrauch und 75 % Autarkie verbleiben 875 kWh Netzbezug pro Jahr. Beim Bestandskunden-Fixpreis von 40 ct/kWh ergeben sich dafür 350 €/Jahr, beim Neukunden-Festpreis von 26 ct/kWh rund 228 €/Jahr – eine Einsparung von etwa 120 €/Jahr allein auf den Reststromanteil.

Im Vergleich zu den in Abschnitt 3.4 ausgewiesenen Mehrwerten dynamischer Tarife von etwa 60–100 €/Jahr (3.500 kWh) bzw. 200–250 €/Jahr (8.000 kWh) gegenüber Bestandskunden-Fixpreisen liegt der Effekt eines konsequenten Tarifwechsels somit in mindestens vergleichbarer, oft höherer Größenordnung. Gleichzeitig entfallen die Zusatzkosten und die Komplexität dynamischer Tarife, insbesondere der Aufwand für Messinfrastruktur und automatisierte Steuerung.

3.5.3 Einordnung gegenüber dynamischen Tarifen

Die Ergebnisse zeigen, dass ein Wechsel von teuren Bestandskunden- auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife für viele Haushalte eine „**low hanging fruit**“ darstellt. Die Einsparungen sind hoch, sicher und sofort wirksam, während dynamische Tarife mit Speicher typischerweise nur zusätzliche Einsparungen im ein- bis niedrigen zweistelligen Prozentbereich auf den Reststromanteil ermöglichen und dazu technische Infrastruktur sowie ein gutes Lastmanagement voraussetzen.

Kernbotschaft 3.5:

Ein einfacher Tarifwechsel auf einen günstigen Neukunden-Festpreistarif reduziert die Stromkosten meist stärker als die Umstellung auf einen dynamischen Tarif mit Speicherbetrieb; dynamische Tarife bleiben ein ergänzendes Optimierungsinstrument für gut passende Lastprofile und hohe Verbrauchsniveaus.

Kernbotschaft Kapitel 3:

Große, hochwertige Speicher in Haushalten mit höherem Verbrauch können in Kombination mit dynamischen Tarifen realistisch Einsparungen im 1-2-stelligen Prozentbereich auf den Reststromanteil erzielen. Kleine oder billige Speicher, niedrige Spreads, ungünstige Teillastwirkungsgrade und hohe Fixkosten für dynamische Tarife machen Arbitrage oft unwirtschaftlich, während ein konsequenter Tarifwechsel auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife vielfach das größte kurzfristig realisierbare Sparpotenzial bietet.

Querverweis. VPP- und Anbietermodelle (sonnenFlat, Heartbeat AI, Enpal) werden hier vertieft; Studie B belässt es beim Hinweis in Kap. 11. Tabellarische Bewertung und Einordnung: Anhang A, Tab. A.7.

4. Tarifmodelle und Netzdienlichkeit

Dieses Kapitel beschreibt drei aktuelle Tarifmodelle, die Batteriespeicher, Photovoltaik und (teils) dynamische Strompreise kombinieren, und ordnet ihre Struktur in die in Kapitel 3 erzielten Wirtschaftlichkeitsergebnisse ein. [14], [26], [40] (Produktinfos sonnen, Enpal, 1KOMMA5°).

Betrachtet werden die **sonnenFlat von sonnen**, das **Heartbeat-AI-Modell von 1KOMMA5°** sowie der dynamische Stromtarif mit **Energiegeld von Enpal** und deren Einbindung in virtuelle Kraftwerke (VPP).

Ziel ist eine präzise Beschreibung entlang der veröffentlichten Anbieterangaben sowie eine Einordnung ihrer Bedeutung für die in dieser Studie untersuchte Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern und dyn. Tarifen.

4.1 sonnenFlat / sonnenCommunity

4.1.1 Struktur und Funktionsweise

Die sonnenFlat ist ein Stromliefermodell, bei dem Haushalte mit PV-Anlage und sonnenBatterie Mitglied der sonnenCommunity werden und ein Freistromkontingent erhalten. Nach Angaben des Herstellers wird der Haushaltsstrom bis zur individuell berechneten Freistrommenge ohne Arbeitspreis abgerechnet.

In der offiziellen FAQ von sonnen wird dies wie folgt beschrieben: [14], [47]

- Die sonnenFlat ermöglicht es, die Stromkosten bis auf 0 Euro zu senken.
- Es fällt keine Grundgebühr für die sonnenFlat an, auch keine Kosten für den Stromzähler.
- Bis zur Freistrommenge fallen keine Stromkosten an; erst bei Mehrverbrauch oberhalb dieser Freistrommenge wird ein regionaler Arbeitspreis berechnet, dessen Höhe vom jeweiligen Angebot und Netzgebiet abhängt
- Voraussetzung für die Teilnahme an der sonnenFlat ist der Einsatz einer sonnenBatterie, das die technische Einbindung in das virtuelle Kraftwerk (Virtual Power Plant, VPP) von sonnen ermöglicht. [47]

4.1.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie

Im Kontext dieser Studie ist entscheidend, dass die sonnenFlat das klassische Konzept "Arbeitspreis × Reststrommenge" bis zur Freistrommenge vollständig ersetzt. Der Reststrom wird innerhalb dieses Kontingents nicht zu einem ct/kWh-Preis bezahlt, sondern über die Teilnahme am VPP refinanziert, während die Investitionskosten der Batterie separat anfallen.

Für die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien mit 10 kWp PV, 10 kWh Speicher und Autarkiegraden von 50–75 % bedeutet dies:

- Die Kosten für den Reststrom innerhalb der Freistrommenge gehen in den in Kapitel 3 verwendeten Vergleich "Fixpreis vs. dynamischer Tarif" nicht direkt ein, sondern werden durch das Freistrommodell abgedeckt.
- Die wirtschaftliche Bewertung verschiebt sich von der Frage "Was kostet die kWh Reststrom?" hin zur Frage "Welche Kosten entstehen für die Batterie und welche Gegenleistungen (Freistrommenge) erhalte ich dafür?".

Da sonnen den regionalen Arbeitspreis für Mehrverbrauch nicht als festen Wert veröffentlicht, kann in dieser Studie keine belastbare Vergleichsrechnung "Mehrverbrauch bei Sonnen vs. Festpreis" durchgeführt werden. Der Strompreis für den Mehrverbrauch über die Freistrommenge hinaus wird aufgrund der von sonnen ermittelten, jeweils aktuellen Kosten des Vorjahres für Netzgebühren, Abgaben etc. jährlich neu ermittelt und bleibt für jeweils ein Jahr garantiert. [14], [47]

4.2 1KOMMA5° Heartbeat AI und dynamischer Stromtarif

4.2.1 Struktur und Funktionsweise

1KOMMA5° bietet mit Heartbeat AI ein Energiemanagementsystem an, das einen dynamischen Stromtarif mit KI-basierter Steuerung von PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe und Wallbox verknüpft.

Die wesentlichen, veröffentlichten Eckpunkte sind: [40]

- Hardware (Heartbeat-Device): IoT-Gerät zur Anbindung bestehender Energiesysteme an das Energiemanagement und das virtuelle Kraftwerk; einmalige Gerätekosten 599 Euro.
- Software (Heartbeat AI): KI-basiertes Energiemanagement mit einer monatlichen Gebühr von 14,99€.
- Dynamischer Stromtarif: Arbeitspreis an Day-Ahead-Börsenpreise gekoppelt; der Vertrag wird zusammen mit Heartbeat AI ohne zusätzliche Grundgebühr für den Stromtarif angeboten, die fixen Kosten liegen somit im Wesentlichen in Hardware und Softwaregebühr.

In einer beispielhaften Fallstudie nennt 1KOMMA5° für stark elektrifizierte Haushalte mit PV, Speicher, Wärmepumpe und E-Auto Einsparpotenziale von bis zu 50 % der Stromkosten, ohne diese Zahl als Durchschnittswert auszuweisen.

4.2.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie

Für die in dieser Studie untersuchte Kombination aus Batteriespeichern und dynamischen Tarifen sind zwei Aspekte relevant:

- Der dynamische Tarif von 1KOMMA5° entspricht konzeptionell den modellierten dynamischen Endkundentarifen auf Basis von Day-Ahead-Preisen; Heartbeat AI liefert die technische Voraussetzung, um die angenommene Lastverschiebung und Speichersteuerung in der Praxis umzusetzen. [20],[25],[40]
- Die monatliche Softwaregebühr von 14,99 Euro und die einmaligen Hardwarekosten von 599 Euro sind zusätzliche, fixe Infrastrukturkosten. Bei kleinen Reststrommengen erhöhen sie den spezifischen Arbeitspreis deutlich, bei hohen Reststrommengen verteilen sie sich besser. [40]

4.3 Enpal: Dynamischer Stromtarif mit Energiegeld

4.3.1 Struktur und Funktionsweise

Enpal bietet einen dynamischen Stromtarif an, der auf Day-Ahead-Börsenpreisen basiert und mit einem integrierten Energiemanagementsystem für PV-Anlage und Speicher kombiniert ist.

Auf der Produktseite wird beschrieben, dass: [26]

- der Strompreis stundenweise an die Börsenpreise angepasst wird,
- der Speicher so gesteuert wird, dass in günstigen Stunden geladen und in teuren Stunden der Netzbezug reduziert wird,
- zusätzlich ein Energiegeld als Rückvergütung für eingespeisten Überschussstrom bzw. für die Teilnahme an der Optimierung gewährt wird.

Die genaue Höhe des Energiegeldes wird in den öffentlich zugänglichen Enpal-Unterlagen nicht als standardisierte Staffel explizit beziffert; externe Analysen nennen hier für bestimmte Konstellationen Beträge "bis zu" mehreren Hundert Euro pro Jahr, dies sind jedoch keine offiziellen Tarifstaffeln.

4.3.2 Einordnung in die Wirtschaftlichkeitsstudie

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern und dynamischen Tarifen kann das Enpal-Modell wie folgt eingeordnet werden:

- Der Grundmechanismus des dynamischen Tarifs entspricht dem in dieser Studie verwendeten dynamischen Tarifmodell; die Wirtschaftlichkeitslogik hinsichtlich LCOS, Wirkungsgraden und Preisspreads ist identisch. [20], [25], [26], [35]
- Das Energiegeld wirkt betriebswirtschaftlich wie eine Rückvergütung auf Basis der Optimierungserfolge und der Vermarktung von Überschüssen; mangels standardisierter, veröffentlichter Werte kann in dieser Studie jedoch keine allgemeingültige Zahl für die Höhe dieser Rückvergütung verwendet werden.

4.4 Vergleich der Tarifmodelle im Kontext der Studie

Nachfolgende Tabelle 4.1 fasst die wesentlichen Strukturmerkmale der drei Tarifmodelle zusammen und zeigt deren Bedeutung für die wirtschaftliche Bewertung von Batteriespeichern im Rahmen dieser Studie.

Merkmal	sonnenFlat / Community [14], [47]	1KOMMA5° Heartbeat AI [40]	Enpal dynamischer Tarif + Energiegeld [26], [35]
Grundprinzip	Freistromkontingent auf Basis Einspeisemenge (PV-Größe), VPP-basiert	HEMS + dynamischer Tarif, Flexibilitäts-VPP	Dynamischer Tarif + Bonuskomponente (Energiegeld)
Stromkosten bis Schwelle	0 €/kWh bis zur individuellen Freistrommenge	Börsenpreis-basiert, AI-optimiert	Börsenpreis-basiert, optimiert
Mehrverbrauch	Regionaler Arbeitspreis (jährlich neu ermittelt)	Arbeitspreis nach Börsenpreis	Arbeitspreis nach Börsenpreis
Grundgebühr Stromprodukt	Keine Grundgebühren	Keine Tarif-Grundgebühr, aber 14,99 €/Monat für AI	In Tarifunterlagen nicht separat genannt
Zusätzliche Fixkosten	Investition in sonnenBatterie	599 € Hardware + 14,99 €/Monat	Integriert im Gesamtpaket (PV/Speicher/Steuerung)
VPP-Einbindung	Ja Präqualifiziertes Regelenenergie-VPP von der Bundesnetzagentur offiziell zugelassen	Ja, Flexibilitäts-VPP keine Präqualifikation zur Bereitstellung von Regelenenergie	Optimierung und Vermarktung von Überschussstrom keine Präqualifikation zur Bereitstellung von Regelenenergie

Tabelle 4.1 Strukturmerkmale Tarifmodelle von sonnen, 1Komma5° und Enpal

4.5 VPP-Modelle - Netzdienlichkeit, Regelenenergie Nutzen für Verbraucher

4.5.1 Präqualifizierte Regelenenergie und virtuelle Kraftwerke

Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber ermöglichen Aggregatoren, Regelenenergie aus gebündelten Kleinanlagen bereitzustellen. In diesem Zusammenhang unterscheiden sich die betrachteten VPP-Modelle deutlich.

Bei den VPP-Modellen gibt es hierbei wichtige Unterschiede, wie folgt aussehen:

sonnen: Genehmigtes präqualifiziertes Regelenenergie-VPP in Deutschland:

- sonnen hat für sein virtuelles Kraftwerk aus vernetzten Heimspeichern die Präqualifikation zur Erbringung von Primärregelleistung (FCR) in mehreren deutschen Regelzonen erhalten (u. a. TenneT, Amprion, TransnetBW).
- Vernetzte sonnenBatterien bilden virtuelle Kraftwerksblöcke mit signifikanter Speicherkapazität, die täglich Primärregelleistung bereitstellen und damit Aufgaben übernehmen, die zuvor konventionellen Kraftwerken vorbehalten waren.
- Damit erfüllt das sonnenVPP die von der Bundesnetzagentur und den ÜNB vorgegebenen technischen und prozessualen Anforderungen (u. a. Mindestaktivierungszeit, Kommunikations- und IT-Sicherheitsanforderungen) für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Das sonnen-VPP stellt tatsächliche Regelenenergie bereit (FCR) und erhält dafür Erlöse aus dem Regelenenergiemarkt. Aus Systemsicht ist die sonnenCommunity damit nachweislich netzdienlich: Sie stabilisiert die Frequenz des öffentlichen Stromnetzes und ersetzt Teile der bisher konventionell bereitgestellten Regelleistung.

1KOMMA5°: Flexibilitäts-VPP mit Systemambition, ohne Regelenenergiepräqualifikation:

- 1KOMMA5° steuert mit Heartbeat AI mehrere hundert Megawatt an Flexibilitätskapazitäten (PV, Speicher, Wärmepumpen, E-Ladestationen) in einem virtuellen Kraftwerk.
- Für den deutschen Markt ist eine abgeschlossene **Präqualifikation zur Bereitstellung von Primärregelleistung nicht vorhanden**.
- Das 1KOMMA5°-VPP ist heute vor allem ein Flexibilitäts- und Arbitrage-VPP (Lastverschiebung, Intraday-Optimierung, Reduktion von Spitzenlast, Kostensenkung für Kunden);
- Es ist nicht in gleichem Maße wie das sonnenVPP als präqualifizierter Regelenenergieanbieter in Deutschland dokumentiert, auch wenn eine solche Nutzung **perspektivisch angestrebt** wird.

Enpal: VPP-Optimierung ohne ausgewiesene Regelenenergiepräqualifikation:

- Enpal beschreibt zwar die Einbindung der Kundenanlagen in ein Energiemanagement- und Vermarktungssystem, hat aber keinen präqualifizierten Regelenenergiebetrieb für Deutschland.
- Enpal stellt auf seiner Seite den dynamischen Tarif mit Energiemanagement und Energiegeld vor, beschreibt aber kein im Detail dokumentiertes, präqualifiziertes Regelenenergie-VPP für Deutschland.
- Der Fokus liegt auf Haushaltsoptimierung (Arbitrage, Nutzung günstiger Börsenstunden) und der Vermarktung von Überschussstrom, nicht auf explizit ausgewiesener FCR-/aFRR-Bereitstellung.

4.5.2 Netzdienlichkeit (Regelenenergie vs. Flexibilität/Arbitrage):

- **Enger Sinn (Regelenenergie):**
Hier ist **sonnen** mit seinem präqualifizierten VPP ein klarer Akteur, der im Regelenenergiemarkt FCR bereitstellt und somit unmittelbar zur Frequenzhaltung des öffentlichen Stromnetzes beiträgt.
- **Weiterer Sinn (Flexibilität/Arbitrage):**
1KOMMA5° und **Enpal** erbringen netzdienliche Leistungen vor allem über Lastverschiebung, das Peak-Shaving und die Marktoptimierung (Intraday/Day-Ahead), was die Ausnutzung erneuerbarer Erzeugung verbessert und **indirekt** Netz und Preise entlastet.

4.5.2 Einfluss auf Börsenstrompreise und Systemkosten

Virtuelle Kraftwerke mit großen Batteriespeicherpools können die Day-Ahead- und Intraday-Preise beeinflussen, indem sie in Zeiten niedriger Preise zusätzliche Nachfrage erzeugen (Laden) und in Zeiten hoher Preise das Angebot erhöhen (Entladen).

Studien zu Preiseffekten zeigen, dass zusätzliche Speicherflexibilität Preisunterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreisstunden reduziert: Tiefpreise steigen leicht, Spitzenpreise sinken, die Preisspreizung nimmt ab.

Wenn Modelle wie die sonnenCommunity, Heartbeat AI und dynamische Enpal-Tarife in großer Zahl eingesetzt werden, trägt dies dazu bei, Merit-Order-Extrema zu glätten und die Volatilität der Börsenstrompreise zu verringern.

4.5.3 Nutzen für Haushalte ohne eigene PV-Anlage oder Speicher

Der Nutzen der beschriebenen VPP-Modelle beschränkt sich nicht auf PV-Anlagenbesitzer:

- **Durch präqualifizierte Regelenergie aus Heimspeichern (sonnenVPP)** sinkt der Bedarf an konventionellen Regelkraftwerken; langfristig können dadurch System- und Reservekosten sinken, wovon alle Netznutzer über Netzentgelte und Strompreise profitieren.
- **Durch Flexibilitäts-VPPs (1KOMMA5°, Enpal)** werden Preisspitzen an der Börse geglättet und Abregelungen erneuerbarer Erzeugung reduziert; dies kann zu niedrigeren oder stabileren Großhandelspreisen führen, die auch Haushalten ohne eigene Erzeugungsanlagen zugutekommen.

Regulatorische Festlegungen zur Rolle von Aggregatoren erleichtern es zudem, künftig auch gemeinschaftliche Speicherlösungen in Mehrfamilienhäusern oder Quartieren in solche VPP-Konzepte einzubinden, sodass Mieterinnen und Mieter perspektivisch ebenfalls an Netzdienstleistungsvergütungen partizipieren können.

4.5.4 Zusammenfassung im Kontext der Studie

Für die in dieser Studie im Fokus stehende privatwirtschaftliche Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Kombination mit dynamischen Stromtarifen bleibt maßgeblich, welche effektiven Stromkosten auf der Ebene des einzelnen Haushalts erzielt werden können.

Die hier beschriebenen Tarif- und VPP-Modelle ergänzen diese Perspektive um eine gesamtwirtschaftliche Dimension:

- **sonnen** verbindet Heimspeicher mit präqualifizierter Regelenergiebereitstellung und einem Freistrom-Modell; der direkte Reststrompreis wird durch das Freistromkontingent ersetzt, während gleichzeitig ein messbarer Beitrag zur Netzstabilität geleistet wird.
- **1KOMMA5°** nutzt Heartbeat AI, um Flexibilität aus dezentralen Anlagen zu einem großen VPP zu bündeln; die wirtschaftliche Logik entspricht einem dynamischen Tarif mit professioneller HEMS-Steuerung und zusätzlichen Fixkosten.
- **Enpal** kombiniert dynamischen Tarif und Energiegeld zu einem Paket, das die individuelle Reststromrechnung senken kann, ohne dass die Verteilung von Marktgewinnen und Systemkosten im Detail öffentlich transparent ist.

Damit bestätigen die realen Marktmodelle grundsätzlich die in dieser Studie abgeleiteten Aussagen: Batteriespeicher und dynamische Tarife können bei passenden Rahmenbedingungen wirtschaftlich sein, erfordern aber zusätzliche Infrastrukturkosten und sind in ihrer netzdienlichen Wirkung zwar je nach Ausgestaltung unterschiedlich wirksam, leisten aber jedes für sich einen Beitrag zur Erhaltung der Stabilität des Stromnetzes in Deutschland.

5. Wissenschaftliche Diskussion

Dieses Kapitel beantwortet die zentrale Frage: Unter welchen realistischen Bedingungen sind Batteriespeicher in Kombination mit dynamischen Stromtarifen für Privathaushalte wirtschaftlich sinnvoll – und wo nicht? Die Diskussion verknüpft Teillastwirkungsgrade, LCOS, reale Preisspreads, PV-Eigenverbrauch, §14a-Netzentgelte und regionale Unterschiede bei Fixkosten.

5.1 Teillastwirkungsgrade – unterschätzter Kostentreiber

Leitfrage: Wie stark begrenzen reale Wirkungsgrade im Haushaltsbetrieb die Wirtschaftlichkeit von Speichern und dynamischen Tarifen?

Messungen der HTW Berlin zeigen, dass Systemwirkungsgrade bei typischen Haushaltslasten von 100–200 W deutlich einbrechen: statt 91 % bei Volllast werden nur 57 % (100 W) bzw. 78 % (200 W) erreicht. Damit gehen etwa 30 % der Energie in Umwandlungs- und Standby-Verlusten verloren.

Im realen Betrieb eines Einfamilienhauses dominieren genau diese Teillastbereiche: Kühlschrank, Router, Standby-Verbrauch und geringe Beleuchtung verursachen über viele Stunden des Tages eine Dauerlast von 100–300 W. Ein Speicher, der nachts „nur die Grundlast“ deckt, arbeitet daher überwiegend im Bereich 57–78 % und nicht bei Prospektwerten um 90 %.

Zwischenfazit 5.1:

- Prospektwirkungsgrade sind für die Praxis kaum relevant, da sie nur für Volllast angegeben werden.
- Für die Wirtschaftlichkeit von Arbitrage zählen Teillastwirkungsgrade bei 100–500 W – und hier verlieren viele Systeme 20–40 % der Energie.

Kernbotschaft: Ohne gute Teillastwirkungsgrade wird jeder Preisspread durch die hohen Verluste „aufgefressen“ – selbst attraktive dynamische Tarife können das dann nicht kompensieren.

5.2 LCOS – warum Speicherqualität entscheidend ist

Leitfrage: Welche Rolle spielt die Speicherqualität (LCOS) für Arbitrage und PV-Eigenverbrauch?

Der Levelized Cost of Storage (LCOS) normiert die Investitionskosten auf alle über die gesamte Lebensdauer entnommenen kWh und hängt direkt von der Kapazität, der Zyklenzahl und der Investition ab. Hochwertige 10 kWh-Speicher mit 10.000 Zyklen erreichen LCOS von etwa 6,0 ct/kWh, während 5 kWh-Billigspeicher mit 6.000 Zyklen bei rund 8,3 ct/kWh liegen. Damit gilt:

- Große, hochwertige Speicher haben trotz höherer Investition niedrigere Kosten pro kWh,
- Kleine, „billige“ Speicher verteuern jede gespeicherte kWh um 2–4 ct gegenüber Qualitätssystemen.

Da LCOS bei jeder Arbitrage-Betrachtung additiv auf den Energiepreis aufgeschlagen werden müssen, verschieben höhere LCOS die Gewinnschwelle konsequent nach oben.

Zwischenfazit 5.2:

- Wirtschaftlich sinnvoll sind nur Speicher mit niedrigen LCOS (≤ 6 ct/kWh).
- Systeme mit LCOS im Bereich von 8–12 ct/kWh machen die Arbitrage selbst bei sehr niedrigen Börsenpreisen schnell unwirtschaftlich.

Kernbotschaft: Speicherqualität ist keine Komfortfrage, sondern der wichtigste Kostenparameter – ohne niedrigen LCOS ist jede Arbitragestrategie strukturell benachteiligt.

5.3 Dynamische Tarife – Theorie vs. Praxis

Leitfrage: Welches reale Einsparpotenzial bieten dynamische Stromtarife im Zusammenspiel mit Batteriespeichern und PV?

Modellierte dynamische Endkundenpreise liegen im Jahresmittel bei etwa 32 ct/kWh und damit rund 4 ct/kWh unter typischen Fixpreistarifen von 35–37 ct/kWh. Studien mit realen Lastprofilen und Preisgarantien zeigen Einsparungen von ungefähr 7,36 % gegenüber Standardtarifen.

In der Fallstudie dieser Arbeit ergeben sich:

- bei 3.500 kWh Jahresverbrauch (Haushaltsstrom) Einsparungen von etwa 80–130 €/Jahr,
- bei 8.000 kWh (Haushaltsstrom mit Wärmepumpe) Einsparungen von rund 200–250 €/Jahr, jeweils bezogen auf den Reststromanteil nach PV-Eigenverbrauch und Speicherbetrieb.

Gleichzeitig entstehen Zusatzkosten für Smart-Meter-Gateway und Home-Energy-Management-System (HEMS) von typischerweise etwa 120 €/Jahr, was bei 3.500 kWh einem Zuschlag von 3,4 ct/kWh entspricht. Bei höheren Verbräuchen (8.000 kWh) sinkt dieser Zuschlag auf etwa 1,5 ct/kWh.

Zwischenfazit 5.3:

- Dynamische Tarife sind kein Wundermittel, bieten aber stabile Einsparungen im Bereich von 7–12 % auf den Reststromanteil.
- Die Zusatzkosten für Gateway, Mess- und Steuertechnik relativieren den Vorteil bei kleinen Verbräuchen deutlich.

Kernbotschaft: Dynamische Tarife lohnen sich vor allem für Haushalte mit hohem Verbrauch und Flexibilitätsoptionen (WP, E-Auto) – nicht für jeden Standardhaushalt.

5.3.1 Das strukturelle Zeitparadoxon

Leitfrage: Warum können Speicher und dynamische Tarife die attraktivsten Preisspreads oft gar nicht nutzen?

An der Strombörse treten die niedrigsten Day-Ahead-Preise typischerweise zwischen 10 und 14 Uhr auf – genau dann, wenn PV-Anlagen maximale Leistung liefern und Haushaltsbatterien durch PV-Überschuss bereits weitgehend geladen sind. Die hochpreisigen Stunden liegen meist morgens (7–9 Uhr) und abends (17–21 Uhr). **Für einen typischen PV-Speicher-Haushalt bedeutet das:**

- mittags: Batterie durch PV-Überschuss zu 80–100 % gefüllt, kein Bedarf und keine Kapazität für Netzladung zum Niedrigpreis;
- abends: Batterie entlädt zur Versorgung des Haushalts, reduziert teuren Netzbezug;
- nachts: moderate, aber nicht minimalste Börsenpreise (z.B. 8–12 ct/kWh), teils mit freier Kapazität.

Der theoretisch maximale Spread (sehr niedrig Mittag vs. sehr hoch Abend, 15–20 ct/kWh) ist in der Praxis daher selten nutzbar. Realistischer Spread ist eher moderater Nachtpreis vs. Hochpreis Abend, also 5–10 ct/kWh.

Quantitativ zeigt sich:

- Im Sommer werden etwa 70 % der Speicherzyklen von PV-Überschuss getrieben, nur etwa 30 % stehen für Netz-Arbitrage zur Verfügung, bei Spreads von 6–8 ct/kWh.
- Im Winter steigt der Arbitrage-Anteil am Speicherbetrieb, gleichzeitig sinkt aber die Preisvolatilität auf Spreads von 4–6 ct/kWh.

Zwischenfazit 5.3.1:

- Das Zeitparadoxon – günstigste Preise fallen mit maximaler PV-Verfügbarkeit zusammen – begrenzt die real nutzbaren Spreads strukturell.
- Im Jahresmittel sind 5–7 ct/kWh realistisch nutzbar, nicht die theoretischen 15–20 ct/kWh.

Kernbotschaft: Die größten Preisspreads bleiben für PV-Speicher-Haushalte weitgehend unerreichbar – ein zentraler Grund, warum reale Einsparungen deutlich unter theoretischen Berechnungen liegen.

5.3.2 Das Verdrängungsparadoxon – wenn Nachtladung PV-Strom blockiert

Leitfrage: Warum kann vermeintlich günstige Nachtladung eines Speichers ökonomisch und systemisch kontraproduktiv sein?

Wird der Speicher nachts gezielt aus dem Netz geladen (z.B. zu 25–30 ct/kWh Endkundenpreis), steht am Folgetag weniger Kapazität für kostenlosen PV-Überschuss zur Verfügung.

In der Folge:

- PV-Strom, der 35–40 ct/kWh Netzkosten ersetzen könnte, wird stattdessen mit aktuell 7,7 ct/kWh eingespeist,
- der Speicher ist mit Netzstrom gefüllt, der jedoch abends/nachts nur einen geringen Zusatzvorteil gegenüber einem Fixpreis bietet.

Beispielrechnung aus der Studie:

- ohne Nachtladung: 8 kWh PV-Überschuss gespeichert, vermiedener Netzbezug von rund 3,04 €/Tag;
- mit Nachtladung (Speicher vorgefüllt): nur 3 kWh PV-Überschuss speicherbar, dafür zusätzlicher Netzbezug und Einspeisung – Mehrkosten von rund 0,44 €/Tag bzw. etwa 160 €/Jahr.

Zwischenfazit 5.3.2:

- Nachtladung ohne vorausschauende Wetter-/Verbrauchsprognose verdrängt wirtschaftlich wertvolleren PV-Strom und führt schnell zu Mehrkosten im dreistelligen Bereich pro Jahr.
- Aus Netzsicht erhöht sie unnötig die Einspeisung von PV-Überschuss am Folgetag und nachgelagerten Netzstrombezug – mit zusätzlichen Netzverlusten und Ausbaurkosten.

Kernbotschaft: Eine sinnvolle Steuerungsstrategie muss die PV-Speicherung strikt priorisieren und Nachtladung nur bei absehbarer Unterauslastung der Batterie (Winter, bewölkte Tage) zulassen.

5.3.3 Saisonale Preisstrukturen und Tagesgang der Börsenpreise

Leitfrage: Wie verändern sich Preissignale je nach Jahreszeit, Tageszeit und Wochentag – und was bedeutet das für Speicher und dynamische Tarife?

Die Auswertung der Day-Ahead-Preise zeigt ein klares saisonales Muster, das sich grob in Sommer- und Winterhalbjahr gliedern lässt. Charakteristisch sind dabei drei Tageszeitfenster: Nacht (00:00–06:00 Uhr), Mittag (11:00–15:00 Uhr) und Abend (18:00–21:00 Uhr).

Mittlere Preisverteilung nach Saison und Tageszeit

- **Sommer (April–September)**
 - **Nacht (00:00–06:00 Uhr):** überwiegend *mittel-niedriges Preisniveau*, bedingt durch geringe Nachfrage und moderatem Einfluss von Wind; Tiefstpreise sind möglich, aber nicht dominant.
 - **Mittag (11:00–15:00 Uhr):** am *günstigsten*; hohe PV-Einspeisung führt oft zu massiven Preiseinbrüchen, teils bis in den negativen Bereich („Duck-Curve-Tal“).
 - **Abend (18:00–21:00 Uhr):** *Spitzenpreise*; PV-Einspeisung fällt weg, die Nachfrage bleibt hoch, Preisspitzen häufen sich.
- **Winter (Oktober–März)**
 - **Nacht (00:00–06:00 Uhr):** meist *am günstigsten*; die niedrigsten Preise des Tages treten nun überwiegend zwischen **01:00 und 04:00 Uhr** auf, wenn die Gesamtnachfrage gering ist.
 - **Mittag (11:00–15:00 Uhr):** *mittel bis hoch*; der Solareffekt ist deutlich schwächer, gleichzeitig steigt die Last durch Heiz- und Beleuchtungsbedarf.
 - **Abend (18:00–21:00 Uhr):** *Höchstpreise*; Dunkelflauten mit geringer Wind- und PV-Erzeugung in Verbindung mit hoher Last führen zu Extrempreisen bis weit über 150 €/MWh, in Einzelfällen sogar über 900 €/MWh.

Sommer-Trend:

Die sogenannte **Duck Curve** ist in den Sommermonaten ausgeprägt: Die Preise brechen mittags massiv ein und liegen oft deutlich *unter* dem nächtlichen Niveau. Analysen für 2025 zeigen, dass die Zahl der sehr günstigen oder negativen Mittagsstunden weiter zugenommen hat; die Häufigkeit solcher Niedrigpreisstunden steigt um eine Größenordnung von rund 10–15 % gegenüber den Vorjahren.

Winter-Trend:

Im Winter verschwindet der mittägliche Preiseinbruch weitgehend; die Tageskurve nähert sich einem „klassischen“ Lastprofil mit flacherem Verlauf an. Die niedrigsten Preise verlagern sich fast vollständig in die Nachtstunden, während morgens und abends hohe bis sehr hohe Preise dominieren – insbesondere bei Dunkelflauten.

Wochenend-Effekt:

Über alle Jahreszeiten hinweg sind die Preise am Wochenende im Mittel niedriger als an Werktagen, da die industrielle Last wegfällt. Auffällig ist zudem ein deutlich höherer Anteil negativer Stunden am Wochenende: Analysen für 2025 zeigen, dass der Anteil negativer Day-Ahead-Stunden von etwa 4 % an Werktagen auf bis zu rund 12 % an Wochenenden steigt.

Jahresmittel:

Im Jahr 2024 lag der volumengewichtete durchschnittliche Day-Ahead-Preis bei etwa 78 €/MWh bzw. 7,8 ct/kWh; damit sank das Niveau gegenüber 2023, während gleichzeitig die Preisvolatilität und die Differenz zwischen extrem günstigen (häufig < 0 €/MWh) und sehr teuren Stunden (> 150 €/MWh) zunahm. Für 2025 deuten aktuelle Auswertungen auf ein weiterhin moderates Jahresmittel bei gleichzeitig anhaltend hoher intra-täglicher Volatilität hin.

5.3.4 Implikationen für Speicher und dynamische Tarife

1. Sommer: PV-dominiertes Duck-Curve-Regime

- Die günstigsten Preise fallen in die Mittagsstunden, wenn PV-Haushalte ihren Speicher bereits aus PV-Überschuss füllen.
- Zusätzliche Netzladung in diesem Fenster ist physikalisch oft nicht möglich, da der Speicher voll ist – das Zeitparadoxon wird durch die Duck Curve verstärkt.

2. Winter: Nachtfenster als Arbitrage-Chance – mit Grenzen

- Die günstigsten Stunden liegen nachts, was prinzipiell für Netzladung von Speichern spricht.
- Aufgrund fixer Sockelkosten, begrenzter Spreads und hoher Verluste bleibt die wirtschaftlich nutzbare Arbitrage im Winter aber auf wenige hundert kWh pro Jahr begrenzt.

3. Wochenenden: Zusätzliche Niedrigpreisfenster vor allem im Sommer

- Höhere Häufigkeit negativer Preise an Wochenenden bietet zusätzliche Potenziale für flexible Großverbraucher und Aggregatoren.
- Für typische Haushalte mit begrenzter Speichergröße und festen Lastprofilen bleiben die zusätzlichen Gewinne aber moderat.

Zwischenfazit 5.3.4:

- Saison-Verschiebungen von Niedrigpreisfenstern (Sommer: Mittag; Winter: Nacht) und der Wochenend-Effekt verstärken die Asymmetrie theoretisch möglicher und praktisch nutzbarer Spreads.
- Für PV-Speicher-Haushalte bleiben die attraktivsten Preistiefs im Sommer mittags strukturell schwer nutzbar, während im Winter die wirtschaftliche Nutzung durch Verluste, LCOS und begrenzte Spreads eingeschränkt ist.

Kernbotschaft: Die energiewirtschaftlich spannendsten Preissignale fallen häufig in Zeitfenster, in denen PV-Speicher-Haushalte sie nur eingeschränkt in Mehrwert umsetzen können.

Saisonale und tageszeitliche Preisstrukturen bestätigen daher die in dieser Studie identifizierten strukturellen Limitierungen von Arbitrage.

5.4 PV-Eigenverbrauch – der stille Hauptnutzen des Speichers

Leitfrage: Ist Arbitrage oder PV-Eigenverbrauch der wichtigere Nutzen eines Speichers?

Die Studie zeigt, dass ein 10 kWp-PV-System mit 10 kWh hochwertigem Speicher den PV-Eigenverbrauch von etwa 30–40 % auf rund 45–50 % steigern kann. Bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh entspricht das etwa 1.750 kWh PV-Eigenverbrauch und einer CO₂-Reduktion von rund 640 kg/Jahr. Über 30 Jahre ergibt sich ein Einsparpotenzial von über 19 t CO₂.

Ökonomisch ist jede aus PV gespeicherte und später selbst genutzte kWh so viel wert wie der vermiedene Netzstrompreis (typisch 35–40 ct/kWh), während eingespeicherter PV-Strom nur 6–8 ct/kWh Vergütung bringt. Der „Spread“ zwischen Eigenverbrauch und Einspeisung liegt damit bei etwa 27–34 ct/kWh – und ist damit um ein Vielfaches höher als typische Arbitragespreads dynamischer Tarife (5–10 ct/kWh).

Zwischenfazit 5.4:

- Der ökonomische Kernnutzen eines Heimspeichers liegt in der Steigerung des PV-Eigenverbrauchs, nicht in Netz-Arbitrage.
- CO₂-Reduktion und Autarkiegewinn sind direkte Folge dieses erhöhten Eigenverbrauchs.

Kernbotschaft: Wer Speicher nur als Arbitrageinstrument versteht, unterschätzt ihren Hauptnutzen – PV-Speicher sind primär Eigenverbrauchs- und Klimaschutzwerkzeuge.

Querverweis. Wirkung auf WP/BEV-Haushalte und zweite Preisschiene: Studie B Kap. 14 (Fazit). Tabellarische Bewertung der § 14a-Szenarien (Modul 1, Modul 3, regionale Bedingungen): Anhang A, Tab. A.6.

5.5 Zeitvariable Netzentgelte in Verbindung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG als zweite Preisschiene

Leitfrage: Wie verändern zeitvariable Netzentgelte nach §14a EnWG die Wirtschaftlichkeit für flexible Haushalte?

Die Neuregelung des §14a EnWG führt zeitvariable Netzentgelte (Modul 3) für steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Wallboxen ein, die mit pauschalen Netzentgeltreduzierungen (Modul 1) kombiniert werden können. Dynamische Lieferverträge (Energiepreis) und §14a-Tarife (Netzentgelte) wirken dabei auf zwei Ebenen: Lieferant und Verteilnetzbetreiber.

Beispielhaft zeigt die Studie für einen 8.000 kWh-Haushalt mit 4.000 kWh steuerbarer Last:

- Modul 1 bringt pauschal etwa 150 €/Jahr Entlastung ($\approx 3,8$ ct/kWh auf die steuerbare Last),
- Modul 3 kann bei einem Spread des Netzentgelts von 8 ct/kWh und 50 % verschobener Last zusätzliche 160 €/Jahr einspielen.
- In Summe reduziert dies den mittleren Arbeitspreis um rund 3,9 ct/kWh und ermöglicht Einspareffekte von über 600 €/Jahr gegenüber einem Fixpreis ohne §14a.

Zwischenfazit 5.5:

- Die Netzentgeltregelungen nach §14a können für Haushalte mit Wärmepumpe und/oder E-Auto substantielle, zusätzliche Einsparungen bringen – wenn Spreads, Zeitfenster und vor allem Verschiebungspotenziale ausreichend groß sind.
- Ohne intelligentes HEMS und echte Flexibilität verpufft ein Teil dieses Vorteils.

Kernbotschaft: §14a ist für „flexible Prosumer-Haushalte“ ein wichtiger Hebel – aber nur dort, wo Netzbetreiber attraktive Zeitfenster und Spreads größere Stromverbrauchsmengen realistisch und zeitlich in die attraktiven Zeitfenster verschoben werden können (E-Auto und (bedingt) Wärmepumpe).

5.6 Regionale Netzentgelte und Spreads – nicht jeder Wohnort eignet sich

Leitfrage: Warum hängt die Wirtschaftlichkeit von Speicher-Arbitrage stark vom Netzgebiet ab?

Zeitvariable Netzentgelte nach §14a Modul 3 unterscheiden sich regional deutlich: In manchen Netzgebieten betragen die Differenzen zwischen Hoch- und Niedrigtarif nur 2–3 ct/kWh, in anderen 7–10 ct/kWh. Da der Netzentgeltanteil nur ein Teil des Gesamtpreises ist, schrumpfen diese Unterschiede auf Gesamtpreisebene nochmals zusammen.

Für Batteriespeicher-Arbitrage gilt:

- Spreads von nur 2–3 ct/kWh im Gesamtpreis gehen weitgehend in Umwandlungsverlusten (57–78 % Wirkungsgrad) und LCOS (6–8 ct/kWh) unter.
- Erst effektive Spreads ab etwa 5–7 (besser > 8) ct/kWh lassen zusätzliche Zyklen wirtschaftlich erscheinen – bei gleichzeitig ausreichender Lastverschiebung.

Zwischenfazit 5.6:

- Es gibt „gute“ und „schlechte“ Netze für Arbitrage: in vielen Regionen ist Modul 3 formal vorhanden, aber wirtschaftlich kaum nutzbar.
- Standortfragen sind für die Bewertung dynamischer Tarife und Speicherstrategien zentral.

Kernbotschaft: Ohne ausreichende regionale Spreads und sinnvolle Zeitfenster wird aus §14a Modul 3 ein Papiertiger – mit Speicher kaum effizient nutzbar.

5.7 Gewinnschwelle (Netzladung, Arbitrage) abhängig von regionalen Kosten

Leitfrage: Ab welcher Kombination aus Börsenpreis, Fixkosten, Verlusten und LCOS lohnt sich das Laden des Speichers aus dem Netz überhaupt – und in welchen Regionen niemals?

Vorbetrachtung:

Bei einem volumengewichteten Jahresmittelpreis von rund 7,8 ct/kWh am Day-Ahead-Markt im Jahr 2024 ergibt sich die Wirtschaftlichkeit von Arbitrage nicht aus dem Mittelwert, sondern aus den stündlichen hohen Preisspreads. Unter Annahme eines hochwertigen 10 kWh-Speichers (LCOS \approx 6 ct/kWh) und typischen Systemverlusten im üblichen Teillastbetrieb von Batteriespeichern von rund 30 % liegt die notwendige Mindestspreizung zwischen Lade- und Entladezeitpunkt bei etwa 10–12 ct/kWh, bevor Arbitrage überhaupt beginnt, die zusätzlichen Speicher- und Umwandlungskosten zu decken. Spreads darunter sind im Regelfall unwirtschaftlich und erzeugen sogar Mehrkosten; erst bei Spreads jenseits von 15 ct/kWh kann bei hochwertigen Systemen von einer klar positiven Arbitrage gesprochen werden – vorausgesetzt, die entsprechenden Niedrig- und Hochpreisfenster sind zeitlich mit der verfügbaren Speicherkapazität und den Lastprofilen kompatibel.

5.7.1 Problemstellung und Berechnungsgrundlage

Die Gewinnschwelle (Break-Even) beschreibt denjenigen Abendsstrompreis, ab dem sich eine vorherige Netzladung des Speichers bei niedrigem Nachtbörsenpreis gerade noch lohnt. Berücksichtigt werden:

- Fixe Sockelkosten je kWh (Netzentgelte, Steuern, Umlagen),
- variabler Börsenpreis (0 ct/kWh Best-Case, 5 ct/kWh realistischer Nachtpreis),
- Systemverluste (30 % bei typischer Teillast),
- LCOS des Speichers (6,0 ct/kWh für einen qualitativ-hochwertigen 10 kWh-Speicher, 8,3 ct/kWh für 5 kWh-Billigspeicher).

Die Gewinnschwelle ergibt sich zu: **Gewinnschwelle** = $\frac{\text{Fixer Sockel} + \text{Börsenpreis}}{1 - \text{Systemverlust}}$ + LCOS

Für 30 % Umwandlungsverlust im Teillastbetrieb eines Batteriespeichers und 6,0 ct/kWh LCOS wird damit aus jeder aus dem Netz bezogenen 1 kWh nur noch 0,7 kWh nutzbare Energie, auf die die Fixkosten und LCOS voll durchschlagen.

Zwischenfazit 5.7.1:

- Bereits bei 0 ct/kWh Börsenpreis liegen die effektiven Nutzungskosten aufgrund Fixkosten (wie Netzentgelte, Steuern und Umlagen), den Verlusten und LCOS deutlich über 20 ct/kWh, meist über 25-30ct/kWh. (Neue) Festpreis-Stromtarife mit 26-27ct/kWh machen daher die Netzbeladung von Batteriespeichern selbst bei negativen Strompreisen meist zu einem Minusgeschäft.
- Jede realistische Erhöhung des Börsenpreises (z.B. auf 5 ct/kWh) treibt die Gewinnschwelle spürbar nach oben und die Wirtschaftlichkeit noch weiter nach unten.

5.7.2 Regionale Heterogenität – „TOP-10“-Städte versus „FLOP-10“-Städte

Die Analyse von 20 deutschen Städten (zwischen 50.000 und 150.000 Einwohnern) zeigt, dass die Gewinnschwelle stark von den regionalen Sockelkosten abhängt.

In den **TOP-10-Städten** mit den **niedrigsten Fixkosten** (z.B. Schwerin, Cottbus) liegen:

- Gewinnschwellen bei 0 ct Börsenpreis bei rund 26,8–29,2 ct/kWh,
- Gewinnschwellen bei 5 ct Börsenpreis bei etwa 35,3–37,7 ct/kWh.

In den **FLOP-10-Städten** mit den **höchsten Fixkosten** (z.B. Passau, Gießen, Worms) liegen:

- Gewinnschwellen bei 0 ct Börsenpreis zwischen ca. 32,6 und 37,1 ct/kWh,
- Gewinnschwellen bei 5 ct Börsenpreis zwischen über 41 und 45,6 ct/kWh.

Für Worms ergibt sich eine Gewinnschwelle von 33,0 ct/kWh bei 0 ct Börsenpreis und 41,5 ct/kWh bei 5 ct Börsenpreis. Da (neue) Festpreistarife meist unter der Gewinnschwelle liegen, ist die Netzbeladung von Batteriespeichern hier unwirtschaftlich und führt zu Mehrkosten statt Einsparungen.

Zwischenfazit 5.7.2:

- In günstigen Netzgebieten ist Arbitrage theoretisch möglich, aber mit schmalen Gewinnmargen.
- **In Hochkostenstädten** liegt die Gewinnschwelle deutlich über typischen Abendpreisen – **Arbitrage ist strukturell ein Verlustgeschäft.**

5.7.3 Gewinnschwelle bei 0 ct Börsenpreis – Best-Case-Analyse

Auch bei 0 ct/kWh Börsenpreis fallen alle fixen Sockelkosten an. In günstigen Netzgebieten (siehe 5.7.2) liegen die Nutzungskosten des Speichers dann bei etwa 27–29 ct/kWh, während typische Abendpreise zwischen 32 und 38 ct/kWh schwanken. Die Marge beträgt also nur wenige ct/kWh.

In teuren Netzgebieten liegen die Nutzungskosten bei rund 32–37 ct/kWh – die Spanne zu realen Abendpreisen ist damit minimal oder negativ. Für Worms beträgt die Gewinnschwelle 33 ct/kWh, sodass bei 35 ct/kWh Abendpreis nur eine theoretische Marge von 2 ct/kWh verbleibt, und das ausschließlich in den wenigen Stunden / Jahr mit tatsächlichen 0 ct/kWh Börsenpreis, der dann meist auch nicht mit voller Batteriekapazität genutzt werden kann.

Negative Börsenpreise können die Gewinnschwelle temporär senken, treten aber meist nur in 3-6% der Stunden auf und sind für typische 10 kWp-Haushalte mit fester Einspeisevergütung nur begrenzt relevant.

Zwischenfazit 5.7.3:

- „0 ct/kWh Börsenpreis“ ist ein **Best-Case-Extremszenario** und kein übliches Betriebsregime, das zudem auch **kaum aktiv genutzt** werden kann. Selbst dann ist die Arbitrage in vielen Regionen nur knapp positiv oder schon unwirtschaftlich.

5.7.4 Gewinnschwelle bei 5 ct Börsenpreis – realistisches Szenario

Bei einem realistischen Nachtbörsenpreis von 5 ct/kWh verschiebt sich die Gewinnschwelle deutlich:

- TOP-10-Städte: 35–38 ct/kWh,
- FLOP-10-Städte: über 41–46 ct/kWh.

Da dynamische Endkundenpreise am Abend meist zwischen 32 und 37 ct/kWh liegen, ist Arbitrage in Hochkostenstädten praktisch nie profitabel und in Niedrigkostenstädten nur in seltenen, extremen Preisspitzen. Für Worms liegt die Gewinnschwelle bei 41 ct/kWh – Werte, die im normalen Tagesverlauf kaum erreicht werden.

Zwischenfazit 5.7.4:

- **Selbst bei nur 5 ct/kWh Börsenpreis wird Netzladung von Batteriespeichern und Arbitrage** in fast allen betrachteten Regionen **zum dauerhaften Verlustgeschäft.**

5.7.5 Realistische Lastverschiebung und Einsparpotenziale

Die theoretische Gewinnschwelle ist nur ein Teil der Wahrheit – entscheidend ist auch, wie viel Energie tatsächlich verschoben werden kann.

Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Haushaltsstrom und 4.500 kWh Wärmepumpenstrom gilt:

- Nächtliche Grundlast (200–500 W über 6–8 h) entspricht 400–1.400 kWh/Jahr, von denen aufgrund von Verlusten und begrenzten 0-ct-Fenstern nur ein Bruchteil wirtschaftlich verschiebbar ist.
- Selbst bei optimistischen 500–800 kWh/Jahr ergibt sich bei 2–3 ct/kWh Marge nur ein Zusatzgewinn von 10–20 €/Jahr.

Für die Wärmepumpe ist zusätzliche Netzladung des Speichers ebenfalls unattraktiv; sinnvoller ist die direkte Lastverschiebung (z.B. tagsüber eine 5-10K-Übertemperatur im Pufferspeicher erzeugen) in günstige Preisfenster, etwa über dynamische Tarife und §14a-Netzentgelte.

Die in der Studie berechneten Szenarien zeigen:

- günstige Netzgebiete: 30–60 €/Jahr Zusatzerparnis durch Arbitrage,
- teure Netzgebiete: maximal 0–20 €/Jahr, teils sogar –10 bis –20 €/Jahr.

Zwischenfazit 5.7.5:

- **Der betriebswirtschaftlich relevante Hebel** liegt in PV-Eigenverbrauchsoptimierung, direkter Lastverschiebung (WP, E-Auto) und thermischer Energiespeicherung und **nicht in systematischer Netzladung des Batteriespeichers.**

5.7.6 Sensitivität gegenüber LCOS-Annahmen

Setzt man höhere LCOS an – etwa 8–12 ct/kWh für kleinere oder qualitativ schlechtere Speicher – verschiebt sich die Gewinnschwelle nochmals deutlich nach oben. Bereits bei LCOS von 8–12 ct/kWh wird Netzladung zur Arbitrage selbst bei 0 ct/kWh Börsenpreis in nahezu allen Regionen klar unwirtschaftlich.

Hinzu kommt, dass moderne Lithium-Ionen-Speicher nicht nur durch Zyklen, sondern auch kalendarisch altern (2–4 % Kapazitätsverlust pro Jahr). Zusätzliche Arbitragezyklen beschleunigen daher diese Alterung zusätzlich und verkürzen damit die wirtschaftliche Nutzungsdauer für PV-Eigenverbrauch.

Zwischenfazit 5.7.6:

- Die Rechnung mit 6 ct/kWh LCOS ist bereits ein Best-Case für hochwertige Systeme.
- **Realistische LCOS** vieler Marktangebote liegen höher – und **machen Arbitrage unattraktiver.**

Gesamtfazit 5.7 Gewinnschwelle und regionale Heterogenität

Die Betrachtung von Gewinnschwellen über verschiedene Städte führt zu vier klaren Einsichten:

1. **Fixkosten dominieren:** Regionale Unterschiede bei Netzentgelten, Steuern und Umlagen verschieben die Gewinnschwelle so stark, dass der Börsenpreis allein keine sinnvolle Entscheidungsgrundlage ist.
2. **0 ct/kWh ist eine Ausnahme, nicht die Regel:** Selbst im 0-ct-Best-Case ist Arbitrage nur in wenigen Niedrigkosten-Netzgebieten mit knapper Marge möglich – in typischen Regionen wie Worms, Passau ist die Bilanz knapp oder negativ.
3. **5 ct-Szenario ist klar negativ:** Bei realistischen Nachtpreisen wird Netzladung des Speichers in nahezu allen betrachteten Netzgebieten zum Verlustgeschäft.

4. **Realistische Verschiebemengen sind klein:** Für typische Haushalte sind die zusätzlich verschiebbaren Energiemengen begrenzt, sodass absolute Einsparpotenziale durch Arbitrage meist im Bereich von 0–50 €/Jahr bleiben.

Kernbotschaft 5.7: Netzbasierte Arbitrage über Heimspeicher ist – bei realistischen Verlusten, LCOS und Fixkosten – nur in wenigen günstigen Netzgebieten und mit schmalen Margen tragfähig und kann in Hochkostenregionen sogar systematisch Geld vernichten.

6. Fazit und Handlungsempfehlungen

Zentrale Erkenntnisse

1. **Große Speicher (≥ 10 kWh) mit hoher Zyklenzahl (10.000)** erreichen niedrige LCOS (6,0–6,7 ct/kWh) und ermöglichen unter geeigneten Spreads wirtschaftliche Preisarbitrage
2. **Spreads ≥ 15 ct/kWh und 7–12 % Einsparungen**
Die Spread Analyse und die Fallstudie zeigen, dass sich wirtschaftlich relevante Einsparungen durch dynamische Tarife mit Speicher erst bei Spreads von etwa 15 ct/kWh und mehr und im Bereich von ca. 7–12 % auf den Reststromanteil einstellen. [20], [23], [25], [29], [30], [36], [37]
3. **Hohe Wirkungsgrade (≥ 80 %)** sind kritisch, weil nur bei den Wirkungsgraden die im Spread-Modell angesetzten Arbitrage-Spreads (z.B. 15 ct/kWh) nach Abzug der Speicherverluste groß genug bleiben, um LCOS und Zusatzkosten (HEMS, Börsenzugang) wirtschaftlich zu decken. Reale Teillastwirkungsgrade von Batteriesystemen liegen im Bereich 100–200 W mit 57–78 % deutlich unter den beworbenen Volllastwerten und begrenzen Arbitragegewinne spürbar.“ [1], [6], [42], [43]
4. **Größere Speicher** erhöhen den PV Eigenverbrauch signifikant und können über 30 Jahre zwischen rund 11 t (5 kWh billig) und 19 t (10 kWh hochwertig) CO₂ einsparen. LCOS-Analysen bestätigen, dass realistische Kostenkennwerte für Heimspeicher zwischen etwa 6 und 12 ct/kWh liegen und insbesondere größere, hochwertige Speicher strukturell im Vorteil sind.“[2], [3], [4], [5], [6], [7], [8]
5. **Zusatzkosten für SMGW und obligatorische HEMS** (typisch 120 €/a, entsprechend 3,4 ct/kWh bei 3.500 kWh Jahresverbrauch) reduzieren die Nettoersparnisse dynamischer Tarife erheblich. Bei kleineren Haushalten (<4.000 kWh/a) können diese Fixkosten die Einsparungen vollständig aufzehren, während bei größeren Verbräuchen (≥ 8.000 kWh/a) immer noch Nettoersparnisse von 80–130 €/a realisierbar sind [19] [20] [29] [40] [41]
6. **Zeitparadoxon limitiert Synergien:** Das Zeitparadoxon der PV (**billiger Strom zur Mittagszeit, aber volle Heimspeicher**) und das **Verdrängungsparadoxon (vollgelaufene Ausgleichsmechanismen, begrenzte Arbitragefenster)** begrenzen die nutzbaren Preisspreads in der Praxis deutlich. Effektiv nutzbare Arbitrage-Spreads liegen daher nur bei 5–7 ct/kWh statt theoretischer 15–20 ct/kWh, was die praktischen Einsparungen strukturell begrenzt [23], [25], [36], [37], [38], [39]

Erläuterung „Vollgelaufene Ausgleichsmechanismen“:

- **Netzkapazitäten (Netzengpässe):** Leitungen können den mittags erzeugten Solarstrom nicht mehr vollständig abtransportieren.
- **Speicherkapazitäten (Sättigung):** Batteriespeicher sind voll bzw. deren Ausbau hinkt der PV-Leistung hinterher, sodass keine weitere Energie mehr aufgenommen werden kann.
- **Flexibilität thermischer Kraftwerke:** Konventionelle Kraftwerke (Kohle, Gas) sind bereits auf ihr technisches Minimum heruntergefahren. Sie können nicht weiter gedrosselt werden.
- **Marktmechanismen (EEG-Umlage/Preise):** Der Strompreis fällt an der Börse gegen/unter Null, was zu einer hohen EEG-Umlage bzw. hohen Ausgleichskosten führt, da Anlagenbetreiber ihre Einspeisevergütung erhalten, aber der Strom keinen Marktwert mehr hat (Erlösabschöpfung).
- **Einspeisemanagement (Curtailment):** Als letztes Mittel müssen PV-Anlagen fernabgeregelt (abgeschaltet) werden, da das Netz überlastet ist, was den Paradoxon-Effekt verstärkt: Die Anlage produziert, kann aber nicht nutzen.

Zusammenfassend: Wenn die Ausgleichsmechanismen "vollgelaufen" sind, führt mehr PV-Ausbau kurzfristig zu höherer Abregelung (Curtailment) und höheren Systemkosten, anstatt zu einer nahtlosen Integration. Am Vortag vollgeladene Batteriespeicher verstärken diesen Effekt.

7. **Verdrängungsparadoxon verschärft Problematik:** Nächtliches Aufladen des Speichers aus dem Netz zu vermeintlich günstigen Preisen (25–30 ct/kWh) blockiert Speicherkapazität für kostenlosen PV-Überschuss am Folgetag (effektiver Wert 35–40 ct/kWh vermiedener Netzbezug). Dies kann zu Mehrkosten von 100–200 €/Jahr führen und erhöht gleichzeitig die Netzbelastung durch vermehrte PV-Einspeisung, die lokal hätte genutzt werden können [38] [39]
8. **Empfehlungen zur Tarifwahl:** Ein einfacher Tarifwechsel von teuren Bestandskunden- auf aktuelle Neukunden-Festpreistarife reduziert die Stromkosten meist deutlich stärker als die Umstellung auf einen dynamischen Tarif mit Speicherbetrieb. [19], [31], [32], [33], [34]
Für Hausbesitzer mit PV-Anlage und Speicher ist neben der grundlegenden Entscheidung zwischen Fixpreis- und dynamischem Tarif zunehmend auch die Wahl eines VPP-basierten Modells relevant.
9. Die vorliegende Studie zeigt, dass zunächst die in Kapitel 3 quantifizierten Basiseffekte (LCOS, Spreads, Fixkosten, Neukunden-Festpreise) geprüft werden sollten und VPP-Modelle aus Kapitel 4 dann als zweite Stufe betrachtet werden: sie können durch Freistromkontingente oder Energiegeld zusätzliche Entlastungen bringen, erhöhen aber teils auch die Komplexität und die Abhängigkeit von Anbieterstrategien.
10. **Rolle von VPP-Tarifmodellen (sonnen, 1KOMMA5°, Enpal)** VPP-basierte Modelle wie sonnenFlat, Heartbeat AI oder dynamische Enpal-Tarife mit Energiegeld verpacken dieselben physikalischen Mechanismen in unterschiedlichen Vertragsformen und können individuelle Mehrwerte erzeugen, ändern aber nichts an den grundsätzlichen Grenzen durch LCOS, Wirkungsgrade und Fixkosten. Aus systemischer Sicht ist insbesondere die Frage relevant, ob ein Modell – wie die sonnenFlat – über ein präqualifiziertes VPP nachweislich Regelenergie bereitstellt oder „nur“ Flexibilität und Arbitrage organisiert.
11. **§14a-Netzentgelte, Netzdienlichkeit und regionale Fixkosten**
Regionale Unterschiede bei Netzentgelten und Steuern verschieben die Gewinnschwellen für Arbitrage so stark, dass der Börsenpreis allein keine tragfähige Entscheidungsbasis ist. §14a-Steuerungen und reduzierte Netzentgelte belohnen vor allem zeitweise Leistungsbegrenzung und thermische Speicher, nicht systematische Netzladung von Batteriespeichern. [18], [25], [30], [31], [44], [45], [46], [48], [49]

6.1 Handlungsempfehlungen für Hausbesitzer mit PV-Anlage

Empfohlen:

- **Große, hochwertige Speicher (10 kWh, ≥ 10.000 Zyklen) und geringer Degradation (80% nach 10 Jahren)** in Kombination mit dynamischem Tarif bei erwarteten Spreads ≥ 15 ct/kWh
- **Achten auf Teillastwirkungsgrade** (Herstellerdatenblätter prüfen, HTW-Messungen beachten)
- **Priorisierung von PV-Eigenverbrauch** – die CO₂- und Kostenersparnis ist erheblich

Bedingt empfohlen:

- **Kleine Speicher (5 kWh) oder billige Systeme (<6.000 Zyklen) und hoher Degradation (60% nach 10 Jahren)** nur bei sehr hohen Spreads (≥ 20 ct) oder wenn PV-Eigenverbrauch im Vordergrund steht und/oder die Investition niedrig bleiben soll.

Nicht empfohlen:

- **Ohne PV-Anlage** reduziert sich die Wirtschaftlichkeit deutlich; dynamische Tarife allein rechtfertigen selten eine Speicherinvestition. Bei dynamischen Tarifen ohne PV-Anlage und ohne Speicher sind die Zusatzkosten meist höher als die Einsparungen.
- **Systeme mit sehr niedrigen Teillastwirkungsgraden** (<60 % bei 100 W) meiden. Hier sind – gerade auch in Bezug auf die zu erwarteten Lastzyklen und die Degradation, die eine frühzeitige Neuinvestition erforderlich machen - teurere, aber hochwertigere Batteriespeichersysteme mit höheren Lastzyklen wirtschaftlicher als die vordergründig billige „Schnäppchen“-Lösung.
- **VPP-Tarife** (gerade gebührenbehaftete) sollten insbesondere bei kleinen Stromverbrauchsmengen nicht ohne genaue Betrachtung aller Randbedingungen abgeschlossen werden, da sie schnell zu einem Minusgeschäft führen. Idealisierte Beispielrechnungen erweisen sich in der Praxis oft als unerreichbare Maximalwerte.

§14a EnWG prüfen bei Wärmepumpe/E-Auto:

- Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sollten Modul 1 + 3 beantragen, und vorher die konkreten Netzentgeltblätter prüfen (Spreads, Zeitfensterlänge, Quartals-verteilung).
- Nur bei ausreichend großen Spreads (>5 ct/kWh effektiv) und günstigen Zeitfenstern (≥ 4 –6 Stunden NT-Phase) sowie ganzjähriger Anwendung ist die Kombination mit dynamischem Tarif sinnvoll [25] [31] [36].

Nächtliche Last dimensionieren:

- Für wirtschaftlichen Betrieb dynamischer Tarife mit netzgeladenen Speichern sollte der nächtliche Verbrauch mindestens 500–1000 W Dauerleistung erreichen (Wärmepumpe, E-Auto). Bei sehr geringen Grundlasten dominieren die Speicherverluste und die Wirtschaftlichkeit sinkt erheblich [24] [38].

Prognosebasiertes HEMS verwenden:

- Die manuelle Optimierung von Verbrauchern bzgl. der Treffericherheit von niedrigen Börsenpreisen ist im Alltag meist nicht praktikabel. Ein automatisiertes Home-Energy-Management-System (HEMS) mit Wetterprognose und dynamischer Preis-/Netzentgeltoptimierung nutzt Einsparpotenziale besser und reduziert den täglichen Aufwand auf null [23] [47] [50]. Allerdings sind die meisten HEMS aktuell nicht in der Lage, viele der zuvor genannten Abhängigkeiten abzubilden und fokussieren meist ausschließlich auf den Börsenstrompreis. Das kann – wie zuvor im Detail ausgeführt – selbst bei 0€ Day-Ahead-Strompreisen zu hohen Mehrkosten führen.

6.2 Handlungsempfehlungen für Energieversorger

- Minimierung von Grundgebühren (aktuell 120-200 €/a \approx 3,4 -5,7 ct/kWh bei 3500kWh Jahresstromverbrauch) erhöht die Attraktivität dynamischer Tarife erheblich
- Transparente Spread-Prognosen: Kunden benötigen realistische Erwartungen für fundierte Investitionsentscheidungen
- Zeitvariable Netzentgelte könnten Spreads zusätzlich erhöhen und Speicherwirtschaftlichkeit verbessern [18]
- Bonussysteme für Netzstabilität: Speicher, die netzdienlich gesteuert werden, sollten zusätzlich vergütet werden

6.3 Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger

- **Qualitätsbasierte Förderung:** Statt pauschaler Kapazitätsförderung sollten Zyklenzahl (≥ 10.000) und Teillastwirkungsgrade ($\geq 70\%$ bei 200 W) gefördert werden
- **Verpflichtende Wirkungsgradmessungen:** KIT Karlsruhe (2017) - Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme [42] als Norm für Herstellerangaben würden Transparenz erhöhen [1] [6]
- **Vereinfachung dynamischer Tarife:** Bürokratische Hürden bei Tarifwechsel abbauen
- **Anreize für PV-Speicher-Kombinationen:** Besondere Förderung für Systeme mit nachgewiesenem hohem Eigenverbrauch ($>40\%$), um Netzüberlastungen zu vermeiden.
- **Mindeststandards für Modul 3 setzen:** Um faktische Entwertung zeitvariabler Netzentgelte zu verhindern, sollten Mindestvorgaben für NT-Zeitfenster (z.B. ≥ 4 Stunden), Spreads (z.B. ≥ 4 ct/kWh HT-NT-Differenz) und ganzjährige Anwendung (keine Beschränkung auf PV-starke Sommerquartale) [25] [30] [36].
- **Standardisierung und Transparenz:** Bundesweite Vergleichsportale für §14a-Netzentgelte nach Postleitzahl würden Verbrauchern die Entscheidung erheblich erleichtern, Wettbewerb zwischen VNB um attraktive Zeitprofile fördern und politischen Druck auf zu teure VNB erzeugen [22] [31].

7. Limitationen der Studie

1. **Vereinfachtes Tarifmodell:** Reale dynamische Tarife haben komplexere Preismuster als das Tag/Nacht-Schema
2. **Gemittelte Wirkungsgrade:** Individuelle Systeme können erheblich abweichen; HTW-Messungen zeigen Bandbreiten von 50–98 % [1]
3. **Keine Kalenderalterung:** LCOS berücksichtigt nur Zyklenzahl, nicht zeitabhängige Degradation von Batteriespeichersystemen (typischerweise 2–5 %/Jahr) [7]
4. **Regionale Unterschiede:** Strompreise und PV-Erträge variieren regional; diese Studie nutzt bundesweite Durchschnittswerte
5. **Zeitliches Matching nicht simuliert:** Die Überlagerung von PV-Erzeugungsprofilen mit Day-Ahead-Preisprofilen wurde qualitativ beschrieben, aber nicht durch stündliche Simulationen quantifiziert
6. **Vereinfachte Steuerungslogik:** Die Analyse des Verdrängungsparadoxons basiert auf typischen Szenarien; reale Steuerungsalgorithmen und deren Optimierungsstrategien wurden nicht im Detail untersucht

8. Ausblick und zukünftige Forschung

Die vorliegende Studie bildet eine solide Grundlage für Investitionsentscheidungen, zeigt aber auch weiteren Forschungsbedarf:

Methodische Weiterentwicklung:

- Stochastische Preismodelle (Monte-Carlo-Simulationen) zur realistischeren Abbildung volatiler Spotmarktpreise
- Maschinelles Lernen für optimierte, adaptive Lade-/Entladestrategien basierend auf Wetterprognosen und Verbrauchsmustern
- Berücksichtigung von Kalenderalterung zusätzlich zur Zyklenalterung [7]

Technologische Entwicklungen:

- Vehicle-to-Home (V2H): Integration von Elektrofahrzeug-Batterien (40–80 kWh) könnte Flexibilität vervielfachen [17]
- Bidirektionale Ladegeräte als Standard könnten E-Autos zum dominanten Heimspeicher machen
- Zeitvariable Netzentgelte (ab 2026/2027 erwartet) werden Spreads weiter erhöhen [18]

Systemische Perspektive:

- Netzstabilisierung: Aggregierte Heimspeicher als virtuelles Kraftwerk zur Frequenzregelung
- Sektorkopplung: Integration mit Wärmepumpen und Warmwasserspeichern für ganzheitliche Optimierung
- Peer-to-Peer-Handel: Blockchain-basierte lokale Energiemärkte mit Nachbarschaftsspeichern

Gesellschaftliche Bedeutung:

- Die Kombination aus Batteriespeichern, dynamischen Tarifen und PV-Anlagen ist ein zentraler Baustein der Energiewende. Bis 2030 könnten 5–8 Millionen Heimspeicher in Deutschland installiert sein – ein Gesamtspeicherpotenzial von 50–80 GWh, das erheblich durch von der Bundesnetzagentur (BNA) genehmigte, virtuelle Kraftwerke (VPP) zur Integration erneuerbarer Energien und mit der Bereitstellung von Regelenergie zur Glättung von Lastspitzen, Netzfrequenzschwankungen oder durch zentral steuerbare, erhöhte Netzeinspeisungen auch bei kurzfristigen Mangelflauten zur Netzstabilität beitragen kann.

Literaturverzeichnis

- [1] HTW Berlin (2025). Stromspeicher-Inspektion 2025. <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/energy-storage-inspection-2025/>
- [2] Bundesnetzagentur (2025). Dynamische Stromtarife seit April 2025 unter Fixpreistarifen. *PV Magazine*, 2. Dezember 2025.
- [3] Naturstrom AG (2025). Studie belegt Einsparpotenzial dynamischer Stromtarife. Pressemitteilung, 27. Oktober 2025.
- [4] SVO GmbH (2025). Dynamischer Stromtarif – SVO Strom. <https://www.svo.de/strom/svo-strom-dynamisch>
- [5] Weniger, J. et al. (2025). Batteriespeicher und dynamische Tarife: Studie zeigt klaren finanziellen Vorteil. *PV Magazine*, 24. November 2025.
- [6] Weniger, J. (2024). Wieso bei Hybridwechselrichtern die Effizienz bei wenigen Hundert Watt so wichtig ist. HTW Berlin Präsentation.
- [7] Fraunhofer ISE (2024). Alterung und Lebensdauerprognose von Batteriesystemen.
- [8] Figgenger, J. et al. (2022). The development of stationary battery storage systems in Germany. *Journal of Energy Storage*, 49, 104056.
- [9] Neon Energy (2025). Studie: Hohes Einsparpotenzial durch dynamische Stromtarife. *PV Magazine*, 27. Oktober 2025.
- [10] Kairies, K.-P. et al. (2023). PV-Batteriespeicher: Nutzen, Kosten und Umweltauswirkungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 73(4), 45-49.
- [11] Weniger, J., Bergner, J., & Quaschning, V. (2022). Dimensionierung von PV-Speichersystemen. HTW Berlin Studie.
- [12] BDEW (2025). Standardlastprofile Strom. <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [13] RWTH Aachen (2025). Stromspeicher-Monitoring 2025.
- [14] Sonnen GmbH (2024). Wirkungsgrad und Wandlungsverluste einfach erklärt.
- [15] Big Ass Battery (2024). Nivellierte Kosten der Speicherung (LCOS).
- [16] Umweltbundesamt (2025). Emissionsfaktoren Strommix Deutschland 2025.
- [17] Kampker, A. et al. (2024). Vehicle-to-Home: Potenziale bidirektionalen Ladens. *ATZ Automobiltechnische Zeitschrift*, 126(3), 24-29.
- [18] Bundesregierung (2025). Zeitvariable Netzentgelte: Entwurf zur Reform der Netzentgeltstruktur.
- [19] Bundesnetzagentur (2025). Modellierete dynamische Strompreise. Pressemitteilung, Dezember 2025.
- [20] SMARD (2025). Neue Daten zu Strom- und Gashaushaltskundenpreisen.
- [21] HTW Berlin (2023). PV-Eigenverbrauch und Autarkiegrade mit Batteriespeichern.
- [22] Quaschning, V. (2024). Dimensionierung von PV-Speichersystemen für Wärmepumpen-Haushalte.
- [23] Neon Energy / HTW Berlin (2026). Dynamische Tarife mit Preisgarantien senken Stromkosten um 7,36 Prozent. *PV Magazine*, 4. Februar 2026.
- [24] Energiefahrer (2026). Dynamische Stromtarife mit Preisgarantie – bis 7% sparen. 5. Februar 2026.
- [25] SMARD (2025). Der Strommarkt im Jahr 2024. Jahresrückblick, Januar 2025.
- [26] Memodo (2025). Dynamische Stromtarife ab 2025: Was du wissen musst. März 2025.

- [27] Verbraucherzentrale (2025). Dynamische Stromtarife: Für wen es sich lohnt. Oktober 2025.
- [28] Naturstrom (2025). Kurzstudie Dynamischer Stromtarif von Neon Neue Energieökonomik.
- [29] BDEW (2026). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2026.
- [30] Bundesnetzagentur (2026). Daten zum Strommarkt 2025. Januar 2026.
- [31] Verivox (2026). Strompreisentwicklung 2026: So entwickelt sich der Strompreis. 16. Februar 2026.
- [36] Fraunhofer ISE (2024). Zur zeitlichen Korrelation von Stromerzeugung und Börsenstrompreisen in Deutschland. *Energy Charts*.
- [37] Agora Energiewende (2025). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2025. Berlin: Agora Energiewende.
- [38] Figgner, J. et al. (2023). Ökonomische Bewertung von PV-Batteriespeichern: Die Rolle des Eigenverbrauchs. *Applied Energy*, 331, 120414.
- [39] Bergner, J., Weniger, J., & Quaschnig, V. (2021). Optimale Dimensionierung und Betriebsführung von PV-Speichersystemen. HTW Berlin, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme.
- [32] T-Online (2026). Strompreis in Deutschland 2026: So teuer ist jetzt die Kilowattstunde. Februar 2026.
- [33] Stromvermittlung (2026). Strompreise 2026: Deutliche Unterschiede zwischen Neu- und Bestandskunden. 9. Februar 2026.
- [34] Wattline (2025). Bessere Strompreise für Bestandskunden. 28. April 2025.
- [35] Rabot Energy (2026). Strompreis aktuell: Strompreise 2026 & Strompreisentwicklung. 11. Februar 2026.
- [40] 1Komma5° (2025). Heartbeat: Das Home Energy Management System. Produktinformation.
- [41] Tibber (2025). Tibber Pulse: Smart Home Integration für dynamische Stromtarife.
- [42] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2025). Smart-Meter-Gateway: Technische Richtlinien und Kosten.
- [43] KIT Karlsruhe (2017) - Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme.
[Effizienzleitfaden-für-PV-Speichersysteme-V1.0.4.pdf](#)
- [44] Bundesnetzagentur (2024). Stellungnahmen zur zweiten Konsultation §14a EnWG.
- [45] Linnemann, M. (LinkedIn, 2025). Modul 3 geht in die zweite Runde – erste vorläufige Netzentgeltblätter.
- [46] Lichtblick (2025). EVU-Sperrzeit: Das gilt für Wärmepumpen. 26. November 2025.
- [47] sonnen GmbH (2024). Prognosebasiertes Laden: Wie Ihr Stromspeicher netzdienlicher wird.
- [48] BET Consulting (2025). Wie sollen die Tarifzeiten für die zeitvariablen Netzentgelte abgeleitet werden? Newsletter für Netzbetreiber 01/2024, 31. März 2025.
- [49] inexogy (2025). Modul 3 nach §14a EnWG anmelden. 24. November 2025.
- [50] Photovoltaik.info (2025). Prognosebasiertes Laden: Mehr Ertrag aus Ihrem Speicher. 1. Oktober 2025.
- [51] Hochfrequenz (YouTube, 2024). §14a EnWG: Abrechnungsmodul 3 erklärt. 25. November 2024.
- [52] Photovoltaik.org (2026). SENEK startet prognosebasiertes Laden. 20. Januar 2026.
- [53] Energy Market Solutions (2025). Reduzierte Netzentgelte §14a EnWG: Wie Sie profitieren können. 1. Oktober 2025.