

Energie unter Druck

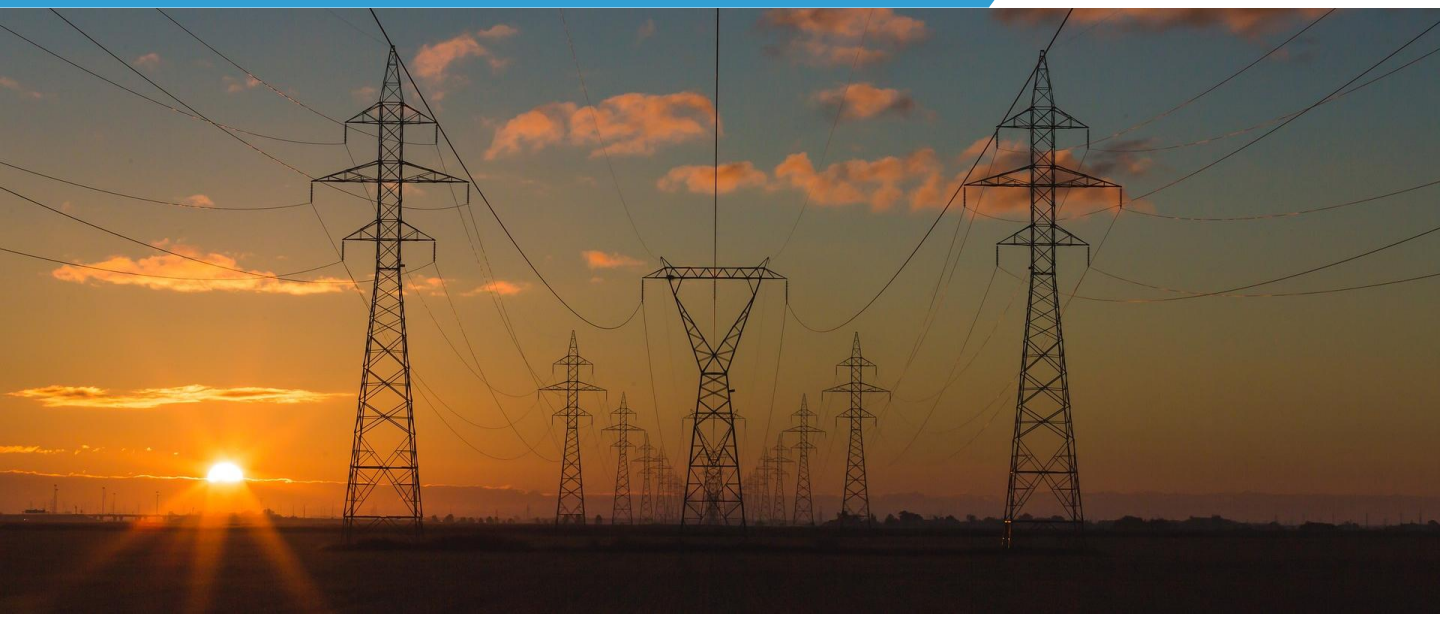
Kostenkontrolle im Energiesystem der Zukunft

- Netzentgelte als entscheidende Stellschraube
- Parallel entstehende Preisbestandteile
- Das Ende aller bekannten Entlastungsmechanismen
- CO_2 als Kostenbombe ab 2028

CUBE CONCEPTS
INNOVATIVE ENERGIELÖSUNGEN



CUBE CONCEPTS GmbH | An der Gümpgesbrücke 17 | 41564 Kaarst | info@cubeconcepts.de | cubeconcepts.de
+49 (0) 2131 20522-0 | AG Neuss | HRB 21242 | Geschäftsführung: Christine Schäfer und Jürgen Brink



Warum Netzentgelte zur entscheidenden Stellschraube werden

Netzentgelte – Die stille Systembombe der Energiewende

Der geplante Stromnetzausbau in Deutschland wird mittlerweile mit über 700 Milliarden Euro beziffert. Diese Investitionslast wird nicht aus Haushaltsmitteln finanziert, sondern direkt über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt – insbesondere auf die Industrie. Bereits zwischen 2023 und 2024 kam es zu einer faktischen Verdopplung der Netzentgelte – ein historischer Kostensprung ohne erkennbare Gegenleistung in Netzqualität oder Versorgungssicherheit.

Die aktuellen Netzentgeltwerte 2024 liegen bei:

- Mittelspannung: ca. 7ct/kWh
- Niederspannung: > 11ct/kWh

Damit sind die Entgelte bereits heute der zweitgrößte Preisblock hinter dem reinen Strombezug

Prognose der Universität zu Köln

Für das Jahr **2025** wird ein weiterer Anstieg um mindestens 60 % prognostiziert – regulatorisch ausgelöst, nicht marktgetrieben. Eine **Langfristprognose der Universität zu Köln** erwartet im Basisszenario eine **Verdopplung der Entgelte bis 2045**:

- Mittelspannung: bis zu 15 ct/kWh
- Niederspannung: >18 ct/kWh

Der Wegfall der 5,5 Milliarden Euro Subventionen aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds ab 2025 verschärft den Kostendruck zusätzlich.

Parallel entstehen neue Preisbestandteile

- Das geplante Klimaschutz-Investitionsgesetz (KWSG) sieht weitere Umlagen vor – ohne verlässliche Obergrenze, mit unklarer Verteilung.

- Mit dem ab 2025 greifenden bundesweiten Belastungsausgleich wird die Preislast zwischen Regionen neu verteilt: Strukturschwache Regionen werden entlastet, während Industriestandorte in Ballungsräumen Mehrkosten tragen – ohne Rücksicht auf tatsächliche Netznutzung oder Versorgungsaufwand.

- Auch die Übertragungsnetzentgelte (ÜNB) steigen weiter – auf 6,65 ct/kWh in 2025 – das erhöht die Systemkosten zusätzlich und trifft besonders netzintensive Verbraucher.

- Ab 2026 droht der Wegfall individueller Netzentgeltprivilegien gemäß § 19 StromNEV – insbesondere für:
    - Atypische Netznutzung
    - Bandlastprivilegierungen

  Diese Entlastungstatbestände sind rechtlich befristet und stehen zur Reform oder Streichung, was bisher geschützte Industrien besonders hart treffen wird.

- Im Jahr 2029 läuft die StromNEV als regulatorische Grundlage vollständig aus. Die Bundesregierung plant eine grundlegende Neustrukturierung der Netzentgeltregulierung, deren Inhalte und Auswirkungen bislang offen sind.

Netzentgelte entwickeln sich zu einem dominanten Kostenblock – wer sich dieser Entwicklung nicht strategisch entzieht, verliert wirtschaftliche Souveränität.







§ 19 StromNEV & Co.

Das Ende aller bekannten Entlastungsmechanismen

- Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) läuft zum 31.12.2028 ersatzlos aus – damit endet das zentrale Regelwerk für individuelle Netzentgeltentlastungen
- Schon ab Ende 2025 entfallen zentrale Privilegien für stromintensive Unternehmen:
    - § 19 Abs. 2 StromNEV (Bandlast-/7.000-Stunden-Regelung): jährliche Entlastung bislang rund 1,5 Mrd. €
    - Atypische Netznutzung: Wegfall der Entgeltreduktion für Unternehmen mit netzdienlichem Verbrauchsverhalten

Hintergrund: Die EU-Kommission verbietet künftig sämtliche Netzentgelt-Rabatte, sofern kein klarer Systemnutzen vorliegt.
Industriepolitisch oder standortbezogen begründete Ausnahmen gelten als beihilferechtlich unzulässig.
Auch die „Besondere Ausgleichsregelung" (BesAR) nach §§ 28 ff. EnFG läuft spätestens 2028 aus – damit entfällt eine weitere Entlastung von bislang über 5 Mrd. € jährlich. Übergangs- und Härtefallregelungen (§ 67 EnFG) gelten nur befristet und bieten keine langfristige Sicherheit.

Regulatorisch verankerte Kostenlawine – Die neuen Preisrisiken

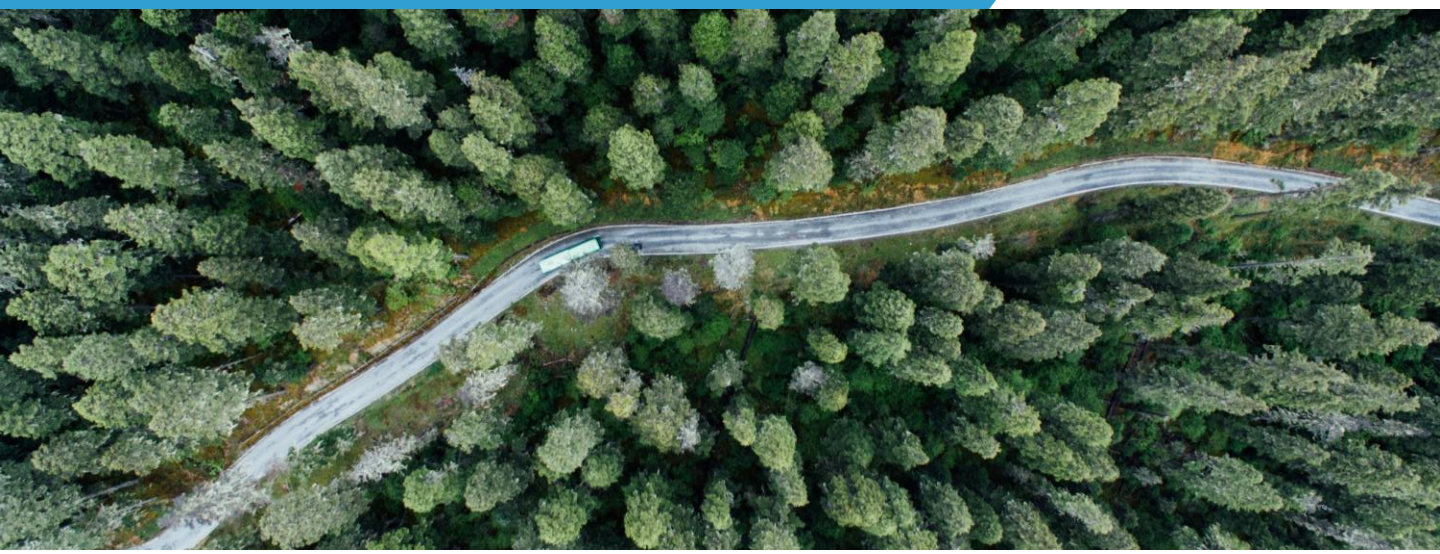
KWSG-Umlage (Kraftwerkssicherheitsgesetz, Referentenentwurf 2025)
- Finanzierung neuer Gaskraftwerke und Back-up-Kapazitäten über eine neue gesetzlich geregelte Umlage
- Erwartete Mehrbelastung: bis zu 2 ct/kWh
- Nicht gedeckelt, nicht befristet – voll umlagefähig auf alle Stromverbraucher

Wegfall des Spitzenausgleichs (§ 10 StromStG / § 55 EnergieStG)
- Entlastung in Höhe von rund 1,5 Mrd. € jährlich entfällt ab 2025/2026
- Begründung: Auslaufen der EU-Beihilfefreistellung, keine Verlängerung in Sicht
- Damit entfällt ein zentrales Instrument zur Kompensation hoher Energiepreise für die Industrie

Geplante Stromsteuersenkung – nur bedingt entlastend
- Senkung auf das EU-Minimum (0,05 ct/kWh) geplant – nur für das produzierende Gewerbe
- Maßnahme ist zeitlich befristet und nicht gesetzlich garantiert
- Nach Auslaufen droht die Rückkehr zum vollen Satz von 2,05 ct/kWh

Resultat: Doppelte Unsicherheit – steuerpolitisch und investiv

Der regulatorische Schutzschirm für stromintensive Unternehmen bricht kontrolliert weg – ohne tragfähige Anschlussregelung



CO_2 als Kostenbombe ab 2028 – die (regulatorisch verankerte) Stromsteuer der Zukunft

1. Regulatorischer Systemwechsel: EU-ETS II ersetzt deutsches CO_2-Preismodell

Mit Wirkung **zum 01.01.2028** ersetzt das erweiterte europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS II) das deutsche Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) für die Sektoren Wärme, Verkehr und kleine Industrieanlagen.

Damit endet:

- die nationale Preissteuerung (z. B. Preisdeckelung auf 65 €/t CO_2)
- die politische Kontrolle über Kostensteigerungen,
- die Planbarkeit fossiler Energiekosten.

Rechtsgrundlagen:

- EU-Richtlinie 2023/959, Artikel 30 ff. (EU-ETS II)
- BEHG-Anpassungsgesetz 2023

Fakt: CO_2-Zertifikate für Graustrom unterliegen ab 2028 voller Marktdynamik – ohne Preisgrenze.

2. CO_2-Preissteigerungen sind keine Option, sondern politische Absicht

- Der aktuelle Preiskorridor im BEHG liegt 2026 noch bei 55–65 €/t
- Ab 2028: Freie Preisbildung im EU-ETS II, keine nationale Begrenzung
- Zertifikatsmenge wird jährlich um 4,2 % reduziert (Lineare Reduktionsfaktor gemäß EU-Recht)
- Gleichzeitig entfällt ein Großteil der kostenlosen Zuteilung für Industrieanlagen (EU ETS I)

Prognosen zum CO_2-Preis im EU-ETS II (ab 2028):

- KPMG / MCC / IMK: 220–350 €/t
- Langfristig (bis 2040/2050): bis 400 €/t (EU-Projektionsbasis)
- Gleichzeitiger Anstieg der CO_2-Kosten im EU-ETS I wegen höherer Nachfrage bis 2030 auf min. 120 €/t

Diese Preisdynamik ist nicht hypothetisch – sie ist gesetzlich programmiert.

3. CO_2-Kosten werden zum zentralen Strompreis-Treiber

Die Mechanik, die ab 2028 einsetzt, ist offenkundig und unausweichlich:

Die Einführung des EU ETS II erhöht die Stromnachfrage → fossile Kraftwerke laufen hoch → Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten steigt und deren Preise im EU ETS I steigen ebenfalls → CO_2-Kosten schlagen auf die Strompreise durch → Graustrom wird teurer bzw. der gesamte Strommarkt zieht an.

Diese Kosten schlagen direkt auf die Strombeschaffung von Unternehmen durch – nicht förderfähig, nicht kompensierbar.

4. Volatilität, nicht Planbarkeit: Die neue CO_2-Kostenrealität

- Selbst wenn sich der Strompreis auf Marktseite stabilisiert, werden CO_2-Zertifikate ein permanenter Volatilitätstreiber
- Jede Tonne CO_2 im Strommix (Scope 2) wird finanziell wie regulatorisch teurer und schlechter darstellbar
- Kein Managementsystem kann diese Risiken durch Hedging sauber absichern – weder für Industrie noch Mittelstand

Auch Grünstrompreise steigen infolge der Verdrängungseffekte:

- Mehr Nachfrage nach EE-Strom = höhere Marktpreise
- Zertifikatsmärkte (Herkunftsnachweise) reagieren preissensitiv

CO_2-Preisentwicklung & Einsparungen einer 1 MWp-Anlage

Ausbaupfade	**Konservativ: Trendpfad gemittelt bei 50/60 TWh**	**Mittel: Transmissionspfad gemittelt bei 130/140 TWh**	**Stark: Transmissionspfad gemittelt bei 190/200 TWh**
Gesamtstrommix			
CO_2-Aufschlag im EU ETS I bei **Gas**-Ausbau	**0,6 - 0,8 ct/kWh**	**1,34 - 1,36 ct/kWh**	**1,8 - 1,9 ct/kWh**
CO_2-Aufschlag im EU ETS I bei **Kohle**-Ausbau	**0,9 - 1,1 ct/kWh**	**1,8 - 2,2 ct/kWh**	**2,9 - 3,0 ct/kWh**
Nur Graustrom			
CO_2-Graustrom-Aufschlag im EU ETS I **Gas-Verstromung**	**4,2 ct/kWh**	**4,5 ct/kWh**	**4,8 ct/kWh**
CO_2-Graustrom-Aufschlag im EU ETS I bei **Kohle-Verstromung**	**7,7 ct/kWh**	**6,5 - 7,2 ct/kWh**	**5,5 - 6 ct/kWh**
CO_2-Ersparnisse einer 1 MWp-Anlage gegenüber des Strommixes			
CO_2-Ersparnisse nach EU ETS I Zertifikaten	**Bei aktuellem & gleichbleibendem Zertifikatpreis = 73 €**	**Zertifikatpreis-Prognose = 106 €**	**Zertifikatpreis-Prognose = 120 €**
Erzeugter Strom p.a. 900.000 kWh Vermiedene Emissionen p.a. 525,6 t	**38.369 € p.a.**	**55.766 € p.a.**	**63.072 € p.a.**
CO_2-Ersparnisse über 20 Jahre Laufzeit	**767.380 €**	**1.115.320 €**	**1.261.440 €**



Photovoltaik als regulatorisch privilegierte Antwort

- Eigener PV-Strom bleibt dauerhaft CO_2-abgabenfrei
- Keine Zertifikatskosten, keine Abhängigkeit von ETS- oder BEHG-Systemen
- Vermeidung von Scope-2-Emissionen (GHG Protocol)
- EE-Strom kann überschüssig vermarktet oder zur Erzeugung von Herkunftsnachweisen genutzt werden
- Zugang zu CO_2-Kompensationsmärkten (freiwillig oder zertifiziert nach ISO/Verra/Gold Standard)

Beispielrechnung

- 1 MWp PV = ~900 MWh/Jahr
- Ersparnis bei CO_2-Preis 120 €/t: ~78.000 €/Jahr
- Vermeidung von >500 t CO_2 / Jahr = deutlicher ESG-Heb

Ab 2028 existieren

- Keine Entlastungstatbestände
- Keine Deckelung
- Kein investitionssicherer fossiler Strompreis

Nur Unternehmen mit eigener, emissionsfreier Stromstrategie behalten Kostenkontrolle und ESG-Wirkung.
Photovoltaik ist regulatorisch unangreifbar – und betriebswirtschaftlich immer stärker.







EU-ETS & Zertifikatslöschung: PV als strategisches Muss für Unternehmen

1. Hintergrund: Zertifikatslöschung – still und gewaltig

Deutschland hat im Juni 2025 erstmals 514.000 EU-Emissionszertifikate im EU-ETS I dauerhaft gelöscht.
Grundlage: Die gesetzlich geregelte Abschaltung der Kohlekraftwerke Neurath A und Frechen im Jahr 2022 – rund 890.000 t CO_2 wurden dadurch 2023 eingespart.

Was ist neu?

- Nicht mehr nur Marktstabilitätsreserve (MSR): Ein Teil der frei werdenden Zertifikate wurde nicht automatisch eingefroren, sondern aktiv gelöscht.
- Ziel: Vermeidung des sog. „Wasserbetteffekts" – dass CO_2-Einsparungen in einem Land durch Mehrverbräuche in anderen EU-Staaten „verpuffen".
- Dies ist der Einstieg in eine offensive Angebotsverknappung im EU-ETS – mit klarer Markt- und Signalwirkung.

Rechtliche Basis:

- §19 TEHG in Verbindung mit EU-Emissionshandelsrichtlinie
- Vorgabe: Zertifikatslöschung bei dauerhaften Kraftwerksstilllegungen
- Parallel zur MSR = doppelte Angebotskappung

2. Marktwirkung: Zertifikatsverknappung ist keine Randnotiz

Die Löschung betrifft „nur" 0,53 % der deutschen EUA-Menge (2025: ca. 96,7 Mio.) – doch der Effekt ist strategisch:

Direkte Effekte:

- Weniger verfügbare Zertifikate → Preisauftrieb im CO_2-Markt
- Signaleffekt: Der politische Wille zur Verschärfung ist real
- Investoren & Unternehmen preisen mittelfristig steigende EUA-Preise ein

Langfristige Entwicklung (absehbar):

- MSR entzieht weiter Überschüsse
- Nationale Löschungen werden gesetzlich fortgesetzt (Kohleausstieg 2030)
- EU-ETS I verschärft den Reduktionsfaktor auf -4,2 % jährlich
- Gratiszertifikate sinken → Mehrbedarf am freien Markt

Fazit: CO_2 wird teurer – dauerhaft. Der Druck auf unternehmerische CO_2-Vermeidung steigt nicht linear, sondern politisch getrieben.

3. Unternehmen: Wer nicht reduziert, verliert – mehrfach

Bereich	Auswirkung
Emissionsrechte	Angebot wird dauerhaft knapper
CO_2-Kosten	steigen – durch Markt und Regulierung
Flexibilität	sinkt – Kompensation durch Billigzertifikate fällt weg
Planungssicherheit	nur über Dekarbonisierungsstrategie erreichbar

Unternehmen, die ihre Emissionen nicht senken, zahlen in den nächsten Jahren:

- mehr für Zertifikate
- mehr für Strom (über CO_2-Preis getrieben)
- und verlieren ESG-konformitätsbedingt Zugang zu Finanzierung und Märkten



4. Photovoltaik: Die strukturell richtige Antwort

PV ist in diesem Kontext kein ökologisches Feigenblatt, sondern die wirtschaftlich und regulatorisch zwingende Investition.

Unternehmen profitieren dreifach:

1. Wirtschaftlich:

- Stromkostenersparnis durch Eigenverbrauch
- Vermeidung von CO_2-Zertifikatskäufen
- Zugang zu Fördermitteln (BAFA, KfW, Dekarbonisierungsförderung)

2. Regulatorisch:

- Reduktion Scope-2-Emissionen
- EU-Taxonomiekonformität: PV erzeugt <100g CO_2/kWh
- Dekarbonisierung im Sinne der CSRD & des GHG Protocols

3. Reputations- und Governance-Effekt:

- Verbesserung der ESG-Kennzahlen
- Steigerung der Finanzierungsfähigkeit und –konditionen
- Vorbereitung auf EU-ETS II, CSRD & ESG-Offenlegungspflichten

5. ESG-Matrix: PV als Erfüllungsinstrument

ESG-Kriterium	PV-Beitrag	Relevanz
Scope 2 (CSRD)	Direkte Reduktion durch Eigenverbrauch	Berichtspflicht ab 2025
EU-Taxonomie Klimaschutz	Taxonomiekonform durch <100g CO_2/kWh	Voraussetzung für grüne Finanzierung
CO_2-Vermeidung (EU-ETS)	Verbrauchsreduktion senkt Zertifikatebedarf	Ab 2030 verschärft für Industrie
Governance	Strategische Dekarbonisierungsplanung	Risikomanagement, ESG-Investorenzugang

6. Strategisches Fazit

Die Löschung von Zertifikaten ist keine Ausnahme – sie ist der neue Standard.

Unternehmen haben nur zwei Optionen:

- Teilhabe an einem teurer und strenger werdenden Zertifikatemarkt
- Systematischer Ausstieg durch eigene Emissionsvermeidung mit PV

Wer PV einsetzt, spart Kosten, senkt Risiko und erfüllt ESG-Vorgaben.
Wer wartet, wird von CO_2-Kosten, CSRD und EU-Taxonomie regelbasiert abgehängt.

PV ist kein Umweltprojekt. Sie ist das betriebswirtschaftlich gebotene Antwortsystem auf EU-Regulierung.

Die Löschung von Zertifikaten ist keine Ausnahme – sie ist der neue Standard.

Unternehmen haben nur zwei Optionen:

- Teilhabe an einem teurer und strenger werdenden Zertifikatemarkt
- Systematischer Ausstieg durch eigene Emissionsvermeidung mit PV

Wer PV einsetzt, spart Kosten, senkt Risiko und erfüllt ESG-Vorgaben.
Wer wartet, wird von CO_2-Kosten, CSRD und EU-Taxonomie regelbasiert abgehängt.

PV ist kein Umweltprojekt. Sie ist das betriebswirtschaftlich gebotene Antwortsystem auf EU-Regulierung.

---

https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/deutschland-loescht-ueber-500000



Unverbindliche Beratung durch Energieexperten

Unsere Energieexperten sind auf die vielfältigen Anforderungen und Fördermöglichkeiten von Konzernen, Unternehmen und Gewerbetreibenden spezialisiert. Durch die enge Zusammen-arbeit mit unseren Netzwerkpartnern bündeln wir zusätzlich unser breitgefächertes Knowhow – damit wir Ihnen in allen Projektabschnitten eine fachlich kompetente Beratung garantieren können.

CUBE CONCEPTS GMBH
Innovative Energielösungen

+49 (0) 2131 20522-0

An der Gümpgesbrücke 17
41564 Kaarst

info@cubeconcepts.de

https://cubeconcepts.de

Links

info@cubeconcepts.de

Unverbindliche Projektanfrage

Rückruf vereinbaren

Termin vereinbaren