

## VCI-POSITION

# Doppelte Hürde für die industrielle Transformation: Hohe Stromkosten und abnehmende Versorgungssicherheit

### Zusammenfassung:

- Die chemische Industrie steht energiepolitisch vor zahlreichen Herausforderungen, die die internationale Wettbewerbsfähigkeit schwächen und Investitionen in die Transformation verhindern. Im Strombereich sind die zwei zentralen Hürden **hohe Stromkosten** und eine **abnehmende Versorgungssicherheit**.
- **Hohe Stromkosten** ergeben sich v.a. aus stark gestiegenen Netzkosten sowie dem EU-ETS, der den Börsenstrompreis indirekt stark beeinflusst.
- Im Bereich der Stromkosten ist eine Fortführung bestehender Entlastungen geboten. Die Strompreiskompensation sollte weiterentwickelt werden. Die Industrie muss frühzeitig bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik eingebunden werden. Eine Entfristung der Stromsteuersenkung muss noch 2024 auf den Weg gebracht werden.
- Die **Versorgungssicherheit** nimmt aufgrund des fortschreitenden Kohleausstiegs sukzessive ab, während sich der Zubau steuerbarer Leistung verzögert.
- Die Sicherung der Stromversorgung erfordert eine schnelle Ausarbeitung der Kraftwerksstrategie und eines technologieoffenen und marktlichen Kapazitätsmechanismus.
- Der Zubau von Erneuerbarer Erzeugung, steuerbarer Leistung, Netzinfrastruktur und Speichern muss beschleunigt und besser koordiniert werden.

## Ausgangslage

Die chemische Industrie steht energiepolitisch im Strombereich vor einer doppelten Herausforderung: Als energieintensive Branche gefährden **im internationalen Vergleich hohe Stromkosten** die Wettbewerbsfähigkeit bzw. ist diese zum Teil bereits nicht mehr gegeben.<sup>1</sup> Zugleich nimmt die nationale **Versorgungssicherheit** im Zuge des abgeschlossenen Kernkraftausstiegs und des fortschreitenden und bis 2030 geplanten Kohleausstiegs ab, während sich der Zubau steuerbarer Leistung verzögert. Neben der steigenden Abhängigkeit von Stromlieferungen aus dem Ausland nimmt damit auch das Risiko von Versorgungsunterbrechungen zu – vor allem in Phasen „kalter Dunkelflauten“ mit sehr niedriger EE-Erzeugung und einem im Kontext der Transformation steigenden Stromverbrauch.

Die Folgen sind bereits heute spürbar: So ging die Chemie- und Pharmaproduktion 2023 um 8 Prozent zurück, die Produktion in der Chemie sogar um 11 Prozent. Die Kapazitäten der Branche

---

<sup>1</sup> Vgl. AFRY-Daten für 2022: [Agora Internationale Strompreisstudie AFRY.pdf \(agora-energiewende.de\)](#)

sind bereits seit mehr als zwei Jahren nicht mehr ausgelastet.<sup>2</sup> Die Schließung von Standorten und eine Abwanderung der energieintensiven Branchen aus Deutschland hätte erhebliche Folgen für die Gesamtwirtschaft. Rund 2,4 Mio. Arbeitsplätze hängen an den energieintensiven Industrien Deutschlands, die direkt und indirekt 242 Mrd. EUR zur Wertschöpfung beitragen.<sup>3</sup> Eine deutliche Zunahme von Carbon Leakage wirkt sich negativ auf den globalen Klimaschutz aus. Schließlich würde sich die Abhängigkeit vom Ausland auf Produkte mit höherer Wertschöpfung verlagern und sich so insgesamt noch problematischer darstellen.

### **Zudem stehen diese Hürden wichtigen Investitionen der Industrie in die Transformation hin zur Klimaneutralität bis 2045 im Weg.**

Das vorliegende Positionspapier fasst diese zentralen energiepolitischen Herausforderungen im Strombereich zusammen und empfiehlt Maßnahmen, um negative Auswirkungen für die Industrie zu vermeiden und eine erfolgreiche Transformation zu ermöglichen. Das Papier konzentriert sich dabei bewusst auf den Strombereich, weist jedoch darauf hin, dass die Transformationshemmnisse der Industrie deutlich weiter reichen: Überbordende Bürokratie und Regulierungsdruck, Fachkräftemangel sowie ein Investitionsstau bei der öffentlichen Infrastruktur und Unsicherheiten bezüglich des Wasserstoffmarkthochlaufs stehen einer nachhaltigen Zukunft ebenso im Weg wie die hier beschriebenen Hürden im Strombereich. Eine Befassung mit diesen Themen würde den Rahmen dieses kompakten Positionspapiers jedoch sprengen.

## **Hürde 1: Keine wettbewerbsfähigen Stromkosten**

Die chemische Industrie in Deutschland sieht sich bereits seit Jahren mit hohen Energie- und vor allem Stromkosten konfrontiert. Im Zuge der Energiekrise hat sich die Preissituation seit Ende 2021 massiv verschärft. Die Stromkosten sind seit 2022 zwar wieder deutlich gefallen, das Stromkostenniveau ist jedoch im Vergleich zu internationalen Wettbewerbsregionen (insbesondere China und USA) nach wie vor nicht wettbewerbsfähig. Ursächlich dafür sind nach dem deutlichen Rückgang der Gaspreise vor allem zwei Kostentreiber: Die Netzentgelte sowie die indirekten Kosten des EU-Emissionshandels.

### **Regulierte Netzentgelte:**

- Die Stromnetzentgelte haben sich zu einem der größten Kostentreiber der Energiewende entwickelt und machen den größten Teil der staatlichen Stromkostenbestandteile aus. Die von der Bundesregierung gestrichene Unterstützung der Netzentgelte für die Strom-Übertragungsnetze in Höhe von 5,5 Mrd. EUR für 2024 hat bereits bis zu einer Verdoppelung der Netzentgeltbelastung geführt. Ein deutlicher Rückgang der Netzentgelte ist nicht absehbar, es ist vielmehr mit einer weiteren Steigerung zu rechnen:
  - Die Kosten für den Netzausbau bis 2045 betragen gemäß vorläufiger Schätzungen der Bundesnetzagentur und des Bundesrechnungshofs ca. 460 Mrd. EUR, wovon über 300 Mrd. EUR für den Ausbau der Übertragungsnetze anfallen. Aufgrund von Prognoseunsicherheiten können die Kosten im Verteilernetzbereich die Schätzung der BNetzA noch einmal deutlich

---

<sup>2</sup> [Stürmische Zeiten für die Branche | VCI](#)

<sup>3</sup> [fiscal-impact-energieintensive-industrien-final.pdf \(vci.de\)](#)

übertreffen. <sup>4</sup> Der Bedarf beim Übertragungsnetzausbau liegt bei rund 14.000 km Hochspannungsleitungen, wovon bislang nur ca. 2.800 km fertiggestellt sind.<sup>5</sup> Ein Großteil dieser Investitionen soll bereits bis 2030 getätigt werden, sodass mittelfristig ein weiterer Anstieg droht.

- Nicht zuletzt aufgrund des unzureichenden Netzausbaus ist der Anteil der Systemdienstleistungen (v.a. Engpassmanagement) an den Netzkosten in den letzten Jahren signifikant gestiegen und liegt derzeit bei ca. 60%. Entlastende Effekte durch rückläufige Redispatchkosten nach erfolgter Fertigstellung großer HGÜ-Trassen greifen voraussichtlich erst mittelfristig und werden zumindest teilweise wieder durch die höheren Netzausbaukosten „konterkariert“. Der Bundesrechnungshof prognostiziert, dass allein die Netzengpasskosten bis 2028 auf 6,5 Mrd. EUR pro Jahr ansteigen werden (im Vergleich zu 1,5 Mrd. EUR im Jahr 2017).
- Die **wirtschaftliche Bedeutung individueller Netzentgelte** nach § 19 Abs. 2 StromNEV hat für die energieintensive Industrie somit noch einmal deutlich zugenommen. Mit dem zu befürchtenden Auslaufen dieser Regelung spätestens mit dem Auslaufen der heutigen StromNEV Ende 2028 droht ein weiterer Kostenschok für Unternehmen, die für ihre Produktionsverfahren auf eine konstante Stromlieferung angewiesen sind. Ein adäquater Entlastungsmechanismus muss frühzeitig implementiert werden, um diesen Unternehmen weiterhin eine wettbewerbsfähige Perspektive in Deutschland zu geben.

#### **EU-Emissionshandel:**

- Da Erdgas- und Kohlekraftwerke auf absehbare Zeit und auch bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren überwiegend preissetzend bleiben, hat der EU-ETS auch in Zukunft einen deutlichen Effekt auf die Strompreise<sup>6</sup>. Die EUA-Preise hatten bereits Ende 2021 (d.h. vor Beginn des russischen Angriffskriegs in der Ukraine) erstmals die Grenze von 80 EUR/ tCO<sub>2</sub>eq. überschritten. 2024 ist der Zertifikatepreis im bisherigen Jahresdurchschnitt auch aufgrund der schwachen Konjunktur gesunken. Eine Trendwende und ein dauerhaftes Absinken der EUA-Preise auf frühere Niveaus von unter 30 €/tCO<sub>2</sub>eq. ist aufgrund der vorgesehenen Verknappung von Zertifikaten jedoch politisch explizit nicht gewollt und aufgrund des Mechanismus der Marktstabilitätsreserve ausgeschlossen. Legt man den EU-seitig festgelegten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Deutschland (0,72) zugrunde lag der Anteil des EU-ETS am Börsenstrompreis in Deutschland 2023 deutlich über 50%.

#### **Handlungsempfehlungen zu Stromkosten:**

- Das Strompreispaket der Bundesregierung vom November 2023 schreibt bestehende Entlastungen für das produzierende Gewerbe fort und sieht (befristet) weitere vor. Insgesamt

---

<sup>4</sup> [Bundesrechnungshof - Energiewende nicht auf Kurs: Nachsteuern dringend erforderlich](#)

<sup>5</sup> [Netzausbau - Monitoringbericht](#)

<sup>6</sup> 2022 waren Gaskraftwerke in der EU zu 55% der Zeit im Jahr preissetzend, erzeugten jedoch nur 19% des Stroms. 2030 bleibt der preissetzende Anteil bei sinkendem Erzeugungsanteil auf ähnlichem Niveau. Quelle: [JRC Publications Repository - The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets \(europa.eu\)](#)

wirken die Maßnahmen jedoch wenig zielgerichtet und sichern für energieintensive Unternehmen allenfalls den Status Quo. Da das Auslaufen zentraler Maßnahmen droht, fehlt zudem die nötige **Planungssicherheit bezüglich regulatorischer Entwicklungen**, was die langfristige **Investitions- und Transformationsplanung der Unternehmen enorm erschwert**. Das Ziel international wettbewerbsfähiger Stromkosten wird damit nicht erreicht und es sind weitere Maßnahmen nötig:

- **Anstieg der Netzentgelte stoppen:** Aufgrund steigender Netzkosten und -entgelte, mangelnder Transparenz hinsichtlich ihrer zukünftigen Entwicklung sowie der nur kurzfristigen Planbarkeit von möglichen Entlastungen (die alle an zahlreiche Zugangskriterien gebunden sind), fehlt Unternehmen die nötige Sicherheit für Standort- und Investitionsentscheidungen (z.B. in die Elektrifizierung von Prozessen und die dafür notwendigen Ausbaumaßnahmen der Stromnetzanschlüsse).
- **Ein weiterer Anstieg der Netzentgelte für die Industrie muss daher wirksam vermieden werden.** Dies gilt insbesondere für energieintensive Unternehmen, bei denen die Stromkosten einen signifikanten Anteil der Produktionskosten ausmachen. Ein Konzept zur Co-Finanzierung durch den Staat muss erarbeitet werden. Diese Leistungen kommen allen Netznutzern zugute und vermeiden Härtefälle zwischen einzelnen Verbrauchsgruppen. Vorschläge seitens des ÜNB Amprion zur Herausnahme der Transformationskosten aus den Netzentgelten sowie im BMWK hinsichtlich der Einführung einer zeitlichen Streckung (analog zum Amortisationskontenmodell im Wasserstoff-Kernnetz) für den Stromnetzausbau werden grundsätzlich begrüßt.
- Die bestehenden „Sondernetzentgelte“ (v.a. § 19 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNEV) sollten über **freiwillige** Anreize zur Flexibilisierung weiterentwickelt werden. Sie dürfen aber auf keinen Fall abgeschafft bzw. sollten keinesfalls erhöht werden. Es müssen vor dem Auslaufen der StromNEV Ende 2028 praxistaugliche Folgeregelungen gefunden werden, die zu einer äquivalenten Entlastungswirkung führen.
- Bei den anstehenden Diskussionen über die Netzentgeltsystematik sollte die Industrie frühzeitig und bereits bei der Entwicklung von Eckpunkten auf Augenhöhe eingebunden werden. Auch in der Industrie ist erhebliche Fachexpertise vorhanden, die genutzt werden sollte. Dabei spielt die chemische Industrie mit ihren Verbundstandorten, an denen auch komplexe Stromnetze betrieben werden, und hohem Anteil an gekoppelter Energieerzeugung eine besondere Rolle.
- Die Transparenz hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Netzkosten und -entgelte muss wo möglich verbessert werden, um die Planungssicherheit zu stärken.
- **Absenkung der Stromsteuer verstetigen:** Die Absenkung der Stromsteuer auf das EU-Mindestniveau im produzierenden Gewerbe sollte über 2025 hinaus verstetigt werden. Mindestens jedoch sollte die Regelung über die aktuelle Legislaturperiode hinaus verlängert werden. Andernfalls würde der abrupte Anstieg der Stromsteuer ab 2026 selbst gegenüber 2023 zu erheblichen Mehrkosten und damit auch zur Verhinderung von Investitionen führen. Eine Regelung muss noch 2024 auf den Weg gebracht werden, um einen Systembruch zu vermeiden.
- **Weitere staatlich induzierte Preisbestandteile prüfen:** Auch weitere Abgaben (wie die Konzessionsabgabe, Offshore-, KWKG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage oder „Akzeptanzabgaben“ für den EE-Ausbau in einigen Bundesländern) tragen, wenn auch in

deutlich geringerem Maße, zu einer Kostensteigerung bei und sollten im Sinne transformationsfähiger Stromkosten regelmäßig auf ihre Sinnhaftigkeit überprüft werden. **Bestehende Entlastungsregelungen dürfen nicht abgeschafft werden.**

- **Strompreiskompensation weiterentwickeln:** Die Systematik der Strompreiskompensation bietet einen sinnvollen Ansatzpunkt, um ein international wettbewerbsfähiges Preisniveau zu erreichen, reduziert die ETS-bedingten Belastungen aber nur unzureichend. Daher sollte sie konsequent weiterentwickelt werden mit dem Ziel, bestehende internationale Wettbewerbsnachteile unbürokratisch und angemessen auszugleichen: Der Begünstigtenkreis muss dazu erheblich ausgeweitet werden und neben den KUEBLL-Branchen auch Industrieparkbetreiber umfassen. Das bisherige Benchmarksystem muss erheblich vereinfacht und unnötige Begrenzungen der Entlastung (u.a. hinsichtlich der Beihilfeintensität) aufgehoben werden. Die im Rahmen der Strompreiskompensation zu erbringenden ökologischen Gegenleistungen müssen mit den anderen diesbezüglichen Regelungen vereinheitlicht und zusammengeführt werden. Die Bundesregierung sollte sich daher zeitnah auf EU-Ebene für eine entsprechende Anpassung einsetzen.

## Hürde 2: Abnehmende Versorgungssicherheit

Eine weitere Herausforderung ist die **Abnahme der Versorgungssicherheit** in der Stromversorgung. Im Zuge der Transformation sollen zahlreiche Industrieprozesse elektrifiziert werden. Die Stakeholder-Plattform Chemistry4Climate prognostiziert bis 2045 allein für die Chemie einen Strombedarf von bis zu 508 TWh, was mehr als einer Verzehnfachung des aktuellen Bedarfs der Branche (48 TWh) und etwa dem derzeitigen Gesamtbedarf Deutschlands entspricht.<sup>7</sup> Auch der Strombedarf im Verkehrs- und im Gebäudesektor nimmt stark zu.

Der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien und ihr wachsender Anteil an der Gesamterzeugung (2023 wurden bereits 56% erreicht) ist für die Erreichung der Klimaziele zentral. Gleichwohl nimmt damit jedoch die **Volatilität der Energieerzeugung** zu. Ende 2023 lag die gesicherte Leistung ohne Wind und PV noch bei ca. 80 GW – ein Wert der in früheren Jahren bereits als Jahreshöchstlast übertroffen wurde (z.B. 2021). Der Kohleausstieg soll 2030 weitgehend abgeschlossen sein, sodass ohne Gegenmaßnahmen über 30 GW gesicherte Leistung stillgelegt werden. Um den Kohleausstieg ohne Einbußen bei der Versorgungssicherheit zu ermöglichen, braucht es dringend Konzepte für den Zubau steuerbarer Kraftwerke und von Flexibilitätskapazitäten, die eine phasenweise sehr niedrige EE-Erzeugung (etwa in einer „Dunkelflaute“ im Winter) kompensieren können.

Die angekündigte und in Eckpunkten vorgelegte **Kraftwerksstrategie (KWS)** der Bundesregierung ist noch nicht beihilferechtlich freigegeben und sieht in letzten Entwürfen gegenüber der ursprünglich vorgesehenen 24 GW nur noch Ausschreibungen zur Förderung von 10 GW neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke vor. Für den ab 2028 geplanten **Kapazitätsmechanismus** liegt noch **kein Konzept** vor, sodass bislang keine Investitionsperspektive besteht. Eine Speicherstrategie befindet sich noch

---

<sup>7</sup> Abschlussbericht Chemistry4Climate, 2023; [final-c4c-broschure-langfassung.pdf \(vci.de\)](https://www.vci.de/final-c4c-broschure-langfassung.pdf), S. 17. Dargestellt werden drei Szenarien: Szenario 1 (Fokus auf maximale direkte Stromnutzung) mit 464 TWh bis 2045, Szenario 2 (Fokus auf Wasserstoff und PtX-Brenn- und Rohstoffe) mit 508 TWh und Szenario 3 (Fokus auf Sekundärrohstoffe) mit 325 TWh.

in der Entwurfsphase, ohne dass bisher nennenswerte Speicherkapazitäten in den Strommarkt integriert wurden. Eine Finanzierung des Zubaus von Kraftwerken allein über den Energy-Only-Markt erscheint sehr unwahrscheinlich.

Trotz abnehmenden Stromverbrauchs hat Deutschland seit der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke deutlich mehr Strom importiert: So führte Deutschland im kommerziellen Außenhandel 54,1 TWh Strom ein und exportierte 42,4 TWh<sup>8</sup> (+ 63 % gegenüber 2022), womit es erstmals seit 20 Jahren wieder Nettoimporteur war. Stromimporte sind grundsätzlich unproblematisch, da sie durch den Import günstigeren Stroms zu einer Senkung der Börsenstrompreise beitragen. Da das europäische Umland aber vor ähnlichen Herausforderungen im Zuge der Transformation steht, ist eine Verfügbarkeit des externen Stromangebots keinesfalls langfristig gesichert – vor allem in kritischen Phasen mit niedriger Produktion aus Erneuerbaren. Auch unzureichende grenzüberschreitende Transportkapazitäten stellen eine große Hürde für Stromimporte dar.

Bereits heute erhöhen sich durch das regulatorisch verknappte Stromangebot die Stromkosten erheblich, da die Bundesnetzagentur eigentlich bereits stillgelegten Kraftwerken eine teure Reservefunktion zuweisen muss, deren Kosten wiederum Eingang in die Netzentgelte finden. Auch diese Zusatzkosten der Energiewende müssen transparent dargestellt und bei Planungen der künftigen Energieversorgung mit einbezogen bzw. möglichst vermieden werden.

#### **Handlungsempfehlungen zur Versorgungssicherheit:**

- **Keine weiteren Stilllegungen ohne Zubau:** Bestehende Kraftwerksleistung darf nur dann stillgelegt werden, wenn sie zeitgleich durch neue, gesicherte Leistung kompensiert wird.
- **Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus schnell konkretisieren:** Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss ein zentrales Ziel des zukünftigen Strommarktdesigns sein. Die KWS und der angekündigte Kapazitätsmechanismus müssen zügig konkretisiert und zur Konsultation vorgelegt werden.
  - Der Kapazitätsmechanismus sollte **technologieneutral** ausgestaltet sein und auch lastseitige Flexibilitäten und KWK-Anlagen umfassen.
  - **Industrielle KWK**, systemdienlich an Lastschwerpunkten und Wärmesenken gelegen, kann einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dazu braucht es geeignete Rahmenbedingungen. Die bisherige Fördersystematik des KWKG mit abnehmenden förderfähigen Vollbenutzungsstunden führt zu Investitionsunsicherheiten jener Anlagen, die einen Großteil der KWK-Leistung erbringen. Die Fördersystematik sollte hin zu einer Investitionsförderung bezogen auf die installierte Leistung für künftige Neuanlagen bzw. die Modernisierung von Anlagen weiterentwickelt werden.
  - Die Erbringung **nachfrageseitiger Flexibilität muss freiwillig und marktlich** erfolgen und analog zu steuerbarer Kraftwerksleistung angemessen vergütet werden. Eine erzwungene Erbringung nachfrageseitiger Flexibilität muss ausgeschlossen werden. Die Flexibilitätpotenziale in kontinuierlichen Industrieprozessen sind begrenzt, was bei der

---

<sup>8</sup> [SMARD | Der Strommarkt im Jahr 2023](#)



Bedarfsplanung für Erzeugungskapazitäten und Netzinfrastrukturen berücksichtigt werden muss<sup>9</sup>.

- **Stromangebot ausweiten:** Der Ausbau der Erneuerbaren muss parallel und koordiniert zum Netzausbau weiter beschleunigt werden, damit die ambitionierten Ausbauziele erreicht werden können und Verbraucher stärker von niedrigeren Stromgestehungskosten der Anlagen profitieren können. Der Ausbau muss dabei regulatorisch flankiert werden, um die zunehmende Belastung des EEG-Kontos zu adressieren, die sich insbesondere aus der ungesteuerten Einspeisung von Überschussstrom aus PV und damit einhergehenden Negativpreisen an der Strombörse ergibt.
- **Ausbauvorhaben besser synchronisieren:** Der Ausbau fluktuierender Leistung aus Erneuerbaren, zusätzlicher steuerbarer Kapazitäten (v.a. H2-Ready Gaskraftwerke), die Aktivierung von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen sowie der Netz- und Infrastrukturausbau müssen wesentlich besser als in der Vergangenheit miteinander synchronisiert werden. Es muss insbesondere sichergestellt werden, dass der Zubau von dargebotsabhängigen neuen Stromerzeugern im Gleichklang mit einem entsprechenden Ausbau der Netzkapazitäten begleitet wird. Dies senkt auch die Engpassmanagement-Kosten. Planungs- und Genehmigungsverfahren für Energieerzeuger, Infrastruktur sowie Industrieanlagen müssen weiter beschleunigt werden.
- Die Ausbaufortschritte bei Erneuerbaren, steuerbarer Leistung, Flexibilitätsoptionen, und der Infrastruktur sollten in einem **stetigen und integrierten Monitoring der drei Ziele geringer Stromkosten, hoher Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung** überwacht werden, sodass bei einer drohenden Nichterreichung der Zielwerte rechtzeitig durch angemessene Maßnahmen gegengesteuert werden kann.

#### **Ansprechpartner: Heinrich Nachtsheim**

Bereich Nachhaltigkeit, Energie und Klimaschutz  
Abteilung Energie, Klimaschutz und Kreislaufwirtschaft  
T +49 69 2556-1542 | M +49 170 898 3572 | [E.nachtsheim@vci.de](mailto:Enachtsheim@vci.de)

#### **Verband der Chemischen Industrie e.V. – VCI**

Mainzer Landstraße 55  
60329 Frankfurt

[www.vci.de](http://www.vci.de) | [www.ihre-chemie.de](http://www.ihre-chemie.de) | [www.chemiehoch3.de](http://www.chemiehoch3.de)  
[LinkedIn](#) | [X](#) | [YouTube](#) | [Facebook](#)  
[Datenschutzhinweis](#) | [Compliance-Leitfaden](#) | [Transparenz](#)

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist unter der Registernummer R000476 im Lobbyregister, für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und gegenüber der Bundesregierung, registriert.

*Der VCI und seine Fachverbände vertreten die Interessen von rund 1.900 Unternehmen aus der chemisch-pharmazeutischen Industrie und chemienaher Wirtschaftszweige gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. 2022 setzten die Mitgliedsunternehmen des VCI rund 260 Milliarden Euro um und beschäftigten knapp 550.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.*

---

<sup>9</sup> [Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie: Methodik, Potenziale, Hemmnisse \(wupperinst.org\)](#)