

# Methodische Ansätze zur CO<sub>2</sub>-Bewertung von Elektromobilität und sonstigen Sektorenkopplungstechnologien

Robert Hinterberger<sup>1</sup>, Johannes Hinrichsen<sup>2</sup>, Stefanie Dedeyne<sup>2</sup>

<sup>1</sup>NEW ENERGY Capital Invest GmbH, Wiedner Gürtel 13, Turm 24, A-1100 Wien, T: +43-1-33 23 560-3060, Robert.Hinterberger@energyinvest.at; www.energyinvest.at

<sup>2</sup>BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, D-10589 Berlin, Gaußstr. 11, T: +49 30 349907-22, Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de; www.btb-berlin.de

**Kurzfassung:** Entwicklung methodischer Ansätze zur CO<sub>2</sub>-Bewertung von zusätzlichen Stromverbrauchern wie Elektromobilität und sonstigen Sektorenkopplungstechnologien (z. B. Wärmepumpen, Power-To-Gas)

**Keywords:** CO<sub>2</sub>-Bewertung, Elektromobilität, Sektorenkopplung

## 1 Motivation und Forschungsfragestellungen

Die Vorteile von Elektromobilität in Hinblick auf die klima- und umweltpolitischen Ziele sind nur dann erschließbar, wenn tatsächlich regenerativer EE-Strom und nicht großteils fossil erzeugter Graustrom zum Laden der Fahrzeuge verwendet wird. D.h. der zusätzliche Strombedarf sollte aus zusätzlicher, über den konventionellen Bedarf hinausgehender, regenerativer Stromerzeugung gedeckt werden.

Neben der Verwendung von EE-Überschussstrom bzw. „Spontanstrom“, sofern dieser überhaupt verfügbar ist, ist daher die CO<sub>2</sub>-Bewertung des Ladestroms von entscheidender Bedeutung für die Umweltwirkung von Elektromobilität, zumindest solange noch große Teile der Stromerzeugung mit fossil betriebenen Kraftwerken erfolgt.

Naturgemäß kann die CO<sub>2</sub>-Wirkung von neuen Betriebs- und Regelstrategien bezüglich der Elektroladeinfrastruktur oder sonstigen Sektorenkopplungstechnologien nicht auf Basis von Jahresmittelwerten bestimmt werden. Dafür ist vielmehr eine stundenscharfe Betrachtung der jeweils entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen erforderlich.

Bei Elektromobilität ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um zusätzliche Verbraucher im nationalen bzw. europäischen Stromsystem handelt. Daher ist es nicht sachgerecht, für die Bestimmung der mit der zusätzlichen Stromerzeugung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen den nationalen Mix der Stromerzeugung anzusetzen. Vielmehr muss jenes Kraftwerk (bzw. jener Kraftwerkstyp) im nationalen bzw. europäischen Stromsystem identifiziert werden, welches bei zusätzlichem Stromverbrauch gemäß der Kostenkurve als nächstes in Betrieb gehen würde. Dieses Kraftwerk (Grenzkraftwerk) ist nicht nur preissetzend für die Preisbildung an der Strombörse, sondern entscheidend für die mit den zusätzlichen Stromverbräuchen verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die sogenannte Merit-Order des Kraftwerksparks mit den jeweiligen Erzeugungskapazitäten und Grenzkosten ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

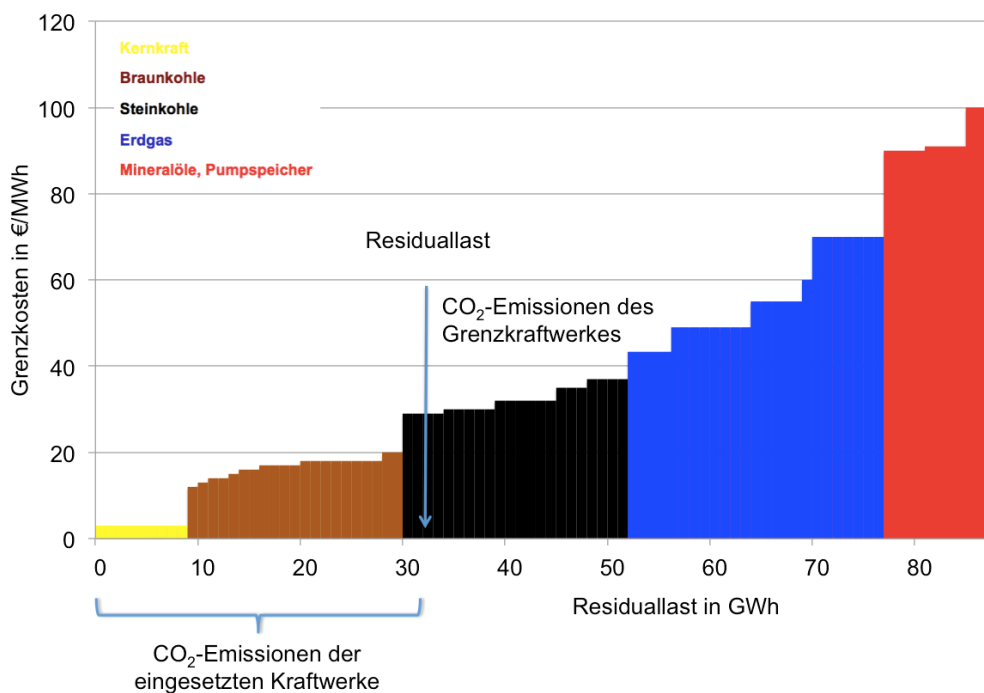


Abbildung 1: Merit-Order Kurve eines typ. Kraftwerksparks (vereinfachte Darstellung; Quelle: NEW ENERGY)

Diese Betrachtungsweise ist insofern gerechtfertigt, da zusätzlicher Stromverbrauch nicht dazu führt, dass bereits laufende Kraftwerke ihre Produktion anteilig erhöhen. Naturgemäß steigt etwa die Produktion aus Windkraft oder Sonne in der jeweiligen Jahresstunde nicht dadurch an, dass die Stromnachfrage steigt. Auch lässt sich die Produktion aus bereits laufenden, konventionellen Kraftwerken nicht weiter erhöhen, außer wenn diese zum jeweiligen Zeitpunkt nur in Teillast betrieben werden. Vielmehr würde das nächste Kraftwerk in der Merit-Order im europäischen Stromsystem hochgefahren werden.

Abhängig vom Kraftwerkstyp, dem eingesetzten Brennstoff und jeweiligen Kraftwerkwirkungsgrad ergeben sich für zusätzliche Stromverbraucher daher unterschiedliche spezifische Emissionsfaktoren, die sich zudem laufend verändern.

Aus diesen Überlegungen ergeben sich die folgenden Fragestellungen:

- Welche Unterschiede bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich aus der Grenzkraftwerksbetrachtung im Unterschied zur Verwendung des Strommixes?
- Wie entwickeln sich diese spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in unterschiedlichen Szenarien bezüglich von Änderungen im Kraftwerkspark, wie etwa der Stilllegung von konventionellen Kraftwerken oder des Ausbaus erneuerbarer Erzeugungsanlagen?
- Welche Auswirkungen hat die stündliche Auflösung von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf mögliche Ladestrategien für Elektrofahrzeuge bzw. Betriebsstrategien von sonstigen Sektorenkopplungstechnologien?

## 2 Methodik

Zur Analyse der mit dem Laden von Elektrofahrzeugen verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde daher folgender methodischer Ansatz gewählt und Arbeitsschritte durchgeführt:

- Erstellung eines vereinfachten Fundamentalmodells, mit dem die Stromerzeugung in Deutschland und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweils zuletzt eingesetzten Kraftwerktyps abgebildet werden können
- Ermittlung einer stündlich aufgelösten Zeitreihe der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von zusätzlichen Stromverbrauchern für ein Referenzjahr
- Festlegung von sechs möglichen Zukunftsszenarien ((a) Windkraftausbau (+50%), (b) Photovoltaikausbau (+50%), (c) Kernkraftausstieg, (d) Teilausstieg Braunkohle (-50%), (e) Komplettausstieg Braunkohle, (f) Kombination der Szenarien (a), (b), (c), (e)) und Ermittlung von entsprechenden Zeitreihen der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für zusätzliche Stromverbraucher
- Analyse unterschiedlicher Ladekonzepte und Betriebsstrategien für Ladesäulen in Hinblick auf ihre CO<sub>2</sub>-Wirksamkeit (erste Zwischenergebnisse)
- Ergänzende Analysen zur CO<sub>2</sub>-Wirksamkeit von Redispatchmaßnahmen

Datengrundlage für das vereinfachte Fundamentalmodell waren die Strommarkt- und sonstigen Fundamentaldaten des Referenzjahres 2017. Für die entsprechenden Berechnungen wurden die Stundenwerte für den Stromverbrauch in Deutschland (unter Berücksichtigung des Import-/Exportsaldos) und die bundesweite Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Windkraft onshore/offshore und Photovoltaik) im Referenzjahr herangezogen. Als Datenquelle wurde die Smard.de-Plattform der Bundesnetzagentur verwendet [BNetzA 2019].

Auf Basis dieser Zeitreihen konnte die Residuallast für jede Stunde des Referenzjahres ermittelt werden. Ausgehend von der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur [BNetzA 2018] wurden Kraftwerke gleichen Typs zusammengefasst und eine vereinfachte Merit Order aller in Deutschland derzeit in Betrieb stehenden Kraftwerke gebildet.

Um die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes zu ermitteln wurden mittlere elektrische Wirkungsgrade nach [Wissel 2010] und spezifische Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Brennstoffe nach [UBA 2016] entsprechend dem jeweiligen Kraftwerkstyp verwendet. Auf Grundlage dieses Vorgehens konnten für jede Stunde des Referenzjahres die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkstyps ermittelt werden.

Der angewandten Methodik liegt die Annahme zugrunde, dass die zusätzlichen Strommengen verhältnismäßig gering im Verhältnis zum gesamten Strommarkt sind, was für den Fall geringer bzw. mittlerer Durchdringung von Elektromobilität zutreffend ist. Sobald die zusätzlich benötigten Strommengen jedoch zukünftig deutlich größer werden würden, könnte dies in einzelnen Stunden dazu führen, dass Kraftwerke mehrerer unterschiedlicher Kraftwerkstypen abgerufen werden, die unter Umständen stärker voneinander abweichende spezifische Emissionsfaktoren haben. Für den Fall von hohen Durchdringungsraten von Elektromobilität oder weiterer Sektorenkopplungstechnologien müsste das gegenständliche Modell daher erweitert oder etwaige Ungenauigkeiten in Kauf genommen werden.

### 3 Ergebnisse

Im ersten Unterabschnitt 3.1 werden die Ergebnisse der Berechnungen für das Referenzjahr 2017 analysiert, während im folgenden Unterabschnitt 3.2 die untersuchten sechs Zukunftsszenarien detaillierter beschrieben und die Ergebnisse der jeweiligen Berechnungen miteinander verglichen werden. Im letzten Unterabschnitt 3.3 werden die Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz von Elektrofahrzeugen dargestellt.

#### 3.1 CO<sub>2</sub>-Emissionen zusätzlicher Stromverbraucher im Referenzjahr 2017

Eine Auswertung der unter obigen Modellannahmen errechneten Zeitreihen zeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Grenzkraftwerksbetrachtung im Referenzjahr im Jahresdurchschnitt um ca. 60% höher liegen als die CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Zugrundlegung des nationalen Strommixes.

Zur Diskussion und zum besseren Verständnis der erzielten Ergebnisse wurden diese in Beziehung zu typischen Emissionsfaktoren einzelner Kraftwerkstypen (Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke) gesetzt und sind in Abbildung 2 grafisch dargestellt.

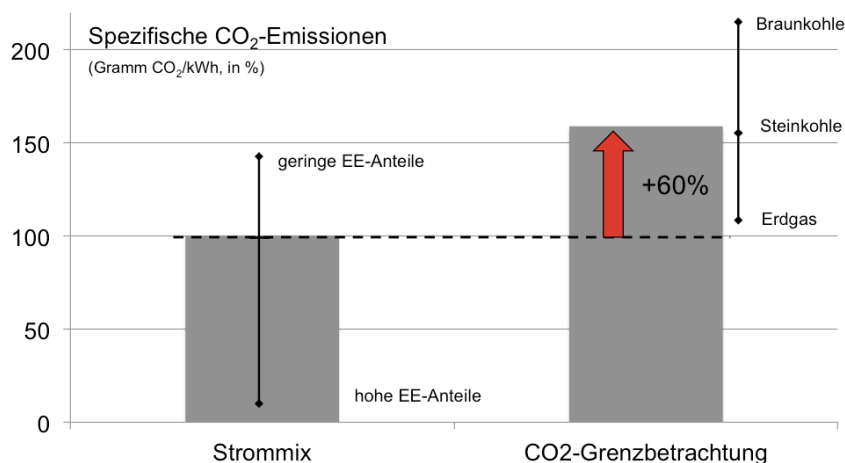


Abbildung 2: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strommixes (linker Balken) mit jenen des jeweiligen Grenzkraftwerkes (rechter Balken), jeweils im Jahresdurchschnitt für das Referenzjahr (Quelle: NEW ENERGY)

Natürlich sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in jeder Stunde des Jahres unterschiedlich. Die beiden Balken stellen daher jeweils den Durchschnitt über alle 8.760 Stunden des Jahres dar. Beim linken Balken sind ergänzend die Stundenwerte mit den geringsten bzw. höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweils stündlichen Strommixes dargestellt. Aus diesen zusätzlichen Werten erkennt man, dass selbst in den Stunden mit den höchsten EE-Anteilen die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zwar verhältnismäßig gering, aber nicht Null sind. In Stunden mit geringen EE-Anteilen sind diese jedoch merkbar höher.

Die durchschnittlichen Emissionen des Grenzkraftwerkes liegen rd. 60% über jenen des durchschnittlichen Strommixes. Die jeweiligen Stundenwerte sind naturgemäß ebenfalls starken Schwankungen unterworfen. Diesbezüglich sind, für eine bessere Einordnung,

neben dem rechten Balken typische Emissionsfaktoren einzelner Kraftwerkstypen dargestellt.

Die deutlich höheren Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes im Vergleich zum nationalen Strommix sind damit zusammenhängend, dass zusätzlicher Stromverbrauch naturgemäß nicht dazu führt das bereits laufende Kraftwerke ihre Produktion anteilig erhöhen. Vielmehr ist das aufgrund des zusätzlichen Stromverbrauches in der Merit-Order nächste (konventionelle) Kraftwerk nicht nur entscheidend für die Preissetzung auf den Strombörsen, sondern auch für die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zusätzlicher Stromverbraucher. Diese sind in der Regel deutlich höher als jene für den Strommix, bei welchem auch der jeweilige Anteil erneuerbarer Energieerzeugung berücksichtigt wird.

Für die CO<sub>2</sub>-Bewertung von zusätzlichen Stromverbrauchern ist eine solche Grenzkraftwerksbetrachtung aber eine sachgerechtere Bewertungsmethode als die bloße Berücksichtigung des Strommixes. Dies gilt gleichermaßen für die Bewertung von Stromsparmaßnahmen wie auch für die Beurteilung der Auswirkungen von Lastverschiebemaßnahmen oder unterschiedlichen Betriebs- und Regelstrategien<sup>1</sup>.

### **3.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen zusätzlicher Stromverbraucher in unterschiedlichen Zukunftsszenarien**

Die ermittelten und oben diskutierten Ergebnisse beziehen sich auf ein typisches Referenzjahr. Die zukünftig zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Emissionen sind jedoch nicht nur von den jeweiligen Dargeboten an erneuerbarer Energie aus Wind und Sonne, sondern insbesondere auch vom Aus- oder Rückbau des Kraftwerksparkes abhängig. Insbesondere durch den vermehrten Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung sowie den geplanten Ausstieg aus Kernkraft und Kohleverstromung werden sich auch die durch zusätzliche Stromverbraucher verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen laufend verändern.

Daher wurden auf Grundlage des Basisszenarios (Referenzjahr 2017) insgesamt sechs Zeitreihen der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Zukunftsszenarien betreffend der Stromgestehung in Deutschland errechnet. Diese Szenarien sind (a) ein Windkraftausbau um 50%, (b) ein Photovoltaikausbau um 50%, (c) ein vollständiger Kernkraftausstieg, (d) ein Teilausstieg aus Braunkohle (-50%), (e) ein Komplettausstieg aus Braunkohle (-100%) sowie (f) eine Kombination einzelner Szenarien (a), (b), (c) und (e).

Zielsetzung dieser Szenarioanalysen war es allerdings nicht, zukünftige Entwicklungen vorherzusagen (d.h. Prognosen zu erstellen), sondern eine „was wäre wenn“-Betrachtung anzustellen, um den Einfluss möglicher Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark auf CO<sub>2</sub>-Emissionen abschätzen und relevante Abhängigkeiten vertieft analysieren zu können.

Für einen besseren Vergleich dieser Szenarien mit den Ergebnissen des Referenzjahres wurden erneut die Einspeisezeitreihen des Referenzjahres 2017 verwendet, wobei - je nach Szenario - entweder die EE-Erzeugung erhöht oder die konventionelle Erzeugungskapazität in dem Modell entsprechend reduziert wurde. Der Stromverbrauch wie auch der Export-/Importsaldo wurden hingegen in allen Szenarien unverändert gelassen.

---

<sup>1</sup> Eine vertiefte Diskussion der unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Bewertungsmethoden erfolgt beispielsweise in [Harmsen 2013] und [Ripp 2018].

Für diese möglichen Zukunftsszenarien wurden, ebenso wie für den Referenzfall, jeweils die CO<sub>2</sub>-Intensitäten in einer Grenzbetrachtung auf Stundenbasis (CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes anhand der Kraftwerks-Merit-Order) bestimmt.

Die Ergebnisse einer ersten Analyse der ermittelten CO<sub>2</sub>-Zeitreihen bezüglich der durchschnittlichen Emissionen der jeweiligen Grenzkraftwerke sind in Abbildung 3 dargestellt.

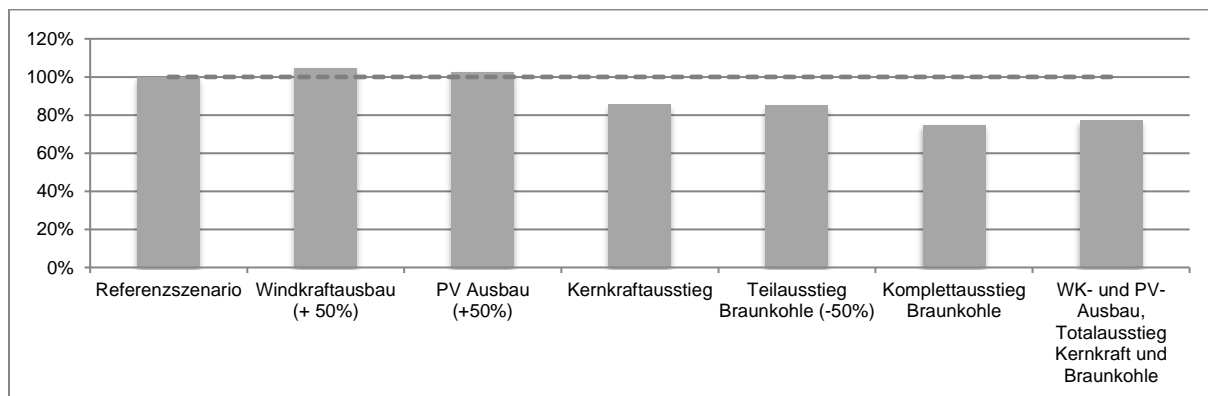


Abbildung 3: Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (Grenzkraftwerksbetrachtung) im Jahresdurchschnitt in unterschiedlichen Szenarien, jeweils im Vergleich zum Referenzjahr/-fall (Quelle: NEW ENERGY)

Ergänzend dazu wird die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des durchschnittlichen Strommixes für die jeweils gleichen Szenarien in Abbildung 4 dargestellt.

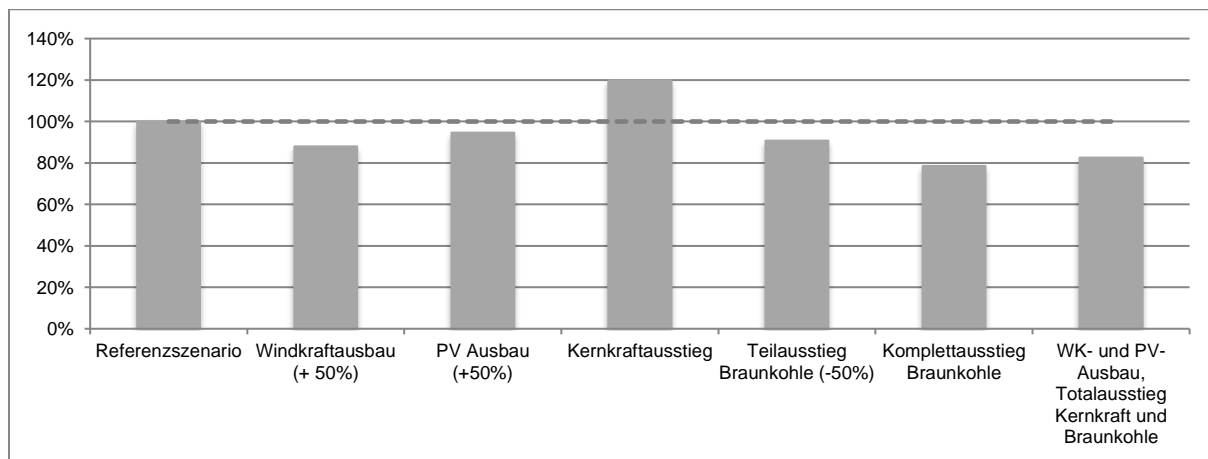


Abbildung 4: Vergleich der unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strommixes, jeweils im Vergleich zum Referenzjahr/-fall (Quelle: NEW ENERGY)

Im Vergleich der Ergebnisse ist zunächst augenfällig, dass bei höheren Anteilen von erneuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik zwar die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strommixes sinken, zugleich aber die jährlichen Durchschnitte der Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes ansteigen. Dieser Umstand ist der Tatsache geschuldet, dass eine Erhöhung der erneuerbaren Anteile die Residuallast verringert, sodass zugleich z. B.

die Stunden des Jahres ansteigen, in denen das Grenzkraftwerk ein Braunkohlekraftwerk ist, während umgekehrt die Jahresstunden zurückgehen, in denen Erdgaskraftwerke das Grenzkraftwerk bilden.

Bezüglich des geplanten Kernkraftausstieges zeigt sich ein gegenläufiges Bild. So führt der Ausstieg aus der Kernkraft zwar zu einer starken Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strommix. Zugleich verringern sich, im Vergleich zum Referenzfall, im Jahresschnitt die CO<sub>2</sub>-Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerkes. Gleichermaßen wie bereits zuvor hängt dies damit zusammen, dass sich die Jahresstunden verschieben, in welchen die jeweiligen Kraftwerkskategorien das Grenzkraftwerk bilden.

Eine Reduktion der Kohleverstromung bewirkt hingegen einen Rückgang der mittleren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, sowohl in der Grenzkraftwerks- wie der Durchschnittsbetrachtung.

Insgesamt ist zudem bemerkenswert, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in keinem einzigen der betrachteten Zukunftsszenarien um deutlich mehr als 20% sinken. So kompensieren sich etwa im letzten Zukunftsszenario die Effekte von Kernkraft- und Braunkohleausstieg sowie des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung zu großen Teilen gegenseitig.

Bezüglich der ermittelten Emissionsfaktoren ist zu berücksichtigen, dass es bei diesen Szenariobetrachtungen nur um eine vereinfachte Berechnung handelt, da der deutsche Strommarkt mit den europäischen Nachbarländern verbunden ist. So wird in dem verwendeten Modell der Export-/Importsaldo vereinfacht als konstant angenommen, obwohl sich Veränderungen im Kraftwerkspark nicht nur auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und Strompreise, sondern auch auf Import-/Exportmengen auswirken würden. Dies hätte wiederum Rückwirkung auf die Residuallast und das jeweilige Grenzkraftwerk.

Für eine detailliertere Betrachtung müssten daher sowohl der europäische Kraftwerkspark wie die Kapazität der Netzkuppelstellen und deren Bewirtschaftung modelltechnisch abgebildet werden. Aufgrund der hohen Komplexität der entsprechenden Wirkzusammenhänge wäre wiederum eine Vielzahl an methodischen Vereinfachungen notwendig, um die gewünschten Ergebnisse mit vertretbarem Rechenaufwand zu erzielen. Das entwickelte und nunmehr vorliegende vereinfachte Strommarktmodell kann daher als vertretbarer Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenaufwand angesehen werden, zumindest um die grundlegenden Wirkzusammenhänge aufzuzeigen.

### **3.3 CO<sub>2</sub>-Intensität unterschiedlicher Ladestrategien und Betriebskonzepte**

Auf Grundlage der ermittelten Zeitreihen wurde folgend die CO<sub>2</sub>-Wirkung unterschiedlicher Ladekonzepte und Betriebsstrategien miteinander verglichen, zunächst in einer vereinfachten Betrachtung. Diese Analysen werden im weiteren Projektverlauf vertieft.

Die ersten Ergebnisse zeigen jedoch bereits deutlich, dass die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Grenzkraftwerksbetrachtung tendenziell umso höher sind, je kostengünstiger der Bezug von Ladestrom erfolgt. In Abbildung 5 werden sowohl die Strombezugskosten wie die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Ladestromes für Normalladen bei unterschiedlichen Regelungskonzepten miteinander verglichen.

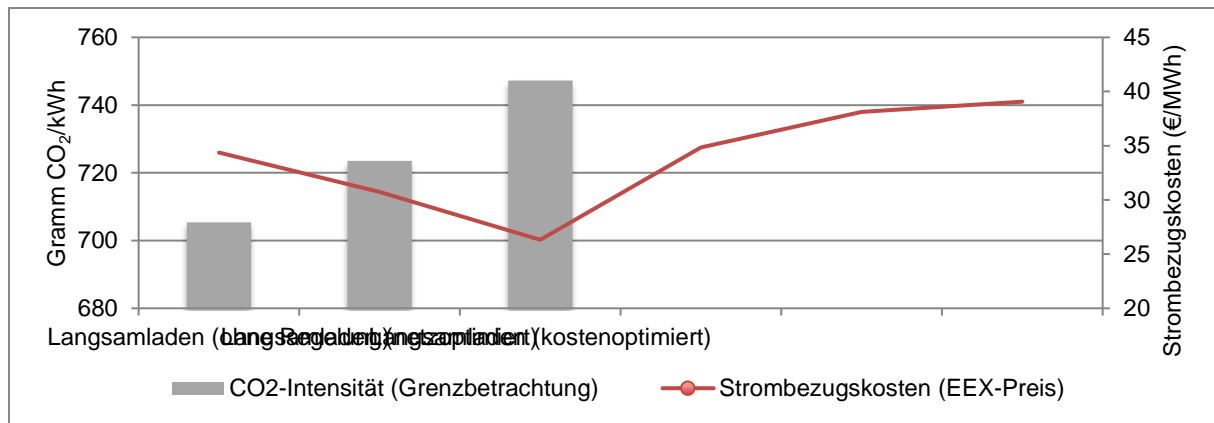


Abbildung 5: Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen und Strombezugskosten unterschiedlicher Ladekonzepte (vereinfachte Berechnung; Quelle: NEW ENERGY)

So wurde im ersten Fall (linke Säule) ein ungesteuerter Ladevorgang angenommen. Die Fahrzeuge werden ohne Zeitverzug mit voller Leistung beladen, sobald sie an die Ladebox angeschlossen werden. Nach Vollladung des Fahrzeuges wird der Ladevorgang unterbrochen.

Im zweiten Fall (mittlere Säule) wurde von einer netzoptimierten Ladestrategie ausgegangen. Zur Vermeidung von Leistungsspitzen wird der Ladevorgang gleichmäßig auf jene Stunden verteilt, in denen das Fahrzeug geparkt und an die Ladebox angeschlossen ist.

Im dritten Fall (rechte Säule) wird kostenoptimiert geladen. In Stunden mit geringen Strombezugskosten wird mit möglichst hoher Leistung geladen, während bei hohen Strombezugskosten der Ladevorgang unterbrochen wird, sofern dadurch noch immer eine volle Beladung der Fahrzeuge während der Parkdauer möglich ist.

Unter den getroffenen Annahmen zeigte sich, dass durch eine entsprechende Steuerung des Ladevorganges die Strombezugskosten zwar merkbar reduziert werden können, dadurch jedoch die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen ansteigen. Kostenoptimierung und Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen in einem klassischen Zielkonflikt zueinander. Der Fall des netzoptimierten Ladens führt hingegen zu Strombezugskosten und spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die zwischen den beiden sonstigen betrachteten Fällen liegen.

Die erzielten Ergebnisse sind analytisch gut nachvollziehbar. So werden bei einer kostenoptimierten Betriebsweise der Ladesäulen die Ladevorgänge in die Tagesstunden mit den niedrigsten Strompreisen verlagert. In diesen günstigen Stunden sind vielfach Braunkohlekraftwerke preissetzend, was insgesamt zu einer Erhöhung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Umgekehrt wird eine Ladung der Fahrzeuge in Stunden mit hohen Strompreisen vermieden. In diesen Stunden sind zumeist erdgasbetriebene Spitzenlastkraftwerke mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen preissetzend. Die vorliegenden Ergebnisse sind damit deutlich abweichend von jenen, welche bei einer Optimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Zugrundelegung des stündlich aufgelösten Strommixes erzielt werden.



## 4 Zusammenfassung

Eine Auswertung der errechneten Zeitreihen für das Referenzjahr zeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Grenzkraftwerksbetrachtung um ca. 60% höher sind als jene unter Zugrundlegung des nationalen Strommixes.

Bezüglich der unterschiedlichen Zukunftsszenarien ist zunächst überraschend, dass bei höheren Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, d.h. in den Szenarien (a) und (b), die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strommixes zwar insgesamt sinken, der jährliche Durchschnitt der Emissionen des jeweiligen Grenzkraftwerks jedoch ansteigt. Die Ursache dafür liegt in den niedrigeren Residuallasten bei steigenden EE-Anteilen.

Im Gegensatz dazu führt der Ausstieg aus der Kernkraft zwar zu einer starken Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strommix. Zugleich verringern sich jedoch im Vergleich zum Referenzfall die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der jeweiligen Grenzkraftwerke. Der Ausstieg bzw. die Reduktion der Kohleverstromung bewirken hingegen einen merkbaren Rückgang der mittleren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, sowohl in der Grenzkraftwerks- wie der Durchschnittsbetrachtung.

Bemerkenswert ist zudem, dass die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in keinem einzigen der betrachteten Szenarien um deutlich mehr als 20% zurückgehen. So kompensieren sich die Effekte von Kernkraft- und Braunkohleausstieg sowie des weiteren Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung zu einem großen Teil gegenseitig.

Bezüglich des Ladesäulenbetriebs zeigt sich unter den getroffenen Annahmen, dass die Strombezugskosten durch eine entsprechende Steuerung des Ladevorganges zwar merkbar reduziert werden können. Zugleich steigen jedoch die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Grenzkraftwerksbetrachtung an. Kostenoptimierung und Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen würden in einem klassischen Zielkonflikt zueinander stehen. Der weitere Fall des netzoptimierten Ladens führt zu Strombezugskosten und spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die zwischen den beiden zuvor betrachteten Fällen liegen.

Dieses Ergebnis ist der Tatsache geschuldet, dass die Ladevorgänge bei einer kostenoptimierten Betriebsweise in die Tagesstunden mit niedrigeren Strompreisen verlagert werden. In diesen kostengünstigen Stunden sind aber vielfach Braunkohlekraftwerke preissetzend, was zu einer Erhöhung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Umgekehrt wird eine Ladung der Fahrzeuge in den Stunden mit hohen Strompreisen vermieden, in denen oft erdgasbetriebene Kraftwerke mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen preissetzend sind.

Diese Methodik lässt sich gleichermaßen auch auf sonstige zusätzliche Stromverbraucher wie elektrische Wärmepumpen anwenden. Gleiches gilt für die vermehrt diskutierte Power-To-Gas Technologien (P2G), soweit nicht sogenannter „Überschussstrom“ verwendet wird.

Für eine exaktere Bestimmung der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Emissionen wäre zwar die Berücksichtigung des gesamten europäischen Kraftwerksparks sowie der Netzkuppelstellen unter Verwendung eines europäischen Strommarktmodells notwendig. Die grundlegenden Wirkzusammenhänge lassen sich jedoch bereits aus dieser vereinfachten, nationalen Betrachtungsweise erkennen.

## 5 Danksagung

Die gegenständlichen Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „FlexNET4E-Mobility“ durchgeführt, welches durch das Programm „Erneuerbar mobil“ des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert wird.

Gefördert durch:



## 6 Literatur

[50Hertz 2017] 50Hertz et al.: Abschlussbericht – Systemanalysen 2017. Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber. Ergebnispräsentation BA 2017. Berlin 2017.

[BNetzA 2018] Bundesnetzagentur (Hrsg.): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). Stand vom 02.02.2018. Bonn/Berlin 2018.

[BNetzA 2019] Bundesnetzagentur (Hrsg.): Smard.de Strommarktdaten. Internet-Plattform. Online verfügbar unter: <http://www.smard.de>. Zuletzt abgerufen am 23. August 2019. Bonn/Berlin 2019.

[Harmsen 2013] Harmsen, R.; et al: How much CO<sub>2</sub> emissions do we reduce by saving electricity? A focus on methods. In: Energy Policy 60 (2013) 803–812. Amsterdam 2013.

[Ripp 2018] Ripp, Ch.; et al: Modeling Time-dependent CO<sub>2</sub> Intensities in Multi-modal Energy Systems with Storage. eprint arXiv:1806.04003. Online verfügbar unter: <https://arxiv.org/abs/1806.04003v1>. 2018.

[UBA 2016] Umweltbundesamt (Hrsg.): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Climate Change 26/2016. Dessau-Roßlau 2016.

[Wissel 2010] Wissel, S; et al: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Arbeitsbericht. Stuttgart 2010.