

Ramboll ist Generalplaner für das neue Abfall-Heizkraftwerk in Perlen/Luzern (Schweiz). Die Anlage produziert Strom für 38'000 Haushalte, Dampf für die benachbarte Papierfabrik und Fernwärme für die umliegenden Gemeinden. Dadurch können pro Jahr rund 40 Millionen Liter Heizöl gespart und 90'000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden.

# DEN STEIGENDEN ENERGIEBEDARF DECKEN (UND GLEICHZEITIG DIE UMWELTBELASTUNG REDUZIEREN)

Energie aus Abfall ist eine effiziente Lösung: [www.ramboll.com/wte](http://www.ramboll.com/wte)

**RAMBOLL**

RAMBOLL HAT PROJEKTE ZUR ENERGIEGEWINNUNG AUS ABFALL IN ÜBER 40 LÄNDERN MITGESTALTET UND DABEI ALS PLANER UND BERATER ZUM ERFOLG VON MEHR ALS 130 NEU- UND UMBAPROJEKTEN BEIGETRAGEN.



Mitsubishi Hitachi Power Systems



# Gemeinsam stärker

## Integrierte Lösungen zur Stromerzeugung

Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe liefert hochmoderne und leistungsfähige Produkte. Wir errichten Kraftwerke auf dem neuesten Stand der Technik. Wir realisieren zuverlässige und kostengünstige Service-Lösungen. Unsere grünen Technologien – zum Beispiel im Bereich Biomasse und Energiespeicher – sind beispielhaft für unsere Innovationsstärke. Intelligente Lösungen zur Stromerzeugung benötigen Know-how und Erfahrung. Mitsubishi Hitachi Power Systems hat beides – und dies macht uns zu einem erfolgreichen Energieanlagenbauer und Anbieter von Serviceleistungen.

[www.eu.mhps.com](http://www.eu.mhps.com)

## CO<sub>2</sub>-Abscheidung hinter Abfallverbrennungsanlagen und Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen

Torsten Buddenberg und Christian Bergins

1.	EU-Energiepolitik .....	316
2.	Elektrizitätsmarkt und Power-to-X-Technologien .....	318
2.1.	Power-to-Methanol .....	320
2.2.	CO <sub>2</sub> -Intensität im Verkehrssektor.....	321
2.3.	Wirtschaftlichkeit.....	323
3.	Auf Methanol basierende Kraftstoffe.....	326
3.1.	Power-to-fuel im Vergleich zu Biokraftstoffen .....	327
3.2.	Gesamte ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen.....	327
4.	Zusammenfassung .....	328
5.	Quellen .....	329

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen (EE) kann zu sporadischen Überkapazitäten im Stromnetz führen, was sowohl die Abschaltung von EE-Anlagen als auch von thermischen Kraftwerksanlagen zu Folge hat. Zwar gibt es industrielle Lösungen zur Speicherung von Strom im Megawatt-Bereich für kurze Zeiträume – zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage – aber es ist noch ein weiter Weg, bis großtechnische und langfristige Speicherlösungen einsatzbereit sind.

Wenn man verschiedene Verfahren und Ressourcen aus dem Energiesektor, der Industrie und dem Verkehr miteinander verzahnt (*Sektorenkopplung*), dann lassen sich sowohl weitere EE-Quellen in das Stromnetz integrieren als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr reduzieren.

Ein wichtiger Schritt kann dabei die Herstellung von Methanol, Benzin, Diesel oder Kerosin mit Hilfe von Wasserstoff – hergestellt durch Wasserelektrolyse – und CO<sub>2</sub> – abgetrennt aus Industrieabgasen – sein. Diese künstlich hergestellten Kraftstoffe haben einen geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck und stehen nicht im Wettbewerb zur Produktion von Nahrungsmitteln – im Gegensatz zu Bioethanol oder Biodiesel.

Diese Technologie bietet ein neues Geschäftsmodell für Stromerzeuger, die sich heute auf die Wärme- und Stromerzeugung beschränken und bislang keine Rolle im Markt für grüne Kraftstoffe spielen. Dieser Aufsatz stellt Fallstudien zur Kohlenstoffintensität, Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Herstellung von Kraftstoffen vor, die aus CO<sub>2</sub> und

mit Hilfe vorhandener Technologien erzeugt werden können; gleichzeitig lassen sich auf diese Weise Überkapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern ausgleichen und nicht abregelbare Stromerzeugungskapazitäten von Abfallverbrennungsanlagen nutzen. Traditionellen Stromerzeugern wird ein alternativer Weg aufgezeigt, um auch bei einem künftig hohen Marktanteil von Erneuerbaren Energien ausreichende Erträge zu erzielen.

## 1. EU-Energiepolitik

Die Europäische Union hat sich ehrgeizige Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Energieeffizienz und der Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gesetzt, um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen und den Import von fossilen Brennstoffen zu verringern. Aufgrund erheblicher Investitionen haben erneuerbare Energien 2014 einen Anteil von knapp 27,5 Prozent [12] am Bruttostromverbrauch erreicht.

Andererseits stellt man gerade in den Ländern mit großen produzierenden Industrien fest, dass sich diese Erfolgsgeschichte nicht ohne weiteres auf andere Sektoren mit hohem Energiebedarf wie Heizung oder Verkehr übertragen lässt. Bild 1 zeigt die Größe der Sektoren für Wärme, Kraftstoffe und Elektrizität in Deutschland und die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien in diesen Sektoren in den letzten 25 Jahren [11, 13]. Es liegt auf der Hand, dass das Ziel von 35 Prozent erneuerbarer Elektrizität im Jahr 2020 leicht erreicht oder sogar übererfüllt werden kann, wenn die Installation solcher Erzeugungskapazitäten mit der derzeitigen Geschwindigkeit voranschreitet.

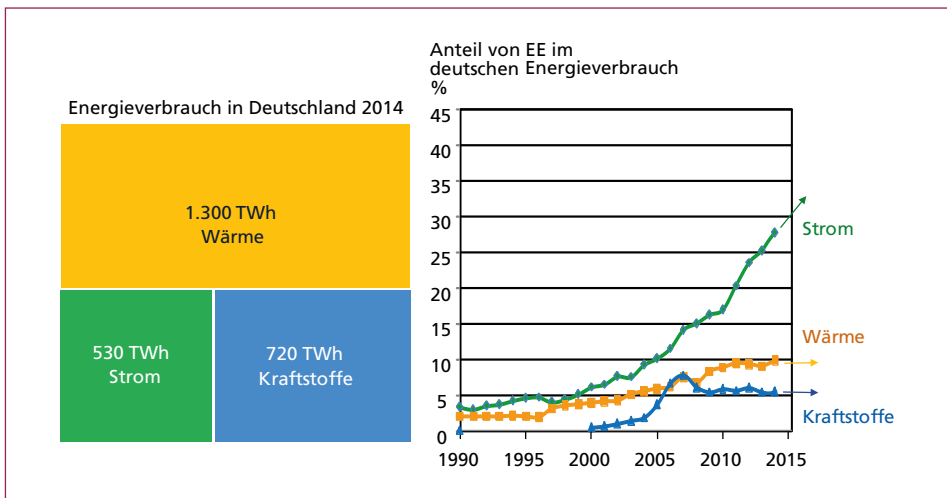


Bild 1: Anteil erneuerbarer Kraftstoffe in der deutschen Energiewirtschaft

Quellen:

Bundesrepublik Deutschland: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>

<http://www.ag-energiebilanzen.de/>

Andererseits pendelt sich der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor auf etwa 10 Prozent ein und liegt damit deutlich unter dem Ziel von 14 Prozent; der Anteil erneuerbarer Energien am Verkehrssektor ist sogar zurückgegangen, nachdem er 2007 bei maximal 7 Prozent gelegen hatte. Ohne große Anstrengungen bei der Erschließung neuer Energiequellen und Technologien für diese beiden Sektoren werden die Ziele, einen Anteil von 14 Prozent aus erneuerbaren Energieträgern im Wärmesektor und 12 Prozent im Verkehrssektor [8] zu erreichen, in Deutschland nicht erreicht. Auf der Ebene der EU 28 müssten die erforderlichen Fortschritte im Bereich Heizung und Verkehr beispiellos sein, um die Ziele für 2020 zu erreichen, geschweige denn die Ziele für 2030.

In der Vergangenheit verzeichnete der Wärmesektor in Deutschland hohe Zuwächse beim Anteil erneuerbarer Energien, vor allem durch den Einsatz von Biogas- und Biomasseheizkraftwerken (BHKW), Holz- und Holzpellet-Heizungen in Privathäusern sowie durch Wärmepumpen. Der Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe stieg vor allem durch die Einführung von Bioethanol aus Mais, Zuckerrohr und Zuckerrüben sowie Biodiesel aus verschiedenen Bio-Ölen. Es ist unwahrscheinlich, dass der Biokraftstoffsektor das Wachstum der letzten zwanzig Jahre aufgrund der Auswirkungen landwirtschaftlicher Methoden auf die Lebensmittelmärkte und die Landnutzung auch in Zukunft beibehalten kann. Hier hat die EU erkannt, dass neben der CO<sub>2</sub> armen Erzeugung auch die Nachhaltigkeit streng betrachtet werden muss, um internationale Konflikte zu vermeiden.

Die EU hat kürzlich Änderungen [9, 10] an der Richtlinie über erneuerbare Energien (RED) und der Richtlinie über die Kraftstoffqualität (FQD) verabschiedet. Die überarbeiteten Richtlinien beinhalten nun über die Biokraftstoffe hinaus auch eine neue Kategorie von erneuerbaren Kraftstoffen aus *nicht-biologischen Quellen*.

Diese Kategorie erlaubt nun synthetische, elektrisch erzeugte Kraftstoffe wie Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse, synthetisches Erdgas (SNG) aus Wasserstoff und abgetrenntem CO<sub>2</sub>, sowie Methanol mit niedriger Kohlenstoffintensität, das aus der Kombination von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> gewonnen wird. Sowohl die ursprüngliche RED als auch die FQD setzten sich ehrgeizige Ziele für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Einerseits sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, bis 2020 entsprechend der RED mindestens zehn Prozent ihrer Kraftstoffe aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen; andererseits erlaubt es die erweiterte RED-Fassung, erneuerbare Kraftstoffe aus *nicht-biologischen Quellen* sowie Kraftstoffe aus abgetrenntem/verwerteten CO<sub>2</sub> zu nutzen – wobei bei der Verwendung von erneuerbaren Energien der Energiegehalt doppelt angerechnet wird.

Es fehlen aber bislang technische Lösungen, die in der Lage sind, Wärme mit geringerer Kohlenstoffintensität zu liefern – insbesondere für Industriezweige, in denen Dampf und Wärme im hohen MW-Bereich benötigt wird – chemische Produktion, Zellstoff- und Papierherstellung usw.. Es gibt derzeit lediglich Anstrengungen zur Wärmeversorgung im Tieftemperaturbereich – für öffentliche Wärmenetze. Einige nordeuropäische Länder (z.B. Dänemark und die Niederlande) stellen solche KWK-Anlagen auf Biomasseverbrennung um, vor allem mit Holzpellets, die aus Mangel an lokalen Ressourcen oft importiert werden müssen.

## 2. Elektrizitätsmarkt und Power-to-X-Technologien

Aufgrund der verstärkten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten und der Regulierung, welche die Einspeisung dieser Energie ins Stromnetz begünstigt, ist der Großhandelspreis für Strom in mehreren europäischen Märkten in den letzten fünf Jahren unter 30 EUR/MWh gesunken. Die Diskrepanz zwischen der Stromnachfrage und dem Angebot an erneuerbarer Elektrizität erhöht den Druck auf Regulierungsbehörden und Erzeuger, die Übertragungsnetze zu erweitern, um Strom aus Regionen mit (Über-)Angebot in Regionen mit großer Nachfrage zu transportieren oder um Energie zu speichern, damit das Angebot an erneuerbarer Energie entsprechend dem Bedarf verlagert wird.

Sowohl der Netzausbau als auch die Einführung von Energiespeichern (hier vor allem Pumpspeicherkraftwerke) werden jedoch durch Genehmigungsverfahren behindert oder leiden unter hohen Kapitalkosten. Niedrige Marktpreise für Strom und niedrige Preisspreizungen behindern zudem Investitionen in teure Speichersysteme. Dies behindert auch den Zubau von Erneuerbaren Energiequellen, da der Marktpreis für Elektrizität weiter nach unten getrieben wird und gleichzeitig Erneuerbare Erzeugung abgeregelt werden muss – das Übertragungsnetz und Speichertechnologien können mit diesem schnell steigenden Angebot nicht Schritt halten. Falls die Stromnachfrage ebenfalls nicht kontrolliert werden kann, werden die Kosten für Strom weiter steigen, da Überkapazitäten schlicht vergeudet werden.

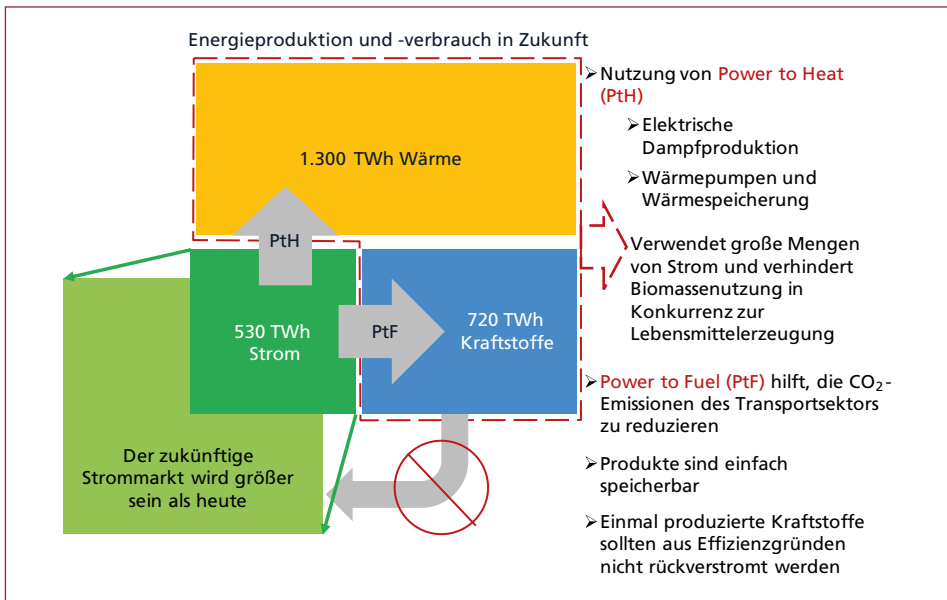


Bild 2: Sektorenübergreifende Energiespeicherung zur Verbesserung der Nutzung von Überkapazitäten erneuerbarer Elektrizität und ihrer Übertragung auf den Wärme- und Kraftstoffsektor zur Unterstützung der Dekarbonisierung dieser Sektoren

Quelle: Arbeitskreis Energiebilanzen, BDEW, UBA

Aus den gleichen Gründen sehen sich thermische Kraftwerke mit einer deutlichen Reduzierung der Vollastbetriebsstunden, Ertragsausfällen aufgrund von Umsatzeinbußen, höheren Kosten für Anfahrbränsstoffe und erhöhtem Verschleiß durch Lastwechselbetrieb konfrontiert; dem gegenüber haben Abfallverbrennungsanlagen, die im Dauerbetrieb (must-run) laufen, geringere Erträge aufgrund sinkender Preise aus dem Stromabsatz. Da intermittierende Energiequellen nicht die Zuverlässigkeit thermischer Kraftwerke erreichen können, denken einige EU-Mitgliedsstaaten über Kapazitätsmärkte nach, in denen thermische Kraftwerke bezahlt werden, um am Netz zu bleiben. Die Regierungen suchen immer noch nach Lösungen, insbesondere um die ständig steigenden Stromkosten zu begrenzen.

Ein sektorenübergreifender Ansatz für Energiespeicher mit Hilfe von *Power-to-X* – insbesondere *Power-to-Heat* (PtH) und *Power-to-Fuel* (PtF) – würde eine weitreichendere Elektrifizierung des Wärme- und Kraftstoffsektors durch die Nutzung der überschüssigen Stromproduktion ermöglichen, die ansonsten abgegelt würde. Dieses Konzept ist in Bild 2 dargestellt.

Während die elektrische Heizung (z.B. durch Elektrodenkessel), auch im Megawatt-Maßstab, bereits Stand der Technik ist und viele Anlagen in Wärmenetzen und Kraftwerken in mehreren EU-Mitgliedstaaten bereits installiert wurden, kann eine breite Anwendung nur erfolgen, wenn über größere Betriebsstundenzahlen Strompreise unter 10 EUR/MWh vorliegen. Ansonsten können auch die niedrigeren Investitionskosten solcher Anlagen die hohen Betriebskosten nicht kompensieren. Zudem widerspricht die Umsetzung eines Prozesses mit solch niedriger Exergieeffizienz den Zielen der geltenden EU-Richtlinien, die weitere Effizienzsteigerungen in allen Sektoren zum Ziel haben.

Deshalb stellen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Wärmepumpen die effektivsten Technologien zur Wärmeerzeugung dar. Es stehen Hochtemperaturwärmepumpen (HTWP) [5, 6] zur Verfügung, die Dampf im Bereich von 2 bis 20 bar für industrielle Anwendungen aus Abwärme im Temperaturbereich von 60 bis 140 °C liefern. Langfristig kann dies die Betriebskosten verschiedener Industriezweige senken und eine sehr effiziente, kohlenstoffarme Wärmeversorgung ermöglichen. KWK-Anlagen können auch flexibel betrieben werden, um die Erzeugung von thermischer Energie als Reaktion auf schwankenden Strom aus Erneuerbaren Energien auszugleichen. Wie wir zeigen werden, kann die Wärmepumpentechnologie die *Power-to-Fuel* (PtF)-Technologie in Kombination mit KWK-Anlagen effektiv unterstützen.

Wie bereits erwähnt, ist PtF für den Verkehrssektor der effizienteste Weg, um die ökologischen Herausforderungen zu bewältigen, die sich aus der zunehmenden Nutzung von Biokraftstoffen ergeben. Es stehen bereits verschiedene PtF-Systeme technologisch zur Verfügung, wie von den Autoren zuvor [3, 15] vorgestellt. Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt auf der Herstellung von Methanol-Kraftstoff mit geringer Kohlenstoffintensität aus elektrisch gewonnenem Wasserstoff in Kombination mit CO<sub>2</sub>, das aus Abgasen abgetrennt wird. Im Folgenden werden die Vorteile der Kombination von Abfallverbrennungsanlagen mit *Power-to-Fuel*, insbesondere mit der *Power-to-Methanol* (PtM)-Technologie, dargestellt. Die Kombination der Verfahren wird unter dem Gesichtspunkt der Energiebilanz, des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks, der Wirtschaftlichkeit und der rechtlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen analysiert.

## 2.1. Power-to-Methanol

Methanol kann aus Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  durch direkte katalytische Synthese hergestellt werden, wie dies in der George Olah-Anlage von Carbon Recycling International in Island demonstriert wird.

Eine PtM-Anlage kann optimal in oder neben einem bestehenden Industriebetrieb, wie z.B. einem Kraftwerk oder Industriestandort, errichtet werden, wo bereits eine Anbindung an das Hochspannungsnetz und die Transportinfrastruktur für die Produkte besteht. Neben der Netzinfrastruktur muss auch eine relativ konzentrierte  $\text{CO}_2$ -Quelle zur Verfügung stehen. Der Prozess für die Umwandlung wurde zuvor [3, 15] beschrieben und kann im industriellen Großmaßstab Umwandlungswirkungsgrade von > 60 Prozent von Strom zu Methanol – bezogen auf den Heizwert – erreichen.

Im Folgenden werden zwei Beispiele für mögliche Implementierungen der PtM-Technologie in Abfallverbrennungsanlagen beschrieben. Die Abfallverbrennungsanlage ist für  $103 \text{ MW}_{\text{th}}$  ausgelegt und hat eine Leistung von  $32,9 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Im Fall 1 wird eine Anlage berücksichtigt, die nur Strom erzeugt; in Fall 2 werden zusätzlich  $55 \text{ MW}_{\text{th}}$  Wärme für ein Wärmenetz entnommen. Der technische Aufbau der beiden Fälle ist in Bild 3 dargestellt, für Fall 2b wird in Bild 4 ein detaillierteres Verfahrensdigramm gezeigt.

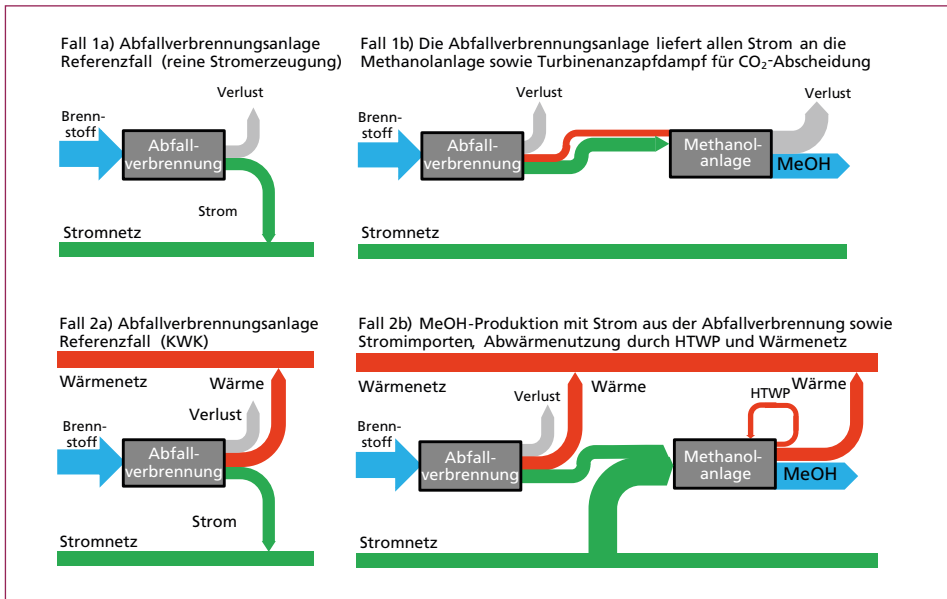


Bild 3: Implementierung der PtM-Technologie in Verbindung mit Abfallverbrennungsanlagen

Im Fall 1 wird der gesamte in der Abfallverbrennungsanlage erzeugte Strom für die Methanol-Produktion genutzt. Eventuell anfallender zusätzlicher Dampfbedarf wird aus der Turbine entnommen. Damit wird eine Produktionskapazität von 27 kt Methanol pro Jahr bei 8.000 Volllastbetriebsstunden erreicht.



Im Fall 2 wird die Methanol-Produktion auf 100 kt pro Jahr erhöht, um die Skaleneffekte zu steigern. Da eine zusätzliche Wärmeversorgung des Wärmenetzes möglich ist, wird zur Rückgewinnung der Abwärme aus dem Wasserelektrolyseur eine Hochtemperaturwärmepumpe (HTWP) [6] installiert, die die Methanol-Produktion versorgt und zusätzlich einen Wärmeexport von 17 MW ermöglicht. Zusätzlich zum Strom aus der Abfallverbrennungsanlage müssen 108 MW Strom aus dem Netz bezogen werden.

Der Hauptverbraucher von Strom ist in beiden Fällen der Elektrolyseur mit 4,4 kWh (AC)/Nm<sup>3</sup> Wasserstoff. Der Dampfbedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung beträgt 2.600 kJ/kg abgetrenntes CO<sub>2</sub>. Der spezifische Gesamtenergiebedarf für den Fall 1 beträgt 9,74 kWh<sub>el</sub>/t MeOH und der Dampfbedarf 1,01 kWh<sub>th</sub>/t MeOH. Im Fall 2 beträgt der spezifische Strombedarf 10,1 kWh<sub>el</sub>/Tonne MeOH. Der Umwandlungswirkungsgrad von *verbrauchtem* und *nicht erzeugtem* Strom (Turbinenanzapfdampf) zu Methanol (bezogen auf den Heizwert) liegt in beiden Fällen bei etwa 55 Prozent. Im Fall 2b beträgt der Wirkungsgrad aus Abfallheizwert plus importierten Strom zu Wärme und Methanol-Kraftstoff 67 Prozent.

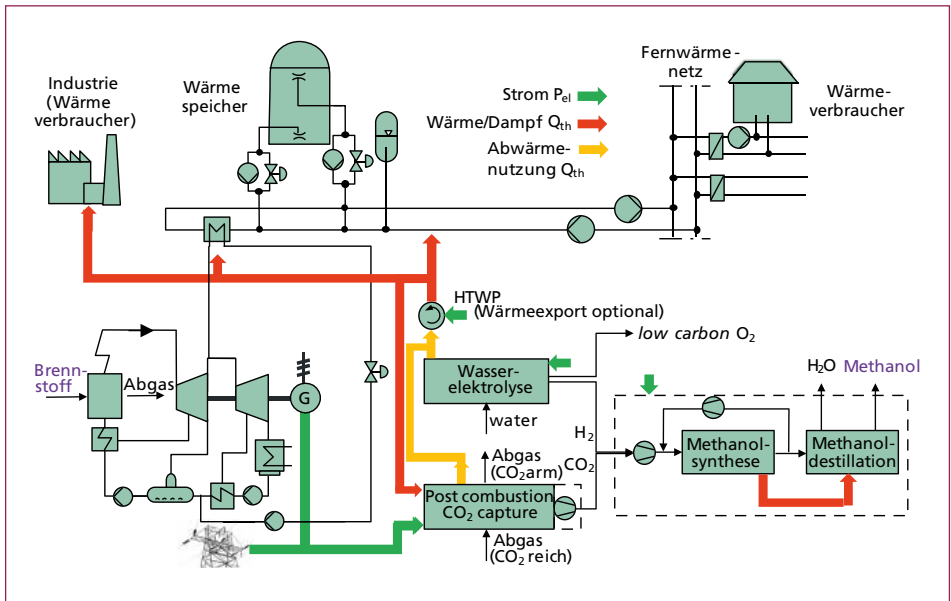
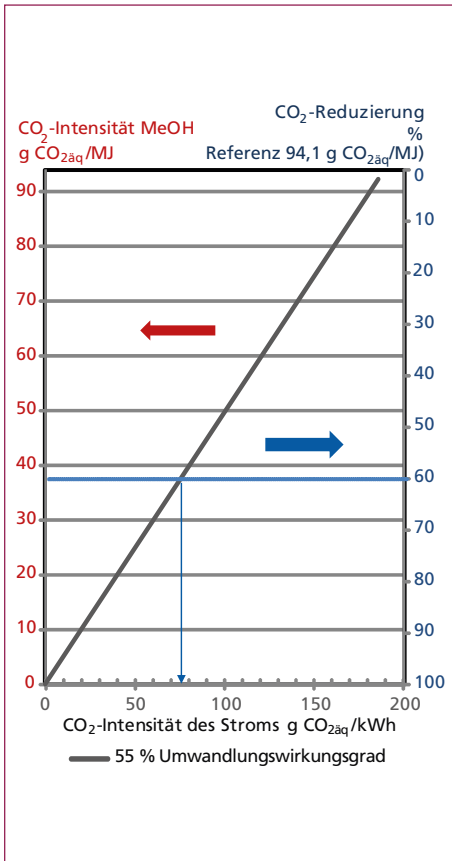


Bild 4: BHKW (Abfallverbrennungsanlage) mit integrierter PtM-Anlage (Fall 2b)

## 2.2 CO<sub>2</sub>-Intensität im Verkehrssektor

Aufgrund des biogenen Anteils in Abfällen kann derart hergestellter Kraftwerkstoff problemlos die Bio-Quote zur Kraftstoffbeimischung erfüllen. Die Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks hängt dabei aber vom Standort der Abfallverbrennungsanlage ab. Da der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Abfalls in der Regel zu hoch ist, um im Methanol-Produkt eine CO<sub>2</sub>-Reduktion gegenüber Benzin nachzuweisen, und zudem eine solche direkte

Stromnutzung eine Entkopplung der Verbrennungsanlage vom Netz erfordern würde, gäbe es nur einen Zertifizierungsweg: Bei der Zertifizierung eines aus Strom gewonnenen erneuerbaren Brennstoffs würde nach den aktuellen EU/EWR-Richtlinien der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den jeweiligen Strom-Mix des Landes berücksichtigt. Selbst *nicht exportierter Strom* aus einer Abfallverbrennungsanlage würde als *importierter Strom* für die Kraftstoffproduktion angesehen.



Land	gCO <sub>2äq</sub> kWh
Island	0.207
Mosambik	0.493
Norwegen	2.458
Nepal	3.376
Schweiz	3.421
Sambia	3.549
Demokratische Republik Kongo	4.609
Albanien	10.133
Schweden	24.733
Tadschikistan	25.737
Angola	42.117
Costa Rica	70.762
Frankreich	75.927
Georgien	99.045
Kirgisistan	101.392
Brasilien	110.151
Äthiopien	132.020
Litauen	135.098
Neuseeland	214.553
Japan	467.380
Vereinigte Staaten	589.156
Deutschland	717.712
Volksrepublik China und Hongkong China	1.081.061

Bild 5: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Methanol-Kraftstoff, der aus elektrischem Strom und abgetrenntem CO<sub>2</sub> mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 55 Prozent erzeugt wird (links), CO<sub>2</sub>-Äquivalent des Endverbrauchs von Strom in ausgewählten Ländern (rechts)

Quelle: Brander, M.; Sood, A.; Wylie, C.; Haughton, A.; Lovell, J.: Technical Paper: Electricity-specific emission factors for grid electricity, Ecometrica, Emissionfactors.com, 2011

Nur wenige EU-Mitgliedstaaten verfügen über ein Stromnetz-CO<sub>2</sub>-Intensität, die es dem Hersteller erlaubt, direkt Brennstoffe mit einem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck zu produzieren, der deutlich niedriger ist als bei fossilen Brennstoffen. Bild 5 links zeigt den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Methanol in g CO<sub>2äq</sub>/MJ bei unterschiedlichen Stromquellen. Die CO<sub>2</sub>-Reduktion auf der Grundlage dieser Referenzwerte wird unter Berücksich-

tigung des Basiswerts für fossile Brennstoffe von 94,1 g CO<sub>2,aq</sub>/MJ berechnet. Bild 5 rechts zeigt den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Methanol für aus dem Netz bezogenen Strom in ausgewählten Ländern (CH<sub>4</sub>-Emissionen sind mit einem Faktor 25 und N<sub>2</sub>O mit einem Faktor 298 enthalten) mit Daten aus [4]. Ein willkürliches Kriterium einer 60-prozentigen Reduktion des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks – hier nur zum Vergleich mit dem maximal zulässigen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Biokraftstoffen aus Neuanlagen und zur Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen Produktion durch ausreichenden Preisaufschlag für die CO<sub>2</sub>-Minderung – wird nur in Schweden, Frankreich, Island und Norwegen erfüllt, die alle Mitglieder des Europäischen Wirtschaftsraums sind – EWR; neben Island, Norwegen und Liechtenstein auch die 28 EU-Staaten. Auch die Schweiz, die nicht zum EWR gehört, erfüllt dieses Kriterium. Nur eine Handvoll Länder außerhalb Europas würden in diese Liste aufgenommen.

Es ist offensichtlich, dass ein höherer CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Stroms auch einen höheren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck für das Endprodukt Methanol (MeOH) verursacht. Um einen niedrigen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck zu erreichen, der mit Biokraftstoffen vergleichbar ist – was auch die Wettbewerbsfähigkeit durch einen Premium-Preis für das Produkt sichern soll – benötigt der Prozess Strom mit einer CO<sub>2</sub>-Intensität unter etwa 75 g CO<sub>2,aq</sub>/kWh.

### 2.3. Wirtschaftlichkeit

Die Vorteile der PtM-Technologie, die in Must-Run-Anlagen wie Abfallverbrennungsanlagen integriert ist, sind

- die Erhöhung der Fähigkeit zur Lieferung von Netzgeldienstleistungen,
- die Schaffung der Möglichkeit, (indirekt) große Mengen an Strom aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen, die sonst abgeregelt oder neue Investitionen in neue Netzinfrastruktur und Energiespeicherung erfordern würden, und
- die Möglichkeit, Elektrizität auf den Brennstoffmarkt zu übertragen und kohlenstoffarme Kraftstoffe an den Verkehrssektor zu liefern, ohne nachteilige Auswirkungen wie bei traditionellen Biokraftstoffen zu haben.

Die Entwicklung von Geschäftsmodellen auf Basis dieses Wertschöpfungspotentials wird heute vor allem durch Regulierungslücken behindert, die es zu schließen gilt, um das Potenzial der PtM-Technologie voll auszuschöpfen. Einige der Lücken sind:

- PtM-Anlagen werden in den meisten EU-Ländern als Energie-Endverbraucher eingestuft und müssen die Netzgebühren und Umlagen, die zur Kompensation der Kosten von Einspeisevergütungen für erneuerbare Energieträger (z.B. die EEG-Zahlung in Deutschland) erhoben werden, tragen.
- Technologien, die die Integration von intermittierenden Energiequellen mit der bestehenden Netzinfrastruktur unterstützen, werden bis auf einige Sonderregelungen – wie z.B. Ausgleichszahlungen für das *Demand Site Management* in Deutschland – finanziell nicht vergütet.

- Die Einhaltung der verbindlichen CO<sub>2</sub>-Reduktionspflicht für Kraftstoffe im Verkehr kann nicht durch die Inanspruchnahme vorhandener Strom-Herkunftsnachweise und auch nicht durch virtuelle Kraftwerksanschlüsse nachgewiesen werden, die belegen, dass ein Anteil erneuerbarer Energie von einem benannten Lieferanten erzeugt und von einem benannten Kunden genutzt wurde. Alle netzgekoppelten Anlagen können so lediglich die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität des nationalen Stromnetzes bei der Zertifizierung benutzen.

Diese Lücken begrenzen auch die Weiterentwicklung von Energiesystemen, da sie Marktteilnehmer daran hindern, Synergien zu nutzen, die sich aus der Kombination von PtM-Technologie und traditioneller Kraftwerksinfrastruktur ergeben würden. Im Folgenden wird eine vereinfachte Kostenberechnung durchgeführt, um die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen für einen Referenzfall darzustellen. Da der Einsatz der PtM-Technologie erst am Anfang steht, sollte dies als Blaupause für fallweise Fallstudien für spezifische Standorte und Anwendungen verstanden werden.

Vernachlässigt man zur Vereinfachung zusätzliche Einnahmequellen aus dem Strommarkt durch z.B. die Bereitstellung von Netzdienstleistungen und Nachfragesteuerung, so müssen lediglich die Energiekosten und -erlöse von Wärme, Strom und Methanol-Kraftstoff berücksichtigt werden. Die Brennstoffkosten (Abfall) werden als Null betrachtet, und nur die Investitionskosten für neue Anlagenteile für die Methanol-Produktion sowie einige fixe Betriebskosten werden in Betracht gezogen, um die Fälle mit und ohne PtM-Nachrüstung zu vergleichen. Wir gehen von einem Festpreis von 25 EUR/MWh für Strom und 15 EUR/MWh für Wärme aus. Zusätzlich haben wir 12 EUR/t für die übrigen variablen Kosten (Katalysator, CO<sub>2</sub>-Waschmittel, usw.), ein Prozent der ursprünglichen Investitionskosten für die Instandhaltung sowie 0,7 Millionen EUR pro Jahr für fixe Betriebskosten (z.B. Personalkosten) berücksichtigt. Die Finanzierung besteht aus 30 Prozent Eigenkapital mit 8 Prozent Zinssatz und 70 Prozent Fremdkapital mit 2 Prozent Zinssatz. Der Methanolpreis lag im vergangenen Jahrzehnt zwischen 260 und 450 EUR pro Tonne; wir nehmen durchschnittlich 310 EUR pro Tonne an. Zusätzliche Einnahmen aus O<sub>2</sub>-Verkäufen werden nicht berücksichtigt, aber der Eigenverbrauch für eine O<sub>2</sub>-angereicherte Verbrennung könnte eine vorteilhafte Anwendung für Abfallverbrennungsanlagen sein.

Die Finanzzahlen der vereinfachten Berechnung für die beiden Fälle sind in Tabelle 1 dargestellt. Es zeigt sich, dass beide Fälle nur geringe Auswirkungen auf die Einnahmen der Abfallverbrennungsanlage haben. Das EBITDA der Methanol-Anlage – absichtlich separat berechnet – hängt stark vom realen Wert des Methanols ab. Bei einem zehnjährigen-Durchschnittspreis von 310 EUR pro Tonne ergibt sich ein negatives EBITDA in Fall 1b und ein geringes positives EBITDA in Fall 2b. In beiden Fällen reicht dies nicht aus, um eine Investition zu ermöglichen. Zusätzliche Einnahmequellen aus a) Netzdienstleistungen oder b) einem Premium-Preis für MeOH sind daher zu berücksichtigen.

Die größtmögliche Prämie – maximaler Preisaufschlag – für Methanol mit geringer CO<sub>2</sub>-Intensität lässt sich aus der CO<sub>2</sub>-Strafe (Abgabe) [7] von 470 EUR pro Tonne ableiten, die von Kraftstoffvertreibern in Deutschland zu zahlen wäre, die die CO<sub>2</sub>-Reduktionsverpflichtung nicht erfüllen. Die Prämie muss dann von Fall zu Fall aus der spezifischen CO<sub>2</sub>-Reduktion im Vergleich zum Referenzwert der fossilen

Kraftstoffe von 94,1 g CO<sub>2aq</sub>/MJ berechnet werden. Als Schätzung für die reale Prämienzahlung gehen wir von einem (beliebigen) Bruchteil der oben genannten Strafe im Bereich von 150 bis 200 EUR pro Tonne vermiedenem CO<sub>2</sub> und 30 bis 50 g CO<sub>2aq</sub>/MJ als CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Produktbrennstoffes aus, der mit Netzstrom in allen Ländern mit weniger als etwa 75 g CO<sub>2aq</sub>/kWh leicht erreichbar ist. Daraus ergibt sich eine Prämie von 200 EUR pro Tonne Methanol (Tabelle 2). Addiert man den Mehrpreis, der in den EU-Märkten gut mit den Mehrpreisen für kohlenstoffarmes Bioethanol oder Biodiesel übereinstimmt, zu den Erträgen, so ergibt sich ein angemessen höheres EBITDA. Die Amortisationszeit, die aus diesem Nettoeinkommen und der Investition zurückgerechnet wird, beträgt 23 Jahre für die kleine Anlage (Fall 1b) und 13 Jahre für die größere Anlage (Fall 2b). Diese Beispiele sollen nur den Einfluss des *Low Carbon Premiums* und der Anlagengröße aufzeigen.

Tabelle 1: Kostenschätzung und Abschreibungszeit für den Einsatz von PtM in einer Abfallverbrennungsanlage

	Einheit	Fall 1a	Fall 1b	Fall 2a	Fall 2b
Methanol-Produktion	kt/Jahr		27.4		100.00
CO <sub>2</sub> -Abscheidung	%		10.7		39.03
Stromerzeugung der Abfallverbrennung	MW	33.89	33.30	24.54	24.54
Wärmeerzeugung der Abfallverbrennung	MW		3.5	55.00	55.00

Abfallverbrennungsanlage	Millionen Euro im Jahr				
Stromverkauf an MeOH+HTWP			6,66		4,91
Wärmeverkauf an MeOH			0,41		
Externer Wärmeverkauf				6,60	6,60
Externer Stromverkauf		6,78		4,91	
<b>Einnahmen der Abfallverbrennungsanlage</b>		<b>6,78</b>	<b>7,07</b>	<b>11,51</b>	<b>11,51</b>

Methanolanlage	Millionen Euro im Jahr				
Stromverbrauch gesamt	MW <sub>el</sub>		33,30		126,3
Stromeinkauf			-6,66		-25,25
Wärmeeinkauf			-0,41		0,00
Nebenkosten			-0,33		-1,20
MeOH Verkauf			8,48		31,00
Premium MeOH			5,47		20,00
Fixkosten und Instandhaltung			-1,40		-2,81
HTWP Stromeinkauf					-1,22
HTWP Wärmeverkauf					2.05

EBITDA (ohne Premium)			-0.32		2.56
EBITDA (mit Premium)			5.15		22.56
Investition gesamt	Millionen EUR		76		217
Annuität	Millionen EUR/Jahr		5.15		22.56
Abschreibungszeit	Jahre		22.6		12.3

Tabelle 2: Preisaufschlag EUR/Tonne MeOH aus CO<sub>2</sub>-Prämie EUR/Tonne CO<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Kraftstoffs

CO <sub>2</sub> Prämie	EUR/t				
	50	100	150	200	250
gCO <sub>2</sub> /MJ (Produkt)	Prämie EUR/t MeOH				
10	83,7	167,4	251,0	334,7	418,4
20	73,7	147,5	221,2	294,9	368,6
30	63,8	127,6	<b>191,3</b>	<b>255,1</b>	318,9
40	53,8	107,7	161,5	215,3	269,1
50	43,9	87,8	131,6	175,5	219,4
60	33,9	67,9	101,8	135,7	169,6
70	24,0	48,0	71,9	95,9	119,9
80	14,0	28,1	42,1	56,1	70,1
90	4,1	8,2	12,2	16,3	20,4

### 3. Auf Methanol basierende Kraftstoffe

Hier soll nur ein kurzer Überblick über die Methanol-Direktverwertung und die Möglichkeiten der Weiterverarbeitung zu beimischbaren (Drop-In) Kraftstoffen gegeben werden. Genauere Informationen und weitere Literatur finden sich unter [2].

Die Methanol-Verwertung im Transportsektor ist umfangreich und wächst kontinuierlich. Heute werden 27 Prozent der weltweiten Methanol-Produktion für den Transport genutzt: zwölf Prozent für die Kraftstoffbeimischung, zwölf Prozent für die MTBE-Herstellung und drei Prozent zur Herstellung von Biodiesel.

Weltweit gibt es viele Methanolkraftstoff-Initiativen. In Europa sind drei Prozent Methanol-Mischungen in Benzin für SP95-Benzin (DIN EN228) genormt. Einige Länder fördern auch die Beimischung oder Verwendung von Methanol mit niedriger CO<sub>2</sub>-Intensität in der Biodieselproduktion, und im Vereinigten Königreich werden auf M95 keine Kfz-Steuern erhoben (95 Prozent Methanol mit 5 Prozent Wasseranteil). Eine ähnliche Initiative hat Australien mit reduzierten Straßengebühren für Methanolfahrzeuge. In Schweden wird Methanol auch als schwefelfreier Schiffskraftstoff verwendet. China hat eine Mischung von 15 Prozent Methanol in Benzin (M15) als Treibstoff in mehreren Provinzen eingeführt und 100 Prozent Methanol (M100) in Fahrzeugflotten in elf Großstädten getestet. In Island hat Carbon Recycling International Flottenversuche mit Methanol und Benzin (M50) in flex-fuel Kraftfahrzeugen von Ford durchgeführt und testet nun M100 mit Fahrzeugen des chinesischen Automobilherstellers Geely.

In China werden die ökonomischen und ökologischen Vorteile (hohe Effizienz der Motoren, geringere Emissionen) bereits heute durch eine schnell wachsende Flotte von M100-Fahrzeugen und die Implementierung der notwendigen Infrastruktur genutzt.

Ein zweiter Weg zur schnellen Einführung Kraftstoffen aus Methanol ist die Umwandlung von Methanol zu Oxygenaten wie Dimethylether (DME) und Oxyethylenether (OMEs) [17] oder direkt zu Benzin (Methanol to Gasoline, MtG-Prozeß [16,18]).

### 3.1. Power-to-fuel im Vergleich zu Biokraftstoffen

Die Emissionen bei der Verbrennung und die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Kraftstoffs sind zwei wichtige Kriterien. Ein drittes Kriterium ist die Reduzierung des (landwirtschaftlichen) Flächenbedarfs. Strom aus erneuerbaren Energien aus Wasserkraft in Berggebieten (z.B. Island, Norwegen, Schweiz, Österreich), Offshore-Windkraft und auf Dächern installierte Photovoltaik-Anlagen haben praktisch keinen Flächenbedarf. Auch der Flächenbedarf für synthetische Treibstoffe aus PV-Strom und Biokraftstoffe lässt sich leicht berechnen und vergleichen: In Brasilien und Deutschland beträgt die notwendige Fläche für die Erzeugung von einer MWh Biokraftstoff pro Jahr 268 bzw. 539 m<sup>2</sup> (MWh/Jahr).

Würde in diesen Ländern PV-Strom und daraus Methanol produziert, läge der Flächenbedarf für die Erzeugung einer MWh Kraftstoff/Jahr bei 15 m<sup>2</sup> in Brasilien und 27 m<sup>2</sup> in Deutschland. Die Zahlen unterscheiden sich um zwei Größenordnungen für Biokraftstoffe und synthetische Kraftstoffe, da die Photosynthese einen Wirkungsgrad von deutlich unter einem Prozent und die Photovoltaik aktuell Werte von über 14 Prozent erreicht. Der Faktor 2 zwischen Deutschland und Brasilien ist offensichtlich auf die unterschiedliche Sonneneinstrahlungintensität zurückzuführen. Dies zeigt, dass ein synthetischer, strombasierter Kraftstoffansatz es ermöglicht, die heutigen Konflikte zwischen Lebensmittelerzeugung und dem Biokraftstoffsektor zu überwinden. Näheres zur Berechnung in [1].

### 3.2. Gesamte ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen

Sowohl bei der Produktion als auch bei der Nutzung ergeben sich bei der PtM-Technologie mehrere Vorteile hinsichtlich des Umweltschutzes, der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit, die bereits beschrieben wurden. Der folgende Abschnitt erläutert weitere Details zu diesen Punkten:

- Kohlendioxid aus verschiedenen Quellen wird abgetrennt und wiederverwendet. Bei der Nutzung von kohlenstoffarmen Energien werden im Verkehrssektor fossile Brennstoffe ersetzt und die entsprechenden Emissionen aus Förderung, Transport und Verarbeitung sowie der Verbrennung fossiler Brennstoffen vermieden. Kohlenstoff wird hauptsächlich aus immanenten Emissionsquellen verwendet, die schwer zu vermeiden sind; dieser Kohlenstoff wird dann ein zweites Mal recycelt, um ihn zu verwenden (das Wesen des Konzepts der Kohlenstoffabscheidung und -nutzung, carbon capture and utilisation, CCU).
- Abgase würden bis an die heutigen technologischen Grenzen gereinigt, um den Verbrauch von CO<sub>2</sub>-Waschmittel und Katalysatoren im nachgeschalteten Methanol-Prozess zu vermeiden. Auf diese Weise werden NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, Staubemissionen und Emissionen von Spurenelementen und Schwermetallen weiter reduziert.
- Wie bereits erwähnt, werden Emissionen aus dem Verkehrssektor aufgrund der inhärenten Eigenschaften von Methanol reduziert: Werden höhere Beimischungen von Methanol oder M100 verwendet, lassen sich verschiedene Arten von

Emissionen im Verkehrssektor verringern. Auch bei der Herstellung und Nutzung synthetischer Treibstoffe zur Beimischung mit geringeren Anteilen an aromatischen Verbindungen werden z.B. Rußemissionen drastisch reduziert.

- Für die Erzeugung von Methanol aus Strom wird im Vergleich zu Biokraftstoffen deutlich weniger Fläche benötigt. Damit werden landwirtschaftliche Flächen für die Produktion von Nahrungsmitteln oder für die Forstwirtschaft freigegeben.
- Aus lokalen Quellen erzeugter Kraftstoff aus kohlenstoffarmer Elektrizität reduziert drastisch die Emissionen aus dem Transport und der Verteilung von Kraftstoffen.
- Die Nutzung von Überschuss-Strom aus lokalen Quellen verringert die Abhängigkeit von Importen.
- Die Nutzung von überschüssigem Strom oder die Bereitstellung von Reserveleistung durch zeitweise Reduzierung der Produktionskapazität bietet eine kostengünstige Maßnahme zur Netzstabilisierung und vermeidet enorme Investitionen in die Netzinfrastruktur auf allen Spannungsebenen oder Investitionen in andere Formen der Energiespeicherung.
- Methanol ist nicht nur ein Kraftstoff, sondern stellt ein Ausgangsprodukt für alle chemischen Synthesewege dar.

## 4. Zusammenfassung

Die Methanol-Herstellung aus Strom mit niedriger CO<sub>2</sub>-Intensität liefert dem Transportsektor zeitnah kohlenstoffarme Kraftstoffe und reduziert gleichzeitig andere Emissionen aus dem Transportsektor und der Industrie. Abfallverbrennungsanlagen und andere Must-Run-Anlagen sind ein natürlicher Partner für diese Technologie. Die Methanol-Herstellung ermöglicht eine Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und schafft für die Betreiber eine neue Einkommensquelle, die die Wirtschaftlichkeit von Must-Run-Kraftwerken in einem Umfeld unterstützt, wo die Einnahmen aus der Stromproduktion nicht mehr ausreichen. Die notwendige Stützfunktion für die Netze und der Betrieb dieser Kraftwerke – bei Abfallverbrennung, Deponiegas oder industrieller Nebenproduktgasverbrennung – müssten ansonsten in Zukunft subventioniert werden.

Es gibt heute keine wirtschaftlichere Lösung als PtM, die sowohl den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor erhöhen kann als auch den flexiblen Betrieb von Kraftwerken durch die Aufnahme von überschüssigem Strom ermöglicht.

Die Regulierung muss sich weiterentwickeln, damit diese Technologien auf den Markt gelangen können. Das bedeutet nicht, dass neue Subventionen notwendig sind – weder für die Brennstoffherstellung noch für den Betrieb von Kraftwerken. Die Regeln des Strommarktes müssen lediglich die positiven Auswirkungen von PtM-Anlagen auf den Betrieb eines Stromnetzes berücksichtigen und anerkennen, dass eine größere Stromversorgung aus volatilen Quellen ermöglicht wird. Dazu bedarf es transparenter Regeln für solche Umwandlungsanlagen, so dass sie nachweisen können, dass sie mit kohlenstoffarmem Strom betrieben werden.



Anlagen, die als Energiespeicher dienen und Strom für den Verkehr in Energie umwandeln, sollten nicht durch hohe Netzentgelte oder Gebühren/Umlagen für Endverbraucher benachteiligt werden, die dem System nicht die gleichen Vorteile bieten. Auf der Brennstoffseite muss die Zertifizierung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks über den Herkunftsnachweis durch virtuelle Kraftwerke ermöglicht werden und der positive Beitrag zum Umweltschutz konsequent anerkannt werden.

### 5. Quellen

- [1] Bergins, C.; Tran, K.-C.; Buddenberg, T.; Stefánsson, B.; Koytsoumpa, E.-I.; Duarte, M. J.: Power to fuel as a sustainable business model for cross-sectoral energy storage in industry and power plants, POWER-GEN Europe 2016, Milan, 21-23 June 2016
- [2] Bergins, C.; Tran, K. C.; Fox, E. L.; Wuebben, P.: Commercialization of Low Carbon Methanol, ATZextra worldwide, January 2016, Volume 21, Supplement 11, 22-25
- [3] Bergins, C.; Tran, K.-C.; Koytsoumpa, E.-I.; Kakaras, E.; Buddenberg, T.; Sigurbjörnsson, Ó.: Power to Methanol Solutions for Flexible and Sustainable Operations in Power and Process Industries, POWER-GEN Europe 2015, Amsterdam, Netherlands, 09-11 June 2015
- [4] Brander, M.; Sood, A.; Wylie, C.; Haughton, A.; Lovell, J.: Technical Paper: Electricity-specific emission factors for grid electricity, Ecometrica, Emissionfactors.com, 2011
- [5] Buddenberg, T.; Bergins, C.; Agraniotis, M.: Hochtemperaturwärmepumpe als Baustein der industriellen KWK und Fernwärmekonzepten als Verknüpfung zu Energiespeicherung und Power to Heat; Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppen Energieverfahrenstechnik und Abfallbehandlung und Wertstoffrückgewinnung, 2016, 23.-24. Februar 2016, Dechema-Haus, Frankfurt
- [6] Buddenberg, T.; Bergins, C.; Waldburg, S.: Future prospects of industrial combined heat and power in Europe with high penetration of renewable energy sources, EuroHeat&Power English Edition Vol. 13 II/2016, 28-31
- [7] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 76 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist
- [8] Bundesrepublik Deutschland: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [9] Council Directive (EU) 2015/652 of 20 April 2015 laying down calculation methods and reporting requirements pursuant to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels
- [10] Directive (EU) 2015/1513 of 9 September 2015 amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources
- [11] <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>
- [12] <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- [13] <http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- [14] Karpf, R.; Bergins, C.: CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei der Abfallverbrennung – CO<sub>2</sub> als Wertstoff, eine Symbiose für die Umwelt? (CO<sub>2</sub> separation in waste incineration, CO<sub>2</sub> as resource, a symbiosis for the environment), Müll und Abfall 5/2016, 228-239 <http://www.MUELLundABFALL.de/MA.05.2016.228>
- [15] Koytsoumpa, E.-I.; Bergins, C.; Buddenberg, T.; Wu, S.; Sigurbjörnsson, Ó.; Tran, K.C.; Kakaras, E.: The Challenge of Energy Storage in Europe: Focus on Power to Fuel, J. Energy Resour. Technol. (2016); 138 (4), doi: 10.1115/1.4032544

- [16] Kuschel, M.: Production of high octane gasoline from synthesis gas on a new route, International Pittsburgh Coal Conference; Beijing, CHINA; September 16 – 19, 2013
- [17] Maus, W.; Jacob, E.; Härtl, M.; Seidenspinner, P.; Wachtmeister, G.: Synthetic Fuels – OME1: A Potentially Sustainable Diesel Fuel, , 35. Internat. Wiener Motorensymposium, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 12, Nr. 777, Bd.1, 325-347 (2014)
- [18] Stahlschmidt, R.; Seifert, P.; Kuschel, M.; Meyer, B.: Concepts for Xtl routes based on a technical proven gasoline synthesis process, 6th International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies, Coal Conversion and Syngas, 19.–22.05.2014, Dresden/Radebeul.