Bei diesem Beitrag handelt es sich um einen wissenschaftlich begutachteten und freigegebenen Fachaufsatz („reviewed paper“).

DOI 10.37544/0005-6650-2026-24

Der dynamische Stromtarif – ein innovatives Strombeschaffungsmodell für Baustellen?

J. Otto, E. L. Fabeck, F. Härtel

ZUSAMMENFASSUNG Die Stromversorgung auf Baustellen gewinnt im Zuge steigender Energieknappheit, der zunehmenden Elektrifizierung von Bauprozessen, signifikanter Stromkosten und der generellen Umstellung fossiler Ressourcen auf regenerative Energien immer mehr an Bedeutung. Unabhängig davon bieten neue Abrechnungsmodelle am Energiemarkt, wie zum Beispiel dynamische und kurzzeitbezogene Stromtarife, die Chancen für neue Strombeschaffungsmodelle. Es ist in diesem Zusammenhang zu prüfen, ob der dynamische Stromtarif, dessen dynamischer Arbeitspreisanteil an die Day-Ahead-Preise der Strombörse EPEX SPOT gekoppelt ist, eine wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Baustromtarif darstellt. Dazu wurde von den Autoren auf Grundlage stündlich aufgelöster Verbrauchsdaten von realen Baustellen die Wirtschaftlichkeit von dynamischen Tarifen untersucht. Dynamische Tarife erweisen sich im Ergebnis grundsätzlich als wirtschaftlicher, sofern die Summe aus dem fixen Arbeitspreisanteil und dem durchschnittlich genutzten Spotmarktpreis unterhalb des Arbeitspreises des konventionellen Tarifs liegt. Zusätzlich wurde der Einsatz mobiler Speicher zur Kostenreduktion betrachtet, der jedoch als Mittel zur Kostensenkung nicht wirtschaftlich ist. Gleiches gilt für die meisten strompreisbezogenen Anpassungen des Bauablaufs an Zeiten mit niedrigen Strompreisen. Unabhängig davon war festzustellen, dass der dynamische Tarif das Potenzial bietet, die Sensibilisierung für den Stromverbrauch zu erhöhen und entsprechende Reduktionsmaßnahmen umzusetzen. In der Folge kann eine Senkung des Gesamtstromverbrauchs von Baustellen erreicht werden.

STICHWÖRTER

Baustrom, Dynamischer Stromtarif, EPEX SPOT, Machbarkeitsanalyse, Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.

The dynamic electricity tariff – an innovative power procurement model for construction sites?

ABSTRACT The power supply on construction sites is becoming increasingly important in the context of growing energy scarcity, the ongoing electrification of construction processes, significant electricity costs, and the general transition from fossil resources to renewable energy sources. At the same time, new billing models on the energy market, such as dynamic and short-term electricity tariffs, open up opportunities for new electricity procurement strategies. In this context, it must be examined whether a dynamic electricity tariff, in which the variable energy price component is linked to the day-ahead prices of the EPEX SPOT electricity exchange, represents an economical alternative to conventional construction site electricity tariffs. For this purpose, the authors analyzed the economic efficiency of dynamic tariffs based on hourly resolved consumption data from real construction sites. The results show that dynamic tariffs are generally more economical, provided that the sum of the fixed price component and the average spot market price actually utilized remains below the energy price of the conventional tariff. In addition, the use of mobile storage systems for cost reduction was investigated; however, their application proved not to be economically viable as a cost-saving measure. The same applies to most construction schedule adjustments aimed at shifting electricity consumption to periods of low electricity prices. Nevertheless, it was observed that dynamic tariffs have the potential to increase awareness of electricity consumption and to promote the implementation of corresponding reduction measures. As a result, an overall reduction in electricity consumption on construction sites can be achieved.

1 Grundlagen

1.1 Das Modell „Dynamischer Stromtarif“

Der Baustromversorgung wurde aufgrund ihres vergleichsweise geringen Anteils an den Gesamtkosten eines Bauprojekts bislang lediglich eine untergeordnete Bedeutung beigemessen. Entsprechend wurden anderen Projektparametern und technologischen Entwicklungen deutlich höhere Optimierungs- und Einsparpotenziale zugeschrieben. [1-6] In den vergangenen Jahren ist jedoch eine deutlich zunehmende Volatilität der Strompreise zu beobachten, während der Stromverbrauch infolge der fortschreitenden Elektrifizierung von Bauprozessen weiter ansteigt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob ein dynamischer Stromtarif, der den Endverbraucher unmittelbar an der täglichen Preisentwicklung des Strommarkts partizipieren lässt, eine wirtschaftliche Alternative für die Strombeschaffung auf Baustellen darstellt.

Derzeit ist die Baustromversorgung überwiegend durch sogenannte Grundpreistarife, im weiteren als konventionelle Tarife bezeichnet, geprägt. [7] Bei diesen setzt sich das zu entrichtende Entgelt aus einem festen Grundpreis und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zusammen. Der Grundpreis ist ein monatlicher oder jährlicher Festbetrag, der unabhängig vom tatsächlichen Stromverbrauch anfällt. Der Arbeitspreis wird als fixer Betrag pro verbrauchter Kilowattstunde definiert und bleibt über die gesamte Vertragslaufzeit konstant. Auch bei dynamischen Tarifen wird ein

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

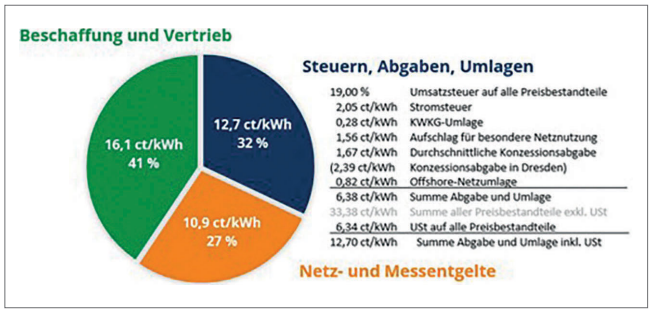

Bild 1. Durchschnittliche Zusammensetzung des Arbeitspreises, Stand 07/2025. *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [12-14]*
Fig. 1. Average composition of the electricity work price, as of 07/2025. *Source: IBB-TUD, data basis [12-14]*

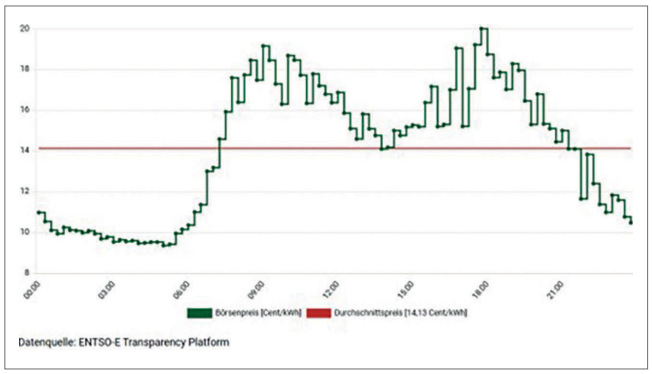

Bild 2. EPEX-Spot-Preise, exemplarisch für den 26.01.2026. *Grafik: [16]*
Fig. 2. EPEX Spot prices, exemplary for 26.01.2026. *Source: [16]*

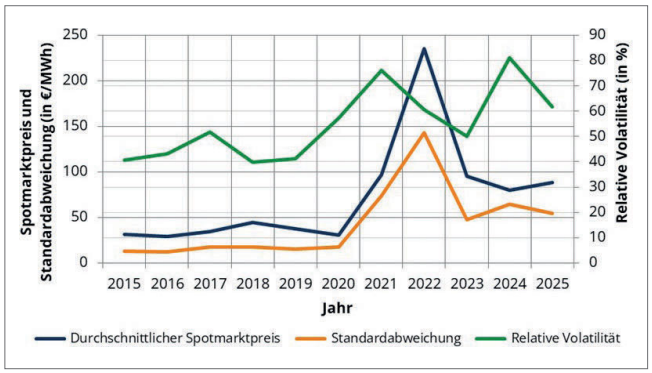

Bild 3. Entwicklung des Durchschnittspreises, der Standardabweichung und der relativen Volatilität an der EPEX SPOT von 2015 bis 2025. *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [17]*
Fig. 3. Development of the average price, standard deviation, and relative volatility at EPEX SPOT from 2015 to 2025. *Source: IBB-TUD, data basis [17]*

verbrauchsunabhängiger Grundpreis erhoben. Der Arbeitspreis besteht hingegen aus einem fixen und einem variablen Kostenbestandteil. [8] Der fixe Anteil umfasst Servicegebühren, Netzentgelte, Abgaben und Steuern, während der variable Anteil unmittelbar an den Strompreis des Spotmarkts gekoppelt ist. Als Referenz dient der im Day-Ahead-Handel ermittelte Börsenpreis, der für jedes Viertelstundenintervall des Folgetages festgelegt wird. Der in diesem Intervall gemessene Stromverbrauch wird mit dem jeweils gültigen Börsenpreis verrechnet. Durch die Addition des festen und des dynamischen Arbeitspreisbestandteils je verbrauchter Kilowattstunde sowie des festen Grundpreises ergeben sich die monatlichen Stromkosten.

Dieses Abrechnungsmodell ermöglicht es Bauunternehmen, ohne zusätzlichen administrativen Aufwand oder die Erstellung komplexer Verbrauchsprognosen unmittelbar an der kurzfristigen Preisentwicklung des Stromgroßhandelsmarkts zu partizipieren. Gleichzeitig besteht allerdings ein Kostenrisiko, da keine Preisobergrenzen vorgesehen sind. Treten in Phasen hoher Stromnachfrage extreme Börsenpreise auf, können die Stromkosten erheblich ansteigen, insbesondere wenn in diesen Zeiträumen keine Möglichkeit zur Lastverlagerung besteht.

Für die spätere differenzierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit beider Tarife ist die Zusammensetzung des Arbeitspreises relevant. Der Arbeitspreis beider Tarife für eine Kilowattstunde setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen: (1) den Kosten für Beschaffung und Vertrieb, (2) den Netz- und Messentgelten sowie (3) den Steuern, Abgaben und Umlagen (**Bild 1**). [9] Da letztere beiden Bestandteile bei dem konventionellen und dynamischen Tarif nahezu identisch sind, werden weitergehende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nur für den Anteil Beschaffung und Vertrieb durchgeführt. Unter Beschaffung und Vertrieb fallen sowohl die eigentlichen Kosten für die Beschaffung und Bereitstellung der Kilowattstunde Strom (= Beschaffung) als auch die Aufwendungen für Vermarktung, Vertrieb und Serviceleistungen des Stromversorgungsunternehmens (= Vertrieb). [10, 11] Aus Bild 1 ist abzuleiten, dass der Anteil für die Beschaffung des Stroms mit circa 10 ct/kWh nur circa 20 % des Arbeitspreises ausmacht. 80 % entfallen auf Netz- und Messentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen.

1.2 Day-Ahead-Markt als Grundlage dynamischer Stromtarife

Die Preisbildung des Arbeitspreisanteils für die Beschaffung dynamischer Stromtarife basiert auf den kurzfristigen Handelsmechanismen des Stromgroßhandelsmarkts. Eine zentrale Rolle im europäischen Stromhandel nimmt dabei die EEX-Group ein (EEX = European Energy Exchange), die mit der European Power Exchange in Paris den Spotmarkt (EPEX SPOT) betreibt. Der Spotmarkt dient dem kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie der Strompreisfindung. Für die Preisgrundlage dynamischer Tarife ist der Day-Ahead-Handel maßgeblich. Im Day-Ahead-Handel geben die Marktteilnehmer ihre Gebote für Stromlieferungen des Folgetages bis 12 Uhr des Vortages ab. [15] Ein Beispiel für den Beschaffungspreisverlauf (EPEX-Spot-Preis) zeigt **Bild 2**. Der Preis entspricht in Bild 1 dem Preis für „Beschaffung“ ohne „Vertrieb“ (vgl. grünes Segment).

Die so ermittelten Preise bilden die Preisgrundlage dynamischer Stromtarife. Die Auswertung der Spotmarktpreise (**Bild 3**) für den Zeitraum von 2015 bis 2025 zeigt bis Ende 2020 ein weitgehend konstantes Preisniveau. In den Jahren 2021 und 2022 kommt es zu einem ausgeprägten Preisanstieg mit einem Höhepunkt im Jahr 2022. Seit 2023 ist ein Rückgang zu beobachten, wobei sich die Preise auf einem deutlich höheren Niveau als vor dem Anstieg stabilisieren. Parallel zur Entwicklung des Preisniveaus steigt die absolute Volatilität, gemessen über die Standardabweichung, deutlich an. Unter Volatilität wird im Stromhandel die starke, kurzfristige Preisschwankung des Strompreises verstanden. Zwischen Durchschnittspreis und absoluter Volatilität besteht eine ausgeprägte Korrelation. Darüber hinaus nimmt auch die relative Volatilität, definiert als Verhältnis von

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

Standardabweichung zu Durchschnittspreis, in den letzten Jahren zu. Dies deutet auf eine strukturelle Veränderung der Preisbildung am Spotmarkt hin. Als wesentliche Einflussfaktoren gelten pandemiebedingte Marktverwerfungen, gestiegene Großhandelspreise sowie geopolitische Ereignisse. Zusätzlich trägt der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere wetterabhängiger Erzeugung, zur Erhöhung der relativen Volatilität bei. (Bild 3) Jüngste Entwicklungen im Kontext von Ressourcen- und Rohstoffknappheit (Q1 2026) zeigen erneut, in welchem Maße geopolitische Rahmenbedingungen massiven Einfluss auf den Spotmarktpreis haben. Entsprechend sollten Prognosen explizit als zeitgebunden und szenarienabhängig gekennzeichnet werden.

Die Entwicklung konventioneller Stromtarife wird anhand der durchschnittlichen Höhe regionaler Grundversorgungstarife betrachtet. Grundversorgungstarife repräsentieren in der Regel nicht den günstigen Tarif für den Bezug von Strom, stellen jedoch für die hier gegenständliche Untersuchung einen ausreichend repräsentativen Bezugswert für die Höhe des Strompreises konventioneller Stromtarife dar. Bis 2021 verläuft dessen Preisentwicklung moderat. In den Jahren 2022 und 2023 kommt es zu einem deutlichen Preisanstieg, der zeitlich verzögert auf die zuvor gestiegenen Spotmarktpreise folgt (**Bild 4**). Der Preisanstieg betrachtet dabei den Anstieg des Arbeitspreises, die Veränderung des Preises wird als „Arbeitspreisindex“ ausgewiesen (2025 = 100 %). Ursache hierfür ist der überwiegend mittelfristige Beschaffungscharakter der Stromversorgungsunternehmen. Der gleichzeitig stark steigende Preisanteil für Beschaffung und Vertrieb (Bild 1 und **Bild 5**) verdeutlicht, dass die Erhöhung der Endkundenpreise maßgeblich durch gestiegene Beschaffungskosten getrieben wird. Seit 2024 ist ein leichter Rückgang des Arbeitspreises erkennbar. Insgesamt folgt der Grundversorgungspreis strukturell der Spotmarktpreisentwicklung, jedoch mit zeitlicher Verzögerung und geringerer Ausprägung.

Die Untersuchung jahreszeitlicher Schwankungen zeigt, dass die Spotmarktpreise im Frühjahr regelmäßig die niedrigsten Tagesdurchschnittswerte aufweisen, während sie im Sommer, Winter und insbesondere im Herbst deutlich höher liegen. Das Preisniveau folgt somit ausgeprägten saisonalen Mustern. Die tageszeitliche Analyse offenbart zwei wiederkehrende Preisspitzen in den Morgen- und Abendstunden (ca. 6:00 bis 10:00 Uhr und 16:00 bis 21:00 Uhr) sowie ausgeprägte Preistäler zur Mittagszeit (ca. 11:00 bis 15:00 Uhr) und in den Nachtstunden (ca. 22:00 bis 5:00 Uhr). Die Ausprägung dieser Muster variiert in Abhängigkeit von der Jahreszeit. Insbesondere im Sommer verstärkt sich das Mittagstief deutlich, während im Winter das nächtliche Preistief dominiert. Insgesamt weisen Sommer und Herbst eine höhere tageszeitliche Volatilität auf als Frühjahr und Winter. (**Bild 6**) Günstige Preise innerhalb von 24 h sind demnach häufig in folgenden Zeiträumen vorhanden:

- Frühjahr → von circa 1:00 bis 4:00 Uhr und 12:00 bis 15:00 Uhr,
- Sommer → von circa 2:00 bis 5:00 Uhr und 11:00 bis 15:00 Uhr,
- Herbst → von circa 2:00 bis 5:00 Uhr und 13:00 bis 15:00 Uhr,
- Winter → von circa 1:00 bis 5:00 Uhr.

Im Vergleich sind die Preise im Frühjahr im Tagesdurchschnitt deutlich günstiger als in den anderen drei Jahreszeiten. Im Herbst und Winter sind die Preise üblicherweise am höchsten.

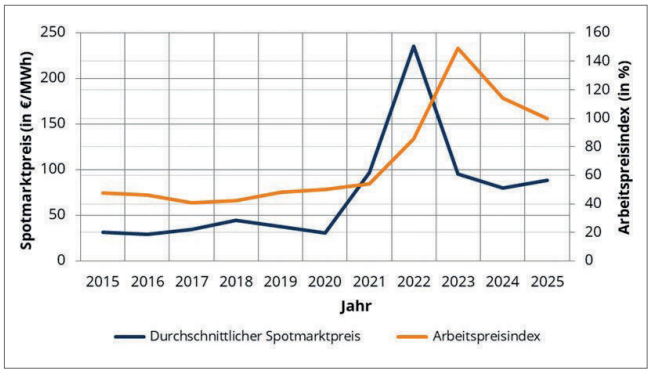

Bild 4. Vergleich des Verlaufs von durchschnittlichem Spotmarktpreis und Arbeitspreisindex von 2015 bis 2025. *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [17-20]*
Fig. 4. Comparison of the course of average spot market price and work price index from 2015 to 2025. *Source: IBB-TUD, data basis [17-20]*

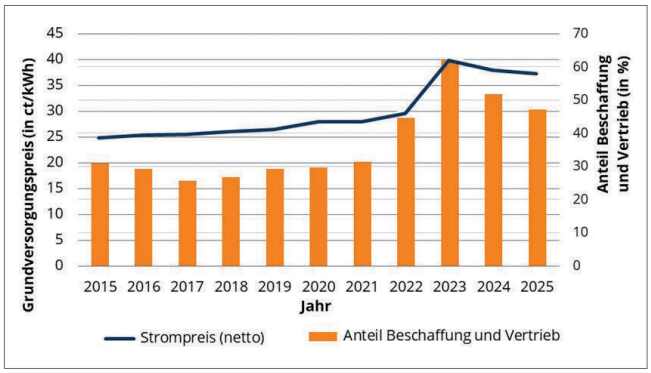

Bild 5. Strompreisentwicklung von Grundversorgerpreisen in Deutschland von 2015 bis 2025. *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [20-22]*
Fig. 5. Development of electricity prices for standard supply rates in Germany from 2015 to 2025. *Source: IBB-TUD, data basis [20-22]*

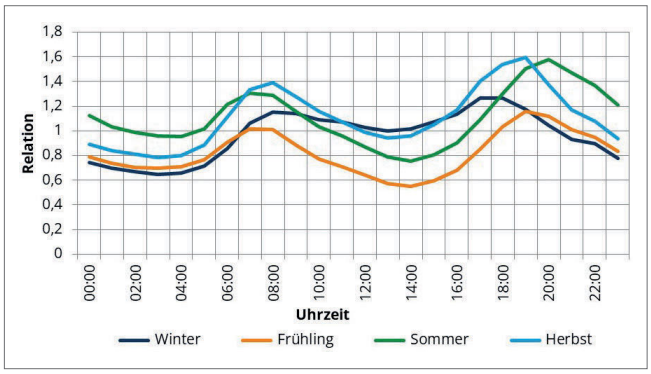

Bild 6. Tagespreiskurven in Abhängigkeit der Jahreszeit von 2015 bis 2024. *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [17]*
Fig. 6. Daily price curves depending on the season from 2015 to 2024. *Source: IBB-TUD, data basis [17]*

2 Vereinbarkeit von Bauablauf und Stromkosten

2.1 Smart Meter – Die Schlüsseltechnologie zum dynamischen Tarif

Für die Anwendung eines dynamischen Stromtarifs ohne Veränderung des Verbrauchsprofils ist zunächst keine umfassende Erweiterung der Elektroversorgung von Baustellen erforderlich.

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

Der wesentliche Unterschied zum konventionellen Netztarif besteht nur darin, dass ein „intelligenter“ Stromzähler („Smart Meter“) eingesetzt werden muss. [23] Dieser Smart Meter ermöglicht die automatische, digitale Aufzeichnung des Verbrauchsverhaltens in kurzen Intervallen und die sichere, automatisierte Übermittlung der Verbrauchsdaten ohne manuelles Ablesen. Die Übertragung des Stromverbrauchs erfolgt zeitnah, nach Bedarf in Echtzeit (z. B. 1 × pro Sekunde) bis hin zu einmal aller 24 Stunden. Für die Einrichtung und Wartung des Zählers sowie die Datenübertragung und -bereitstellung ist der Messstellenbetreiber verantwortlich. Die Baustelle selbst muss lediglich den Zugang zum Anschluss- beziehungsweise Messpunkt ermöglichen. [24] Die Datenübertragung erfolgt über eine verschlüsselte Verbindung mittels Smart-Meter-Gateway (SMGW). Üblicherweise erfolgt die Bereitstellung der ausgelesenen Daten über ein Online-Portal oder entsprechende App. Auf diese Weise kann das Baustellenpersonal den auf der Baustelle verbrauchten Strom transparent und zeitnah überwachen.

2.2 Möglichkeiten der Verbrauchsveränderung

Durch die tageszeitlichen Preisschwankungen am Spotmarkt der EPEX SPOT hat die zeitliche Verlagerung von Verbräuchen einen unmittelbaren Einfluss auf die Höhe der Stromkosten. Der Stromverbrauch auf der Baustelle kann hierfür grundsätzlich auf drei Wegen beeinflusst werden: die Verschiebung von Bauprozessen, der Einsatz mobiler Stromspeicher und der Einsatz akkubetriebener Verbraucher.

2.2.1 Verschiebung von Bauprozessen

Da die meisten Bauprozesse in komplexen Abhängigkeiten zueinanderstehen, ist eine gezielte Verbrauchsverlagerung auf Baustellen nur eingeschränkt möglich. Voraussetzung ist daher zunächst eine Analyse der Flexibilitätspotenziale der eingesetzten Verbraucher, die sich in Anlehnung an etablierte Verbrauchergruppen in die Typen A, B und C einteilen lassen. [25] Typ A umfasst thermische und regulierbare Verbraucher, die bestimmte Betriebszustände dauerhaft aufrechterhalten müssen, und wird für das Bauwesen in zwei Unterkategorien differenziert. Typ A.1 bezeichnet Verbraucher wie Grundwasserpumpen, Entfeuchtungsgeräte oder Frostschutzheizungen, deren Leistungsaufnahme durch äußere bauphysikalische Bedingungen bestimmt wird und praktisch kein Flexibilitätspotenzial bietet, da Unterbrechungen zu Störungen im Bauablauf oder Bauschäden führen können. Typ A.2 – etwa Heizungen oder Klimaanlagen in Baucontainern – erlaubt geringfügige zeitliche Anpassungen, doch erfordert eine preisabhängige Steuerung zusätzliche Mess-, Regel- und Überwachungstechnik. Der Schwerpunkt sollte daher weniger auf Lastverlagerung als auf allgemeinen Reduktionsmaßnahmen liegen [26], beispielsweise durch Absenkung der Heizleistung in arbeitsfreien Zeiten oder den Einsatz effizienterer Technologien. Typ B bezeichnet tätigkeitsgebundene Verbraucher – darunter Baumaschinen (HDI-Anlagen, Schweißaggregate, Sieb-/Brechanlagen, TDK), Baugeräte sowie technische Einrichtungen in Baucontainern –, deren Leistungsaufnahme unmittelbar an laufende Bauprozesse gekoppelt ist. Eine Reduktion ist ausschließlich durch zeitliche Verlagerung der Bauprozesse selbst möglich. Während die Anpassung der allgemeinen Arbeitszeiten organisatorisch noch vergleichsweise einfach umsetzbar ist, sind weitergehende Verlagerungen einzelner Maschineneinsätze organisatorisch anspruchsvoll, stark projektspezifisch und mit Risiken für den Bauablauf verbunden; die begrenzte Prognosefähigkeit der Strompreise über mehrere Tage erschwert eine verlässliche Planung zusätzlich. Typ C schließlich umfasst hochgradig flexible Verbraucher wie Batteriespeicher und Ladevorgänge elektrisch betriebener Maschinen, bei denen der Leistungsbezug innerhalb definierter technischer Grenzen zeitlich weitgehend frei wählbar ist. Diese Verbraucher eignen sich grundsätzlich sehr gut für Lastverlagerungen, sofern der Ladeprozess zeitlich flexibel gestaltet werden kann und die Ladekapazität der jeweiligen Aggregate ausreichend groß ist.

2.2.2 Einsatz Mobiler Speicher

Der Einsatz Mobiler Speicher bietet verschiedene technische und wirtschaftliche Vorteile, darunter die Reduktion der erforderlichen Anschlussleistung, eine verbesserte Netzstabilität, erhöhte Versorgungssicherheit sowie die Umsetzung von Lastmanagementstrategien.

Technologisch existieren unterschiedliche Speicherformen mit stark variierenden Speicher- und Entladezeiträumen. [27] Für den Baustelleneinsatz sind insbesondere Akkumulatoren relevant [28], da sie eine hohe Energiedichte, geringe Selbstentladung und eine direkte elektrische Speicherung ermöglichen. Innerhalb dieser Technologie dominieren Lithium-Ionen-Batterien aufgrund ihres günstigen Verhältnisses von Energie- zu Leistungsdichte. [29]

Diese Systeme unterscheiden sich hinsichtlich Kapazität, Leistung, Bauform und Anschlussmöglichkeiten und sind typischerweise für eine Netzspannung von 230/400 V bei 50 Hz ausgelegt. Der Gesamtwirkungsgrad solcher Systeme liegt aufgrund innerer Verluste in der Praxis bei etwa 85 %. [30] Mittelgroße Stromspeicher haben eine Ladekapazität in Höhe von circa 250 kWh und benötigen für den Ladeprozess circa 1 bis 3 h.

2.2.3 Einsatz akkubetriebener Verbraucher

Die Ladeinfrastruktur für elektrisch betriebene Maschinen und Fahrzeuge auf Baustellen lässt sich entweder direkt in mobile Energiespeicher integrieren oder über separate, mobile Speichereinrichtungen realisieren, wobei die Wahl maßgeblich von der erforderlichen Ladeleistung und den verfügbaren Netzanschlussmöglichkeiten abhängt. Für den Baustelleneinsatz sind nach IEC 62196:2022 insbesondere die Lademodi 2 bis 4 relevant: Mode 2 ermöglicht das Laden über CEE-Steckdosen mit bis zu 22 kW, Mode 3 nutzt fest installierte Einrichtungen mit Kommunikationsschnittstelle für dreiphasige Leistungen bis 43,5 kW, und Mode 4 erlaubt als externe Gleichstromladung sehr hohe Leistungen bis in den Bereich mehrerer hundert Kilowatt. Im Kontext dynamischer Stromtarife ist die Flexibilität zur Lastverschiebung bei dieser Ladeinfrastruktur jedoch eingeschränkter als bei reinen Energiespeichern: Da Ladevorgänge in der Praxis an betriebliche Rahmenbedingungen gebunden sind und sich auf Pausen oder Zeiten außerhalb der aktiven Arbeitsphasen konzentrieren, ist eine vollständig freie zeitliche Verlagerung des Strombezugs nur bedingt umsetzbar.

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

3 Wirtschaftliche Bewertung

3.1 Methodisches Vorgehen

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde der stündliche Stromverbrauch acht realer Bauprojekte („A“ bis „H“) aus unterschiedlichen Ländern Europas zugrunde gelegt. Nachfolgende Übersicht stellt die acht Bauprojekte näher vor (Ort, Gesamtbauzeit, Gesamtstromverbrauch Baustelle, Anschlussstromstärke):

- A: Hochbau in Bratislava, 01.12.2022-06.12.2023, 36 267 kWh gesamt, 125 A
- B: Hochbau in Bratislava, 01.03.2023-29.02.2024, 46 490 kWh, 140 A
- C: Hochbau in Bratislava, 01.01.2023-08.11.2023, 44 799 kWh, 240 A
- D: Hochbau in Magdeburg, 15.06.2023-15.06.2024, 205 627 kWh, 240 A
- E: Hochbau in Ljubljana, 01.11.2023-24.10.2024, 108 109 kWh, 350 A
- F: Schwimmbad in Oslo, 24.09.2020-30.03.2024, 5 322 159 kWh, 1 115 A
- G: Schwimmbad in Oslo, 16.06.2023-31.03.2024, 307 910 kWh, 800 A
- H: Bürogebäude in Oslo, 01.11.2023-31.03.2024, 443 442 kWh, 1 420 A

Die baustellenbezogenen Aufzeichnungen wurden für eine Bauzeit von circa einem Kalenderjahr ausgewertet. Da die meisten Projekte im Zeitraum 2022 bis 2024 ausgeführt wurden, erfolgen die Auswertungen nicht nur für den tatsächlichen Ausführungszeitraum, sondern zusätzlich auch für fiktiv verschobene Ausführungszeiträume. Die verwendeten Strompreise stammen aus den Tarifdaten des Grundversorgungstarifs und des dynamischen Tarifs der Stadtwerke Dresden GmbH („DREWAG“) aus dem Jahr 2025 und wurden mittels der allgemeinen Entwicklung des Index für Grundversorgungspreise für andere Jahre auf-/abgewertet. Für die Beschaffungskosten im Rahmen des dynamischen Tarifs wurden die Day-Ahead-Preise der Jahre 2015 bis 2025 an der EPEX SPOT zugrunde gelegt.

Die Auswertung der umfangreichen Datenmengen zu den erfassten Stromverbräuche der acht Baustellen (365 d × 24 h/d × 4 Daten/h = circa35 000 Daten pro Baustelle und Jahr) erfolgte mit selbst programmierten Routinen (Programmiersprache Python). Je Szenario, Baustelle und Jahr werden folgende Kennwerte berechnet und Auswertungen durchgeführt:

1. Gesamtkostenvergleich zwischen dynamischem und konventionellem Tarif
   Für jede Baustelle werden die gesamten Stromkosten für den Anteil Beschaffung und Vertrieb berechnet. Hierfür werden die stündlichen Verbräuche mit den stündlichen Spotmarktpreisen (dynamischer Tarif) beziehungsweise mit dem im jeweiligen Jahr gültigen Arbeitspreis (konventioneller Tarif) multipliziert. Durch anschließende Summierung aller stündlichen Stromkosten entstehen die Gesamtkosten für den jeweiligen Tarif für Beschaffung und Vertrieb, sodass unmittelbar sichtbar wird, welcher Tarif im betrachteten Zeitraum kostengünstiger ausfällt.
2. Bewertung der Korrelation zwischen Verbrauch und Spotmarktpreisen
   Zur Ermittlung des Zusammenhangs zwischen Verbrauchs- und Spotmarktpreis-Kurve (stündlich und täglich) werden die tatsächlichen Kosten aus stunden- und tagesgenauen Preisbewertung den hypothetischen Kosten gegenübergestellt, die sich bei Nutzung des durchschnittlichen Tagespreises des dynamischen Tarifs ergeben. Konkret werden pro Tag im Jahr die stündlichen Verbräuche mit den stündlichen Preisen und der gesamte Tagesverbrauch mit dem durchschnittlichen Tagespreis multipliziert. Anschließend werden beide Werte über das jeweils betrachtete Kalenderjahr aufsummiert. Ist die Summe der stundengenauen Abrechnung geringer als die der durchschnittspreisbasierten Bewertung, liegt eine negative Korrelation vor. In diesem Fall erfolgt die Stromnutzung überwiegend während eines Preistiefs. Im Idealfall fallen Verbrauchsspitzen mit Preistiefs zusammen. Ist die stundengenaue Summe hingegen höher, besteht eine positive Korrelation, die einen Verbrauch eher während Preishochs anzeigt. Im ungünstigsten Fall treffen Verbrauchsspitzen mit Preisspitzen zusammen. Stimmen tatsächliche und durchschnittspreisbasierte Kosten überein, wird dies als neutrale Korrelation bezeichnet. Die so ermittelte durchschnittliche Korrelation kann in zukünftigen Projekten zur Abschätzung der tatsächlich genutzten Spotmarktpreise auf Grundlage des durchschnittlichen Tagespreises genutzt werden.

Aus den Betrachtungen des Abschnitt 2 ergeben sich vier auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchende Anwendungsszenarien:

- Szenario 1: Welche Auswirkung hat die Verwendung des dynamischen Tarifs im Vergleich zum konventionellen Tarif (ohne Veränderung des Verbrauchsprofils, ohne zentralen Stromspeicher, ohne akkubetriebene Verbraucher)?
- Szenario 2: wie Szenario 1, jedoch mit zeitlicher Verschiebung des Verbrauchsprofils,
- Szenario 3: wie Szenario 1, jedoch mit zentralem Stromspeicher,
- Szenario 4: wie Szenario 1, jedoch mit akkubetriebenen Verbrauchern.

3.2 Szenario 1

In Szenario 1 wird untersucht, welchen wirtschaftlichen Einfluss die Nutzung eines dynamischen im Vergleich zu einem konventionellen Tarif bei den jeweiligen Baustellen hat. Die Ergebnisse der **Tabelle 1** zeigen die prozentualen Unterschiede zwischen den relativen Gesamtstromkosten des dynamischen im Vergleich zum konventionellen Tarif (jeweils vom 1.1. bis 31.12.). Fett dargestellt sind die Jahre, in denen die Erfassung des Stromverbrauchs tatsächlich erfolgte. Rot markiert sind Jahre, in denen der konventionelle Tarif günstiger gewesen wäre als der dynamische Tarif. Schwarz sind Jahre markiert, in denen der dynamische Tarif günstiger war.

Tabelle 1 zeigt, dass der Einsatz eines dynamischen Stromtarifs bei allen Baustellen im tatsächlichen Ausführungszeitraum (fett markiert) um 22 bis 46 Prozent günstiger als der konventionelle Tarif war. Dies entspricht je nach Baustelle Einsparungen zwischen 3 000 und 226 000 Euro. Bei Verschiebung des Aufzeichnungsbeginns in andere Kalenderjahre fällt auf, dass der dynamische Tarif in den meisten Fällen günstiger als der konventionelle ist, durchschnittlich um 15,1 Prozent. Eine Ausnahme stellen die Ausführungszeiträume dar, in denen ein Großteil des Verbrauchs in die Jahre 2021 und 2022 fällt. In diesen Jahren lagen die Preise konventioneller Tarife aufgrund ihrer Trägheit deutlich unter den Spotmarktpreisen (Bild 3). Ab dem Jahr 2023 folgt ein Rebound-Effekt, bei dem die Spotmarktpreise deutlich unter den

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

Tabelle 1. Verhältnis der relativen Gesamtstromkosten des dynamischen im Vergleich zum konventionellen Tarif (Szenario 1, Betrachtungszeitraum 1.1. bis 31.12.)
Table 1. Ratio of the relative total electricity costs of the dynamic tariff compared to the conventional tariff (scenario 1, observation period: January 1 to December 31)

Jahr	Baustelle							
	A	B	C	D	E	F	G	H
2015	-42 %	-42 %	-38 %	-47 %	-46 %	-25 %	-36 %	-46 %
2016	-22 %	-29 %	-43 %	-24 %	-24 %	-32 %	-30 %	-19 %
2017	-20 %	-30 %	-23 %	-31 %	-26 %	-37 %	-25 %	-27 %
2018	-26 %	-16 %	-20 %	-19 %	-26 %	25 %	-3 %	20 %
2019	-43 %	-37 %	-29 %	-45 %	-47 %	37 %	-32 %	-44 %
2020	11 %	-35 %	-46 %	-27 %	-11 %	**-22 %**	-29 %	-24 %
2021	81 %	56 %	2 %	75 %	77 %	-29 %	78 %	87 %
2022	**-23 %**	41 %	61 %	3 %	-24 %	-	104 %	-3 %
2023	-41 %	**-43 %**	**-36 %**	**-47 %**	**-46 %**	-	**-41 %**	**-45 %**
2024	-	-27 %	-43 %	-20 %	-	-	-27 %	-11 %
Ø = -15,1 %	-14 %	-16 %	-22 %	-18 %	-19 %	-12 %	-4 %	-15 %

Tabelle 2. Prozentuale Abweichung der jährlichen Gesamtstromkosten bei dynamischem Tarif von stündlich abgerechneten Preisen gegenüber täglich abgerechneten Preisen (Szenario 1)
Table 2. Percentage difference in annual total electricity costs under a dynamic tariff with hourly billed prices compared to daily billed prices (scenario 1)

Jahr	Baustelle							
	A	B	C	D	E	F	G	H
2015	1,6 %	0,8 %	0,3 %	-0,5 %	2,1 %	0,8 %	6,2 %	4,7 %
2016	2,0 %	0,6 %	0,3 %	-0,8 %	2,3 %	0,8 %	5,0 %	4,3 %
2017	1,5 %	0,6 %	0,1 %	-0,4 %	2,1 %	0,7 %	5,4 %	4,3 %
2018	1,3 %	0,3 %	0,2 %	-0,4 %	1,6 %	0,4 %	4,3 %	3,4 %
2019	1,7 %	0,4 %	0,2 %	-0,5 %	1,2 %	0,3 %	4,2 %	4,2 %
2020	1,7 %	0,4 %	0,4 %	-0,2 %	1,5 %	**0,4 %**	4,4 %	3,3 %
2021	0,6 %	0,7 %	0,3 %	-0,4 %	0,6 %	0,0 %	3,5 %	3,4 %
2022	**0,4 %**	0,3 %	0,2 %	-0,6 %	1,0 %	-	1,9 %	4,3 %
2023	-0,7 %	**-0,1 %**	**-0,1 %**	**-0,2 %**	**-0,4 %**	-	**1,3 %**	**3,6 %**
2024	-	-0,7 %	-2,3 %	-0,3 %	-	-	-1,9 %	4,2 %
Ø = 1,3 %	1,1 %	0,3 %	0,0 %	-0,4 %	1,3 %	0,5 %	3,4 %	4,0 %

Preisen des konventionellen Tarifs liegen. Bei Betrachtung der Zeiträume vor 2021/2022 sind dynamische Tarife im Durchschnitt rund 30 Prozent günstiger. Aufgrund des Rebound-Effekts gestaltet sich eine Prognose für die Zukunft schwierig. Es erscheint jedoch realistisch, dass der dynamische Tarif auch in naher Zukunft 20 bis 30 Prozent günstiger als der konventionelle Tarif sein wird. Da die Ersparnis primär aus der Arbeitspreisdifferenz resultiert und diese bereits vor den „Krisenjahren" ein stabiles Niveau aufwies, ist davon auszugehen, dass sich dieser Zustand erneut einstellt. Die prozentualen Einsparungen könnten künftig allerdings ebenso höher ausfallen, weil die Risikozuschläge der Stromversorgungsunternehmen aufgrund der steigenden relativen Volatilität des Spotmarktpreises infolge des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien ebenfalls steigen könnten.

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse des Vergleiches der jährlichen Gesamtstromkosten bei dynamischem Tarif, die entstehen, wenn entweder stündlich oder täglich abgerechnet wird. Die Werte geben die prozentuale Abweichung in den Gesamtstromkosten der beiden Varianten wieder. Beispielsweise sind die Kosten der Baustelle A im Jahr 2015 bei stündlicher Abrechnung um 1,6 % höher als bei täglicher Abrechnung. Durchschnittlich liegen die stündlich abgerechneten Kosten 1,3 % über den täglich abgerech-

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

neten Kosten, die sich aus dem Tagesdurchschnittspreis am Spotmarkt ergeben würden. Lediglich Baustelle D zeigt in allen Jahren ein umgekehrtes Verhältnis.

Grundsätzlich variiert diese Korrelation je nach Jahreszeit: Im Winter ist sie überwiegend positiv (**Bild 7**), im Sommer überwiegend negativ (**Bild 8**). Die Gründe hierfür sind vielfältig, unter anderem können ein früheres morgendliches und späteres abendliches Preishoch, unterschiedliche tageszeitliche Temperaturverläufe mit daraus folgendem Einsatz von Heiz- und Klimageräten, Beleuchtung sowie Verschiebungen der Arbeitszeiten angeführt werden. Da der absolute Verbrauch im Winter höher ist als im Sommer, ergibt sich insgesamt eine geringe positive Korrelation (Bild 7, Bild 8).

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Einsatz dynamischer Tarife gegenüber konventionellen Tarifen, ohne jegliche Veränderung des Verbrauchsverhaltens, meist zu Kosteneinsparungen im signifikanten zweistelligen Prozentbereich führt. Dabei resultiert die Kosteneinsparung primär aus der Arbeitspreisdifferenz (Beschaffung und Vertrieb) des dynamischen Tarifs. Folgendes Beispiel soll dies erläutern: Für Baustelle A im Ausführungszeitraum mit Startjahr 2015 betrug der durchschnittlich genutzte Arbeitspreis für Vertrieb im dynamischen Tarif 1,19 ct/kWh (2015) beziehungsweise 1,16 ct/kWh (2016). Zuzüglich des durchschnittlich genutzten Spotmarktpreises von 2,96 ct/kWh liegt der Arbeitspreisanteil für Beschaffung und Vertrieb im dynamischen Tarif insgesamt bei 4,14 ct/kWh. Im konventionellen wären es 7,48 ct/kWh (2015) beziehungsweise 7,27 ct/kWh (2016) gewesen.

Die stündliche Arbeitspreisdifferenz abzüglich des durchschnittlichen Spotmarktpreises kann in diesem Zusammenhang als Risikoprämie verstanden werden. Im Beispiel aus vorherigem Textabschnitt beträgt die Risikoprämie gut drei Cent pro Kilowattstunde (7,48 ct/kWh - 4,14 ct/kWh ≈ 3 ct/kWh). Diese wird im konventionellen Tarif zur Abdeckung des Preisschwankungsrisikos vom Endverbraucher an den Energieversorger gezahlt, während dieses Risiko beim dynamischen Tarif vom Anschlussnehmer selbst übernommen wird.

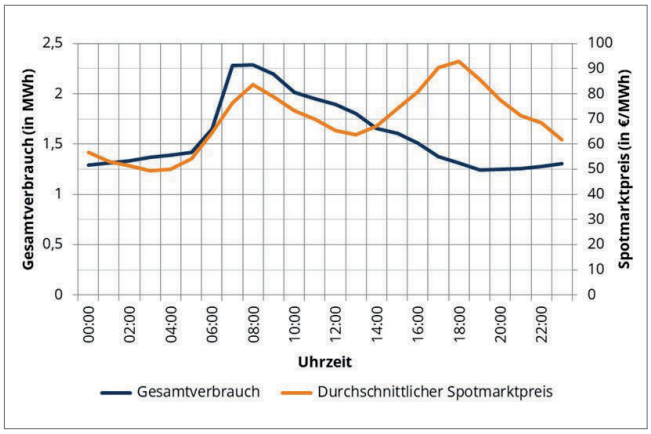

Bild 7. Verlauf des durchschnittlichen täglichen Gesamtverbrauchs und des Spotmarktpreises für den Winter 2024 der Baustelle E (Szenario 1).
Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [16]
Fig. 7. Course of average daily total consumption and spot market price for winter 2024 of construction site E (scenario 1).
Source: IBB-TUD, data basis [16]

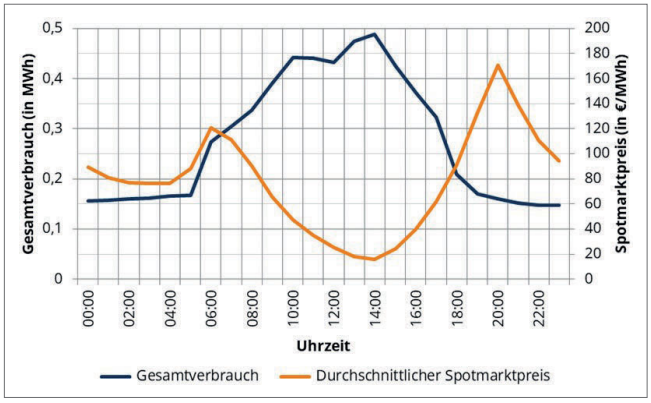

Bild 8. Verlauf des durchschnittlichen täglichen Gesamtverbrauchs und des Spotmarktpreises für den Sommer 2024 der Baustelle E (Szenario 1).
Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [16]
Fig. 8. Course of average daily total consumption and spot market price for summer 2024 of construction site E (scenario 1).
Source: IBB-TUD, data basis [16]

3.3 Szenario 2

Szenario 2 betrachtet die Auswirkungen, die bei einer geringfügigen zeitlichen Verschiebung des Bauablaufes in Zeiten geringer Stromkosten entstehen. Dabei wurde ausschließlich die Verschiebung von Vorgängen innerhalb eines Arbeitstages von einer Stunde betrachtet. Die Verschiebung über mehrere Tage wurde nicht betrachtet, da das Spotmarktpreisprofil je Werktag bis auf wenige Ausnahmen ähnlich ist. Die stromkostenbedingte Verschiebung von Bauleistungen auf Samstage oder Feiertage wird als nicht praxisnah eingeschätzt. Folgende Erkenntnis kann aus den Untersuchungen abgeleitet werden: Die Gegenüberstellung der Stromkosten im dynamischen Tarif bei einer einstündigen Verschiebung der Arbeitszeit nach hinten, im Vergleich zu Stromkosten aus Szenario 1 (dynamischer Tarif) zeigt, dass diese Verschiebung des Verbrauchsprofils keinen nennenswerten Einfluss auf die Höhe der Stromkosten hat. Die Auswirkungen bei den betrachteten acht Baustellen ergaben jeweils eine Veränderung von weniger als 2 % die gesamten Stromkosten (nur Anteil „Beschaffung"). Folgendes Beispiel soll dies weiterführend erläutern: Der verbindliche Spotmarktpreis wird in Anlehnung an die Darstellung in Bild 2 an der Börse derzeit 24 Stunden im Voraus veröffentlicht. Demnach sind Preissprünge innerhalb von 2 Stunden üblicherweise von maximal circa 5 ct/kWh möglich. Bei einem beispielhaften stündlichen Stromverbrauch von 500 kWh ergibt dies Einsparungen in Höhe von 25,00 Euro/h. Dieser Wert steht in keinem Verhältnis zu dem Koordinations- und sonstigen Mehrkostenaufwand (Überstundenzuschläge usw.). Darüber hinaus gibt es für weiter in der Zukunft liegende Prognosen (> 24 h) ausschließlich einen Erwartungswert für den Strompreis, der in Anlehnung an Bild 5 verläuft. Das „Warten" auf günstige Strompreise stellt daher keine Alternative zur Reduzierung der Baukosten dar.

3.4 Szenario 3

Szenario 3 beinhaltet die Nutzung des dynamischen Stromtarifs ohne Anpassung des Bauablaufes an Zeiten mit niedrigen Strompreisen, jedoch mit Einsatz von signifikant dimensionierten Stromspeichern (mindestens 100 kWh). Dadurch soll der Bedarf an Strom vom tatsächlichen Netzbezug entkoppelt werden – in Zeiten mit niedrigen Strompreisen (z. B. in der Nacht) wird

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

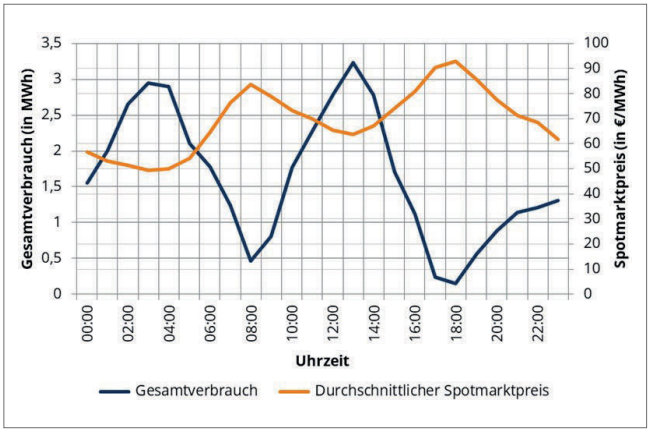

Bild 9. Verlauf des durchschnittlichen täglichen Gesamtverbrauchs (Bezugsmenge Baustelle) und des Spotmarktpreises für den Winter 2024 der Baustelle E (Szenario 3) *Grafik: IBB-TUD, Datengrundlage [16]*
Fig. 9. Course of average daily total consumption (reference quantity construction site) and spot market price for winter 2024 of construction site E (scenario 3). *Source: IBB-TUD, data basis [16]*

Strom bezogen und zu einem späteren Zeitpunkt (z. B. am nächsten Tag) verbraucht.

Aufgrund der Vielzahl technischer (z. B. Anschlussleistung, Speicherleistung, Speicherkapazität, Lade- und Entladekennlinien), organisatorischer (z. B. Anzahl der Speicher, Integration in das Baustellennetz, Arbeitszeiten) und wirtschaftlicher Randbedingungen (z. B. Tarif- und Verbrauchsgestaltung, Priorisierung zwischen Last- oder Preisspitzenkappung, Ladezyklusoptimierung) bringt der Einsatz mobiler Speicher jedoch mehrere Herausforderungen mit sich. Für eine realitätsnahe Optimierung ist die Interpretation und Auswertung als mathematische Funktion erforderlich, deren Komplexität Gegenstand separater wissenschaftlicher Arbeiten ist. [31-33] Stattdessen wird das Problem hier mit vereinfachten Annahmen approximiert. Grundlage sind tagspezifische Änderungen des Strombezugsprofils („kappen von Strombezugsspitzen"), bei denen der Strombezug aus Zeiten hoher Preise in Zeiten mit niedrigen Preisen verlagert wird. Dieses Vorgehen wird für 365 Tage im Jahr umgesetzt. Es werden die verfügbare Speicherkapazität, Speicherleistung und Anschlussleistung auf der Baustelle berücksichtigt. Folgende Vereinfachungen werden vorgenommen: Es wird eine Ladung/Entladung mit maximaler Leistung von 0 bis 100 Prozent Ladestand angenommen, konkrete Herstellerprodukte und technische Produkteigenschaften bleiben unberücksichtigt, die Optimierung erfolgt ausschließlich innerhalb eines Tages. Der Speicher ist zu Beginn und am Ende eines Zyklus vollständig leer und es wird eine starre Speichernutzungsstrategie angewendet. Die in diesem Szenario verwendete Methodik zur Modellierung des Speichereinsatzes basiert auf genannten vereinfachten Annahmen, die eine erste Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials ermöglichen, jedoch von einer vollständig optimierten beziehungsweise realistischen Speicherstrategie abweichen. Die Annahme linearer Lade- und Entladekennlinien ohne Berücksichtigung produktspezifischer Wirkungsgradverluste sowie die strikte Begrenzung der Optimierung auf 24-Stunden-Zyklen mit „Kappung von Strombezugsspitzen" führen gegebenenfalls zu einer tendenziellen Überschätzung der erzielbaren Kostenreduktion. Die Ergebnisse sind daher als konservative Abschätzung des grundsätzlichen Potenzials zu verstehen.

Bild 9 zeigt am Beispiel der Baustelle E, dass mittels des Einsatzes mobiler Speicher eine deutliche Verlagerung der Verbräuche möglich ist. Der Gesamtverbrauch in Bild 8 (blaue Linie) ergibt sich aus dem Strombedarf der einzelnen Verbraucher auf der Baustelle (vgl. Bild 6) zuzüglich des zeitlich begrenzten Strombedarfs für das Laden des Stromspeichers. Erkennbar sind die Stromverbrauchsspitzen im Zeitraum 0:00 bis 6:00 Uhr und 10:00 bis 15:00 Uhr für das zweimalige Laden des Speichers pro Tag.

Als gemitteltes Ergebnis über alle acht Baustellen konnte festgestellt werden, dass sich der in Szenario 1 berechnete Durchschnittswert von 1,3 % in Szenario 3 auf - 8,7 % verändert (Speichereinsatz reduziert die Korrelation zwischen Strombezugs- und Preisspitzen um ca. 10 %). Hintergrund ist der Strombezug in Zeiten überwiegend geringerer Preise. Im Vergleich zu Szenario 1 sind die dynamischen Stromkosten (nur für „Beschaffung") um 4,1 % geringer. Damit ergibt sich eine signifikantere Vorteilhaftigkeit für dynamische Stromtarife.

Bei Umrechnung dieser Ersparnisse auf die Kilowattstunde Speicherkapazität pro Monat ergeben sich als Mittelwert über alle 8 Baustellen pro Jahr Kosteneinsparungen zwischen 0,19 Euro/kWh und 1,34 Euro/kWh Speicherkapazität und Monat.

Diese Einsparungen müssen den gemittelten Vorhaltekosten für den mobilen Stromspeicher gegenübergestellt werden. Diese betragen derzeit circa 25 bis 70 Euro/kWh pro Monat. Für einen 100-kWh-Speicher ergeben sich Vorhaltekosten in Höhe von circa (25 Euro/kWh · 100 kWh = 2 500 Euro/Monat). Damit ist erkennbar, dass die Vorhaltekosten für den mobilen Stromspeicher (25 bis 70 Euro€/kWh pro Monat) deutlich über den einsparbaren Stromkosten (0,19 Euro/kWh bis 1,34 Euro/kWh pro Monat) liegen.

Fazit: Falls ein Stromspeicher aus anderen Gründen auf der Baustelle verfügbar ist, macht das Szenario 3 durchaus Sinn. Eine Bereitstellung ausschließlich aus Gründen der Stromkostenreduktion ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht empfehlenswert.

3.5 Szenario 4

Das Szenario 4 beinhaltet die Festlegungen gemäß Szenario 3. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass eine Vielzahl an mittelgroßen Verbrauchern (z. B. Bagger und Rüttelplatten) mit elektrischem Antrieb und einem geräteintegrierten Kleinspeicher zum Einsatz kommen. Damit wird die Stromspeicherkapazität auf der Baustelle und der Entkopplungsgrad vom zeitkritischen Strombezug aus dem öffentlichen Netz erhöht.

Die Analyse der Baustellen F und G zeigt beispielsweise deutlich unterschiedliche Ergebnisse: Während auf Baustelle F der überwiegende Teil des Ladevorgangs nachts nach Arbeitsende erfolgt, wird auf Baustelle G mehrmals täglich, insbesondere in Arbeitspausen, geladen. Während auf Baustelle G eine Reduktion von rund 5 % gegenüber dem Szenario 3 erreicht wird, fällt das Einsparpotenzial auf Baustelle F mit unter 2 % deutlich geringer aus. Auch die anderen Baustellen zeigen Einsparpotenziale in gleicher oder geringerer Höhe.

Insgesamt zeigt sich, dass ladeabhängige Verbraucher im Vergleich zu Energiespeichern ein begrenzteres Flexibilisierungspotenzial besitzen. Grund dafür ist die Tatsache, dass diese Geräte während ihrer Nutzung nicht geladen werden können und der Ladeprozess somit vom Einsatz des Gerätes abhängig ist. Dennoch können durch organisatorische Maßnahmen und zeitvaria-

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

bles Laden in Pausenzeit moderate Kostensenkungen erzielt werden. In diesem Zusammenhang macht es Sinn, die Steuerung der Ladeprozesse aller Verbraucher über eine separate Einheit zu automatisieren.

Wie bei Szenario 3 muss auch bei Szenario 4 festgestellt werden, dass die genannten Einsparpotenziale in Größenordnung unterhalb der Mehrkosten für die Anschaffung akkubetriebener Geräte liegen.

4 Fazit und Empfehlung für die Praxis

Die Analyse der acht untersuchten Baustellen zeigt, dass der Arbeitspreisanteil „Beschaffung" eines dynamischen Stromtarifs im Vergleich zu einem konventionellen Tarif um durchschnittlich 15,1 % niedriger ausfällt. Da dieser Kostenbestandteil jedoch lediglich rund 20 % der gesamten Strombezugskosten ausmacht, relativiert sich dieser Vorteil erheblich. [5] Insgesamt liegen die Stromgesamtkosten des dynamischen Tarifs lediglich um 5,6 % unter denen des konventionellen Tarifs. Ob dieses exemplarisch ermittelte Einsparpotenzial einen signifikanten Einfluss auf den Gesamtverbrauch beziehungsweise die Gesamtkosten einer Baustelle hat, ist im Einzelfall projekt- und unternehmensspezifisch zu bewerten.

Die erzielten Ergebnisse basieren auf den aktuellen Preisrelationen zwischen den beiden Strombeschaffungsmodellen (dynamisch und konventionell). Infolge der Energiewende ist zu erwarten, dass der Preisunterschied zwischen den beiden Vertragsmodellen einer erheblichen Volatilität unterliegt. In diesem Fall ist die Vorteilhaftigkeit erneut zu bewerten. Nicht zuletzt orientiert sich der konventionelle Tarif an den Spotmarkt-Preisen und berücksichtigt deren Veränderung.

Eine zentrale Limitation der vorliegenden Untersuchung liegt in der begrenzten Anzahl analysierter Baustellen. Es ist daher hervorzuheben, dass die gewonnenen Ergebnisse nicht uneingeschränkt auf sämtliche Bauvorhaben übertragbar sind. Gleichwohl ermöglicht die differenzierte Betrachtung des zugrunde liegenden Fallspektrums eine grundsätzlich positive Einschätzung der Übertragbarkeit: Die einbezogenen Baustellen bilden eine große Bandbreite typischer Hochbaubaustellen ab, wie sie in der Praxis häufig anzutreffen sind. Durch die bewusste Berücksichtigung unterschiedlicher Projektgrößen, Bauweisen und organisatorischer Rahmenbedingungen erscheint eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf vergleichbare Hochbauprojekte grundsätzlich plausibel.

Die Analyse zeigt, dass sowohl die kurzfristige als auch die mittelfristige Anpassung von Bauprozessen an Phasen niedriger Strompreise keine signifikanten Kosteneinsparungen bewirkt und somit unter rein monetären Gesichtspunkten nicht zielführend ist. Gleiches gilt für die isolierte Anschaffung mobiler Stromspeicher mit dem primären Ziel der Kostensenkung. Sind entsprechende Stromspeicher jedoch bereits aus anderen Gründen auf der Baustelle vorhanden, kann deren Nutzung zur Entkopplung des gerätespezifischen Stromverbrauchs vom Netzbezug durchaus sinnvoll sein.

Das größte Einsparpotenzial liegt hingegen in der Sensibilisierung des Baustellenpersonals für einen bewussteren Umgang mit elektrischer Energie. Insbesondere die Bereitstellung tagesaktueller Preis- und Verbrauchsinformationen versetzt Bauleiter und Poliere in die Lage, durch vergleichsweise einfache Verhaltensanpassungen, wie eine Optimierung des Heiz- oder Gerätebetriebs, den Gesamtstromverbrauch signifikant zu reduzieren. Die hierdurch erzielbaren Einsparungen übersteigen in vielen Fällen jene, die allein durch die Nutzung dynamischer Stromtarife realisiert werden können.

Es wird Marktakteuren daher empfohlen, versuchsweise bei einzelnen Bauvorhaben den Strombezug auf einen dynamischen Tarif umzustellen. Dadurch können mit wenig Risiko konkrete Erfahrungen gesammelt und die unternehmensindividuelle Vorteilhaftigkeit bewertet werden. Dieses Vorgehen macht umso mehr Sinn, wenn sowieso mobile Stromspeicher und größere Geräte mit integrierten Stromspeichern auf der Baustelle vorhanden sind.

Zukünftige Forschungsarbeiten sollten sich verstärkt mit der Entwicklung intelligenter Baustellenstromnetze, digitaler Steuerungs- und Optimierungslösungen sowie der Integration alternativer Energiequellen befassen, um sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Netzdienlichkeit von Baustellen langfristig zu verbessern und einen übergeordneten gesamtwirtschaftlichen Nutzen zu erzielen.

LITERATUR

[1] *Tulke, J.; Eschenbruch, K.; Rimskaia-Korsakova, O. et al.:* Automatisierte Baustelle – wie nah ist die Zukunft? *In:* Bauingenieur 100 (2025), Heft 11, S. 297-305. doi.org/10.37544/0005-6650-2025-11-27.

[2] *Placzek, G.; Schwerdtner, P.:* Vorüberlegungen bei der Anwendung robotischer Systeme – eine baubetriebliche Untersuchung für den Beton-3D-Druck. *In:* Bauingenieur 97 (2022), Heft 12, S. 423-433.doi.org/10.37544/0005-6650-2022-12-59.

[3] *Melzner, J.; Helbing, R.:* Baubetrieb im Wandel: Strategien für das Bauen von morgen. *In:* Bauingenieur 100 (2025), Heft 7/8, S. 204-213. doi.org/10.37544/0005-6650-2025-07-08-38.

[4] *Bernat, G.; Geppert, F.; Jocher, S. et al.:* Ursachenanalyse von Kostensteigerungen bei kommunalen Hochbauprojekten. *In:* Bauingenieur 98 (2023), Heft 9, S. 296-303. doi.org/10.37544/0005-6650-2023-09-60.

[5] *Otto, J.; Jahn, A.; Wiel, R.:* Lebenszyklusbezogene Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Bauteilen aus Carbonbeton. *In:* Bauingenieur 98 (2023), Heft 11, S. 361-367. doi.org/10.37544/0005-6650-2023-11-49.

[6] *Otto, J.; Maiwald, P.:* Classification and automated quality assurance of 3D concrete printed surfaces. *In:* Automation in Construction, Vol. 164 (2024). doi.org/10.1016/j.autcon.2024.105467.

[7] *Schach, R.; Otto, J.:* Baustelleneinrichtung: Grundlagen – Planung – Praxishinweise – Vorschriften und Regeln. 4. überarbeitete Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2022.

[8] Wattline: Was ist ein flexibler Stromtarif?, www.wattline.de/energiewissen/flexibler-stromtarif/ [Zugriff am: 22.09.2025].

[9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Strompreisanalyse Juli 2025. www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/ [Zugriff am: 18.09.2025].

[10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile. www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html [Zugriff am: 21.09.2025].

[11] E.ON: So setzt sich der Strompreis zusammen – einfach erklärt. www.eon.de/de/pk/strom/preisbildung-strom.html [Zugriff am: 21.09.2025].

[12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bundesnetzagentur – Netzentgelte. www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html [Zugriff am: 18.09.2025].

[13] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Aufschlag für besondere Netznutzung. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html [Zugriff am: 18.09.2025].

[14] Bundesfinanzministerium: Stromsteuer. www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/stromsteuer.html [Zugriff am: 18.09.2025].

[15] Netztransparenz: Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG. www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktprämie/Spotmarktpreis-nach-3-Nr-42a-EEG [Zugriff am: 18.09.2025].

[16] EPEX Spot: Day-Ahead Preise & Viertelstundenauktion. www.emsys.de/epex-spot/ [Zugriff am: 26.01.2026].

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access - (cc) BY-NC-ND

[17] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Börsenstrompreise | Energy-Charts. www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE [Zugriff am: 05.11.2025].
[18] Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre,. www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/61111/table/61111–0001 [Zugriff am: 05.11.2025].
[19] Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindex: Deutschland, Monate. www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/61111–0002/table-toolbar [Zugriff am: 05.11.2025].
[20] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Haushaltskundenpreise. www.smard.de/page/home/topic-article/211816/212170/haushaltskundenpreise [Zugriff am: 05.11.2025].
[21] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Haushaltskundenpreise je Vertragsart. www.smard.de/page/home/topic-article/211816/212178/haushaltskundenpreise-je-vertragsart [Zugriff am: 05.11.2025].
[22] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Haushaltskundenpreise je Vertragsart. www.smard.de/page/home/topic-article/211816/212178/haushaltskundenpreise-je-vertragsart [Zugriff am: 26.02.2026].
[23] E.ON: Flexible Stromtarife. www.eon.de/de/eonerleben/flexible-stromtarife.html [Zugriff am: 18.09.2025].
[24] Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), §§ 34, 55, Fassung vom 2023.
[25] *Anjos, M. F; Brotcorne, L.; Labbé, M. et al.:* Load Scheduling for Residential Demand Response on Smart Grids, 2017.
[26] *Appl, C.:* Reduktionspotential von Baustromverbrauch unter besonderer Berücksichtigung smarter Technologien. Wien, 2023.
[27] *Anvari-Moghaddam, A.; Abdi, H.; Mohammadi-Ivatloo, B. et al.:* Microgrids: advances in operation, control and protection. Springer, Cham, 2021.
[28] *Saboori, H.; Jadid, S.:* Mobile and self-powered battery energy storage system in distribution networks – Modeling, operation optimization, and comparison with stationary counterpart. *In:* Journal of Energy Storage, Vol. 42 (2021).doi.org/10.1016/j.est.2021.103068.
[29] *Böttcher, J.; Nagel, P.:* Batteriespeicher: rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. De Gruyter, Berlin, Boston, 2018.
[30] *Cole, W.; Karmakar, A.:* Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. *In:* Renewable Energy (2023).
[31] *Hu, R. L.; Skorupski, R.; Entriken, R.; Ye, Y.:* A Mathematical Programming Formulation for Optimal Load Shifting of Electricity Demand for the Smart Grid. *In:* IEEE Transactions on Big Data, Vol. 6 (2020), Iss. 4, pp. 638-651.
[32] *Lee, S.-J.; Yoon, Y.:* Electricity Cost Optimization in Energy Storage Systems by Combining a Genetic Algorithm with Dynamic Programming. *In:* Mathematics, Vol. 8 (2020), Iss. 9, p. 1526.
[33] *Baldick, R.; Chen, Y.; Huang, B.:* Optimization Formulations for Storage Devices with Disjoint Operating Modes. *In:* Operations Research, Vol. 71 (2023), Iss. 6.

Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Jens Otto

jens.otto@tu-dresden.de, 0351 463 34242

Dipl.-Ing. Florian Härtel

florian.haertel@tu-dresden.de, 0351 463 34242

Dipl.-Ing. Eric Leander Fabeck

baubetrieb@tu-dresden.de, 0351 463 34242

TU Dresden / Fakultät Bauingenieurwesen / Institut für Baubetriebswesen
George-Bähr-Str. 1, 01069 Dresden

LIZENZ

Dieser Fachaufsatz steht unter der Lizenz Creative Commons Namensnennung 4.0 International (CC BY 4.0)

Vorschau 9.2026

Die Widerlager der neuen Östricher Brücke wurden mit Mikropfählen in einem statisch optimierten Raster gegründet. *Foto: FRIEDR. ISCHEBECK GmbH*

Brückenbau

Die Östricher Brücke in Dorsten über den Wesel-Datteln-Kanal wird aufgrund schwerer Schäden ersetzt. Die neuen Widerlager werden mit Mikropfählen gegründet, die trotz eingeschränkter Logistik mit kleiner Gerätetechnik eingebaut werden konnten.

Schalen • Rüsten • Bewehren

Im Luxemburger Stadtteil Kirchberg entstand ein architektonisch anspruchsvoller Wasserturm. Runde Geometrien, große Höhen und enge Platzverhältnisse erforderten flexible Kletterschalungen, die präzises und sicheres Arbeiten bis 50 Metern Höhe ermöglichten.

https://doi.org/10.37544/0005-6650-2026-24 https://www.inlibra.com/de/page/agb - Open Access -