

Börsenpreise, Strommüll und staatliche Kostenfallen

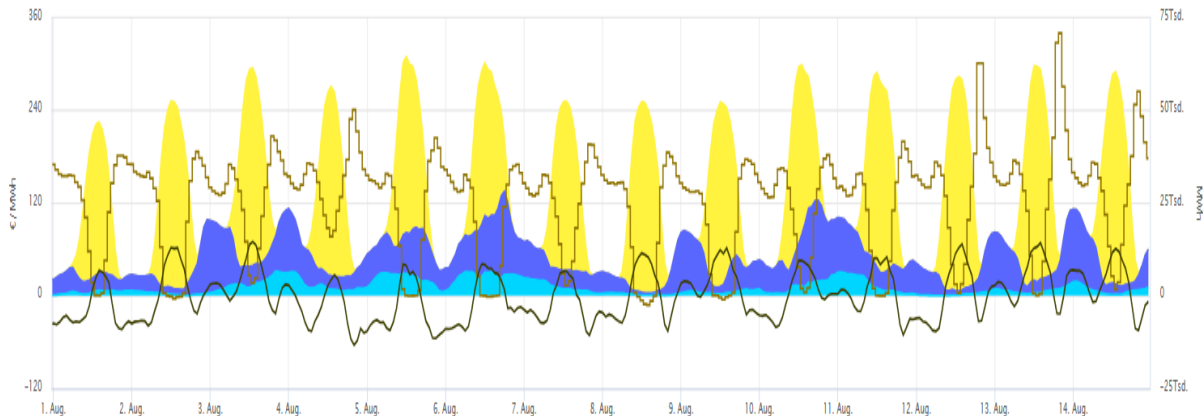
Dr. Ludger Walther, Dr. Ellen Walther-Klaus

ansprechpartner@energie-gewendet.de

Inhalt

Zeitreihen-Grafik der Marktdaten	3
1. Die fundamentale Entkopplung von Preis und Produktion	3
2. Das Verlustgeschäft im Außenhandel („Stromexport als Kostenfalle“)	3
3. Marktversagen durch staatliche Interventionsgarantien	4
4. Die systemischen Folgen für Netz und Gesetzgebung	5
5. Die systemischen und ökonomischen Folgen für das Gesamtsystem	5
Die rechtliche Verschärfung: Der Regierungsentwurf zum „EEG 2027“	7
Fazit: Die physikalische und ökonomische Sackgasse der Energiewende	9

Zeitreihen-Grafik der Marktdaten



Eine Analyse der Marktdaten der Bundesnetzagentur (SMARD) vom 01.08.2026 bis 14.08.2026.¹

Die Zeitreihen: **Hellblau** Wind_{offshore}; **dunkelblau** Wind_{onshore}; **gelb** PV, **hellbraun gestuft** Day-Ahead-Börsenstrompreise; **dunkelgrau** Export-Import

1. Die fundamentale Entkopplung von Preis und Produktion

Die vorliegenden Marktdaten zeigen eine **nahezu perfekte inverse Korrelation** zwischen der Einspeisung erneuerbarer Energien (insbesondere Photovoltaik zur Mittagszeit) und dem Day-Ahead-Börsenstrompreis:

- **Hohe Einspeisung → Niedriger/Negativer Börsenpreis:** Sobald die gelbe PV-Kurve und die blauen Wind-Kurven Peak-artig ansteigen, stürzt der Börsenpreis (gestufte obere Linie) massiv ab und wird sogar negativ.
- **Niedrige Einspeisung → Hoher Börsenpreis:** In den Nachtstunden oder bei Flaute schießen die Preise nach oben, da teurere, regelbare Kraftwerke den Bedarf decken müssen.

2. Das Verlustgeschäft im Außenhandel („Stromexport als Kostenfalle“)

Der Export- und Import-Verlauf (untere Linie) verdeutlicht das wirtschaftliche Paradoxon des aktuellen Systemdesigns:

- **Export bei Überfluss:** Ist die Linie positiv, erzeugen Wind und PV weit mehr Strom, als das deutsche Netz zeitgleich verbrauchen kann. Da dieser Strom fließen muss, wird er zu **extrem niedrigen oder negativen Preisen ins Ausland gedrückt**. Deutschland zahlt in diesen Momenten größtenteils dafür, dass Nachbarländer den Strom abnehmen.
- **Import bei Mangel:** Ist die Linie negativ, ist Deutschland auf Importe angewiesen. Dies geschieht genau dann, wenn die Preise an der Börse hoch sind.

¹ Diese Zeitreihe wiederholt sich in schöner Regelmäßigkeit in den sogenannten „Hellbrisen“

Marktsituation	Börsenstrompreis (Day-Ahead)	Physische Auswirkung (Netz / Außenhandel)	Wirtschaftliche Folge (Steuerzahler / Verbraucher)
Hohe EE- Einspeisung (Starker Wind & viel Sonne zur Mittagszeit)	Extrem niedrig / Negativ (Teilweise weit unter 0 €/MWh)	Massiver Stromüberschuss: Strommüll muss gezwungenermaßen in das Ausland exportiert oder per Redispatch weggeregelt werden.	Verlustgeschäft & hohe Kosten: Deutschland zahlt dem Ausland Geld für die Stromabnahme. Differenzkosten zu den garantierten Einspeisevergütungen für Kleinanlagen bzw. den anzulegenden Werten für Großanlagen belasten den Bundeshaushalt (Subventionen).
Niedrige EE- Einspeisung (Dunkelflaute, Nachtstunden, Windstille)	Sehr hoch (Spitzenpreise durch teure fossile/konventionelle Kraftwerke)	Akuter Strommangel: Inländische Erzeugung reicht nicht aus. Deutschland ist zwingend auf Stromimporte angewiesen.	Teurer Einkauf: Strom muss zu Höchstpreisen aus dem Ausland importiert werden. Endkundenpreise bleiben dauerhaft auf hohem Niveau stabil.

Man beachte die Differenzierung zwischen Klein- und Großanlagen.

Das System agiert nach dem Prinzip „*Teuer einkaufen, billig (oder mit Draufzahlung) verschenken*“.

Die politische Behauptung, Deutschland profitiere wirtschaftlich rein von der Menge seiner Stromexporte, wird durch die harten Preisdaten widerlegt. Die finanzielle Zeche zahlt der Verbraucher über Steuern, Netzentgelte und Stromkosten.

3. Marktversagen durch staatliche Interventionsgarantien

In einem funktionierenden, freien Markt regeln Angebot und Nachfrage den Preis. Das deutsche Stromsystem hebt diese Mechanismen durch das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** aus:

Warum Produzenten nicht freiwillig drosseln

Anlagenbetreiber von Großanlagen erhalten über das Marktprämienmodell den „**anzulegenden Wert**“ (eine feste gesetzliche Vergütung). Liegt der Börsenpreis darunter, gleicht der Staat, also der Steuerzahler, die Differenz aus. Ein wirtschaftlicher Anreiz zur Abschaltung bei Überangebot existiert für Großanlagen erst, wenn der Börsenpreis über mehrere Stunden **negativ** ist (Ausschluss der Marktprämie nach den jeweils gültigen EEG-Regeln).

Warum Endkunden nicht profitieren

Obwohl die Börsenpreise zeitweise im Keller sind, spüren Verbraucher kaum eine Entlastung. Die Differenz zwischen dem niedrigen Börsenwert und den garantierten Vergütungen der Betreiber wird seit dem Wegfall der EEG-Umlage direkt aus dem **Bundeshaushalt (Klima- und Transformationsfonds, KTF)** subventioniert – also über die Steuergelder der Bürger. Der vermeintlich „billige“ Strom wird somit über die Steuererklärung teuer bezahlt.

4. Die systemischen Folgen für Netz und Gesetzgebung

A. Netzüberlastung und der „Redispatch-Wahnsinn“

Weil der Ausbau der Stromautobahnen (Nord-Süd-Trassen) dem rasanten Zubau an Erneuerbaren hinterherhinkt, kann der erzeugte Strom oft nicht abtransportiert werden.

- **Die Praxis (Redispatch 2.0):** Die Übertragungsnetzbetreiber müssen Anlagen zwangsweise abregeln, um Netzzusammenbrüche zu verhindern.
- **Das Entschädigungsparadoxon:** Die Betreiber erhalten für diesen **nicht produzierten Strom** eine Entschädigung (sog. „Ausfallarbeit“), die nahezu ihrem normalen Ertrag entspricht. Die Kosten hierfür werden auf die **Netzentgelte** umgelegt, was die Stromrechnung der Endkunden weiter in die Höhe treibt. Das Management dieser Eingriffe leidet unter massiver bürokratischer Überlastung.

B. Gesetzgeberischer Notlauf: Das geplante „EEG 2027“

Das Problem des „steuerlich subventionierten Stromüberschusses“ hat inzwischen solche Dimensionen erreicht, dass der Gesetzgeber mit der Reform zum **EEG 2027** (insb. § 10b) reagieren muss.

- **Erweiterte Abschaltrechte:** Bisher durften Anlagen meist nur bei *Netzengpässen* (physische Überlastung der Leitung) abgeregelt werden.
- **Vermeidung von Börsenproblemen:** Mit den neuen Regelungen erhalten Direktvermarkter und Netzbetreiber Werkzeuge, um Anlagen auch bei *rein wirtschaftlichen und absatzseitigen Überkapazitäten* regulativ aus dem Markt zu nehmen. Ziel ist es, das unkontrollierte „Ballern“ in ein ohnehin gesättigtes europäisches Netz zu stoppen und die explodierenden Subventionskosten des Bundeshaushalts einzudämmen.

5. Die systemischen und ökonomischen Folgen für das Gesamtsystem

Aus dieser massiven Marktverzerrung und der Entkopplung von Erzeugung und Marktpreis ergeben sich vier gravierende Fehlentwicklungen:

A. Fehlende ökonomische Steuerungssignale für Betreiber

Aufgrund der staatlichen Garantiepreise besitzen Anlagenbetreiber („Wind- und Solarinvestoren“) **keinerlei wirtschaftlichen Anreiz, ihre Produktion an den tatsächlichen Bedarf anzupassen**. Die logische Marktregel, bei sinkenden Preisen das Angebot zu drosseln, greift nicht. Die einzige wirksame Ausnahme im aktuellen System stellt eine langanhaltende Phase negativer Börsenpreise dar, bei der die Marktpremie temporär aussetzt (siehe Punkt 4 A). Außerhalb dieser Phasen wird unabhängig vom Bedarf maximal eingespeist.

B. Der „Export-Katalysator“ für unkontrollierte Überproduktion

Der gesetzlich verankerte **Einspeisevorrang** zwingt das Netz dazu, jede erzeugte Kilowattstunde Grünstrom vorrangig aufzunehmen. Da dieser Strommengen-Zuwachs den deutschen Binnennachfrage-Bedarf bei hoher EE-Einspeisung massiv übersteigt, entsteht eine strukturelle Überproduktion. Dieser überschüssige Strom muss – oft unter Zuzahlung von Strafgebühren (negativen Preisen) – in die Netze der europäischen Nachbarländer gedrückt werden. Es findet eine De-facto-Verklappung von steuerlich subventioniertem Überschussstrom zu Lasten des deutschen Haushalts statt.

C. Das logistische und finanzielle Debakel des „Redispatch 2.0“

Da die physikalische Transportkapazität der Übertragungs- und Verteilnetze (insbesondere auf den Nord-Süd-Trassen) mit der rasant steigenden Erzeugung nicht Schritt hält, droht ohne Eingriff die Netzüberlastung.

- **Die Praxis:** Netzbetreiber müssen in rasant steigendem Maße Notabschaltungen (Abregelungen) vornehmen, um großflächige Blackouts zu verhindern.
- **Das Entschädigungs-Paradoxon:** Die Betreiber werden für diese sogenannte *Ausfallarbeit* finanziell so gestellt, als hätten sie den Strom regulär erzeugt und eingespeist.
- **Die Administration:** Die organisatorische Abwicklung dieses hochkomplexen „Redispatch 2.0“ über alle Netzebenen hinweg erweist sich in der Praxis als bürokratisches und technisches Chaos. Die explodierenden Entschädigungskosten werden vollständig auf die Netzentgelte umgelegt und verteuern den Strompreis für Endverbraucher massiv. Der Aufbau und das Management des sogenannten „Redispatch 2.0“ ist laut Informationen der Beteiligten Institutionen derzeit das blanke, organisatorische Chaos.²
-

D. Die Sättigung des Auslands und die Notbremse im „EEG 2027“

Mit dem anhaltenden europaweiten Ausbau von Wind- und Solaranlagen schwindet im Ausland zunehmend die technische und wirtschaftliche Kapazität, den ungesteuerten deutschen Überschussstrom überhaupt noch aufzunehmen. Um das unkontrollierte Einspeisen bei mangelnden Absatzmöglichkeiten zu stoppen, sieht der **Entwurf zum EEG 2027 (§ 10b Abs. 2)** eine grundlegende Erweiterung vor:

- **Vom Netzengpass zum Börsengpass:** Künftig dürfen Abregelungen nicht mehr nur bei rein *physischen Netzproblemen* erfolgen.
- **Zwangsabschaltung durch Direktvermarkter:** Den Vermarktern werden gesetzliche Werkzeuge in die Hand gegeben, um Anlagen bei akuten *Börsenproblemen* – sprich: wenn der Strom im Ausland weder verschenkt noch verkauft werden kann – zwangsweise abzuregeln. Damit versucht der Gesetzgeber im Nachgang, die ungesteuerte Überproduktion administrativ zu deckeln, um einen Kollaps der Haushaltskassen zu verhindern.

² <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/redispatch-2-0-ein-holpriger-start-ohne-vielversprechende-aussichten>

Die rechtliche Verschärfung: Der Regierungsentwurf zum „EEG 2027“³

Das Bundeskabinett, noch nicht der Bundestag, hat die umfassende Reform verabschiedet. Der **Regierungsentwurf zum EEG 2027** und das flankierende **Netzanschlusspaket („Netzpaket“)** brechen mit jahrzehntelangen Grundprinzipien, um die Kostenexplosion im Bundeshaushalt einzudämmen.

Der Systemwechsel bei der Einspeisung und Vergütung

- **Das Aus der fixen Einspeisevergütung (§ 19 Abs. 1, § 21 EEG 2027-E):** Für Neuanlagen wird die staatlich garantierte, feste Einspeisungsvergütung für Kleinanlagen konsequent abgeschafft. Sie wird durch eine reine „**Netzbetreiberabnahme**“ ersetzt (befristete Übergangszahlung für max. 36 Monate, die systematisch unter den alten Sätzen liegt). Danach gilt die verpflichtende **Direktvermarktung**.
- Das blinde Einspeisen von Kleinanlagen bei negativen Börsenpreisen
Kleine Anlagenanbieter produzieren auch dann noch weiter, wenn die Börsenpreise schon negativ sind. Das ist aus der Grafik „Analyse der Marktdaten der Bundesnetzagentur“ z.B. am Mittag des 8. Und 9. Augustes 2026 zu sehen. Derzeit bekommen sie noch die volle Einspeisevergütung, sie sind nicht von der Marktpremie abhängig.
- **Kappung von Erzeugungsspitzen (§ 10 b / Peak-Shaving):** Neue Kleinanlagen (unter 25 kW) unterliegen einer permanenten **Kappung der Einspeisespitzen auf 50 %** ihrer installierten Leistung. Der Betreiber muss die restlichen 50 % entweder selbst verbrauchen, in einer eigenen Batterie speichern oder unvergütet abregeln. Die für eine massentaugliche, rechtssichere und fehlerfreie Umsetzung dieser 50%-Kappung notwendige technische Infrastruktur und die standardisierten Geräte **fehlen derzeit auf dem Markt**.
- **Ausweitung des Stopps bei Negativpreisen:** Erhalten Altanlagen bei negativen Börsenpreisen nach einer gewissen Stundenzahl noch Geld, wird die Vergütung bei negativen Preisen für Neuanlagen nun **ab der ersten Viertelstunde** vollständig auf null gestrichen.

Der „Redispatch-Vorbehalt“ in kapazitätsbeschränkten Gebieten

Das Netzpaket führt für Großprojekte (Solar-Freiflächen und Onshore-Wind) in überlasteten Regionen eine einschneidende Klausel ein: den **Redispatch-Vorbehalt**. Netzbetreiber können den Netzanschluss gewähren, behalten sich aber das Recht vor, die Anlage bei regionaler Überlastung **ohne finanziellen Ausgleich (Entschädigung)** abzuregeln. Dies nimmt den Erzeugern das risikolose, staatlich garantierte Geschäftsmodell. Die entsprechende Regelung zum Redispatch-Vorbehalt und dem Verzicht auf den finanziellen Ausgleich in kapazitätslimitierten Netzgebieten ist im Entwurf unter anderem in § 14 Abs. 1d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-E) sowie § 13a Abs. 6 EnWG-E vorgesehen.⁴

³ <https://www.dihk.de/en/newsroom/eeg-amendment-path-to-market-for-renewable-energy-must-become-clearer-185362>
<https://table.media/en/climate/feature/german-grids-package-and-eeg-reform-compromises-reached-on-key-points-of-contention>

⁴ <https://www.gleisslutz.com/de/know-how/update-windenergie-auswirkungen-der-gesetzentwurfe-fuer-netzpaket-und-eeg-2027-auf-windenergievorhaben>

Das Rechenbeispiel: Wie Redispatch & Subventionen die Stromrechnung belasten

Die Kosten des Systems schlagen auf zwei Wegen ein: direkt über die **Netzentgelte auf der Stromrechnung** und indirekt über den **Bundeshaushalt (Klima- und Transformationsfonds, KTF)**, der durch Steuern gespeist wird.

Beispiel A: Die verdeckte Haushalts-Subvention (Marktprämie)

Ein großer Solarpark speist zur Mittagszeit (wie im SMARD-Diagramm zu sehen) ein.

- **Gesetzlicher anzulegender Wert (Garantiepreis):** 70 € / MWh (7 Ct / kWh)
- **Realer Börsenstrompreis (Day-Ahead):** 10 € / MWh (Der Markt ist übersättigt.)
- **Die Rechnung für den Staat:** Der Betreiber verkauft den Strom an der Börse für 10 €.
- Da ihm 70 € zustehen, überweist der Staat die Differenz als Marktprämie:
 $\text{Subvention per MWh} = 70 \text{ €} - (10 \text{ €}) = 60 \text{ €}$
- **Der Schaden:** Für jede Megawattstunde, die als „Strommüll“ ins Ausland abfließt, zahlt der deutsche Steuerzahler **60 € drauf**, während das Ausland Strom fast geschenkt bekommt.

Beispiel B: Das Geisterstrom-Paradoxon (Redispatch 2.0)

Die Leitungen nach Süden sind voll. Ein Windpark im Norden mit 50 Megawatt (MW) Leistung wird vom Netzbetreiber für 4 Stunden zwangsweise abgeschaltet (abgeregelt).

- **Theoretisch entgangene Erzeugung:** 50 MW mal 4 Std. = 200 MWh
- **Vergütungsanspruch (Ausfallarbeit):** Obwohl **keine einzige Kilowattstunde physikalisch erzeugt wurde**, wird der Betreiber entschädigt, als hätte er eingespeist (z. B. mit seinem anzulegenden Wert von 60 € / MWh).
- **Die Rechnung für den Verbraucher:**
 $200 \text{ MWh} \text{ mal } 60 \text{ €} = 12.000 \text{ Entschädigung}$
- **Die Umlage:** Diese 12.000 € für „Geisterstrom“ werden eins zu eins auf die **Netzentgelte** geschlagen. Sie landen direkt auf dem Strompreis-Zettel der Privathaushalte und der Industrie.

Laut Berechnungen von Wirtschaftsorganisationen wie dem [Deutschen Industrie- und Handelskammertag \(DIHK⁵\)](#) führt dieses System dazu, dass die Netzentgelte für Gewerbe und Industrie bis zum Abschluss der Transformation **um schätzungsweise 60 % bis 130 % ansteigen werden**.

⁵ <https://www.dihk.de/en/newsroom/eeg-amendment-path-to-market-for-renewable-energy-must-become-clearer-185362>

Fazit: Die physikalische und ökonomische Sackgasse der Energiewende

Das fundamentale Problem der deutschen Energiewende liegt in mangelndem Verständnis von Physik und technisch Machbarem. Es liegt im **Versuch, die Gesetze der Physik und der Ökonomie per Gesetz auszuhebeln**.

Das aktuelle System erzeugt eine systemische Kostenfalle, aus der die oft angepriesenen technologischen Hoffnungsträger keinen Ausweg bieten können⁶. Das neue Gesetzeswerk doktert lediglich an den Symptomen herum, anstatt die eigentliche Ursache der Misere zu beheben. Die Einführung von Zwangsabschaltungen bei akuten Börsenproblemen gemäß § 10b ist das endgültige Eingeständnis, dass das System kollabiert. Anstatt echten, regulierenden Wettbewerb zuzulassen, wird ein bürokratisches Planwirtschafts-Monster erschaffen, das verwaltetes Chaos produziert. Eine spürbare Kostenreduktion für die Allgemeinheit bleibt dabei weitestgehend aus. Die Streichung von Vergütungen bei Negativpreisen und die pauschale Deckelung von Erzeugungsspitzen schützt zwar kurzfristig den kollabierenden Bundeshaushalt, ruiniert jedoch gleichzeitig die wirtschaftliche Kalkulation künftiger Projekte. Die gewaltige Zeche für den dadurch notwendigen, noch teureren Netzausbau und die massiven administrativen Eingriffe zahlt am Ende ohnehin immer der Bürger über rasant steigende Netzentgelte sowie Steuerabgaben.

Gleichzeitig erweist sich die politische Behauptung, dass Großspeicher, Gaskraftwerke oder Wasserstoff das Problem der volatilen und wetterabhängigen Erzeugung zeitnah sowie bezahlbar lösen könnten, als reine physikalische und technische Illusion. Diese Annahmen scheitern an harten technischen und wirtschaftlichen Realitäten. Großflächige Batteriespeicher sind zwar hervorragend geeignet, um das Netz im Sekundenbereich zu stabilisieren und die Frequenz zu halten, oder um Mittagsspitzen für einige wenige Stunden in den Abend zu verschieben. Sie sind jedoch physikalisch und wirtschaftlich völlig ungeeignet, um als Saisonspeicher zu fungieren. Um eine mehrtägige oder gar zweiwöchige Dunkelflaute im Winter für ganz Deutschland verlässlich zu überbrücken, wären astronomische Batteriekapazitäten im Billionen Euro Bereich nötig. Die Kosten für eine solche Infrastruktur würden die Strompreise vervielfachen und den globalen Rohstoffmarkt vollkommen sprengen.

Auch die vermeintliche Wunderwaffe Wasserstoff und die großskalierte Elektrolyse halten einer wissenschaftlichen Prüfung nicht stand. Die Umwandlung von überschüssigem Strom in Wasserstoff und dessen spätere Rückverstromung in Gaskraftwerken leidet unter einem katastrophalen Wirkungsgrad. Auf dem langen Weg von der Stromerzeugung zur Elektrolyse, über die Speicherung und den Transport bis hin zur anschließenden Verbrennung gehen 60 bis 70 Prozent der ursprünglichen Energie unwiederbringlich verloren. Um denselben realen Endverbrauch an Strom verlässlich zu decken, müsste folglich die dreifache Menge an Wind- und Solaranlagen aufgebaut

⁶ Zwar versucht das neue EEG 2027 die drohende Kostenexplosion mit Regulierungsvorschriften einzudämmen, deren Komplexitätsgrad sprengt jede Grenze der Praktikabilität. Es schafft ein planwirtschaftliches Konstrukt aus hochkomplizierten Verwaltungsvorschriften und noch völlig ungelösten Kontrollmechanismen, dessen technische Anforderungen von der Industrie und dem Handwerk in absehbarer Zeit überhaupt nicht erfüllt werden können.

werden. Die dafür notwendige logistische Infrastruktur existiert weder im Ansatz, noch ist sie für den Endverbraucher jemals bezahlbar darstellbar.

Dadurch entpuppen sich auch die geplanten wasserstofffähigen Gaskraftwerke als reine Backup-Illusion. Um die Versorgungssicherheit bei Flaute und Dunkelheit überhaupt garantieren zu können, muss Deutschland ein komplettes, zweites Kraftwerkssystem auf Basis von fossilen oder synthetischen Gasen parallel betriebsbereit halten. Diese Kraftwerke stehen die meiste Zeit des Jahres still, verursachen aber dennoch immense Bereitstellungs- und Vorhaltekosten über den sogenannten Kapazitätsmarkt. Da sie nur wenige Stunden im Jahr laufen, müssen sie in diesen kurzen Betriebsphasen extrem teuren Strom verkaufen, um sich überhaupt zu amortisieren.

In der Schlussbetrachtung führt die Energiewende in ihrer aktuellen Form zu einer dauerhaften, hochgradig ineffizienten Doppelstruktur. Auf der einen Seite steht ein volatiles Überflusssystem, das bei gutem Wetter wertlosen Stromüberschuss produziert, und auf der anderen Seite ein extrem teures, staatlich subventioniertes Backup-System für Mangelzeiten. Da sich die Gesetze der Physik nicht durch Gesetzeskraft beugen lassen, bleibt der deutsche Bürger der ewige Zahler des Systems. Er subventioniert als Steuerzahler den Bau und die Abregelung der Anlagen, er zahlt als Netzkunde die explodierenden Kosten für die künstliche Netzstabilität im Zuge des Redispatches und er trägt als Verbraucher die weltweit höchsten Strompreise für eine Energieversorgung, deren fundamentale Instabilität durch immer neue planwirtschaftliche Eingriffe wie das EEG 2027 nur mühsam kaschiert werden kann.