

Australien warnt Fährten vor dem Transport von EVs

geschrieben von Chris Frey | 3. November 2023

[Andy May](#)

...mit Dank an den Hinweis von [Don Keiller](#) und [Ken Gregory](#)

Die australische Seesicherheitsbehörde hat einen [Sicherheitshinweis](#) für kommerzielle Schiffe über die Risiken des Transports von batteriebetriebenen Fahrzeugen (EVs) herausgegeben. Jeder Fährbetreiber muss eine Risikobewertung für sein Schiff durchführen, um sicherzustellen, dass er in der Lage ist, mit möglichen Bränden von Elektrofahrzeugen umzugehen. Die Risiken beim Transport von E-Fahrzeugen werden wie folgt aufgelistet:

- Hochspannungsschocks
- Direkte Stichflammen
- Brände entwickeln sich schnell und erreichen rasch ihre maximale Intensität (normalerweise innerhalb von 2-3 Minuten)
- Giftige Gase
- Gasexplosion (wenn sich das freigesetzte Gas eine Zeit lang ansammelt, bevor es sich entzündet)
- Lang anhaltende Wiederentzündungsgefahr (kann sich noch Wochen oder sogar Monate nach dem auslösenden Ereignis entzünden oder wieder entzünden)
- Einmal entstandene Brände sind schwer zu stoppen/löschen
- Thermisches *runaway*

Sie fügen hinzu, dass Elektrofahrzeuge etwa 25 % schwerer sind als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Dies sollte bei der Platzierung der Fahrzeuge auf der Fähre oder dem Schiff berücksichtigt werden, um die möglichen Auswirkungen auf die Schiffsstabilität zu minimieren.

Lithium-Ionen-Batterien sind dafür bekannt, dass sie Gegenstand spontaner thermischer Entzündungen sein können. Je geringer der Ladezustand der Fahrzeugbatterie ist, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit eines thermischen Selbstentzündungsbrandes; die Überprüfung des Ladezustands jedes Fahrzeugs kann bei der Risikobewertung helfen.

Einige batteriebetriebene Fahrzeuge haben eine geringere Bodenfreiheit

als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Das bedeutet, dass sie anfälliger für Unterboden-Schäden durch Rampen beim Einfahren sind. Diese Fahrzeuge sollten vor dem Einfahren sorgfältig identifiziert werden, um sicherzustellen, dass die Batterie nicht beschädigt wird. Jede Beschädigung eines Teils der Batterie erhöht die Brandgefahr. Physische Schäden an der Batterie können zu einem thermischen *runaway* führen. Beschädigte E-Fahrzeuge sollten nicht geladen werden. Das Aufladen der Batterie an Bord ist sehr gefährlich und kann die Wahrscheinlichkeit eines solchen Vorgangs erhöhen.

Die von Lithium-Ionen-Batterien abgegebenen Dämpfe sind giftig; bei der Brandbekämpfung sind Gasmasken erforderlich. Bei der Brandbekämpfung eines Lithium-Ionen-Batteriefahrzeugs mit Wasser sind wesentlich größere Wassermengen erforderlich als bei einem Brand eines Verbrennungsfahrzeugs. Außerdem muss das Wasser über einen längeren Zeitraum eingesetzt werden. Und es besteht die Gefahr einer Rückzündung. Der Einsatz anderer Methoden, wie z. B. einer Löschdecke für Elektrofahrzeuge, kann helfen. Eine beschädigte Hochspannungsbatterie kann zu einer schnellen Erhitzung der Batteriezellen führen. Wenn Sie zischende, pfeifende oder knallende Geräusche, einen möglichen süßlichen chemischen Geruch, schwarzen „Rauch“ (Nanopartikel aus Schwermetallen, kein Rauch) und weißen Dampf aus der Hochspannungsbatterie wahrnehmen, gehen Sie davon aus, dass ein thermisches Durchgehen stattgefunden hat. Der direkte Angriff auf das Feuer mit Wasserschläuchen und das Aufbrechen der Batterie erfordert eine spezielle Ausbildung und Ausrüstung. Versuchen Sie dies nicht ohne umfassende Ausbildung und Übung.

E-Fahrzeuge stecken in echten Schwierigkeiten. Die [Versicherungstarife](#) für E-Autos sind höher als die für Autos mit Verbrennungsmotor (ICE), was auf das Risiko von Bränden, höhere Reparaturkosten und die Kosten für Ersatzbatterien zurückzuführen ist. Bei E-Fahrzeugen ist die Wahrscheinlichkeit viel größer, dass sie nach einem Unfall einen Totalschaden erleiden und die Reparatur dauert viel länger als bei einem Verbrennungsmotor. Seien Sie sehr vorsichtig, wenn Sie ein Elektroauto in Ihrer Garage abstellen, vor allem, wenn es eine eingebaute Ladestation hat.

Ignacio Galán, der Vorstandsvorsitzende des spanischen Energieversorgers Iberdrola, [sagte](#) 2018, dass die Branche der erneuerbaren Energien vor einem möglichen Zusammenbruch im Stil von „Enron“ stehe. Die Zeit des billigen Geldes ist vorbei, und die neuen höheren Zinssätze werden schwache Unternehmen im Bereich der erneuerbaren Energien sowie kleinere Hersteller von Elektrofahrzeugen aus dem Gleichgewicht bringen. Aus der Sicht eines Investors sollte man sehr vorsichtig sein. [Konkurse](#) von Elektroautoherstellern hat es bereits gegeben (siehe auch [hier](#)), und weitere werden folgen. Die [Insolvenzen](#) von Solarunternehmen nehmen zu (siehe auch [hier](#) und [hier](#)). Der Windenergie geht es [nicht](#) viel besser, [Siemens](#) steckt in echten Schwierigkeiten. Auch mein Bundesstaat Texas ist [betroffen](#). Letztendlich müssen wir alle die Zeche zahlen.

Link:

<https://andymaypetrophysicist.com/2023/10/29/australia-warns-ferries-about-evs/>

Übersetzt von Christian Freuer für das EIKE

IRONIE? Tesla baut die größte Schnell-Ladestation der Welt – aber sie wird von einem Dieselmotor angetrieben

geschrieben von Chris Frey | 3. November 2023

[Laura Harris](#)

Der Energiepolitik-Analyst David Blackmon hat aufgedeckt, dass Tesla, der führende Hersteller von Elektrofahrzeugen, in Kalifornien die weltweit größte Tesla-Supercharger-Station errichtet. Die Ironie dabei ist, dass die Station von einem Dieselmotor **gespeist** wird.

Während des Interviews mit Blackmon in der EpochTV-Sendung „Crossroads“ verriet er, dass die Harris Ranch EV-Ladestation in Coalinga, Kalifornien, über 98 Hochgeschwindigkeits-Tesla-Ladegeräte verfügt. Außerdem wird die Ladestation teilweise von einem Dieselmotor betrieben. (Zum Thema: EV-Besitzer beschwerten sich über den „logistischen **Albtraum**“, der durch fehlende Ladestationen verursacht wird).

Dieses Projekt widerspricht jedoch der Behauptung von Tesla aus dem Jahr 2021, dass alle seine Supercharger zu 100 Prozent mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Obwohl Tesla keine Stellungnahme abgab, erklärte Blackmon die Rolle des Diesels bei Elektrofahrzeugen.

„Die Leute denken wohl, dass der Strom einfach vom Himmel kommt oder so. Aber irgendwas muss den Strom erzeugen, der es diesen Ladegeräten ermöglicht, die Batterien aufzuladen. Und Tesla betreibt diese Ladestation und hat beschlossen, dass sie dieses Dieselmotor brauchen, und sie haben es strategisch hinter der Shell-Station platziert“, sagte er.

Der Mangel an Transformatoren im Stromnetz bedroht den Ausbau der Elektrofahrzeuge und die Zuverlässigkeit des Netzes

Während des Interviews sprach Blackmon auch über eines der drängendsten Probleme – die Kapazität des Stromnetzes, um die wachsende Nachfrage nach Strom aufgrund der zunehmenden Nutzung von Elektrofahrzeugen zu decken. Er sprach über den Mangel an elektrischen Transformatoren, die ein wesentlicher Bestandteil jedes elektrischen Projekts weltweit sind.

„Transformatoren sind ein integraler Bestandteil jedes Elektrizitätsprojekts in Amerika – und eigentlich auf der ganzen Welt – und sie sind sehr knapp bemessen. Es dauert bis zu vier Jahre, um neue Transformatoren zu beschaffen. Die Vorräte sind sehr gering“.

In einem Artikel von Katie Brigham für CNBC erklärt sie außerdem, dass bis 2030 wahrscheinlich mehr als die Hälfte aller in den USA verkauften Neuwagen Elektroautos sein werden. Dies könnte ein Problem für das Stromnetz darstellen, das bereits recht alt und für eine Welt [ausgelegt](#) ist, die hauptsächlich auf fossile Brennstoffe angewiesen ist.

Im März befasste sich [IEEE Spectrum](#), eine Publikation des Institute of Electrical and Electronics Engineers, mit der Transformatorenkrise im US-Stromnetz im Zuge der Anpassung an E-Fahrzeuge.

Professor Deepak Divan, Direktor des Center for Distributed Energy am Georgia [Institute](#) of Technology schätzte, dass der Anschluss mehrerer Level-2-Ladegeräte an einen einzigen Transformator dessen Lebensdauer drastisch verkürzen kann, wodurch diese wichtigen Komponenten stärker belastet werden.

Die steigenden Kosten für Transformatoren von 3.000 bis 20.000 Dollar pro Stück stellen ebenfalls eine Herausforderung dar. Größere Transformatoren sind notwendig, um die wachsende Zahl von E-Fahrzeugen zu versorgen, ebenso wie der Austausch zahlreicher Strommasten in den Vereinigten Staaten.

Einige Experten schlagen vor, die Besitzer von E-Fahrzeugen zu ermutigen, außerhalb der Hauptverkehrszeiten zu laden, um die Belastung des Stromnetzes zu verringern. Der Bericht warnt jedoch davor, dass dies das Problem der Spitzenlast mit der zunehmenden Verbreitung von E-Fahrzeugen nicht vollständig lösen könnte.

Transformatoren sind so konstruiert, dass sie sich nachts abkühlen, aber wenn mehrere E-Fahrzeuge nachts Ladegeräte der Stufe 2 nutzen, können sie überhitzen, insbesondere während sommerlicher Hitzewellen.

Darüber hinaus erhöht die Umstellung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energien die Kosten weiter. Allein für die Aufrüstung des lokalen Netzes benötigen die 3.000 Stromversorgungsunternehmen in den USA bis 2035 rund 1 Billion Dollar. Die Kosten für die Verbesserung und

den Ersatz von Stromerzeugungsanlagen, Übertragungsleitungen, Umspannwerken sowie für die Unterstützung von erneuerbaren Energien und Batteriespeichern könnten sich also bis 2035 auf über 2,5 Billionen Dollar belaufen. Kurzum, auch die Versorgungsunternehmen sind betroffen.

Blackman betonte auch, dass das Aufladen von E-Fahrzeugen bei Katastrophen wie Hurrikanen durch Stromunterbrechungen beeinträchtigt werden könnte. Das Fehlen von Transformatoren könnte die Wiederherstellung der Stromversorgung erheblich verzögern, insbesondere in Gebieten mit vielen E-Fahrzeugen.

Link:

<https://climate.news/2023-10-13-tesla-largest-supercharger-station-next-diesel-plant.html>

Übersetzt von [Christian Freuer](#) für das EIKE

Die Gefahr eines Blackouts im Winter treibt Deutschland dazu, mehr Kohlekraftwerke in Betrieb zu nehmen

geschrieben von Andreas Demmig | 3. November 2023

Stopthesethings

Ideologen der „grünen“ Energie haben Angst bekommen, vor massiven Stromausfällen. Die propagierte Wende zu Wind- und Sonne erweist sich immer mehr als eine monströse Lüge.

Zufälligerweise passt auch das Strategiepapier von Wirtschaftsminister Habeck zu dieser Zusammenstellung

Modelle bewerten die Klimasensitivität immer noch völlig unterschiedlich.

geschrieben von Chris Frey | 3. November 2023

H. Sterling Burnett

Seit Jahrzehnten wird der Öffentlichkeit erzählt, dass die Klimaforscher die „Klimasensitivität“ verstehen und genau modelliert haben. Diese ist definiert als der durchschnittliche globale Temperaturanstieg, den wir nach einer Verdoppelung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre im Vergleich zu vorindustriellen Werten erwarten sollten.

Dennoch laufen die Klimamodelle routinemäßig zu warm, sowohl bei den Prognosen (es sei denn, ihre Ergebnisse oder die gemessenen Daten werden entsprechend angepasst) als auch bei der Vorhersage einer viel stärkeren Erwärmung als tatsächlich von Oberflächenstationen, Wetterballonen und globalen Satelliten gemessen.

Neue, in der Zeitschrift *Theoretical and Applied Climatology* veröffentlichte Forschungsergebnisse von Roy Spencer, Ph.D. und John Christy, Ph.D. vom Earth System Science Center an der University of Alabama in Huntsville kommen zu dem Schluss, dass die Erde nicht so empfindlich auf die Zugabe von Kohlendioxid reagiert wie bisher angenommen. Warum dieses Problem fortbesteht, ist unklar. Vielleicht liegt es an fehlerhaften Annahmen über Rückkopplungsschleifen, vielleicht daran, dass fast kein Modell die Energie richtig konserviert (ein Faktor, den Spencer und Christy ausführlich erörtern), vielleicht daran, dass verschiedene andere Faktoren, die das CO₂ abschwächen und die Temperaturen beeinflussen, ignoriert oder unzureichend modelliert werden.

Die von den aktuellen Klimamodellen ermittelten Werte für die Klimasensitivität gegenüber einer Verdoppelung des atmosphärischen Kohlendioxids schwanken um den Faktor drei, nämlich von 1,8 bis 5,6 Grad Celsius. Trotz 30-jähriger Verfeinerungen und Überarbeitungen sowie mehrfacher Wiederholungen und Versionen der Modelle des Coupled Model Intercomparison Project ist es den Klimasimulationen nicht gelungen, die prognostizierte Lücke deutlich zu schließen oder sich auf eine einheitliche Zahl zu einigen. Infolgedessen prognostizieren 80 Prozent der Klimamodelle für die letzten 50 Jahre (seit 1970) einen größeren und schnelleren globalen Erwärmungstrend als die tatsächlichen Beobachtungen und Trenddaten zeigen.

Um zu versuchen, dieses Problem zu lösen und ein den realen Daten besser entsprechendes Modell zu erstellen, haben Spencer und Christy über ein Jahrzehnt lang an der Entwicklung eines eindimensionalen Klimamodells gearbeitet, das folgende Elemente

enthält:

zeitabhängige Rückkopplung[en] ... von Temperaturabweichungen vom Energiegleichgewicht ..., um die gemessenen Bereiche der globalen durchschnittlichen Temperaturen an Land und im Ozean im Zeitraum 1970-2021 abzubilden. Als Reaktion auf zwei verschiedene Strahlungs-Antriebsszenarien wird eine ganze Reihe von drei freien Parametern des Modells bewertet, um Anpassungen an eine Reihe von beobachteten Temperaturtrends ($\pm 2\sigma$) aus vier verschiedenen Land- und drei Ozeandatensätzen sowie Temperaturtrends in der Tiefsee und auf Bohrlöchern basierende Trendabfragen über Land zu erhalten.

Ihr Modell ergab eine geschätzte Klimasensitivität von 1,9° als Reaktion auf eine Verdopplung der Kohlendioxidkonzentration. Dies liegt am unteren Ende des prognostizierten Bereichs und stimmt mit den Temperaturbeobachtungsdaten und den Prognosen einer kleinen Minderheit bestehender Modelle überein – Modelle, deren Ergebnisse vom IPCC und den prominentesten alarmistischen Klimawissenschaftlern weitgehend als Ausreißer ignoriert werden.

Wichtig ist, dass das Modell von Spencer und Christy wie die bestehenden Modelle davon ausgeht, dass die gesamte jüngste Erwärmung durch die menschlichen Kohlendioxidemissionen verursacht wurde. Spencer erklärte jedoch gegenüber Phys.org: „Wenn die jüngste Erwärmung teilweise natürlich ist, würde dies die Klimasensitivität weiter verringern.“

Letztendlich scheint mir, dass die Arbeit von Spencer und Christy am deutlichsten zeigt, dass diejenigen, die behaupten, für die Wissenschaft des Klimawandels zu sprechen, immer noch sehr wenig über die Faktoren wissen, welche die Klimaempfindlichkeit beeinflussen. Klimamodelle wurden speziell entwickelt und konzipiert, um ein wichtiges Ergebnis zu erzielen: die globale Durchschnittstemperatur. Ignorieren Sie für den Moment die Tatsache, dass es sich dabei um eine erfundene Messgröße handelt, falls es je eine gab. Wenn man sich nicht darauf einigen kann, wie hoch dieser Wert sein soll, d. h. wenn es keine Gewissheit oder nur eine geringe Bandbreite für die Klimasensitivität in den verschiedenen Klimamodellen gibt, dann gibt es sicherlich keinen Grund, den zusätzlichen extremen Wetterereignissen und -prognosen, die die Klimamodelle als Reaktion auf die verschiedenen Emissionskonzentrationspfade vorhersagen, zu vertrauen oder öffentliche Maßnahmen zu ergreifen.

Letztendlich hat die Wissenschaft kein solides Maß für die

Klimasensitivität und ihre Ursachen gefunden. Die Wissenschaft hat keine Konzentrationspfade entwickelt und modelliert, die die tatsächlichen Emissionen widerspiegeln. Die Wissenschaftler sind sich nicht einig darüber, wie sich verschiedene Antriebsfaktoren wie Sonnenaktivität, Wolken, großräumige Meeresströmungen und Aerosole tatsächlich auf die Temperaturen auswirken, geschweige denn, wie sie in die Klimamodelle einbezogen werden können. Die Wissenschaftler sind sich nicht einig darüber, wie verschiedene Ökosysteme und deren Bestandteile auf höhere Temperaturen reagieren und welche Rückkopplungsschleifen sie erzeugen könnten, die zur allgemeinen Erwärmung beitragen oder sie abschwächen. Und die Wissenschaftler wissen, offen gesagt, nicht, welche Merkmale und physikalischen Prozesse unberücksichtigt bleiben könnten, und nicht nur, welche schwer zu modellierenden Faktoren oder Merkmale die Temperaturen und langfristigen Wettermuster auf lokaler, regionaler oder globaler Ebene beeinflussen, die derzeit noch unbekannt sind.

In Anbetracht all dessen wäre der Klimawissenschaft vielleicht besser gedient, wenn die Klimaforscher ihre deutlich sichtbare Hybris zügeln würden und statt mit Zuversicht von einer drohenden Klimakrise ohne die Beendigung der Nutzung fossiler Brennstoffe zu sprechen, sich die Bescheidenheit von Sokrates zu eigen machen würden, der gesagt haben soll, dass er in dem Maße weise war, in dem er verstand, wie wenig er eigentlich wusste, oder, um mit Einstein zu sprechen: „Je mehr ich lerne, desto mehr merke ich, wie viel ich nicht weiß.“ Ich weiß, dass der Öffentlichkeit sicherlich besser gedient wäre, wenn Klimawissenschaftler, anstatt zu verkünden, dass die Wissenschaft feststeht, zugeben würden, dass es viele Unbekannte gibt, und weil so viel auf dem Spiel steht, den politischen Entscheidungsträgern raten würden, mit Vorsicht vorzugehen und Maßnahmen zu ergreifen, die flexibel sind und eine Anpassung angesichts einer ungewissen Zukunft ermöglichen.

Quellen: [Phys.org](https://phys.org); *Theoretical and Applied Climatology*

Link:

https://heartlanddailynews.com/tag/climate-change-weekly/?utm_source=ActiveCampaign&utm_medium=email&utm_content=Climate+Change+Weekly

Übersetzt von Christian Freuer für das EIKE

EU-Strommarktreform: Ein Pyrrhussieg für Frankreich?

geschrieben von Admin | 3. November 2023

Edgar L. Gärtner

Die Verhandlungen zwischen den EU-Regierungen über eine Ablösung der Strompreis-Festlegung nach dem Merit-order-Prinzip waren seit Monaten festgefahren. Der Grund: Die Regierungen Deutschlands und Frankreichs verfolgen hier völlig konträre Interessen. Der Berliner Ampel-Regierung kommt es entgegen, wenn der Strompreis im europäischen Verbundsystem von den teuersten Kraftwerken, d.h. den mit Erdgas betriebenen bestimmt wird. Die Pariser Regierung unter Staatspräsident Emmanuel Macron und Premierministerin Elisabeth Borne hingegen musste sich mit der mit immer größerem Nachdruck von den französische Stromkunden gestellten Frage auseinandersetzen, warum die Strompreise in Frankreich nicht von den vergleichsweise niedrigen Gestehungskosten der hier dominierenden Kern- und Wasserkraftwerke bestimmt werden. Die Berliner Regierung sieht darin allerdings eine Wettbewerbsverzerrung.

Die Klausurtagung der beiden Regierungen am 9. und 10. Oktober in Hamburg auf Einladung von Bundeskanzler Olaf Scholz brachte in dieser Frage zwar keinen Durchbruch, endete aber immerhin mit der Ankündigung, demnächst werde der Entwurf einer Vereinbarung über die Reform des Strommarkts der EU vorgelegt. Die spanische Regierung, die zurzeit die rotierende EU-Ratspräsidentschaft innehat, legte einen Kompromissvorschlag schon am folgenden Tag, dem 12. Oktober, vor. Dieser Vorschlag schloss aber die von Paris gewünschte Möglichkeit aus, die Ertüchtigung der 56 zurzeit betriebenen französischen Kernreaktoren für eine Laufzeitverlängerung von 10, 20 oder mehr Jahren mithilfe von Differenzverträgen (CfDs) zu finanzieren, wie sie bei der Ausschreibung von Windparks bereits üblich sind. Das hatte auch die EU-Kommission im März 2023 vorgeschlagen.

Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) galten bislang als ein Vergütungsmodell der Wahl bei der Ausschreibung von Kapazitäten erneuerbarer Energien wie vor allem Windparks, denn sie erlauben den Anbietern auch bei starken Preisschwankungen einen regelmäßigen Erlös. Nimmt der Stromerzeuger am Markt weniger ein als den vereinbarten Fixpreis, wird ihm die Differenz vom Vertragspartner ausgeglichen; nimmt er mehr ein, führt er die Differenz zum Fixpreis an den Vertragspartner ab. Der Erzeuger wird damit von dem Risiko sinkender Marktpreise entlastet, im Gegenzug wird sein Gewinn bei steigenden Marktpreisen begrenzt. Das gilt als Vorteil gegenüber der Förderung von Stromanbietern über Marktpremien. Denn dabei dürfen die Anbieter

mögliche „Übergewinne“ behalten. Für das französische Strom-Monopol EDF hätten CfDs, so hoffte man, obendrein den Vorteil, dass sie das seit 2010 durch das Gesetz über die neue Organisation des Elektrizitätsmarktes (NOME) eingeführte ARENH-Tarifsystem ablösen könnten. Danach ist EDF verpflichtet, etwa ein Viertel (100 TWh) seines in Kernkraftwerken erzeugten Stromes gemäß der Verordnung ARENH (Accès réglementé à l'électricité nucléaire historique) zum Festpreis von € 42,-/MWh an alternative (z.T. Grüne) Strom-Großhändler ohne eigene Produktionskapazitäten abzugeben. (Die Gestehungskosten für Atomstrom werden in Frankreich derzeit auf mindestens 60 Euro je Megawattstunde geschätzt. Der Marktpreis für Strom lag zeitweise bei fast 400 €/MWh.) Dieses staatlich verordneten Verlustgeschäft hat nicht wenig zur augenblicklichen finanziellen Schieflage des Stromriesen beigetragen. Das auf Druck der EU eingeführte NOME-Gesetz mit dem Ziel, die Monopolstellung von EDF zu verringern, gilt nur bis Ende 2025.

In ihrer Antwort auf eine Kleine Anfrage der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag vom 6. April 2023 zur Entwicklung der Industriestrompreise im Hinblick auf die von Bundeskanzler Scholz versprochenen 4 ct/kWh (BT-Drucksache 20/6350) ging die Bundesregierung davon aus, dass der reglementierte ARENH-Tarif mehr als 50 Prozent des Strombedarfs der französischen Industrie deckt. Das ermöglichte im Jahre 2021 einen durchschnittlichen Industriestrompreis um 10,6 ct/kWh ohne Mehrwertsteuer gegenüber 53,4 ct/kWh (inklusive Stromsteuer) im zweiten Halbjahr 2022 in Deutschland. Es gibt in Frankreich weitere Beihilfen für stromintensive Betriebe, die bei einer Anlaufstelle von Fall zu Fall beantragt werden müssen. Schon vor der Einführung des ARENH haben sich allerdings 27 energieintensive französische Unternehmen zu einem Stromeinkaufs-Konsortium namens *Exeltium* zusammengeschlossen, das mit EDF einen bis Ende 2034 laufenden privatwirtschaftlichen Liefervertrag zu noch günstigeren Konditionen abgeschlossen hat. Das erwähne ich hier nicht nur, weil es zusätzlich dazu beiträgt, die von Neid genährte deutschen Klagen über Wettbewerbsverzerrungen zu begründen.

Denn in dem am 17. Oktober in der EU-Ministerkonferenz zwischen Deutschland und Frankreich erzielten Kompromiss werden solche langfristigen Verträge ausdrücklich empfohlen. EDF möchte zumindest einen Teil der angekündigten neuen Kernkraftwerke vom Typ EPR2 mithilfe solcher Verträge finanzieren. Da bei großen KKW die Brennstoff- und Lohnkosten gegenüber den Investitionskosten kaum ins Gewicht fallen, gelten hier solche langfristigen Verträge als Finanzierungsinstrument der Wahl. Bereits das inzwischen auf Druck der Grünen stillgelegte elsässische KKW Fessenheim wurde mithilfe deutscher und schweizersicher Projektpartner auf diese Weise finanziert.

CfDs, die in dem am 17. Oktober angenommenen Kompromiss-Papier entgegen dem spanischen Votum ebenfalls als Finanzierungsinstrument empfohlen werden, sind nach Ansicht des früheren EDF-Managers und heutigen Energie-Consultants François Henimann für die Finanzierung großer Nuklearprojekte weniger gut geeignet, weil sie nur das Risiko von

Marktschwankungen begrenzen, aber das Risiko des Scheiterns von Projekten ganz beim Projektbetreiber belassen. Zurzeit wird der von EDF Energy am Standort Hinkley Point in Großbritannien errichtete EPR mithilfe eines CfD finanziert. EDF Energy, sein britischer Partner GCN und der britische Staat haben sich hier auf einen Fixpreis von 96 Pfund (115 Euro) je MWh über 35 Jahre geeinigt. Würden CfDs aber, wie gewünscht, in Frankreich das ARENH-System ablösen, habe das, entsprechend den Schwankungen der Marktpreise für Strom, enorme Geldflüsse zwischen dem Staat und dem Kraftwerksbetreiber über die gesamte Vertragslaufzeit zur Konsequenz. In der Tat soll das nächste EPR-Projekt von EDF in England bei Sizewell mithilfe des britischen Staates stattdessen über regulierte Preise finanziert werden. Ziel ist hier ein Gestehungspreis von 60 Pfund (etwa 70 Euro) je Megawattstunde. Henimann fragt deshalb, warum die französische Regierung bzw. ihre Energiewendeministerin Agnès Pannier-Runacher im EU-Ministerrat nicht die Einführung regulierter Strompreise angeregt haben. Nach der französischen Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) genüge die Anhebung des ARENH-Tarifs von 42 auf 50 bis 55 €/MWh in Verbindung mit sinkenden Gaspreisen und der bereits erfolgten Anhebung der Verbraucherpreise, um die Finanzen von EDF wieder ins Lot zu bringen.

Für das laufende Jahr hatte die CRE aufgrund des Mixes zwischen dem ARENH-Tarif und einem Marktpreis von 398 €/MWh einen Tarif régulé de vente d'électricité (TRVE) von 238 €/MWh berechnet. Das erlaube EDF nach einer Tarifierhöhung von 15 Prozent zum Jahresbeginn, so Henimann, auskömmliche Einnahmen von 95 €/MWh. Nach einer weiteren Erhöhung der Endverbraucher-Tarife von 10 Prozent im August komme EDF auf garantierte Einnahmen von 111 €/MWh. Für 2024 erwartet Henimann aufgrund der Wiederinbetriebnahme weiterer Kernreaktoren nach einer erzwungenen Pause wegen Wartung und Reparatur und des inzwischen auf etwa 50 €/MWh gesunkenen Gaspreises noch günstigere Bedingungen. Aber die Ermittlung des TRVE im Einklang mit dem Merit-order-Prinzip bleibe eine Inflationsmaschine. Noch immer sei der TRVE doppelt so hoch wie der Durchschnittspreis des französischen Strommixes. Deshalb sei eine tiefgreifende Reform des europäischen Strommarktes unumgänglich.

Henimann wundert sich, dass die EU-Kommission in ihrem Papier zur Vorbereitung des am 17. Oktober beschlossenen Kompromisses die Kernenergie überhaupt nicht erwähnt und dass die französische Regierung in den zähen Verhandlungen, die dem Kompromiss vorausgingen, keine Finanzierung großer Kernenergie-Projekte über regulierte Preise in die Diskussion gebracht hat. Das ist umso verwunderlicher, als der Euratom-Vertrag vom 25. März 1957 unbestritten zu den Gründungsdokumenten der Europäischen Union gehört. Das hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) in einem am 22. September 2020 in einem Rechtsstreit zwischen der EU-Kommission und Österreich ausdrücklich bestätigt. Die EU-Kommission ist danach verpflichtet, die Entwicklung der Kernenergie nicht nur zu dulden, sondern aktiv zu fördern – mit dem Ziel, preiswerte Energie im Überfluss bereitzustellen, um Wohlstand für alle zu ermöglichen.

Fazit: Solange die Kernenergie hauptsächlich in Form von Großkraftwerken genutzt wird, bleibt es illusorisch, ihren Ausbau marktwirtschaftlich sauber finanzieren zu wollen. Langfristige privatwirtschaftliche Lieferverträge zwischen Kraftwerksbetreibern und Stromeinkaufs-Konsortien bieten zwar die Möglichkeit, Kernenergieprojekte unabhängig von den Unwägbarkeiten der Politik zu finanzieren. Doch gelten staatlich regulierte Preise als kostengünstiger. Solche Regelungen wären kein Problem, wenn die Regierungen sich an abgeschlossene langfristige Verträge halten würden. In der EU ist das aber leider nicht mehr selbstverständlich.