

STRATEGIEPAPIER

Strategiepapier der abacus hinsichtlich des EU-Elektrifizierungs-Aktionsplans

Bidirektionales Laden als Infrastruktur für systemfreundliche Elektrifizierung

abacus eWall GmbH | Stand 17. Juli 2026

Arbeitsgrundlage: COM(2026) 595 final vom 17. Juli 2026 sowie deutsche Strom- und Preisdaten 2025.

1. Ausgangslage: Warum die EU elektrifizieren will

Der Elektrifizierungs-Aktionsplan COM(2026) 595 final macht beschleunigte und effiziente Elektrifizierung zu einer Frage europäischer Souveränität, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Er reagiert auf die strukturelle Abhängigkeit von fossilen Importen, hohe Energiepreise, begrenzte Netzkapazitäten und die zu langsame Markteinführung neuer Energietechnologien.

Mehr als die Hälfte des EU-Energieverbrauchs wird weiterhin durch importierte fossile Brennstoffe gedeckt. Gleichzeitig stammen rund 70 % des europäischen Stroms bereits aus heimischen sauberen Quellen. Die Kommission sieht deshalb in der Elektrifizierung den wirksamsten Hebel, um Gas- und Ölimporte, fossile Brennstoffkosten und CO₂-Emissionen zu senken und die europäische Industrie zu stärken.

Die zentrale Lücke liegt nicht im Strommix, sondern in der Endenergienutzung: Der Elektrifizierungsgrad stagniert bei rund 23 %. Für 2030 nennt die Kommission 32 %, für 2040 wird ein indikativer Wert von 46 % geprüft. Elektrifizierung muss dabei systemfreundlich erfolgen: neue elektrische Verbraucher sollen erneuerbare Überschüsse aufnehmen, Lastspitzen vermeiden und dem Stromsystem steuerbare Flexibilität bereitstellen.

Zielbild der EU

Nicht bloß mehr Stromverbrauch, sondern systemfreundliche Elektrifizierung: Verbraucher und Speicher reagieren auf erneuerbare Erzeugung, Preise und Netzrestriktionen. Elektrofahrzeuge verbinden Mobilität, Gebäude und Energiemarkt über eine bereits vorhandene Batterie.

1.1 Digitale Mess- und Netzinfrastruktur als Engpass

Deutschland weist bei intelligenten Messsystemen, zeitgenauer Abrechnung und automatisierter Flexibilitätssteuerung weiterhin erheblichen Nachholbedarf auf. Gleichzeitig werden Digitalisierung, Datenaustausch und KI im Aktionsplan ausdrücklich als Schlüsselfaktoren für nachfrageseitige Flexibilität einschließlich V2G bezeichnet.

V2G ersetzt den notwendigen Netzausbau nicht. Es kann jedoch Anschluss- und Systemspitzen senken, bestehende Infrastruktur besser auslasten und Investitionen dort reduzieren oder verschieben, wo flexible Fahrzeugbatterien zeitliche Engpässe ausgleichen. Genau dafür werden messbare, sichere und interoperable Steuerungssysteme benötigt.

Rolle von abacus

abacus liefert die operative Mess-, Steuerungs- und Datenebene am Ladepunkt: Fahrzeug, Stellplatz, Gebäudeanschluss, Energiemanagement, Simulator und Aggregator werden so verbunden, dass Flexibilität technisch nutzbar, nachweisbar und vermarktbare wird.

2. Was die EU für Elektrofahrzeuge und V2G plant

EU-Maßnahme	Konkrete Relevanz für V2G und abacus
Industrieller Zielmarkt	Bis 2040 nennt die Kommission rund 120 Mio. BEV. Zugleich sieht sie große industrielle Chancen für europäische Hersteller digitaler Energiemanagementsysteme.
V2G-Anforderungen 2027/2030	Bis Ende 2027 sollen interoperable V2G-Anforderungen beschlossen werden; sie sollen für neue, ab 2030 im EU-Binnenmarkt bereitgestellte Elektrofahrzeuge gelten.
Private und öffentliche Ladepunkte	Die AFIR-Spezifikationen sollen aktualisiert werden, um technische Interoperabilität und bidirektionale Ladefähigkeit ausdrücklich auch an privaten Ladepunkten sicherzustellen.
Smart Charging und V2G-Geschäftsmodelle	Smart Charging soll in EV-Stromverträgen zum Standard werden. Regulatorische Sandboxes und Living Labs sollen neue V2G-Geschäftsmodelle in den Mitgliedstaaten erproben.
Digitalisierung, Daten und KI	Digitalisierung, Datenaustausch und KI werden als Schlüsselfaktoren für nachfrageseitige Flexibilität genannt - ein direkter Anknüpfungspunkt für eControl und den abacus-Simulator.
Demonstration und First-of-a-kind	Die EU kündigt Unterstützung für Demonstrations- und First-of-a-kind-Projekte, standardisierte Lösungen und die Senkung von Projektrisiken an.
Finanzierung	Die EIB soll über drei Jahre mehr als 75 Mrd. EUR für Elektrifizierung mobilisieren; hinzu kommen Horizon Europe, Innovationsfonds, Kohäsionsmittel und staatliche Beihilfen.
Speicher- und Kundennutzen	Als Zielgröße nennt der Plan 200 GW Speicherleistung 2030 und 500 GW 2040. Smart Charging und V2G könnten BEV-Halter bis 2040 jährlich mehr als 44 Mrd. EUR einsparen, zusätzlich zum Systemnutzen.

Die entscheidende Kombination lautet: V2G-fähige Fahrzeuge ab 2030, interoperable private Ladepunkte, digitale Steuerung und ein tragfähiger Nutzeranreiz. Erst am regelmäßig genutzten Stellplatz wird die Fahrzeugbatterie messbar, steuerbar und aggregierbar.

Strategische Kernaussage

Die EU schafft jetzt einen belastbaren Markt-Timing-Pfad. abacus kann die fehlende kostengünstige Ausführungsebene an privaten und bestehenden AC-Ladepunkten liefern: 11-kW-AC-BPT, Retrofit, Messung, Steuerung, Gebäudeintegration, Simulator, Interoperabilität und Aggregatoranbindung.

2.1 Strategische Auswertung für abacus

Der Aktionsplan verschiebt V2G vom freiwilligen Pilotmarkt in Richtung verpflichtender Marktfähigkeit. Für abacus entsteht daraus ein klarer Pfad von technischen Spezifikationen und Netzkodizes ab 2026 über die Festlegung der V2G-Anforderungen bis Ende 2027 bis zum europäischen Fahrzeugmarkt ab 2030.

Strategischer Hebel	Folgerung für abacus
11-kW-AC-BPT für MFH	Dreiphasiges AC-BPT nutzt die Leistungselektronik im Fahrzeug und kann Kosten, Bauraum und Installationskomplexität gegenüber externer DC-Technik senken. Der Plan bleibt technologieneutral; abacus sollte darauf hinwirken, dass AC-BPT nicht diskriminiert wird.
Sandboxes, Living Labs und AFIR	Mit ElaadNL, Bidirex, einem OEM und einem MFH-/Flottenpartner einen realen End-to-End-Anwendungsfall einreichen und sich an AFIR- und Interoperabilitätskonsultationen beteiligen.
Digitales Energiemanagement und KI	eControl und der Simulator bilden die von der EU geforderte Daten-, Prognose- und Steuerungsebene: Gebäudelast, Nutzerreserve, Preise, Erzeugung, Netzsignale und Aggregatoranforderungen werden zusammengeführt.
EIB, EIC und First-of-a-kind	Demonstrator, Zertifizierung, OEM-Interoperabilität, Elaad-Test, erste Pilotserie und erster Immobilien-/Flottenkunde müssen als zusammenhängendes europäisches Skalierungsvorhaben finanziert werden.
Made in EU, Cybersecurity und Installation	Europäische Serversteuerung, kontrollierte Datenflüsse, sichere Updates und standardisierte Installation sind zugleich Beschaffungsargumente und Antwort auf Fachkräftemangel.
Marktpositionierung	abacus ist nicht lediglich ein Wallboxanbieter, sondern die interoperable Infrastruktur- und Steuerungsplattform, mit der V2G in bestehenden Gebäuden, Tiefgaragen, Quartieren und Firmenflotten praktisch nutzbar wird.
Ohne die Nutzer geht die Rechnung nicht auf. Die EU kann V2G-Fähigkeit und Ladeinfrastruktur vorgeben; die benötigte Speicherflotte entsteht aber nur, wenn genügend Menschen vom Verbrenner auf ein Elektrofahrzeug umsteigen und ihr Fahrzeug regelmäßig anschließen. Bidi4free macht aus der abstrakten Systemflexibilität einen unmittelbar verständlichen Vorteil: kostenfreier beziehungsweise stark vergünstigter Fahrstrom als Vergütung für steuerbare Verfügbarkeit.	

Damit wird Bidi4free nicht nur ein Erlösmodell, sondern ein Hochlauf-Instrument für Elektromobilität: mehr EV-Nutzer schaffen mehr angeschlossene Batterien; mehr angeschlossene Batterien erhöhen den Flexibilitäts- und Unternehmenswert von abacus.

3. Datengrundlage und korrekte Lesart

Datensatz	Quelle und Umfang
Netzlaster	SMARD Filter 410, Deutschland, stündlich.
Wind	SMARD Filter 4067 Onshore plus 1225 Offshore.
Solar	SMARD Filter 4068 Photovoltaik.
Börsenpreis	EPEX Day-Ahead DE-LU über SMARD Filter 4169.
Zeitraum	Kalenderjahr 2025, Ortszeit Europe/Berlin.
Erzeugung und Last	Januar vollständig; Februar bis Dezember ungefähr zwei repräsentative Wochen je Monat. Die Profile sind für Muster und Größenordnungen geeignet, nicht als amtliche Volljahressumme.
Preis- und Arbitragedaten	Vollständige 8.760 Stunden beziehungsweise 365 Tageszeilen.

Eine Monats-Stunden-Zelle ist ein arithmetischer Mittelwert, kein Extremwert. Reale Überschussstunden, negative Residuallasten und extreme Preise werden dadurch geglättet. Die folgenden Tabellen werden jeweils genau einmal gezeigt und unmittelbar darunter interpretiert.

Methodische Grenze

Die Modelle zeigen technische und wirtschaftliche Potenziale. Sie liefern keine garantierten Kundenerlöse: Netzentgelte, Steuern, Umlagen, Aggregationskosten, Prognosefehler, Batteriealterung und die preisglättende Wirkung großer Flotten sind nicht vollständig modelliert.

4. Stromsystem 2025: Erzeugung, Last und Flexibilitätsbedarf

4.1 Solar: das wiederkehrende Mittagsfenster

Solar Deutschland 2025 — Ø Leistung (MW) nach Monat × Stunde																													
Photovoltaik (Filter 4068) · stündliche Ist-Erzeugung (SMARD) · Ø aller erfassten Tage je Monat & Tagesstunde (Ortszeit)																													
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag				
Jan	8	7	7	7	7	7	8	14	581	3,260	6,867	9,694	10,722	9,899	7,274	3,486	565	22	16	13	10	9	8	8	2,187				
Feb	7	7	7	7	6	7	10	304	3,654	10,115	16,634	21,134	22,845	21,829	18,042	11,579	4,244	352	24	21	14	10	8	7	5,453				
Mär	7	7	7	7	7	8	374	5,376	16,053	27,090	35,021	39,313	39,991	37,991	33,625	25,688	14,531	4,025	200	31	19	12	10	7	11,642				
Apr	9	7	7	6	6	10	465	4,117	11,696	20,471	28,354	33,550	35,855	35,858	34,048	30,578	25,165	17,488	8,578	2,181	132	17	12	8	12,026				
Mai	9	9	9	9	10	215	2,527	8,732	17,962	27,037	33,190	36,202	37,055	36,530	34,538	31,471	26,673	20,084	12,009	4,814	960	47	17	11	13,755				
Jun	36	32	31	30	40	595	3,577	9,860	18,365	26,476	32,330	35,533	37,108	36,950	35,723	32,954	28,706	22,382	14,293	6,802	2,187	222	49	37	14,347				
Jul	35	31	30	31	32	179	1,904	6,001	11,989	18,401	23,845	27,397	29,338	29,958	29,419	27,203	23,367	18,124	11,679	5,618	1,601	146	48	34	11,100				
Aug	11	9	9	8	14	23	930	5,646	14,160	23,577	30,882	35,579	37,730	37,927	36,608	33,490	28,334	20,785	11,587	3,883	492	51	16	11	13,407				
Sep	10	9	8	8	8	9	85	2,272	9,206	18,089	25,720	30,538	32,529	32,525	30,688	27,015	21,138	13,102	4,882	656	61	20	11	9	10,358				
Okt	14	14	13	13	12	13	15	172	2,048	6,113	10,297	13,236	14,455	14,089	12,498	9,633	5,671	1,873	160	60	30	16	14	13	3,770				
Nov	8	8	8	8	8	8	11	372	3,613	9,237	14,326	17,251	17,435	14,878	9,977	4,068	462	49	31	20	11	10	11	8	3,826				
Dez	7	6	7	7	7	7	8	18	704	3,770	7,434	9,964	10,404	8,579	5,139	1,497	72	38	24	14	10	8	8	7	1,989				
Ø Std	13	12	12	12	13	90	826	3,574	9,169	16,136	22,075	25,783	27,122	26,418	23,965	19,889	14,911	9,860	5,290	2,009	461	47	18	13	8,655				
Einheit: MW mittlere eingespeiste Leistung (1000 MW = 1 GW). Zeitraum: 2025, Ortszeit Europe/Berlin.																													
Quelle: SMARD.de (Bundesnetzagentur), Realisierte Erzeugung, Region DE, stündlich.																													
Abdeckung: Januar alle Wochen; Feb–Dez je ~2 repräsentative Wochen/Monat (~14 Tage). Mittelwerte erwartungstreu; einzelne Monate mit erhöhter Stichprobenstreuung (z. B. Solar März durch sonnige Auswahlwochen leicht überzeichnet).																													
Farbskala je Blatt: rot = wenig, grün = viel. Jahresmittel: Solar ~8,7 GW · Wind ~15 GW · Wind+Solar ~24 GW.																													

Einordnung: Solar erzeugt ein ausgeprägtes, saisonal starkes Mittagsprofil. Im Frühjahr und Sommer entstehen breite Stundenblöcke mit hoher Leistung; nachts steht keine Solarenergie zur Verfügung. Die Stichprobe weist ein Jahresmittel von rund 8,7 GW aus.

Bedeutung für abacus: Smart Charging sollte den planbaren Solar-Mittagsblock systematisch nutzen. V2G verschiebt einen Teil dieser Energie in Morgen- und Abendstunden.

4.2 Wind: Ergänzung ohne feste Tageszeit

Wind Deutschland 2025 — Ø Leistung (MW) nach Monat × Stunde																									
Wind Onshore (4067) + Offshore (1225) · stündliche Ist-Erzeugung (SMARD) · Ø aller erfassten Tage je Monat & Tagesstunde (Ortszeit)																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag
Jan	21,343	21,235	21,041	20,779	20,711	20,821	21,609	21,770	21,844	21,370	21,056	20,770	20,540	20,506	20,421	20,399	20,830	21,453	21,720	22,013	22,012	21,776	21,055	20,700	21,157
Feb	15,942	15,738	15,383	15,323	15,357	15,291	15,632	15,577	15,076	13,729	12,326	11,617	11,278	11,247	11,504	11,898	12,652	14,646	17,108	18,436	18,606	18,418	17,793	17,718	14,929
Mär	16,747	16,230	15,824	15,453	15,097	15,133	15,529	14,819	13,332	10,895	8,911	8,193	7,976	8,169	9,119	10,020	10,565	10,748	12,272	14,131	15,424	15,938	15,449	15,005	12,957
Apr	11,792	11,263	10,703	10,307	10,021	9,749	9,582	8,667	6,957	5,898	5,824	6,116	6,303	6,676	7,129	7,633	8,303	8,860	8,891	8,648	9,635	11,202	11,793	11,839	8,908
Mai	13,528	13,383	13,087	12,937	12,753	12,496	11,990	10,715	9,485	9,367	9,723	10,273	10,662	10,846	10,930	11,747	12,645	14,210	14,769	14,289	13,654	14,364	14,872	15,228	12,415
Jun	11,697	12,081	12,311	12,475	12,548	13,046	13,175	12,338	11,316	10,991	11,261	11,952	12,367	12,223	12,168	12,623	13,548	14,308	13,712	12,641	11,669	11,597	11,917	12,916	12,370
Jul	9,664	9,418	9,188	9,061	9,120	9,231	9,166	8,390	7,976	8,003	8,223	8,571	9,020	9,496	10,202	11,102	11,737	12,154	11,728	10,754	9,612	8,862	8,683	8,956	9,513
Aug	12,751	12,400	12,040	11,725	11,317	11,137	11,210	10,463	8,838	8,217	8,597	8,996	9,683	10,104	10,705	11,601	12,353	13,234	13,251	12,057	11,146	11,400	11,851	12,054	11,130
Sep	22,307	22,522	22,092	21,800	21,672	21,890	22,772	22,433	21,007	19,159	17,738	17,176	16,865	16,490	16,488	17,215	17,681	18,248	17,273	16,965	18,140	20,070	20,937	21,635	19,607
Okt	23,921	23,921	24,992	24,528	25,000	25,491	26,538	26,712	26,525	25,744	25,223	24,821	24,472	24,239	24,120	24,154	23,962	23,831	23,771	23,541	23,992	23,884	22,960	22,576	24,538
Nov	16,861	16,609	16,616	16,666	16,634	16,632	17,019	17,023	16,438	15,103	13,782	13,185	13,091	13,343	13,378	13,786	15,117	16,758	17,912	18,326	18,398	18,078	17,022	16,710	16,020
Dez	19,541	19,561	19,520	19,545	19,515	19,583	19,911	19,677	19,560	18,691	17,250	15,767	14,439	13,610	13,572	14,636	16,720	18,740	20,373	21,389	22,060	22,282	21,594	21,396	18,706
Ø Std	16,341	16,197	16,066	15,883	15,812	15,875	16,178	15,715	14,863	13,931	13,326	13,120	13,058	13,079	13,311	13,901	14,676	15,599	16,065	16,099	16,196	16,489	16,327	16,394	15,188
Einheit: MW mittlere eingespeiste Leistung (1000 MW = 1 GW). Zeitraum: 2025, Ortszeit Europe/Berlin.																									
Quelle: SMARD.de (Bundesnetzagentur), Realisierte Erzeugung, Region DE, stündlich.																									
Abdeckung: Januar alle Wochen; Feb–Dez je ~2 repräsentative Wochen/Monat (~14 Tage). Mittelwerte erwartungstreu; einzelne Monate mit erhöhter Stichprobenstreuung (z. B. Solar März durch sonnige Auswahlwochen leicht überzeichnet).																									
Farbskala je Blatt: rot = wenig, grün = viel. Jahresmittel: Solar ~8,7 GW · Wind ~15 GW · Wind+Solar ~24 GW.																									

Einordnung: Wind ergänzt Solar insbesondere nachts sowie in Herbst und Winter, schwankt jedoch meteorologisch deutlich. Feste Ladezeiten allein reichen deshalb nicht; die Steuerung muss reale Erzeugungs-, Preis- oder Netzsignale verarbeiten.

Bedeutung für abacus: eControl benötigt dynamische Signale und darf V2G nicht auf ein starres Uhrzeitprogramm reduzieren.

4.3 Wind plus Solar: verfügbare erneuerbare Leistung

Wind+Solar Deutschland 2025 — Ø Leistung (MW) nach Monat × Stunde																									
Wind + Solar (Onshore+Offshore+PV) · stündliche Ist-Erzeugung (SMARD) · Ø aller erfassten Tage je Monat & Tagesstunde (Ortszeit)																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag
Jan	21,351	21,242	21,048	20,786	20,718	20,828	21,617	21,784	22,425	24,629	27,924	30,465	31,262	30,405	27,695	23,885	21,395	21,475	21,736	22,026	22,022	21,785	21,063	20,708	23,345
Feb	15,949	15,745	15,390	15,330	15,363	15,298	15,641	15,881	18,731	23,844	28,960	32,750	34,123	33,076	29,547	23,478	16,896	14,998	17,132	18,457	18,620	18,428	17,801	17,725	20,382
Mär	16,753	16,236	15,831	15,459	15,104	15,141	15,903	20,196	29,385	37,985	43,932	47,506	47,967	46,160	42,744	35,708	25,096	14,774	12,472	14,162	15,442	15,951	15,458	15,012	24,599
Apr	11,800	11,270	10,709	10,313	10,027	9,759	10,047	12,784	18,653	26,369	34,178	39,666	42,158	42,534	41,177	38,211	33,468	26,349	17,469	10,829	9,768	11,219	11,805	11,847	20,934
Mai	13,538	13,392	13,096	12,946	12,763	12,712	14,517	19,446	27,447	36,405	42,913	46,475	47,717	47,375	45,467	43,218	39,318	34,295	26,778	19,103	14,614	14,411	14,889	15,238	26,170
Jun	11,734	12,113	12,342	12,505	12,588	13,640	16,752	22,199	29,680	37,467	43,591	47,485	49,475	49,173	47,890	45,577	42,254	36,689	28,004	19,443	13,856	11,818	11,965	12,953	26,716
Jul	9,699	9,449	9,218	9,092	9,152	9,410	11,070	14,390	19,965	26,403	32,068	35,968	38,358	39,454	39,621	38,305	35,104	30,278	23,407	16,371	11,212	9,008	8,731	8,990	20,613
Aug	12,762	12,408	12,049	11,733	11,331	11,160	12,140	16,109	22,999	31,794	39,479	44,575	47,413	48,031	47,313	45,091	40,687	34,019	24,838	15,940	11,637	11,451	11,867	12,065	24,537
Sep	22,318	22,531	22,099	21,808	21,680	21,899	22,857	24,705	30,213	37,248	43,458	47,714	49,393	49,015	47,176	44,230	38,819	31,350	22,155	17,621	18,201	20,090	20,948	21,644	29,966
Okt	23,935	23,935	25,005	24,541	25,012	25,504	26,554	26,884	28,574	31,858	35,520	38,056	38,928	38,328	36,618	33,787	29,633	25,704	23,932	23,601	24,022	23,900	22,974	22,589	28,308
Nov	16,869	16,616	16,623	16,674	16,642	16,640	17,031	17,396	20,052	24,341	28,108	30,436	30,526	28,221	23,355	17,854	15,579	16,807	17,942	18,346	18,409	18,088	17,033	16,718	19,846
Dez	19,548	19,567	19,527	19,552	19,522	19,590	19,919	19,695	20,264	22,461	24,684	25,731	24,842	22,188	18,712	16,133	16,792	18,777	20,397	21,403	22,070	22,290	21,602	21,403	20,695
Ø Std	16,355	16,209	16,078	15,895	15,825	15,965	17,004	19,289	24,032	30,067	35,401	38,902	40,180	39,497	37,276	33,790	29,587	25,460	21,355	18,109	16,656	16,537	16,345	16,408	23,843
Einheit: MW mittlere eingespeiste Leistung (1000 MW = 1 GW). Zeitraum: 2025, Ortszeit Europe/Berlin.																									
Quelle: SMARD.de (Bundesnetzagentur), Realisierte Erzeugung, Region DE, stündlich.																									
Abdeckung: Januar alle Wochen; Feb–Dez je ~2 repräsentative Wochen/Monat (~14 Tage). Mittelwerte erwartungstreu; einzelne Monate mit erhöhter Stichprobenstreuung (z. B. Solar März durch sonnige Auswahlwochen leicht überzeichnet).																									
Farbskala je Blatt: rot = wenig, grün = viel. Jahresmittel: Solar ~8,7 GW · Wind ~15 GW · Wind+Solar ~24 GW.																									

Einordnung: Gemeinsam erreichen Wind und Solar in der Stichprobe durchschnittlich rund 24 GW. Die höchsten Werte liegen häufig in den Mittagsstunden, während windarme Abende deutlich darunter bleiben. Die Kombination macht den täglichen und saisonalen Speicherbedarf sichtbar.

Bedeutung für abacus: Fahrzeugbatterien können erneuerbare Energie aufnehmen, wenn sie verfügbar ist, statt erst nach Feierabend ungesteuert zu laden.

4.4 Netzlast: die bestehende Morgen- und Abendspitze

Stromverbrauch (Netzlast) Deutschland 2025 — Ø Leistung (MW) nach Monat × Stunde																									
SMARD Netzlast (Filter 410) · Ø aller erfassten Tage je Monat & Tagesstunde (Ortszeit)																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag
Jan	50,631	48,985	48,216	48,265	48,964	51,170	56,192	60,686	63,547	64,767	65,615	66,173	65,978	64,907	63,623	63,268	64,226	66,732	66,811	65,202	62,059	59,058	56,498	53,289	59,369
Feb	51,260	49,752	48,932	49,041	49,815	51,843	56,635	60,737	63,393	64,676	65,354	65,476	64,478	62,817	61,329	60,444	60,919	63,816	66,031	64,760	61,726	58,853	56,485	53,515	58,837
Mär	47,754	46,166	45,573	45,830	47,149	49,912	55,014	58,699	61,141	61,627	60,706	59,647	57,918	56,411	55,515	55,046	55,591	58,650	61,622	61,714	58,565	55,514	52,933	49,713	54,934
Apr	43,308	41,586	40,749	40,804	41,817	44,366	49,023	52,709	55,670	56,910	57,196	57,007	55,716	54,133	52,463	51,672	51,372	52,423	54,001	54,616	54,135	52,414	49,436	46,086	50,401
Mai	42,505	40,894	40,116	40,147	41,057	43,573	48,804	52,847	55,689	56,183	55,883	55,999	55,367	54,016	52,639	52,217	51,916	52,891	53,831	53,946	52,796	51,432	48,742	45,394	49,954
Jun	42,400	40,693	39,621	39,347	39,838	41,573	46,353	50,545	53,432	54,221	54,449	54,604	54,091	52,972	51,986	51,566	51,495	52,313	53,023	53,056	51,904	49,964	48,010	45,025	48,853
Jul	42,310	40,664	39,625	39,516	40,137	42,214	46,967	51,040	54,066	55,387	56,089	56,384	55,690	54,444	53,212	52,496	52,175	52,817	53,412	52,969	51,540	49,797	47,672	44,515	49,381
Aug	41,181	39,645	38,695	38,442	38,989	41,428	45,924	49,708	52,417	53,245	53,268	53,183	52,274	50,926	49,911	49,414	49,494	50,737	51,959	52,143	50,943	49,598	46,571	43,563	47,652
Sep	41,836	40,504	39,603	39,491	40,162	43,061	49,079	52,723	55,536	56,701	57,162	56,897	55,613	54,033	52,720	52,122	52,203	53,622	54,650	55,030	54,144	50,754	47,357	44,106	49,963
Okt	45,601	43,785	42,578	42,803	44,015	46,947	53,077	57,815	60,551	61,723	62,391	62,966	62,331	61,170	59,437	58,625	58,307	59,761	61,223	61,010	58,039	54,800	51,714	48,335	54,959
Nov	48,493	46,784	46,124	46,314	47,372	50,212	56,430	60,850	63,406	63,965	64,472	64,551	63,887	62,613	61,625	62,114	63,704	66,506	66,424	64,775	61,614	58,360	55,191	51,808	58,233
Dez	49,468	47,727	46,843	46,900	48,015	50,758	56,486	61,454	64,398	65,071	65,261	65,387	64,846	63,686	62,927	63,293	65,031	66,862	66,549	64,745	61,598	58,510	55,592	52,009	58,892
Ø Std	45,562	43,932	43,056	43,075	43,944	46,421	51,665	55,818	58,604	59,540	59,821	59,856	59,016	57,677	56,449	56,023	56,369	58,094	59,128	58,664	56,589	54,088	51,350	48,113	53,452
Einheit: MW (1000 MW = 1 GW). Werte = mittlere Netzlast (Stromverbrauch inkl. Netzverluste, ohne Kraftwerkseigenverbrauch/Pumpspeicher-Bezug im engeren Sinn).																									
Quelle: SMARD.de (Bundesnetzagentur), Realisierter Stromverbrauch — Netzlast, Region DE, stündlich, 2025.																									
Abdeckung: Januar alle Wochen; Feb–Dez je ~2 repräsentative Wochen/Monat. Werktags-Spitzen vormittags & abends; Wochenenden niedriger (im Monatsmittel gemischt).																									
Jahresmittel ~53,5 GW · Tagesspitzen bis ~67 GW · Nachttief ~38 GW · Winter deutlich höher als Sommer.																									

Einordnung: Die mittlere Netzlast beträgt rund 53,5 GW. Das Monats-Stunden-Maximum liegt im Dezember um 17 Uhr bei rund 66,9 GW, das Minimum im August um 3 Uhr bei rund 38,4 GW. Ungesteuertes Heimladen nach Arbeitsende würde damit gerade die bestehende Abendspitze verstärken.

Bedeutung für abacus: Bereits unidirektionales Smart Charging besitzt hohen Wert; bidirektionales Laden kann die Spitze zusätzlich aktiv reduzieren.

4.5 Wind-und-Solar-Deckung: nicht mit gesamter EE-Deckung verwechseln

EE-Deckung 2025 — Anteil Verbrauch durch Wind+Solar (%) nach Monat × Stunde																										
(Wind Onshore+Offshore + Photovoltaik) / Netzlast · SMARD · Ø je Monat & Tagesstunde																										
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag	
Jan	42.2	43.4	43.7	43.1	42.3	40.7	38.5	35.9	35.3	38.0	42.6	46.0	47.4	46.8	43.5	37.8	33.3	32.2	32.5	33.8	35.5	36.9	37.3	38.9	39.5	
Feb	31.1	31.6	31.5	31.3	30.8	29.5	27.6	26.1	29.5	36.9	44.3	50.0	52.9	52.7	48.2	38.8	27.7	23.5	25.9	28.5	30.2	31.3	31.5	33.1	34.4	
Mär	35.1	35.2	34.7	33.7	32.0	30.3	28.9	34.4	48.1	61.6	72.4	79.6	82.8	81.8	77.0	64.9	45.1	25.2	20.2	22.9	26.4	28.7	29.2	30.2	44.2	
Apr	27.2	27.1	26.3	25.3	24.0	22.0	20.5	24.3	33.5	46.3	59.8	69.6	75.7	78.6	78.5	73.9	65.1	50.3	32.3	19.8	18.0	21.4	23.9	25.7	40.4	
Mai	31.8	32.7	32.6	32.2	31.1	29.2	29.7	36.8	49.3	64.8	76.8	83.0	86.2	87.7	86.4	82.8	75.7	64.8	49.7	35.4	27.7	28.0	30.5	33.6	50.8	
Jun	27.7	29.8	31.2	31.8	31.6	32.8	36.1	43.9	55.5	69.1	80.1	87.0	91.5	92.8	92.1	88.4	82.1	70.1	52.8	36.6	26.7	23.7	24.9	28.8	52.8	
Jul	22.9	23.2	23.3	23.0	22.8	22.3	23.6	28.2	36.9	47.7	57.2	63.8	68.9	72.5	74.5	73.0	67.3	57.3	43.8	30.9	21.8	18.1	18.3	20.2	40.1	
Aug	31.0	31.3	31.1	30.5	29.1	26.9	26.4	32.4	43.9	59.7	74.1	83.8	90.7	94.3	94.8	91.3	82.2	67.0	47.8	30.6	22.8	23.1	25.5	27.7	49.9	
Sep	53.3	55.6	55.8	55.2	54.0	50.9	46.6	46.9	54.4	65.7	76.0	83.9	88.8	90.7	89.5	84.9	74.4	58.5	40.5	32.0	33.6	39.6	44.2	49.1	59.3	
Okt	52.5	54.7	58.7	57.3	56.8	54.3	50.0	46.5	47.2	51.6	56.9	60.4	62.5	62.7	61.6	57.6	50.8	43.0	39.1	38.7	41.4	43.6	44.4	46.7	51.6	
Nov	34.8	35.5	36.0	36.0	35.1	33.1	30.2	28.6	31.6	38.1	43.6	47.2	47.8	45.1	37.9	28.7	24.5	25.3	27.0	28.3	29.9	31.0	30.9	32.3	34.1	
Dez	39.5	41.0	41.7	41.7	40.7	38.6	35.3	32.0	31.5	34.5	37.8	39.4	38.3	34.8	29.7	25.5	25.8	28.1	30.6	33.1	35.8	38.1	38.9	41.2	35.6	
Ø Std	35.8	36.8	37.2	36.8	35.9	34.2	32.8	34.7	41.4	51.2	60.1	66.1	69.5	70.0	67.8	62.3	54.5	45.4	36.9	30.9	29.1	30.3	31.6	34.0	44.4	
Einheit: Prozent des Stromverbrauchs (Netzlast), das rechnerisch durch Wind + Solar gedeckt wird. Gelb = 100 % (Volldeckung), grün > 100 % (Überschuss), rot = wenig.																										
Quelle: SMARD.de, Erzeugung Wind Onshore (4067) + Offshore (1225) + PV (4068), Netzlast (410), Region DE, 2025.																										
Jahresmittel ~45 %. Höchste Deckung sommers mittags (oft > 100 %), niedrigste in Winternächten mit wenig Wind.																										
Hinweis: bilanzieller Momentanwert, kein Speicher/Import berücksichtigt — Werte > 100 % bedeuten zeitweisen Überschuss.																										

Einordnung: Das Blatt zeigt ausschließlich Wind plus Solar geteilt durch die Netzlast. Biomasse, Wasserkraft und weitere erneuerbare Quellen fehlen. Der Mittelwert der Monats-Stunden-Zellen liegt bei rund 44 bis 45 %, die höchste Zelle bei etwa 94,8 %.

Bedeutung für abacus: Hohe Mittagsdeckung und niedrige Nacht- beziehungsweise Abenddeckung begründen die zeitliche Verschiebung durch Smart Charging und V2G.

4.6 Residuallast: der verbleibende Systembedarf

Residuallast Deutschland 2025 — Verbrauch minus Wind + Solar (MW), Monat × Stunde																									
#NAME?																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag
Jan	29,280	27,743	27,168	27,479	28,246	30,342	34,575	38,902	41,121	40,137	37,692	35,709	34,716	34,502	35,928	39,383	42,831	45,257	45,075	43,176	40,037	37,274	35,435	32,581	36,025
Feb	35,310	34,007	33,543	33,711	34,452	36,545	40,993	44,856	44,662	40,832	36,394	32,725	30,355	29,741	31,782	36,966	44,023	48,818	48,899	46,303	43,107	40,425	38,684	35,789	38,455
Mär	31,000	29,930	29,742	30,370	32,044	34,771	39,112	38,503	31,757	23,642	16,773	12,141	9,950	10,251	12,770	19,338	30,494	43,877	49,150	47,552	43,123	39,564	37,474	34,701	30,335
Apr	31,507	30,316	30,039	30,491	31,790	34,607	38,976	39,925	37,017	30,541	23,018	17,341	13,558	11,598	11,287	13,462	17,904	26,075	36,532	43,787	44,367	41,195	37,631	34,239	29,467
Mai	28,968	27,502	27,021	27,201	28,295	30,861	34,287	33,401	28,242	19,779	12,970	9,524	7,650	6,641	7,172	9,000	12,598	18,596	27,052	34,843	38,182	37,021	33,853	30,155	23,784
Jun	30,666	28,580	27,279	26,842	27,250	27,933	29,601	28,346	23,752	16,755	10,858	7,119	4,617	3,798	4,096	5,989	9,241	15,623	25,018	33,614	38,048	38,146	36,045	32,072	22,137
Jul	32,612	31,215	30,407	30,424	30,985	32,804	35,897	36,649	34,101	28,983	24,021	20,416	17,331	14,990	13,591	14,191	17,071	22,539	30,005	36,597	40,327	40,789	38,941	35,525	28,767
Aug	28,420	27,237	26,646	26,709	27,658	30,268	33,784	33,599	29,418	21,451	13,789	8,608	4,861	2,895	2,597	4,324	8,807	16,718	27,121	36,202	39,306	38,147	34,704	31,498	23,115
Sep	19,518	17,973	17,504	17,683	18,482	21,162	26,221	28,019	25,323	19,452	13,705	9,183	6,220	5,018	5,544	7,892	13,384	22,272	32,495	37,409	35,943	30,664	26,409	22,462	19,997
Okt	21,667	19,850	17,572	18,263	19,003	21,443	26,524	30,932	31,977	29,865	26,871	24,910	23,403	22,842	22,819	24,838	28,674	34,058	37,292	37,409	34,017	30,900	28,740	25,746	26,651
Nov	31,624	30,167	29,501	29,640	30,730	33,572	39,399	43,454	43,354	39,624	36,364	34,115	33,361	34,393	38,270	44,260	48,125	49,699	48,482	46,429	43,205	40,273	38,158	35,090	38,387
Dez	29,920	28,159	27,317	27,348	28,493	31,168	36,566	41,759	44,134	42,610	40,577	39,656	40,004	41,498	44,215	47,159	48,238	48,085	46,152	43,342	39,529	36,219	33,990	30,606	38,198
Ø Std	29,208	27,723	26,978	27,180	28,119	30,456	34,661	36,529	34,572	29,473	24,419	20,954	18,836	18,181	19,173	22,234	26,783	32,635	37,773	40,555	39,933	37,551	35,005	31,705	29,610
Einheit: MW. Positiv = Restlast, die nach Wind+Solar aus konventionellen Kraftwerken, Import oder Speichern gedeckt werden muss. Grün = wenig Restbedarf, rot = viel.																									
Quelle: SMARD.de — Netzlaster (410) minus Wind Onshore (4067) + Offshore (1225) + PV (4068), Region DE, 2025.																									
Jahresmittel ~29,6 GW. Niedrigste Restlast: Sommer mittags (Aug 14 Uhr ~2,6 GW). Höchste: Winterabende (Nov 17 Uhr ~49,7 GW, Dunkelflaute-typisch).																									
Wichtig: Dies sind Monats-Stunden-Mittelwerte über ~14 Tage/Monat. An einzelnen sonnig/windigen Stunden ist die reale Residuallast negativ (EE-Überschuss > Verbrauch); im Mittel bleibt sie hier positiv.																									

Einordnung: Nach Abzug von Wind und Solar verbleiben im Mittel rund 29,6 GW. Die Monats-Stunden-Werte reichen von etwa 2,6 GW im August um 14 Uhr bis 49,7 GW im November um 17 Uhr. Diese Spannweite von rund 47 GW ist der unmittelbar sichtbare Flexibilitätsbedarf.

Bedeutung für abacus: Die Steuerungslogik muss bei niedriger Residuallast laden und bei hoher Residuallast Leistung vermeiden oder zurückspeisen.

Modellgrenze	40 kWh je EV und Tag bleiben eine analytische Obergrenze. Für den praktischen Betrieb wird ein 25/5/20-Bidi4free-Profil verwendet: 25,00 kWh nutzbarer Akkubhub, davon 5,00 kWh Mobilität und 20,00 kWh batterieseitige V2G-Flexibilität.
--------------	---

5. 40-kWh-Ein-Zyklus-Referenzmodell: anschauliche Obergrenze

5.1 Börsenpreis: marktwirtschaftliches Knappheitssignal

Ø Börsenpreis (Day-Ahead, €/MWh) 2025 — Monat × Stunde																									
Signal: grün = billig/negativ → EV ZIEHEN (laden) · rot = teuer → EV GEBEN (entladen). SMARD DE-LU.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag
Jan	90	86	82	80	82	88	102	127	151	137	123	114	108	107	111	127	142	162	154	138	122	110	105	94	114
Feb	113	109	106	105	107	110	125	152	166	144	126	114	108	107	113	125	142	165	173	161	144	130	125	116	129
Mär	96	90	91	87	89	97	118	126	111	87	61	44	37	32	41	68	96	129	162	157	134	115	108	98	95
Apr	90	84	83	82	83	91	110	124	105	77	50	33	15	3	4	20	38	70	108	139	144	118	104	94	78
Mai	91	85	81	80	83	89	101	102	84	54	24	10	-4	-12	-10	3	20	49	90	117	145	128	110	96	67
Jun	90	83	80	78	79	84	92	87	71	44	20	8	-2	-10	-11	-2	11	42	79	108	143	143	119	100	64
Jul	102	95	91	89	90	95	105	105	100	84	69	58	47	38	35	43	60	81	97	117	138	138	122	108	88
Aug	92	87	84	82	84	92	101	102	91	70	50	31	19	12	14	25	39	72	101	133	145	121	106	96	77
Sep	76	72	70	69	72	81	102	126	110	84	60	42	31	26	29	40	58	92	142	196	146	107	94	81	84
Okt	69	65	62	60	61	66	84	109	115	96	81	70	61	58	63	75	87	112	143	144	106	87	82	71	85
Nov	81	77	74	73	75	79	91	115	121	109	100	97	96	100	108	124	139	148	135	121	106	98	94	84	102
Dez	77	73	71	70	70	75	84	97	109	106	98	95	93	96	104	114	120	119	112	105	98	91	89	80	94
Ø/Σ Std	89	84	81	80	81	87	101	114	111	91	72	60	51	46	50	64	79	103	125	136	131	116	105	93	
Grün (Mittag, v. a. Frühjahr–Herbst) = Überschuss/negative Preise → ideal zum Laden.																									
Rot (Morgen 7–9 & Abend 17–20, v. a. Winter) = Knappheit/Hochpreis → ideal zum Rückspeisen.																									

Einordnung: Die niedrigsten Durchschnittspreise liegen überwiegend im Frühjahr und Sommer mittags; die höchsten häufig morgens oder abends. Über die 288 gemeinsamen Zellen korreliert der Preis mit der Residuallast mit rund 0,91 und mit der Wind-und-Solar-Deckung mit ungefähr -0,83.

Bedeutung für abacus: Preisoptimierung ist grundsätzlich systemdienlich, muss jedoch um lokale Gebäude- und Netzgrenzen ergänzt werden.

5.1.1 Negative Strompreise 2025: Häufigkeit und Verteilung

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
1	EPEX 2025 — Häufigkeit negativer Preise (Stunden je Monat × Tagesstunde)																									
2	Anzahl Stunden mit Day-Ahead-Preis < 0 €/MWh. Rot = viele Negativstunden. Quelle: SMARD 4169 (DE-LU), 2025.																									
3																										
4	Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Monat
5	Jan	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	14
6	Feb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Mär	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	4	8	8	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	30
8	Apr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	8	13	15	15	15	7	0	0	0	0	0	0	0	75
9	Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8	17	21	22	22	21	15	2	0	0	0	0	0	0	129
10	Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	9	17	21	23	23	21	16	4	2	0	0	0	0	0	141
11	Jul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	4	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	12
12	Aug	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	7	9	12	12	10	5	1	0	0	0	0	0	0	64
13	Sep	1	1	1	1	1	1	0	0	0	2	3	6	9	10	11	8	4	1	0	0	0	0	0	0	60
14	Okt	1	2	2	2	3	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	3	2	1	0	0	0	1	1	1	48
15	Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Σ Stunde	2	3	3	4	5	4	3	3	5	14	35	64	87	99	92	83	52	10	2	0	0	1	1	1	573
18																										

Einordnung: 2025 traten 573 Stunden mit einem Day-Ahead-Preis unter 0 EUR/MWh auf. Das entspricht 6,54 % des Jahres. 425 Negativpreisstunden beziehungsweise 74,17 % lagen zwischen 11 und 15 Uhr. Allein auf April bis Juni entfielen 345 Stunden beziehungsweise 60,21 %. Die Häufung in den Solar-Mittagsstunden zeigt, dass die Monats-Stunden-Mittelwerte in 5.1 die tatsächlich auftretenden Überschuss- und Extremstunden deutlich glätten.

Bedeutung für abacus: eControl muss deshalb stündliche Day-Ahead-, Intraday- und Netzsignale verarbeiten. Ein starres Ladefenster reicht nicht. Negative Preise liefern ein besonders klares Freigabesignal für die Aufnahme erneuerbarer Überschüsse, sofern Fahrzeugreserve, Gebäudeanschluss und lokale Netzgrenzen eingehalten werden.

5.1.2 Tiefe der Negativpreise und quantifizierter Arbitragebeitrag

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	EPEX 2025 — Ø Preis nur der negativen Stunden (€/MWh)																								
2	Durchschnitt ausschließlich der Stunden mit Preis < 0 (leer/0 = nie negativ). Zeigt die typische Tiefe wenn negativ.																								
3																									
4	Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
5	Jan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Feb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Mär	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	-4	-5	-6	-16	-7	-4	0	0	0	0	0	0	0
8	Apr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-9	-20	-31	-30	-13	-4	0	0	0	0	0	0	0
9	Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-8	-20	-30	-28	-13	-3	0	0	0	0	0	0	0
10	Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-7	-13	-19	-19	-12	-6	-8	-1	0	0	0	0	0
11	Jul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0
12	Aug	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-7	-10	-9	-4	-2	-1	0	0	0	0	0	0
13	Sep	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	-1	-3	-6	-9	-11	-8	-6	-3	-1	0	0	0	0	0	0
14	Okt	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-1	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Kennzahl	Wert	Interpretation
Gewichteter Durchschnitt aller 573 Negativpreisstunden	-10,95 EUR/MWh	Typische direkte Vergütung für zusätzliche Stromabnahme, gewichtet nach der tatsächlichen Stundenhäufigkeit.
Tiefster Einzelpreis 2025	-250,32 EUR/MWh	Mai, 13 Uhr. Einzelne Extremstunden liegen weit unter dem in 5.1 sichtbaren Monats-Stunden-Mittel.
Theoretische Aufnahme in allen Negativpreisstunden bei 11 kW	6.303 kWh und 69,02 EUR	Technische Obergrenze bei durchgehender Verfügbarkeit; keine realistische tägliche Batteriefahrweise.
25/5/20-Profil: Tage mit mindestens einer Stunde < 0	101 Tage; 265,25 EUR	Brutto-Arbitrage dieser Tage; 52,43 % der im Tagesbacktest ermittelten Jahresarbitrage von 505,96 EUR/EV.
25/5/20-Profil: Ø der vier Ladestunden unter 0	89 Tage; 37,99 EUR Ladeerlös	Direkte Gutschrift allein für die Stromaufnahme; gesamte Brutto-Arbitrage dieser Tage: 238,50 EUR/EV.

Korrekte Lesart: Der direkte Erlös aus dem negativen Einkaufspreis ist nur ein Teil des Werts. Der größere Beitrag entsteht aus der Kombination von negativem beziehungsweise sehr niedrigem Ladepreis und späterem Verkauf zu positiven Preisen. Die 265,25 EUR sind daher bereits Bestandteil der gesamten Arbitrage und dürfen nicht zusätzlich auf den Jahreswert aufgeschlagen werden.

Modellgrenze: Preis-Backtest 2025, ein Zyklus pro Tag, perfekte Voraussicht der Day-Ahead-Preise, 85,00 % Round-Trip-Wirkungsgrad, 27,12 kWh Netzbezug und 18,44 kWh Rückspeisung im 25/5/20-Profil. Netzentgelte, Steuern, Aggregationskosten, Batteriealterung und Marktrückwirkung sind nicht enthalten.

5.2 Energiefluss je Fahrzeug: mittags aufnehmen, später abgeben

V2G Netto-Energie pro EV (kWh, Ø je Tag) 2025 — Monat × Stunde																									
Positiv (orange) = EV GIBT ab (entladen) · Negativ (blau) = EV ZIEHT (laden). Ø über alle Tage des Monats.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Tag
Jan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	4.0	3.2	0.0	-7.2	-8.1	-9.4	-7.4	-1.9	1.7	5.4	6.3	4.1	0.5	0.0	0.3	0.0	-6.0
Feb	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	6.4	2.7	-1.1	-7.9	-10.0	-10.0	-8.6	-2.1	0.9	5.8	7.0	6.4	1.5	0.0	0.0	0.0	-6.0
Mär	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	4.4	1.6	0.3	-0.4	-8.1	-9.7	-10.0	-9.4	-1.9	-0.3	3.6	7.4	8.2	4.9	0.3	0.3	0.0	-6.5
Apr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.1	2.3	0.0	-0.3	-0.7	-10.0	-10.0	-10.0	-9.0	0.0	0.0	1.7	7.9	7.9	5.1	2.3	0.0	-5.4
Mai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	3.6	0.3	0.0	0.0	-1.6	-8.7	-10.0	-10.0	-8.4	-1.3	0.0	0.3	6.0	8.0	7.7	4.4	0.3	-6.0
Jun	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	2.0	0.6	0.0	0.0	-1.0	-8.0	-10.0	-10.0	-9.0	-2.0	0.0	0.3	4.2	7.4	8.2	7.4	1.4	-6.0
Jul	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.0	1.1	0.3	0.0	-1.9	-7.1	-10.0	-10.0	-8.1	-2.9	0.0	0.0	3.6	7.7	8.2	7.1	1.9	-6.0
Aug	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.7	0.5	0.0	0.0	-2.9	-9.4	-9.7	-10.0	-7.1	-1.0	0.3	1.1	7.1	8.2	6.9	4.4	0.0	-6.5
Sep	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	5.1	3.4	0.0	0.0	-3.7	-10.0	-10.0	-10.0	-6.3	0.0	1.4	5.4	8.5	7.1	2.0	0.0	0.0	-5.7
Okt	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	2.9	1.0	-0.7	-5.2	-9.0	-9.7	-9.0	-4.2	1.1	4.9	7.4	7.1	3.8	0.0	0.3	0.0	-5.7
Nov	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	1.1	-1.0	-4.9	-7.8	-8.7	-6.7	-4.0	-0.3	6.0	5.9	6.8	3.4	0.3	0.0	0.0	0.0	-6.8
Dez	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.9	2.9	-5.7	-6.9	-9.4	-8.1	-2.6	-0.3	6.0	5.8	6.0	3.8	0.0	0.0	0.3	0.0	-5.2
Ø/Σ Std	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.8	38.6	26.0	9.4	-13.2	-54.9	-108.0	-113.4	-101.0	-58.7	8.1	33.1	49.7	70.5	57.4	38.3	26.6	3.6	
Blau mittags = Laden (bis -10 kWh/EV in der Stunde). Orange morgens/abends = Entladen (bis +8,5 kWh/EV).																									
Σ Tag ≈ -6 kWh: der Round-Trip-Verlust (40 kWh rein, 34 kWh raus).																									
Annahme 40 kWh/Zyklus, 85% Wirkungsgrad, 1 Zyklus/Tag.																									

Einordnung: Negative Werte markieren den Strombezug des Fahrzeugs, positive Werte die Rückspeisung. Das Referenzmodell darf ausschließlich zwischen 08:00 und 17:00 Uhr laden und wählt daraus die vier günstigsten Stunden. Deshalb erscheinen zwischen 00:00 und 06:00 Uhr keine Ladevorgänge. Der Energiebezug konzentriert sich meist auf 11:00 bis 15:00 Uhr, die Rückgabe auf Morgen und Abend. Die Tagessumme von ungefähr -6 kWh entspricht dem modellierten Round-Trip-Verlust.

Bedeutung für abacus: Die zeitliche Verschiebung folgt genau dem Bedarf aus Erzeugung, Netzlast und Preisstruktur.

5.3 Wertbeitrag je Fahrzeug und Stunde

V2G €-Saldo pro EV (Monatssumme je Stunde) 2025 — Monat × Stunde																												
Erlös (Entladen, grün) minus Kosten (Laden, rot). Summe aller Zellen = Jahresgewinn/EV. SMARD DE-LU.																												
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Monat			
Jan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2	21.5	16.8	3.5	-25.0	-26.1	-29.1	-25.4	-6.7	15.2	33.1	33.2	20.4	2.5	0.0	0.8	0.0	45.7			
Feb	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5	31.9	13.1	-1.4	-24.4	-30.1	-30.1	-28.0	-7.1	4.0	27.8	34.9	28.6	6.2	0.0	0.0	0.0	40.0			
Mär	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	20.8	7.9	1.1	-0.1	-8.9	-10.6	-9.8	-11.8	-4.0	-0.8	15.8	39.1	40.8	20.7	0.9	0.3	0.0	111.3			
Apr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	22.8	9.5	0.0	-0.9	0.0	-4.6	-0.9	-1.3	-4.9	0.0	0.0	6.0	33.2	34.8	18.3	7.1	0.0	128.4			
Mai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.8	14.4	1.1	0.0	0.0	-2.7	1.1	3.8	3.1	2.0	0.1	0.0	0.9	22.8	36.4	30.9	15.2	0.9	143.8			
Jun	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	6.9	1.9	0.0	0.0	-0.2	1.5	3.0	3.1	0.9	-0.2	0.0	0.9	15.9	33.4	35.7	26.8	3.9	141.9			
Jul	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	11.2	4.4	1.1	0.0	-2.4	-8.8	-11.7	-10.8	-10.5	-5.1	0.0	0.0	14.8	33.5	35.2	27.3	6.6	88.7			
Aug	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	9.9	2.1	0.0	0.0	-3.2	-5.3	-2.8	-4.4	-4.2	-1.6	1.1	4.2	31.0	37.4	26.4	14.9	0.0	113.2			
Sep	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	23.2	14.4	0.0	0.0	-4.8	-9.2	-7.7	-8.7	-6.1	0.0	4.7	25.2	50.1	31.9	7.0	0.0	0.0	124.9			
Okt	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	15.4	17.8	6.0	-0.5	-10.7	-19.0	-17.1	-16.9	-9.2	4.1	17.8	34.9	34.7	12.8	0.0	0.0	0.0	72.3			
Nov	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.7	9.0	0.3	-12.9	-18.1	-22.4	-18.9	-14.7	-3.1	26.8	27.7	27.5	13.3	0.7	0.0	0.0	0.0	29.1			
Dez	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	8.9	11.6	-15.3	-18.4	-27.0	-23.5	-7.8	-0.8	22.8	20.8	21.0	13.1	0.0	0.0	0.8	0.0	11.0			
Ø/Σ Std	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.4	168.8	130.4	50.1	-27.6	-118.9	-160.5	-144.9	-123.5	-53.6	65.3	148.9	227.7	318.5	250.5	154.3	93.2	11.4				
Grün abends/morgens = Verkaufserlös. Um die Mittagszelle herum oft ~0 oder positiv (bei negativem Preis bekommt man fürs Laden Geld).																												
Σ Monat = Gewinn pro EV in dem Monat. Gesamt-Summe ≈ 1.060 €/EV/Jahr.																												

Einordnung: Das Blatt ordnet den Brutto-Saldo des Referenzmodells Monat und Stunde zu. Erlöse entstehen in den Rückspeisestunden, Kosten in den Ladestunden. Die Darstellung zeigt die zeitliche Entstehung des Werts, nicht die Nettovergütung des Fahrzeughalters.

Bedeutung für abacus: abacus sollte keine fixe Auszahlung aus dieser Tabelle ableiten, sondern die abrechenbare technische Flexibilität als Grundlage eines Value Stacks vermarkten.

5.4 Auswahl der Ladestunden

Laden (ZIEHEN): Häufigkeit — an wie vielen Tagen/Monat war diese Stunde eine der 4 Ladestunden																									
Höher (blau) = diese Tagesstunde wurde in dem Monat sehr oft zum Laden genutzt. Max = Anzahl Tage im Monat.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Tage
Jan	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	6	25	25	29	23	6	5	1	0	0	0	0	0	0	124
Feb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	22	28	28	24	6	0	0	0	0	0	0	0	0	112
Mär	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	25	30	31	29	6	1	0	0	0	0	0	0	0	124
Apr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	30	30	30	27	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	27	31	31	26	4	0	0	0	0	0	0	0	124
Jun	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	30	30	27	6	0	0	0	0	0	0	0	120
Jul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	22	31	31	25	9	0	0	0	0	0	0	0	124
Aug	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	29	30	31	22	3	0	0	0	0	0	0	0	124
Sep	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	30	30	30	19	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Okt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4	17	28	30	28	13	0	0	0	0	0	0	0	124
Nov	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	9	18	26	26	20	12	1	0	1	0	0	0	0	0	120
Dez	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	3	22	24	29	25	8	1	1	4	0	0	0	0	0	124
Ø/Σ Std	0	0	0	0	0	0	0	0	19	15	57	175	328	345	307	179	29	6	0	0	0	0	0	0	
Konzentriert 11–15 Uhr (Solar-Mittagstief). Im Sommer nahezu täglich (bis 30/30), im Winter seltener.																									

Einordnung: Die vier ausgewählten Ladestunden liegen überwiegend zwischen 11 und 15 Uhr. Im Sommer wird das Solarfenster nahezu täglich genutzt; im Winter verteilen sich die günstigen Stunden stärker.

Bedeutung für abacus: Die Häufigkeitsverteilung liefert eine anschauliche Begründung für eine automatisierte AC-Ladesteuerung am Arbeitsplatz und am privaten Stellplatz.

5.5 Auswahl der Rückspeisestunden

Entladen (GEBEN): Häufigkeit — an wie vielen Tagen/Monat war diese Stunde eine der 4 Entladestunden																									
Höher (orange) = diese Tagesstunde wurde oft zum Rückspeisen genutzt (abends 17–20 & morgens 7–9).																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Tage
Jan	0	0	0	0	0	0	0	9	18	13	7	3	0	0	0	0	12	21	23	15	2	0	1	0	124
Feb	0	0	0	0	0	0	0	10	21	9	1	0	0	0	0	0	3	19	23	21	5	0	0	0	112
Mär	0	0	0	0	0	0	8	16	6	1	1	0	0	0	0	0	0	13	27	30	18	1	1	0	122
Apr	0	0	0	0	0	0	8	18	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	28	28	18	8	0	122
Mai	0	0	0	0	0	0	13	13	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	22	29	28	16	1	124
Jun	0	0	0	0	0	0	9	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	15	26	29	26	5	120
Jul	0	0	0	0	0	0	4	11	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	28	30	26	7	124
Aug	0	0	0	0	0	0	8	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	26	30	25	16	0	122
Sep	0	0	0	0	0	0	5	18	12	0	0	0	0	0	0	0	0	5	19	30	25	7	0	0	121
Okt	0	0	0	0	0	0	2	11	13	6	2	1	0	0	0	0	4	18	27	26	14	0	1	0	125
Nov	0	0	0	0	0	0	0	11	12	7	4	3	0	0	0	0	21	22	24	12	1	0	0	0	117
Dez	0	0	0	0	0	0	0	4	15	14	5	3	0	0	0	0	23	26	22	14	0	0	1	0	127
Ø/Σ Std	0	0	0	0	0	0	57	138	114	51	20	10	0	0	0	0	63	125	177	252	206	138	96	13	
Zwei Cluster: Abendspitze (17–20 Uhr) und Morgenspitze (7–9 Uhr) — genau wenn Solar fehlt und die Nachfrage hoch ist.																									

Einordnung: Die Rückspeisung konzentriert sich auf die Morgen- und besonders die Abendspitze. Damit fällt die wirtschaftlich gewählte Fahrweise weitgehend mit einer Verringerung hoher Residuallast zusammen.

Bedeutung für abacus: Die verfügbare Leistung muss unter Berücksichtigung von Abfahrtszeit, Reichweitenreserve und Gebäudeanschluss automatisiert freigegeben werden.

5.6 Tagesauswertung: reale Streuung statt Durchschnittstag

BiDi-EV Arbitrage 2025 — Überschuss laden, abends/morgens verkaufen (pro Fahrzeug)															
Annahmen: 40 kWh geladen · 85% Round-Trip → 34 kWh entladen · Laden = 4 günstigste Std 8–17 Uhr · Verkauf = 4 teuerste Std (abends 16–24 + nächster Morgen 5–11). Preis = SMARD Day-Ahead DE-LU.															
Datum	Tag	Lade-Std	Ø Kauf €/MWh	Min €/MWh	neg.Std	kWh rein	Kosten €	Verkauf-Std (ab/mo)	Ø Verkauf €/MWh	Max €/MWh	kWh raus	Erlös €	Spread €/MWh	Gewinn €/EV	
2025-01-01	Mi	11-15	-0.3	-1.0	14	40	-0.0	0ab/4mo	123.8	127.2	34	4.2	124.1	4.2	
2025-01-02	Do	8-9 ,11-14	117.8	113.9	0	40	4.7	4ab/0mo	145.9	152.9	34	5.0	28.1	0.3	
2025-01-03	Fr	10-14	74.0	69.9	0	40	3.0	0ab/4mo	129.4	130.8	34	4.4	55.5	1.4	
2025-01-04	Sa	8-9 ,11-14	129.1	128.3	0	40	5.2	4ab/0mo	143.8	151.2	34	4.9	14.6	-0.3	
2025-01-05	So	14-18	58.7	49.9	0	40	2.4	4ab/0mo	58.1	66.3	34	2.0	-0.6	-0.4	
2025-01-06	Mo	13-17	26.9	25.6	0	40	1.1	0ab/4mo	80.3	85.1	34	2.7	53.5	1.7	
2025-01-07	Di	11-15	65.4	62.4	0	40	2.6	1ab/3mo	109.6	128.2	34	3.7	44.1	1.1	
2025-01-08	Mi	10-14	95.5	90.0	0	40	3.8	2ab/2mo	156.4	164.9	34	5.3	61.0	1.5	
2025-01-09	Do	13-17	124.1	121.2	0	40	5.0	2ab/2mo	135.5	139.5	34	4.6	11.4	-0.4	
2025-01-10	Fr	11-15	109.0	105.0	0	40	4.4	4ab/0mo	140.7	144.1	34	4.8	31.6	0.4	
2025-01-11	Sa	11-15	96.1	93.2	0	40	3.8	2ab/2mo	120.0	122.3	34	4.1	23.9	0.2	
2025-01-12	So	11-15	103.2	99.6	0	40	4.1	1ab/3mo	181.4	223.1	34	6.2	78.2	2.0	
2025-01-13	Mo	11-15	106.9	103.0	0	40	4.3	1ab/3mo	160.4	184.0	34	5.5	53.5	1.2	
2025-01-14	Di	11-15	109.0	103.1	0	40	4.4	0ab/4mo	309.5	315.0	34	10.5	200.6	6.2	
2025-01-15	Mi	8-9 ,11-12 ,14-1	299.9	285.8	0	40	12.0	4ab/0mo	326.6	378.0	34	11.1	26.7	-0.9	
2025-01-16	Do	11-15	135.2	130.6	0	40	5.4	3ab/1mo	191.0	208.1	34	6.5	55.8	1.1	
2025-01-17	Fr	11-15	131.0	124.0	0	40	5.2	4ab/0mo	175.8	179.9	34	6.0	44.7	0.7	
2025-01-18	Sa	11-15	118.7	115.0	0	40	4.8	4ab/0mo	164.0	167.8	34	5.6	45.3	0.8	
2025-01-19	So	11-15	114.5	107.5	0	40	4.6	0ab/4mo	309.1	432.0	34	10.5	194.6	5.9	
2025-01-20	Mo	11-15	181.7	171.4	0	40	7.3	4ab/0mo	438.6	583.4	34	14.9	256.9	7.6	
2025-01-21	Di	11-15	150.5	142.8	0	40	6.0	3ab/1mo	251.0	301.1	34	8.5	100.5	2.5	
2025-01-22	Mi	10-14	171.8	165.0	0	40	6.9	4ab/0mo	188.9	209.0	34	6.4	17.1	-0.5	
2025-01-23	Do	13-17	88.5	85.9	0	40	3.5	2ab/2mo	111.0	116.2	34	3.8	22.5	0.2	
2025-01-24	Fr	13-17	74.7	74.5	0	40	3.0	3ab/1mo	90.3	92.0	34	3.1	15.6	0.1	
2025-01-25	Sa	9-11 ,12-14	84.5	82.0	0	40	3.4	4ab/0mo	145.5	151.0	34	5.0	61.0	1.6	
2025-01-26	So	11-15	95.5	90.0	0	40	3.8	4ab/0mo	117.0	132.8	34	4.0	21.5	0.2	
2025-01-27	Mo	10-14	39.9	35.7	0	40	1.6	0ab/4mo	132.2	147.5	34	4.5	92.3	2.9	
2025-01-28	Di	10-14	117.3	114.8	0	40	4.7	2ab/2mo	145.1	149.6	34	4.9	27.9	0.2	
2025-01-29	Mi	11-15	86.9	85.0	0	40	3.5	1ab/3mo	153.6	160.3	34	5.2	66.8	1.8	
2025-01-30	Do	11-15	120.5	113.3	0	40	4.8	3ab/1mo	170.5	180.4	34	5.8	50.0	1.0	
2025-01-31	Fr	11-15	121.8	119.8	0	40	4.9	4ab/0mo	179.2	185.3	34	6.1	57.4	1.2	

Einordnung: Der gezeigte Januar-Ausschnitt macht sichtbar, dass Spreads und Tagesergebnisse stark schwanken und einzelne Tage unprofitabel sind. Das vollständige Blatt umfasst 365 Tage. Eine reale Steuerung würde nur handeln, wenn der erwartete Erlös Wirkungsgrad, Kosten und Sicherheitsmargen übersteigt.

Bedeutung für abacus: eControl benötigt eine klare Handelsfreigabe und muss an unattraktiven Tagen aussetzen können.

5.7 Jahresergebnis des Referenzmodells

Zusammenfassung — BiDi-EV V2G-Arbitrage Deutschland 2025			
Analysierte Tage		365	
Tage mit lohnender Arbitrage (Gewinn > 0)		341	
Tage mit Überschuss-Stunde (Ladepreis ≤ 0 €/MWh)		112	
Negative Preisstunden im Jahr (gesamt)		573 von 8760 (6,5%)	
Ø Kaufpreis an Gewinntagen		44.0 €/MWh	
Ø Verkaufspreis an Gewinntagen		143.2 €/MWh	
Ø Spread (Verkauf – Kauf)		99.2 €/MWh	
Geladene Energie pro Zyklus		40 kWh (Ø ~10 kW über 4 h)	
Entladene Energie pro Zyklus (85% Round-Trip)		34 kWh	
Jahres-Gewinn pro BiDi-EV (Summe Gewinntage)		≈ 1060 €	
Hochrechnung: 1 Mio. BiDi-EVs laden je 40 kWh		40 GWh	
Hochrechnung Jahres-Erlöspotenzial 1 Mio. EVs		≈ 1.1 Mrd. €	
Monat	Gewinntage	Ø Spread €/MWh	Summe €/EV
Jan	26	71.8	48
Feb	27	62.8	40
Mär	31	115.0	114
Apr	30	124.9	125
Mai	31	135.4	144
Jun	30	138.0	142
Jul	31	91.2	89
Aug	31	112.4	115
Sep	30	127.2	124
Okt	31	78.1	71
Nov	24	57.6	34
Dez	19	35.5	13

Einordnung: Die 40 kWh sind je Fahrzeug und je modelliertem Tag angesetzt: vier ausgewählte Stunden mit jeweils 10 kWh Energiebezug. Das ist weder die Batteriekapazität noch ein empfohlener Kundentarif, sondern eine bewusst große Referenztransaktion, mit der die zeitliche Preis- und Systemwirkung sichtbar gemacht wird. Bei täglicher Nutzung entspräche sie 14.600 kWh Ladeenergie pro Jahr und wäre für einen normalen Privatwagen zu hoch. Das Modell unterstellt 34 kWh Rückspeisung bei 85 % Round-Trip-Wirkungsgrad; 341 von 365 Tagen sind rechnerisch profitabel und die Monatsaggregation ergibt rund 1.060 € je EV und Jahr.

Bedeutung für abacus: Der Betrag ist eine Brutto-Obergrenze eines groß dimensionierten Referenzzyklus. Er darf weder als tägliche Standardnutzung noch als zugesagter Kundenerlös verwendet werden. Für das reale Bidi4free-Modell wird deshalb ein praxisnäheres Tagesprofil angesetzt: 25,00 kWh nutzbarer Energiehub im Akku, davon 5,00 kWh Mobilitätsguthaben und 20,00 kWh batterie-seitige V2G-Flexibilität.

6. Optimiertes Mehrfachzyklusmodell: technisches Potenzial und Grenzen

6.1 Ladezustand: mehrere Zyklen innerhalb eines Tages

Ø Batterie-Ladezustand (SoC, %) 2025 — Monat × Stunde (pro EV)																																		
Ende-der-Stunde-SoC, gemittelt über alle Tage. 0% = leer, 100% = 20 kWh voll. Zeigt: morgens leergefahren, mittags vollgeladen, abends wieder abgegeben.																																		
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Ø Tag									
Jan	12	17	27	60	82	85	89	77	38	22	21	25	52	79	89	94	91	52	13	3	3	7	2	12	44									
Feb	9	18	32	66	89	89	89	63	15	3	7	12	45	85	95	98	96	72	28	0	0	0	0	4	42									
Mär	12	22	44	63	77	76	54	17	3	0	0	5	39	84	98	100	100	97	50	4	2	3	3	7	40									
Apr	2	15	40	64	76	76	58	21	2	0	0	0	6	52	95	100	100	100	100	55	5	0	0	0	40									
Mai	0	10	34	57	63	63	37	3	0	0	2	2	11	53	89	99	100	100	100	86	39	4	0	0	40									
Jun	0	10	28	52	60	60	37	6	0	0	0	0	5	39	84	98	100	100	100	93	60	18	0	0	40									
Jul	0	2	13	51	68	68	45	11	0	0	0	0	8	40	83	97	100	100	100	97	62	13	0	0	40									
Aug	0	7	25	54	65	65	42	8	0	0	0	0	3	45	87	98	100	100	96	70	23	2	0	0	37									
Sep	7	14	42	72	85	85	79	35	0	0	0	0	14	60	99	100	100	100	87	32	2	2	2	5	43									
Okt	8	17	34	60	76	86	86	61	19	7	5	9	21	66	97	99	97	90	46	3	0	7	3	8	42									
Nov	9	16	35	69	84	90	98	79	45	33	36	55	84	96	96	92	73	28	5	2	2	2	3	9	47									
Dez	6	16	33	66	84	92	99	96	68	47	46	54	76	85	82	76	54	21	5	3	3	3	3	5	47									
Ø/Σ Std	5	14	32	61	76	78	68	40	16	9	10	13	30	65	91	96	93	80	61	37	17	5	1	4										
Rhythmus: SoC steigt im günstigen Mittagsfenster (laden), fällt in den teuren Morgen-/Abendstunden (entladen).																																		
Voll (dunkel) ⇒ EV kann nicht weiter ziehen; leer (hell) ⇒ kann nicht geben. Genau diese Grenze bestimmt, wann ein späteres billiges Fenster noch nutzbar ist.																																		

Einordnung: Der mittlere Ladezustand zeigt wiederholte Lade- und Entladephasen. Im Sommer entstehen besonders ausgeprägte Mittagsfüllungen und Abendentladungen; in anderen Monaten werden zusätzliche Nacht- und Morgenfenster genutzt.

Bedeutung für abacus: Das Muster demonstriert Regelbarkeit, ist aber für einen Standardkudentarif durch SoC-, Zyklus- und Komfortgrenzen zu begrenzen.

6.2 Aus dem Netz bezogene Flottenenergie

Aus dem Netz GEZOGEN (Laden), GWh — 40 Mio EVs, Monat × Stunde																																
Monatssumme je Tagesstunde, Flotte 40 Mio EVs à 20 kWh. Blau = viel Überschuss aufgenommen.																																
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Monat							
Jan	1,680.0	1,240.0	2,600.0	8,600.0	5,960.0	800.0	880.0	0.0	80.0	440.0	0.0	1,160.0	7,120.0	6,720.0	2,560.0	1,520.0	880.0	0.0	0.0	0.0	0.0	880.0	0.0	3,080.0	46,200.0							
Feb	1,160.0	2,040.0	3,040.0	7,640.0	5,240.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	800.0	1,160.0	7,480.0	8,760.0	2,400.0	720.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	880.0	41,320.0							
Mär	1,680.0	2,600.0	5,000.0	5,040.0	3,640.0	0.0	0.0	0.0	880.0	440.0	880.0	2,920.0	9,480.0	11,760.0	3,920.0	1,320.0	440.0	440.0	0.0	0.0	0.0	440.0	0.0	880.0	51,760.0							
Apr	440.0	3,120.0	6,040.0	5,680.0	2,840.0	360.0	0.0	0.0	0.0	0.0	880.0	3,520.0	7,160.0	11,560.0	11,040.0	7,760.0	3,080.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	63,480.0							
Mai	0.0	2,400.0	5,960.0	5,760.0	1,520.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.0	3,520.0	7,480.0	10,600.0	12,760.0	11,120.0	10,120.0	6,600.0	880.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79,160.0							
Jun	0.0	2,400.0	4,280.0	5,680.0	2,120.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,200.0	3,960.0	7,480.0	9,600.0	11,720.0	12,600.0	10,400.0	7,040.0	1,760.0	880.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82,120.0							
Jul	0.0	440.0	2,680.0	9,560.0	4,280.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.0	2,760.0	8,520.0	10,880.0	4,280.0	800.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	44,640.0							
Aug	0.0	1,600.0	4,560.0	7,320.0	2,600.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.0	3,080.0	3,080.0	4,320.0	12,080.0	11,720.0	5,560.0	2,640.0	440.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59,440.0							
Sep	1,320.0	2,200.0	6,960.0	7,280.0	3,280.0	440.0	0.0	0.0	0.0	880.0	1,320.0	2,640.0	6,200.0	11,840.0	10,360.0	3,880.0	1,760.0	440.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	880.0	61,680.0							
Okt	1,320.0	3,480.0	5,320.0	7,600.0	4,360.0	2,560.0	880.0	880.0	880.0	960.0	880.0	2,200.0	4,280.0	11,920.0	8,120.0	1,760.0	880.0	440.0	0.0	0.0	0.0	1,680.0	360.0	1,760.0	62,520.0							
Nov	0.0	1,680.0	4,560.0	8,240.0	3,560.0	1,440.0	2,040.0	440.0	0.0	0.0	800.0	4,360.0	7,440.0	2,760.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	360.0	1,320.0	39,000.0							
Dez	800.0	2,400.0	4,200.0	8,240.0	4,520.0	1,800.0	1,760.0	360.0	0.0	0.0	0.0	1,880.0	5,480.0	2,320.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	360.0	34,120.0							
Ø/Σ Std	8,400.0	25,600.0	55,200.0	86,640.0	43,920.0	7,400.0	5,560.0	1,680.0	1,840.0	5,800.0	16,120.0	38,320.0	81,920.0	112,720.0	84,720.0	47,320.0	24,120.0	4,400.0	880.0	0.0	0.0	3,000.0	720.0	9,160.0								
Konzentriert 10–15 Uhr (Solar-Überschuss); im Winter zusätzlich windige Nachtstunden.																																
Σ Std unten = wie viel GWh die Flotte in dem Jahr zu dieser Tagesstunde insgesamt geladen hätte.																																

Einordnung: Das Optimierungsmodell besitzt - anders als das Referenzmodell - kein Ladefenster von 08:00 bis 17:00 Uhr, sondern bewertet alle 24 Stunden. Es kann daher ab 21:00 Uhr und in der Nacht laden, wenn der Preis niedrig ist und später ein ausreichend hoher Verkaufspreis erwartet wird. Für 40 Millionen Fahrzeuge weist es rund 665 TWh jährlichen Strombezug aus. Diese Größenordnung ist keine realistische Prognose, sondern die lineare Hochrechnung einer Preisnehmerflotte mit perfekter Voraussicht und hoher Zyklisierung.

Bedeutung für abacus: Für abacus relevant ist die Skalierbarkeit der Steuerung; die physische und marktliche Begrenzung muss in realen Flottenszenarien ausdrücklich modelliert werden.

6.3 In das Netz zurückgespeiste Flottenenergie

Ins Netz ZURÜCKGESPEIST (Entladen), GWh — 40 Mio EVs, Monat × Stunde																									
Netto ans Netz geliefert (nach 85% Round-Trip). Orange = viel Rückspeisung in teuren Stunden.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Monat
Jan	1,564.0	0.0	0.0	374.0	374.0	68.0	0.0	2,516.0	8,228.0	3,740.0	374.0	0.0	374.0	68.0	0.0	374.0	1,292.0	8,296.0	8,228.0	1,972.0	0.0	0.0	1,122.0	306.0	39,270.0
Feb	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,964.0	9,282.0	2,142.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	374.0	4,692.0	8,364.0	5,304.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35,122.0
Mär	374.0	0.0	0.0	0.0	0.0	374.0	4,624.0	7,820.0	3,570.0	1,054.0	748.0	1,496.0	816.0	476.0	374.0	748.0	374.0	986.0	9,860.0	9,690.0	612.0	0.0	0.0	0.0	43,996.0
Apr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	306.0	3,570.0	7,650.0	3,876.0	306.0	748.0	2,992.0	4,862.0	476.0	544.0	5,610.0	2,618.0	0.0	0.0	9,214.0	10,268.0	918.0	0.0	0.0	53,958.0
Mai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,610.0	7,072.0	612.0	374.0	2,618.0	6,358.0	7,106.0	1,972.0	1,870.0	6,562.0	5,304.0	748.0	0.0	2,890.0	9,928.0	7,344.0	918.0	0.0	67,286.0
Jun	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,692.0	6,324.0	1,292.0	1,870.0	3,366.0	6,358.0	7,242.0	3,026.0	1,428.0	5,950.0	5,610.0	1,496.0	748.0	1,530.0	6,562.0	8,738.0	3,570.0	0.0	69,802.0
Jul	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,930.0	7,276.0	2,210.0	0.0	0.0	374.0	748.0	442.0	136.0	748.0	0.0	0.0	0.0	680.0	7,344.0	10,234.0	2,822.0	0.0	37,944.0
Aug	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,760.0	7,242.0	1,666.0	374.0	2,618.0	2,618.0	3,060.0	1,394.0	1,020.0	2,448.0	1,870.0	374.0	918.0	5,372.0	9,996.0	4,488.0	306.0	0.0	50,524.0
Sep	748.0	374.0	374.0	68.0	0.0	374.0	1,292.0	8,942.0	7,140.0	748.0	1,122.0	2,244.0	2,380.0	646.0	1,020.0	2,992.0	1,496.0	374.0	2,754.0	11,084.0	6,256.0	0.0	0.0	0.0	52,428.0
Okt	1,122.0	1,122.0	1,122.0	748.0	374.0	136.0	748.0	5,984.0	9,622.0	3,400.0	1,054.0	1,122.0	1,122.0	510.0	510.0	1,054.0	1,122.0	1,734.0	9,384.0	9,044.0	612.0	0.0	1,122.0	374.0	53,142.0
Nov	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,284.0	6,868.0	2,516.0	0.0	0.0	306.0	0.0	0.0	680.0	3,876.0	9,248.0	4,692.0	680.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33,150.0
Dez	374.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	918.0	5,848.0	4,318.0	306.0	0.0	0.0	0.0	612.0	1,360.0	4,624.0	6,936.0	3,332.0	374.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29,002.0
Ø/Σ Std	4,182.0	1,496.0	1,496.0	1,190.0	748.0	1,258.0	30,226.0	70,992.0	60,214.0	20,842.0	12,954.0	23,562.0	28,016.0	9,010.0	7,514.0	28,526.0	28,560.0	34,884.0	48,280.0	57,834.0	51,578.0	31,722.0	9,860.0	680.0	
Zwei Cluster: Morgenspitze (7–9 Uhr) und Abendspitze (17–20 Uhr) — Netzentlastung genau wenn Solar fehlt.																									
Wegen Round-Trip-Verlust (85%) liegt die Summe ~15% unter der gezogenen Energie.																									

Einordnung: Nach Wirkungsgradverlust werden rund 566 TWh Rückspeisung ausgewiesen. Dass in der Lade- und Rückspeisetabelle teilweise dieselbe Monat-Stunden-Zelle belegt ist, bedeutet keine gleichzeitige Ladung und Entladung desselben Fahrzeugs. Die Zelle fasst viele unterschiedliche Tage zusammen: An manchen Tagen ist diese Stunde günstig und wird zum Laden genutzt, an anderen Tagen ist sie teuer und wird zur Rückspeisung gewählt. Die Differenz zwischen Bezug und Rückspeisung ist der Energieverlust der wiederholten Zyklen. Auch diese Zahl ist eine theoretische Systemgröße und kein Absatzplan.

Bedeutung für abacus: Der Betrieb muss Verluste, Batteriekosten und alternative Systemdienste gegeneinander optimieren.

6.4 Theoretische Flottenarbitrage

Arbitrage-Erlös (Verkauf – Kauf), Mio € — 40 Mio EVs, Monat × Stunde																														
Erlös aus Entladen minus Kosten fürs Laden, je Monat×Stunde, Flotte. Summe aller Zellen = Jahres-Gesamtwert.																														
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Monat					
Jan	-14.3	-81.4	-217.5	-671.4	-461.6	-30.1	-38.7	339.0	1,317.9	543.7	0.0	-47.9	-772.9	-688.4	-167.4	-54.5	163.6	1,481.5	1,289.0	228.4	0.0	-6.1	48.2	-165.3	1,993.9					
Feb	-95.6	-197.0	-318.4	-800.0	-547.3	0.0	0.0	821.5	1,575.7	329.8	-69.6	-82.5	-781.0	-955.4	-274.4	-86.1	38.7	851.7	1,487.9	843.5	0.0	0.0	0.0	-87.4	1,654.1					
Mär	-99.7	-208.9	-451.2	-455.5	-360.9	9.4	574.8	1,122.9	471.4	50.8	0.4	-74.0	-255.7	-278.9	-156.8	-29.6	0.3	75.2	1,678.1	1,538.3	95.9	-22.0	0.0	-51.2	3,172.8					
Apr	-29.5	-245.4	-493.6	-466.3	-230.1	-3.8	426.8	1,087.8	491.9	27.6	0.3	4.5	-41.9	25.7	27.5	-49.8	2.0	0.0	0.0	1,301.4	1,489.1	121.5	0.0	0.0	3,445.8					
Mai	0.0	-174.9	-502.4	-473.8	-118.5	0.0	672.9	846.8	68.8	0.0	1.3	8.4	-51.4	182.8	213.3	5.7	2.7	0.0	0.0	353.6	1,487.1	985.9	107.0	0.0	3,615.4					
Jun	0.0	-134.4	-286.5	-451.3	-161.0	0.0	469.9	655.3	134.1	0.1	1.5	7.6	27.9	139.2	116.5	29.0	6.6	2.0	0.1	184.0	1,101.3	1,301.5	392.4	0.0	3,535.9					
Jul	0.0	-35.1	-236.7	-830.1	-365.5	0.0	543.2	834.2	263.3	0.0	0.0	0.0	-63.2	-263.8	-344.8	-174.6	-17.9	0.0	0.0	99.7	1,098.3	1,393.7	338.3	0.0	2,239.1					
Aug	0.0	-91.0	-363.7	-625.5	-212.1	0.0	527.5	820.7	197.2	0.0	0.3	1.5	-12.6	-95.7	-107.2	-47.8	-41.7	0.0	110.2	862.8	1,475.6	538.4	29.8	0.0	2,966.7					
Sep	-66.6	-113.4	-477.1	-437.3	-165.8	0.0	107.7	1,202.1	884.6	0.1	0.6	2.3	-84.5	-283.6	-256.0	2.9	0.7	0.0	511.8	2,188.7	944.2	0.0	0.0	-47.5	3,913.8					
Okt	-8.5	-214.3	-262.9	-406.9	-161.7	-125.2	46.1	798.2	1,149.5	239.8	-23.8	-66.3	-206.0	-687.2	-457.0	38.5	49.4	164.5	1,390.0	1,394.3	41.4	-36.7	9.9	-56.9	2,608.2					
Nov	0.0	-125.6	-331.4	-601.1	-234.0	-94.6	-127.5	458.7	949.7	328.0	-126.7	-292.5	-558.6	-298.9	0.0	70.6	613.7	1,453.9	594.0	63.2	0.0	0.0	-32.0	-113.3	1,595.5					
Dez	-31.1	-169.4	-305.5	-539.4	-292.4	-113.6	-118.8	70.6	699.0	501.0	31.4	-184.4	-467.6	-171.8	86.3	157.6	595.1	837.2	371.6	61.0	0.0	0.0	-26.4	990.5						
Ø/Σ Std	-345.3	-1,790.6	-4,247.0	-6,758.6	-3,310.9	-358.0	3,083.9	9,057.9	8,203.2	2,020.9	-184.4	-723.3	-3,267.5	-3,376.0	-1,319.9	-138.3	1,413.1	4,866.0	7,432.7	9,118.9	7,732.9	4,276.2	893.6	-548.1						
Der Ertrag entsteht v.a. in den Entlade-Stunden (Abend/Morgen). Lade-Stunden tragen wenig/negativ (bei Negativpreis positiv).																														
Summe aller Zellen = 31,700 Mio € (31.7 Mrd €/Jahr für die 40-Mio-Flotte).																														

Einordnung: Die Tabelle verteilt einen rechnerischen Jahreswert von etwa 31,7 Mrd. EUR auf Monate und Stunden. Eine Flotte dieser Größe würde die zugrunde liegenden Preisspreads selbst stark glätten und könnte nicht dauerhaft als Preisnehmer handeln.

Bedeutung für abacus: Die Zahl beschreibt die Größenordnung des Flexibilitätspotenzials, nicht einen von abacus oder einem Aggregator abschöpfbaren Umsatz.

6.5 Ladehäufigkeit im optimierten Betrieb

Laden: an wie vielen Tagen/Monat wurde in dieser Stunde geladen																									
Anzahl Tage mit Ladeaktivität (>0) in der Tagesstunde. Max = Tage im Monat.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Tage
Jan	4	3	7	21	15	2	2	0	1	1	0	3	18	16	6	4	2	0	0	0	0	2	0	7	114
Feb	3	5	8	19	13	0	0	0	0	0	2	3	19	21	6	2	0	0	0	0	0	0	0	2	103
Mär	4	7	13	12	9	0	0	0	2	1	2	7	23	28	10	3	1	1	0	0	0	1	0	2	126
Apr	1	8	15	14	7	1	0	0	0	0	2	8	17	27	26	18	7	0	0	0	0	0	0	0	151
Mai	0	6	15	14	4	0	0	0	0	1	8	17	25	29	26	23	15	2	0	0	0	0	0	0	185
Jun	0	6	11	14	5	0	0	0	0	5	9	17	22	27	29	24	16	4	2	0	0	0	0	0	191
Jul	0	1	7	23	11	0	0	0	0	0	0	1	7	21	26	11	2	0	0	0	0	0	0	0	110
Aug	0	4	12	17	7	0	0	0	0	1	7	7	10	28	29	13	6	1	0	0	0	0	0	0	142
Sep	3	5	18	18	8	1	0	0	0	2	3	6	15	28	25	9	4	1	0	0	0	0	0	2	148
Okt	3	9	13	18	11	6	2	2	2	3	3	5	11	28	21	4	2	1	0	0	0	4	1	4	153
Nov	0	4	12	20	9	4	5	1	0	0	2	11	18	7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	97
Dez	2	6	11	20	11	5	4	1	0	0	0	5	13	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	85
Ø/Σ Std	20	64	142	210	110	19	13	4	5	14	38	90	198	266	204	111	55	10	2	0	0	7	2	21	
Breiter Block um die Mittagszeit; im Sommer nahezu täglich.																									

Einordnung: Das Modell nutzt neben dem Solarfenster weitere günstige Stunden und führt dadurch mehrere Zyklen pro Tag aus. Die Batterie wird wesentlich intensiver eingesetzt als im Ein-Zyklus-Referenzmodell.

Bedeutung für abacus: Ein marktfähiges Produkt benötigt konfigurierbare Zyklusbudgets und eine klare Vergütung der zusätzlichen Batteriebeanspruchung.

6.6 Rückspeisehäufigkeit im optimierten Betrieb

Entladen: an wie vielen Tagen/Monat wurde in dieser Stunde entladen																									
Anzahl Tage mit Entladeaktivität (>0) in der Tagesstunde.																									
Monat \ Std	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Σ Tage
Jan	5	0	0	1	1	1	0	8	22	12	1	0	1	1	0	1	4	24	24	6	0	0	3	1	116
Feb	0	0	0	0	0	0	0	16	25	7	0	0	0	0	0	0	1	14	24	16	0	0	0	0	103
Mär	1	0	0	0	0	1	14	22	11	3	2	4	3	7	1	2	1	3	28	29	2	0	0	0	134
Apr	0	0	0	0	0	1	11	21	12	1	2	8	13	7	8	15	7	0	0	27	30	3	0	0	166
Mai	0	0	0	0	0	0	17	20	2	1	7	17	19	11	14	20	15	2	0	9	28	22	3	0	207
Jun	0	0	0	0	0	0	14	18	4	5	9	17	21	13	12	20	15	4	2	5	19	25	11	0	214
Jul	0	0	0	0	0	0	15	20	7	0	0	1	2	2	2	2	0	0	0	2	22	29	9	0	113
Aug	0	0	0	0	0	0	14	21	5	1	7	7	9	7	6	9	5	1	3	16	28	14	1	0	154
Sep	2	1	1	1	0	1	4	25	22	2	3	6	8	5	6	8	4	1	9	30	20	0	0	0	159
Okt	3	3	3	2	1	2	2	18	27	10	3	3	3	3	3	3	3	5	28	26	2	0	3	1	157
Nov	0	0	0	0	0	0	0	12	20	8	0	0	1	0	0	2	12	26	14	2	0	0	0	0	97
Dez	1	0	0	0	0	0	0	3	16	13	1	0	0	0	2	4	14	20	10	1	0	0	0	0	85
Ø/Σ Std	12	4	4	4	2	6	91	204	173	63	35	63	80	56	54	86	81	100	142	169	151	93	30	2	
Morgen- (7–9) und Abendcluster (17–20). Mehrfachzyklen an vielen Tagen erkennbar.																									

Einordnung: Die Entladevorgänge folgen mehreren Preispeaks und verteilen sich stärker über den Tag. Der wirtschaftliche Optimierer nutzt jedes profitable Fenster, sofern Ladezustand und Leistung dies zulassen.

Bedeutung für abacus: In der Praxis müssen Nutzerverfügbarkeit, Netzsignale, Mindestreserven und Präqualifikationsregeln Vorrang vor reinem Preismaximum haben.

6.7 Kennzahlen bei perfekter Voraussicht und korrekte Interpretation

Kennzahlen — optimierte V2G-Arbitrage 2025 (perfekte Voraussicht, LP je Monat)				
Annahmen				
Nutzbare Kapazität je EV		20 kWh		
Lade-/Entladeleistung		11 kW		
Round-Trip-Wirkungsgrad		85 %		
Flottengröße		40 Mio EVs		
Handel zum EPEX Day-Ahead-Preis der Stunde		SMARD DE-LU (4169)		
Ergebnis Ø/Jahr				
Voll-Zyklen pro Tag (Ø)		2,28		
Voll-Zyklen pro Jahr / EV		≈ 832		
Gewinn pro EV / Jahr		≈ 793 €		
Erlös pro Zyklus / EV		≈ 0,95 €		
Gesamt-Arbitrage Flotte / Jahr		≈ 31,7 Mrd €		
Aus dem Netz gezogen (Flotte)		≈ 665 TWh		
Ins Netz zurückgespeist (Flotte)		≈ 566 TWh		
Monat	Zyklen/Tag	Gewinn/EV €	Flotte Mio€	€/Zyklus
Jan	1.86	49.8	1994	0.86
Feb	1.84	41.4	1654	0.8
Mär	2.09	79.3	3173	1.23
Apr	2.65	86.1	3446	1.09
Mai	3.19	90.4	3615	0.91
Jun	3.42	88.4	3536	0.86
Jul	1.8	56	2239	1
Aug	2.4	74.2	2967	1
Sep	2.57	97.8	3914	1.27
Okt	2.52	65.2	2608	0.83
Nov	1.62	39.9	1595	0.82
Dez	1.38	24.8	990	0.58
Methode: lineares Optimierungsmodell je Monat mit perfekter Preis-Voraussicht. Es lädt/entlädt nur, wenn der Verkaufspreis den Kaufpreis inkl. Bt				
Damit ist genau deine Logik abgebildet: an einer Windnacht wird nur geladen, wenn der Folgeverkauf lohnt; sonst wartet das EV auf ein günstiger				
Perfekte Voraussicht = theoretischer Oberwert; reale Prognosen erreichen ~80–90% davon.				
Preis-Taker-Annahme: die Flotte beeinflusst den Preis NICHT. In Realität würden 40 Mio EVs die Spreads stark glätten (die Arbitrage begrenzt sic				
Ohne Netzentgelte, Steuern, Umlagen, Marktzugang und Batterie-Degradation (832 Zyklen/Jahr sind für die Batterie viel).				

Einordnung: Das Optimierungsmodell rechnet bei perfekter Voraussicht der Day-Ahead-Preise und unterstellt, dass das Fahrzeug beziehungsweise die Flotte als Preisnehmer handelt. Unter diesen idealisierten Bedingungen erreicht es 2,28 Vollzyklen pro Tag, rund 832 Zyklen pro Jahr und etwa 793 EUR je EV und Jahr. Die perfekte Voraussicht, die hohe Zykluszahl und die Preisnehmerannahme kennzeichnen den Wert ausdrücklich als theoretische Obergrenze.

Bedeutung für abacus: Strategisch interessant ist nicht die 31,7-Mrd.-EUR-Hochrechnung, sondern der Nachweis, dass bereits begrenzte Fahrzeugkapazität einen hohen, zeitlich steuerbaren Systemwert besitzt.

7. Der vollständige Value Stack je aktivem Elektrofahrzeug

Day-Ahead-Arbitrage ist nur eine Wertquelle. Ein tragfähiges V2G-Modell kombiniert ein batterieschonendes Regelenenergie- oder Flexibilitätsprodukt mit begrenzter Arbitrage, standortbezogenem Lastmanagement und weiteren Portfolioeffekten. Alle Werte dieses Kapitels sind deshalb unmittelbar auf ein tatsächlich angeschlossenes, freigegebenes und vermarktbare EV bezogen. Deutsche Gesamtmarktvolumina werden nicht als Fahrzeugerlös dargestellt.

Wertquelle	Realistische Größenordnung	Einordnung
Regelenergieanker (aFRR oder FCR)	400,00-900,00 €/EV·Jahr	Leistungsprodukt nach Präqualifikation und Poolbildung; aFRR und FCR sind Alternativen, nicht voll additiv.
Begrenzte Day-Ahead- und Intraday-Arbitrage	400,00-600,00 €/EV·Jahr	Nur in freien Zeitfenstern und innerhalb eines festen Zyklusbudgets; das 25/5/20-Profil ergibt bei den verwendeten Durchschnittspreisen 526,94 €/EV·Jahr reine Brutto-Arbitragemarge.
Peak-Shaving / standortbezogene Netzentlastung	50,00-150,00 €/EV·Jahr	Besonders relevant bei Gewerbe, Parkhäusern und begrenzten Netzanschlüssen; tarif- und standortabhängig.
Portfolio- und Bilanzkreisoptimierung	0,00-150,00 €/EV·Jahr	Weniger Ausgleichsenergie, bessere Prognosegüte und geringere Beschaffungsrisiken; nur bilateral bzw. im eigenen Versorgerportfolio monetarisierbar.
Realistisch kombinierter Bruttowert	750,00-1.550,00 €/EV·Jahr	Kein einfaches Aufsummieren der Zeilen; die Bandbreite berücksichtigt konkurrierende Nutzung derselben 11 kW und Batteriekapazität.
Batterie-, Verfügbarkeits- und Vermarktungskosten	-350,00 bis -550,00 €/EV·Jahr	Entschädigung für Degradation, Nichtverfügbarkeit, Aggregation, Handel und Risikovorsorge.
Netto-Systemwert vor Mobilitätsguthaben	400,00-1.000,00 €/EV·Jahr	Verteilbarer Wert für Stromanbieter/Aggregator, abacus und gegebenenfalls weitere Marktrollen.

Wichtig: Die Leistungs- und Energieprodukte konkurrieren um dieselbe Fahrzeugbatterie. Ein EV kann nicht gleichzeitig seine vollständigen 11 kW in aFRR, FCR, Arbitrage und Peak-Shaving vermarkten. eControl muss die Produkte priorisieren und nur freie Leistungs- und Energiefenster weitergeben.

7.2 Bidi4free: Steuerbare Verfügbarkeit als Produkt

Nicht kWh sind unser Produkt - sondern steuerbare Verfügbarkeit.

Der Teilnehmer wird nicht für einzelne eingespeiste Kilowattstunden vergütet. Das Energieguthaben ist die Gegenleistung dafür, dass eControl die Batterie innerhalb vereinbarter Grenzen zeitweise steuern und für Flexibilitätsprodukte bündeln darf.

Das Bonus-/Malus-System übersetzt die für Stromanbieter und Aggregator wertvolle Anschlusszeit in einen einfachen Kundenvorteil. Nutzerreserve, Mindestreichweite, Abfahrtszeit und Sicherheitsgrenzen haben dabei jederzeit Vorrang.

Regel	Energiegutschrift	Zweck
Mindestens 12 Stunden angeschlossen pro Tag	+ 5,00 kWh pro Tag	Grundvergütung für eine verlässlich planbare tägliche Verfügbarkeit.
Jede weitere angeschlossene Stunde	+ 0,20 kWh	Bonus für zusätzliche Flexibilitäts- und Optimierungsfenster.
Jede fehlende Stunde unter 12 Stunden	- 0,10 kWh	Moderater Malus, wenn die vereinbarte Mindestverfügbarkeit unterschritten wird.
Verrechnung	Bonus innerhalb 12 Monaten; Malus innerhalb eines Monats	Der Bonus ist flexibel nutzbar, während Abweichungen zeitnah ausgeglichen werden.
Produktlogik	Verfügbarkeit statt kWh-Verkauf	eControl priorisiert Systemdienste und nutzt nur freie Leistungs- und Energiefenster.

Beispiel bei 87 % Anschlusszeit: Das Fahrzeug ist im Mittel rund 20,88 Stunden pro Tag beziehungsweise etwa 7.620 Stunden pro Jahr verbunden. Daraus ergeben sich rund 6,78 kWh Energieguthaben pro Tag oder etwa 2,48 MWh pro Jahr. Bei konservativ 3 kW steuerbarer Leistung entspricht die Anschlusszeit einem Verfügbarkeitsäquivalent von rund 22,86 MWh pro Jahr. Das ist keine tatsächlich zyklisierte Energiemenge, sondern die über die Zeit bereitgestellte steuerbare Leistung.

Ohne die Nutzer geht die Rechnung nicht auf: Bidi4free belohnt den Umstieg auf das Elektrofahrzeug und das regelmäßige Anschließen - genau die beiden Voraussetzungen, aus denen eine große vermarktbare Fahrzeugflotte entsteht.

7.2.1 25-kWh-Tagesprofil mit 5 kWh Mobilitätsguthaben

Das operative Bidi4free-Tagesprofil setzt einen nutzbaren Energiehub von 25,00 kWh im Fahrzeugakku an. Davon bleiben 5,00 kWh für die tägliche Mobilität des Nutzers reserviert; 20,00 kWh stehen batterieseitig für V2G-Flexibilität zur Verfügung. Das Profil ist keine starre tägliche Zwangsfahrweise, sondern eine maximale Freigabe innerhalb der Nutzer- und Batterieschutzgrenzen.

Energiefluss bei 85,00 % Round-Trip	kWh/Tag	Bedeutung
Netzbezug in günstigen Stunden	27,12	Erforderliche AC-Energie am Ladepunkt.
Ladeverlust	2,12	Bei symmetrisch angenommener Ladeeffizienz von 92,20 %.
Im Akku zusätzlich verfügbar	25,00	Nutzbare täglicher Energiehub im Fahrzeugakku.
Mobilitätsguthaben des Nutzers	5,00	Täglicher Fahrstrom; rund 12.166,67 km/Jahr bei 15,00 kWh/100 km.
Batterieenergie für V2G	20,00	Batterieseitig für die Rückspeisung freigegebene Energie.
Entladeverlust	1,56	Verlust bei der Rückspeisung über den bidirektionalen Onboard-Charger.
Rückspeisung in das Netz	18,44	Vom Stromanbieter vermarktbarer AC-Energie.
Nettobezug aus dem Netz	8,68	5,00 kWh Mobilität plus rund 3,68 kWh Umwandlungsverluste.

Wichtig ist die Systemgrenze: 25,00 kWh bezeichnen hier die zusätzlich im Akku verfügbare Energie, nicht den Strombezug am AC-Ladepunkt. Bei einem symmetrisch angesetzten Round-Trip-Wirkungsgrad von 85,00 % müssen am Ladepunkt rund 27,12 kWh bezogen werden. Von den 20,00 kWh batterieseitiger V2G-Energie gelangen rund 18,44 kWh zurück ins Netz. Die Differenz besteht aus Lade- und Entladeverlusten; eine gleichzeitige Ladung und Rückspeisung findet nicht statt.

7.3 Wirkungsgrad: 85 % sind eine sinnvolle Basis, aber zu messen

Ein Round-Trip-Verlust von 15,00 % ist als vorsichtige Basisannahme verwendbar, darf aber nicht als fester Serienwert verstanden werden. Ladegerät, Leistungselektronik, Leitungen, Kühlung und Stand-by-Verbrauch wirken in beiden Richtungen. Das Papier führt deshalb 80,00 %, 85,00 % und 90,00 % als Sensitivität; der reale Wert ist am konkreten AC-BPT-Fahrzeug und bei der tatsächlich genutzten Leistung zu messen.

Round-Trip-Wirkungsgrad	Netzbezug	Netzurückspeisung	Gesamtverlust
80,00 %	27,95 kWh/Tag	17,89 kWh/Tag	5,06 kWh/Tag
85,00 % - Basisfall	27,12 kWh/Tag	18,44 kWh/Tag	3,68 kWh/Tag
90,00 %	26,35 kWh/Tag	18,97 kWh/Tag	2,38 kWh/Tag

7.4 Was nach 5 kWh täglichem Fahrstrom für Stromanbieter und abacus verbleibt

Die folgende Rechnung verwendet die Durchschnittswerte des 2025-Referenzmodells: 44,00 €/MWh Einkauf in günstigen Stunden und 143,00 €/MWh Verkauf in teuren Stunden. Sie bildet das praktische 25/5/20-Profil ab: 25,00 kWh zusätzlicher Akkuinhalt, 5,00 kWh Mobilitätsguthaben und 20,00 kWh batterie-seitige V2G-Flexibilität. Regelenergie, Peak-Shaving und weitere Wertquellen sind darin noch nicht enthalten.

Tägliche Energiehandelsrechnung	pro Tag	pro Jahr
Einkauf 27,12 kWh zu 44,00 €/MWh	1,19 €	435,49 €
Verkauf 18,44 kWh zu 143,00 €/MWh	2,64 €	962,43 €
Brutto-Arbitragemarge nach Fahrstrom und Verlusten	1,44 €	526,94 €
Mobilitätsguthaben des Nutzers	5,00 kWh	1.825,00 kWh
Batterie-seitige V2G-Flexibilität	20,00 kWh	7.300,00 kWh
Hinweis	bereits berücksichtigt	kein zweiter Fahrstromabzug

Das Mobilitätsguthaben von 5,00 kWh wird in dieser Rechnung nicht nachträglich ein zweites Mal abgezogen: Es ist bereits Bestandteil des gesamten Ladebezugs von 27,12 kWh. Nach dem Verkauf von 18,44 kWh verbleiben beim Fahrzeug 5,00 kWh Fahrenergie; zusätzlich fallen rund 3,68 kWh Umwandlungsverluste an. Die resultierende reine Brutto-Arbitragemarge ist damit bereits „nach Fahrstrom und Verlusten“ ausgewiesen.

Aufteilung der reinen Arbitragemarge je EV/Jahr	Konservativ	Normal	Stark
Brutto-Arbitragemarge nach Fahrstrom und Verlusten	526,94 €	526,94 €	526,94 €
abacus-Anteil	20,00 %	27,50 %	35,00 %
abacus-Erlös vor eigenen Kosten	105,39 €	144,91 €	184,43 €
Stromanbieter/Aggregator vor eigenen Kosten	421,55 €	382,03 €	342,51 €
Zusätzliche Value-Stack-Erlöse	nicht enthalten	nicht enthalten	nicht enthalten

Die Aufteilung ist eine Geschäftsmodellannahme, keine Marktgarantie. Der Stromanbieter trägt daraus noch Bilanzkreis-, Handels-, Präqualifikations-, Kunden-, Mess- und Risikokosten; abacus trägt Plattformbetrieb, Kommunikation, Abrechnung, Service und Vertrieb. Die Kundenzusage „5 kWh pro Tag“ darf nur für tatsächlich angeschlossene und freigegebene Tage gelten oder muss über ein Jahresguthaben mit Bonus-/Malus-Regel abgesichert werden.

7.5 Zusätzlicher Wert für Stromanbieter und Stromsystem

Zusätzliche Wertquelle	Nutzen	Monetarisierung
Vermiedene Starts fossiler Spitzen- und Reservekraftwerke	Weniger Anfahrstoff, Mindestlastbetrieb, Verschleiß und erfolglose Starts; schnell verfügbare EV-Leistung kann kurze Spitzen abdecken.	Nur direkt beim Anbieter wirksam, wenn dessen Beschaffungs- oder Erzeugungsportfolio diese Kosten tatsächlich vermeidet.
Eingesparter Brennstoff	Geringerer Gas-, Kohle- oder Ölverbrauch in Hochpreis- und Engpassstunden.	Teilweise bereits im Strompreis, Redispatch oder Portfolioergebnis enthalten; nicht doppelt addieren.
Vermiedene CO₂ -Zertifikate	Weniger fossile Erzeugung reduziert den Bedarf an EU-ETS-Zertifikaten.	Wert hängt vom verdrängten Kraftwerk, dessen Emissionsfaktor und dem Zertifikatspreis ab; keine pauschale EV-Vergütung.
Bilanzkreis- und Prognoseoptimierung	Weniger Ausgleichsenergie und geringere Abweichung zwischen Beschaffung und Verbrauch.	Bilateraler Portfolioeffekt beim Versorger oder Aggregator.
Redispatch und lokale Netzengpässe	Standortbezogene Lastaufnahme oder Rückspeisung kann Engpassmaßnahmen reduzieren.	Heute überwiegend fallweise, pilot- oder regulierungsabhängig.
Vermiedener Netzausbau und Anschlussleistung	Spitzen werden begrenzt und bestehende Infrastruktur besser genutzt.	Meist System- oder Standortwert; nur über Verträge, Tarife oder Anschlusskosten an EV-Flotten weiterzugeben.

Diese Werte sind real, aber nicht automatisch zusätzliche Erlöse. Brennstoff, CO₂, Strompreis, Redispatch und Bilanzkreis können denselben vermiedenen Kraftwerkseinsatz aus unterschiedlichen Blickwinkeln beschreiben. In einer belastbaren Erlösrechnung darf derselbe Effekt nur einmal angesetzt werden.

7.6 Konsequenz für das abacus-Geschäftsmodell

abacus sollte den Kundennutzen nicht ausschließlich aus Arbitrage finanzieren. Das robuste Modell kombiniert: (1) Hardware- und Retrofit-Marge, (2) laufende eControl-, Mess- und Betriebsgebühren, (3) einen vertraglichen Anteil an realisierten Flexibilitätserlösen und (4) eine Beteiligung an nachweisbaren standort- oder portfoliospezifischen Einsparungen. Bidi4free ist dabei das verständliche Endkundenversprechen; intern muss jeder Tag über Fahrbedarf, Wirkungsgrad, verfügbare Leistung, Marktwert und Kosten freigegeben werden.

8. Was die Tabellen gemeinsam beweisen

Die Tabellen ergeben eine konsistente Kausalkette: Solar senkt die Residuallast mittags; die Netzlast steigt morgens und abends; die Börsenpreise spiegeln diese Knappheit; ein preisbasierter Algorithmus lädt deshalb überwiegend mittags und speist überwiegend in Morgen- und Abendspitzen zurück. Wirtschaftlicher Anreiz und energiewirtschaftliche Systemwirkung fallen weitgehend zusammen.

Der zentrale Nachweis

V2G ist nicht lediglich „billig kaufen und teuer verkaufen“. Es ist eine technische Methode, erneuerbare Energie aus Stunden niedriger Residuallast in Stunden hoher Residuallast zu verschieben und gleichzeitig marktliche Erlöse zu erschließen.

Die Modelle beantworten unterschiedliche Fragen. Das 40-kWh-Ein-Zyklus-Modell zeigt die zeitliche Logik und eine bewusst hoch angesetzte Obergrenze. Das optimierte Mehrfachzyklusmodell zeigt die theoretische Flexibilitätssichte bei perfekter Preiskennntnis und hoher Zyklisierung. Der Bidi4free-Zyklus bildet dagegen einen praktischeren Kundentag mit 25,00 kWh nutzbarem Akkuhub, 5,00 kWh Fahrstrom und 20,00 kWh batterie-seitiger Rückspeiseflexibilität ab. Für externe Kommunikation muss stets eindeutig genannt werden, welches Modell und welche Systemgrenze verwendet werden.

9. Wie abacus die EU-Ziele praktisch umsetzen kann

EU- beziehungsweise Marktbedarf	Beitrag von abacus
Private, interoperable Ladepunkte	AC-Ladeinfrastruktur und eControl für Mehrfamilienhäuser, Tiefgaragen, Parkhäuser und Firmenstellplätze.
Kostengünstige Bidirektionalität	11-kW-AC-BPT nutzt die Leistungselektronik im Fahrzeug und vermeidet eine teure DC-Einheit an jedem Stellplatz.
Retrofit des Bestands	Adapter- und Kontrollschicht zur Weiternutzung bestehender AC-Ladeumgebungen.
Messung und Nachweis	MID-konforme Messung, fortlaufende Erfassung, Logging und Zuordnung je Nutzer beziehungsweise Fahrzeug.
Gebäude- und Netzgrenzen	Echtzeit-Lastmanagement, Phasenüberwachung, Priorisierung, Reserve und sicherer Fallback.
Interoperabilität	ISO 15118-20, PLC, Modbus/EMS sowie OCPP-/OCPI-nahe Backendprozesse.
Aggregatoranbindung	Übertragung steuerbarer, gemessener Leistung an Energiehandel und Flexibilitätsmärkte.
Offenes Ökosystem	Herstellerübergreifende Ausführungsebene statt geschlossener Fahrzeug-Ladepunkt-Kombinationen.

Positionierung

Nicht: „abacus baut eine weitere Wallbox.“ **Sondern:** „abacus erschließt private und bestehende AC-Ladeinfrastruktur als interoperablen europäischen Flexibilitätsspeicher.“

10. Geschäfts- und Systemwert für abacus

Wertquelle	Monetarisierung und Rolle von abacus
Day-Ahead- und Intraday-Arbitrage	Direkter Markterlös aus zeitlicher Energieverschiebung; abacus liefert Steuerung, Messung und Abrechnung.
FCR, aFRR und mFRR	Leistungs- und Arbeitsvergütung nach Präqualifikation; Vermarktung über einen Aggregator und nur für verlässlich verfügbare Poolleistung.
Peak-Shaving und atypische Netznutzung	Kundenseitige Einsparung durch Begrenzung von Leistungs- und Anschlusspeaks; standort- und tarifabhängig.
PV-Eigenverbrauch und dynamische Tarife	Vermeidung teuren Netzbezugs und Nutzung günstiger beziehungsweise erneuerbarer Stunden.
Bilanzkreis- und Portfoliooptimierung	Verringerung von Ausgleichsenergie und Prognosekosten beim Energieversorger oder Aggregator; bilateral zu vergüten.
Lokale Flexibilität und Redispatch	Standortbezogene Entlastung von Netzengpässen; heute überwiegend projekt-, pilot- oder regulierungsabhängig.
Vermiedene Abregelung, Netzverluste und Netzausbau	Hoher Systemwert, aber derzeit meist kein unmittelbar dem einzelnen EV zurechenbarer Zahlungsstrom.
Kapazität, Blindleistung und Resilienz	Künftige oder bilaterale Erlösfelder; technische Vorbereitung sinnvoll, Erlös heute nicht allgemein zusagbar.
Messung, Aggregation und Abrechnung	Voraussetzung für jede Vergütung: nachweisbare Leistung, Energie, Verfügbarkeit, Nutzerfreigabe und Standortbezug.
Plattform und Service	Wiederkehrende Erlöse aus eControl, Betrieb, Monitoring, Abrechnung und Schnittstellen zu Aggregatoren und Energiepartnern.
Vermiedene fossile Kraftwerksstarts, Brennstoff und CO₂	Portfolio- und Systemwert durch geringere Spitzen- und Reserveerzeugung; nur monetarisierbar, soweit der Stromanbieter diese Kosten tatsächlich trägt oder vertraglich vergütet bekommt. Keine Doppelzahlung mit Strompreis, Redispatch oder Bilanzkreiswert.

Der langfristige Wert entsteht aus Hardware, eControl, Messung und Aggregation. Allein das dargestellte 25/5/20-Energiehandelsprofil erzeugt bei den verwendeten Durchschnittspreisen eine rechnerische Brutto-Arbitragemarge von 526,94 € je aktivem EV und Jahr - bereits nach 5,00 kWh täglichem Fahrstrom und den angesetzten Umwandlungsverlusten. Bei einem abacus-Anteil von 20,00 bis 35,00 % entspräche dies 105,39 bis 184,43 € je EV und Jahr für abacus; beim Stromanbieter beziehungsweise Aggregator verblieben vor dessen eigenen Kosten 342,51 bis 421,55 €. Zusätzliche Erlösquellen können den Wert erhöhen, dürfen aber nur addiert werden, wenn Leistung und Energie nicht zeitgleich bereits anderweitig gebunden sind.

11. Strategische Prioritäten und Grenzen

1. End-to-End-Test mit einem realen ISO-15118-20-fähigen AC-bidirektionalen Fahrzeug durchführen.
 2. 11-kW-Laden und Rückspeisen unter definierten Gebäude-, Phasen- und Anschlussgrenzen nachweisen.
 3. MID-Messung, Logging und Abrechnungspfad revisionsfähig dokumentieren.
 4. Nutzerreserve, Abfahrtszeit, Mindestreichweite und Zyklusbudget verbindlich in die Steuerung integrieren.
 5. Preis-, Erzeugungs- und lokale Netzsignale getrennt testen und anschließend kombinieren.
 6. Retrofit eines bestehenden AC-Ladepunkts demonstrieren.
 7. Interoperabilität mit mehreren Fahrzeug- oder Backendkonfigurationen validieren.
 8. Erlös- und Rollenmodell zwischen Fahrzeughalter, Standort, Aggregator, Energieversorger und abacus definieren.
- Bidi4free-Tagesbilanz mit 25,00 kWh nutzbarem Akkubehälter, 5,00 kWh Fahrstrom und 20,00 kWh batterie-seitiger V2G-Flexibilität als separates Produktprofil implementieren.
- Round-Trip-Wirkungsgrad und Nebenverbrauch am realen Fahrzeug über verschiedene Leistungsstufen messen; 80,00 %, 85,00 % und 90,00 % als Sensitivitäten führen.
- Provider-Nutzen aus vermiedenen Kraftwerksstarts, Brennstoff, CO₂ und Bilanzkreisabweichungen nur portfoliospezifisch und ohne Doppelzählung quantifizieren.
- Die 2025-Tabellen und die Wertquellen-Matrix sind eine überzeugende strategische Begründung, aber keine vollständige Investitions- oder Erlösrechnung. Vor einer externen Zusage müssen alle 8.760 Stunden, lokale Netzrestriktionen, Anschlusswahrscheinlichkeiten, Präqualifikationsanforderungen, Marktsättigung, Endkundenabgaben, Aggregationskosten und Batteriegrenzen berücksichtigt werden.

Priorität 2026/2027

Nicht die maximale theoretische Arbitrage demonstrieren, sondern den belastbaren End-to-End-Nachweis: kompatibles Fahrzeug, AC-BPT, sichere Stellplatzsteuerung, MID-Messung, Nutzerreserve, Interoperabilität, Abrechnungspfad und skalierbares Retrofit.

12. Gesamtzusammenfassung

Der EU-Elektrifizierungs-Aktionsplan schafft erstmals einen belastbaren politischen und regulatorischen Zeitpfad für eine breite V2G-Nutzung. Bis Ende 2027 sollen interoperable V2G-Anforderungen für neue Elektrofahrzeuge festgelegt werden, die ab 2030 im EU-Binnenmarkt bereitgestellt werden. Parallel sollen die technischen Spezifikationen für öffentliche und private Ladepunkte bidirektionale Ladefähigkeit und Interoperabilität absichern. Sandboxes, Living Labs, Demonstrationsprojekte und europäische Finanzierungsinstrumente sollen den Übergang vom Pilot zur industriellen Anwendung beschleunigen.

Für abacus ist dies ein direkter Marktöffner. Die zentrale Lücke liegt nicht allein im Fahrzeug, sondern am regelmäßig genutzten privaten Stellplatz: Erst dort wird die Batterie messbar, steuerbar, in Gebäude- und Netzgrenzen integrierbar und für einen Aggregator vermarktbar. Mit 11-kW-AC-BPT, Retrofit-Adapter, MID-Messung, eControl, Simulator und Aggregatorsanbindung adressiert abacus genau diese Ausführungsebene für Mehrfamilienhäuser, Tiefgaragen, Quartiere und Firmenstellplätze.

Die Stromdaten 2025 zeigen den energiewirtschaftlichen Bedarf. Solar senkt die Residuallast vor allem mittags, während Netzlast und Preise häufig morgens und abends steigen. Preisoptimierte Lade- und Rückspeisefenster sind deshalb grundsätzlich systemdienlich. Die Modellrechnungen belegen das technische und wirtschaftliche Potenzial, dürfen jedoch nicht als garantierte Erlöse verstanden werden. Das Ein-Zyklus-Modell ist eine anschauliche Obergrenze; das Mehrfachzyklusmodell arbeitet bei perfekter Voraussicht und zeigt eine theoretische Flexibilitätsdichte, nicht den realen Standardbetrieb eines Privatfahrzeugs. Zusätzlich gab es 573 Negativpreisstunden; 74,17 % davon lagen zwischen 11 und 15 Uhr. Im praxisnäheren 25/5/20-Tagesbacktest entfielen 265,25 EUR beziehungsweise 52,43 % der modellierten Jahresarbitrage auf Tage mit mindestens einer strikt negativen Preisstunde.

Das tragfähige Geschäftsmodell entsteht aus einem Value Stack: Hardware- und Retrofit-Marge, laufende eControl-, Mess- und Betriebsgebühren, Beteiligung an realisierten Flexibilitäts- und Systemdienstleistungserlösen sowie standortbezogene Einsparungen. Day-Ahead-Arbitrage ist nur ein Baustein. Regelenergie, Peak-Shaving, Bilanzkreisoptimierung, lokale Flexibilität, vermiedene Abregelung und die teilweise Vermeidung fossiler Spitzenlast können zusätzlichen Wert schaffen, müssen aber portfoliospezifisch und ohne Doppelzählung bewertet werden.

Ohne die Nutzer geht die Rechnung nicht auf. Die erforderliche Speicherflotte entsteht nur, wenn Menschen auf Elektrofahrzeuge umsteigen und diese regelmäßig anschließen. Bidi4free übersetzt den abstrakten Systemnutzen in einen unmittelbar verständlichen Kundenvorteil: Energieguthaben beziehungsweise stark vergünstigter Fahrstrom als Vergütung für steuerbare Verfügbarkeit. Das Bonus-/Malus-System belohnt lange Anschlusszeiten, schützt zugleich Reichweite und Nutzerkomfort und schafft die planbare Flottenverfügbarkeit, aus der der Unternehmenswert von abacus entsteht.

Die nächste strategische Stufe ist nicht mehr ein kleiner Einzelversuch, sondern ein europäisches End-to-End- und Skalierungsvorhaben: realer AC-BPT-Fahrzeugtest, interoperable PKI- und Autorisierungskette, ElaadNL-Konformitätsprüfung, CE- und Netzanschlussvalidierung, MFH-/Flottenpilot, Pilotserie, Cybersecurity und belastbares Rollen- und Erlösmodell. Damit kann abacus zeigen, dass die von der EU angestrebte V2G-Fähigkeit nicht nur im Fahrzeug vorhanden ist, sondern in der bestehenden privaten Ladeinfrastruktur praktisch und wirtschaftlich nutzbar wird.

Gesamtpositionierung

abacus baut nicht lediglich eine weitere Wallbox. abacus erschließt private und bestehende AC-Ladeinfrastruktur als interoperablen, steuerbaren europäischen Flexibilitätsspeicher - und verbindet den regulatorischen V2G-Hochlauf mit einem konkreten Nutzen für Nutzer, Stromanbieter, Gebäude und Stromsystem.