

(12) NACH DEM VERTRAG ÜBER DIE INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT AUF DEM GEBIET DES
PATENTWESENS (PCT) VERÖFFENTLICHTE INTERNATIONALE ANMELDUNG

(19) Weltorganisation für geistiges
Eigentum

Internationales Büro

(43) Internationales
Veröffentlichungsdatum
27. Dezember 2012 (27.12.2012)



(10) Internationale Veröffentlichungsnummer
WO 2012/175194 A2

(51) Internationale Patentklassifikation:
F23G 7/10 (2006.01)

(21) Internationales Aktenzeichen: PCT/EP2012/002597

(22) Internationales Anmeldedatum:
20. Juni 2012 (20.06.2012)

(25) Einreichungssprache: Deutsch

(26) Veröffentlichungssprache: Deutsch

(30) Angaben zur Priorität:
10 2011 051 250.0 22. Juni 2011 (22.06.2011) DE

(71) Anmelder (für alle Bestimmungsstaaten mit Ausnahme
von US): **MEISSNER, Jan A.** [CH/CH]; Bergstrasse 21a,
CH-8700 Küsnacht (CH).

(72) Erfinder; und

(75) Erfinder/Anmelder (nur für US): **FELDMANN, Michael**
[DE/DE]; Am Forsthaus 4, 82349 Pentenried (DE).

(74) Anwälte: **LUCKE, Andreas** et al.; Boehmert & Boehmert,
Petttenkoferstrasse 20-22, 80336 München (DE).

(81) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für
jede verfügbare nationale Schutzrechtsart): AE, AG, AL,
AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY,

BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM,
DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP,
KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD,
ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI,
NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW,
SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM,
TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM,
ZW.

(84) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für
jede verfügbare regionale Schutzrechtsart): ARIPO (BW,
GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ,
TZ, UG, ZM, ZW), eurasisches (AM, AZ, BY, KG, KZ,
RU, TJ, TM), europäisches (AL, AT, BE, BG, CH, CY,
CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT,
LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE,
SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA,
GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Veröffentlicht:

— ohne internationalen Recherchenbericht und erneut zu
veröffentlichen nach Erhalt des Berichts (Regel 48 Absatz
2 Buchstabe g)

(54) Title: METHOD AND INSTALLATION FOR REDUCING GREENHOUSE GASES OF FUELS AND COMBUSTIBLES

(54) Bezeichnung : VERFAHREN UND ANLAGEN ZUR TREIBHAUSGASREDUZIERUNG VON KRAFT- UND
HEIZSTOFFEN

(57) Abstract: The invention relates to a method and installations for reducing the greenhouse gases of fuels and combustibles and to the use of said fuels and combustibles as greenhouse-reduced energy carriers, especially as zero-greenhouse-gas-free fuels in transport. CO₂ from renewable sources is separated from pyrolysis gas and/or from flue gas and/or from biogas, and recuperated. The recuperated renewable CO₂ is put in a geological repository (sequestered). According to a second possible use, the recuperated renewable CO₂ replaces fossil CO₂ as a raw material. According to a third possible use, the renewable CO₂ is used as a raw material for the production of substantially greenhouse-gas-free synthetic fuels, replacing fossil fuels and thereby avoiding additional fossil greenhouse gas emissions. According to the first option of use, renewable CO₂ is removed from the environment, i.e. the atmospheric CO₂ content is actively reduced. According to the second option of use, fossil CO₂ is directly replaced by renewable CO₂, and according to the third option of use, the additional emission of fossil CO₂ and thus an increase in atmospheric CO₂ content is avoided. The greenhouse effects or greenhouse gas credits or greenhouse gas certificates produced by the three options of use are offset against the greenhouse gas emissions of fossil or renewable or synthetic fuels. The virtual-statistic offsetting of the greenhouse gas credits reduces the greenhouse gas emissions of these fuels, at best down to 0gCO₂ equivalent/MJ or down to 0gCO₂ equivalent/kWh or down to 0gCO₂ equivalent/km. Vehicles using such zero emission fuels will turn into exceptionally environmentally friendly zero emission vehicles, thereby allowing zero emission mobility without developing novel drive technologies.

(57) Zusammenfassung: Die vorliegenden Erfindungen betreffen ein Verfahren und Anlagen zur Treibhausgasminderung von Kraft- und Heizstoff und die Verwendung dieser Stoffe als treibhausgasreduzierte Energieträger, insbesondere als absolut treibhausgasfreie Kraftstoffe im Verkehr. Aus regenerativen Quellen stammendes CO₂ wird aus Pyrolysegas und/oder aus Rauchgas und/oder aus Biogas separiert und rekuperiert.

[Fortsetzung auf der nächsten Seite]

WO 2012/175194 A2



Das rekuperierte regenerative CO₂ wird einer geologischen Endlagerung zugeführt (sequestriert). In einer zweiten Verwendungsmöglichkeit ersetzt das rekuperierte regenerative CO₂ stofflich fossiles CO₂. In einer dritten Verwendungsoption wird das regenerative CO₂ als Rohstoff für die Herstellung weitgehend treibhausgasfreier synthetischer Kraftstoffe genutzt, die fossile Kraftstoffe ersetzen, wodurch zusätzliche fossile THG-Emissionen vermieden werden. In der ersten Verwendungsvariante wird regeneratives CO₂ aus der Umwelt entfernt, d.h. der atmosphärische CO₂-Bestand wird aktiv gesenkt. In der zweiten Verwendungsvariante wird fossiles CO₂ direkt durch regeneratives CO₂ ersetzt, in der dritten Verwendungsvariante wird die zusätzliche Emission fossilen CO₂s und damit die Erhöhung des atmosphärischen CO₂-Bestandes vermieden. Die mit den drei Verwendungen erzeugten Treibhausgaswirkungen bzw. Treibhausgasgutschriften bzw. Treibhausgaszertifikate werden mit den Treibhausgasemissionen fossiler oder regenerativer oder synthetischer Kraftstoffe verrechnet. Die virtuell-statistische Anrechnung der Treibhausgasgutschriften reduziert die THG-Emissionen dieser Kraftstoffe, im besten Fall bis auf 0 gCO₂-Äquivalente / MJ bzw. bis auf 0 gCO₂-Äquivalente / kWh bzw. bis auf 0 gCO₂-Äquivalente / km. Fahrzeuge, die derartige Nullemissionskraftstoffe nutzen, werden zu außergewöhnlich umweltfreundlichen Nullemissionsfahrzeugen. Damit wird Nullemissionsmobilität ohne Entwicklung neuer Antriebstechnologien möglich.

5 Verfahren und Anlagen zur Treibhausgasreduzierung von Kraft- und Heizstoffen

Stand der Technik

10 Mit Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Lachgas (N₂O), den diversen Fluorkohlenwasserstoffen, Schwefelhexafluorid (SF₆), Stickstofftrifluorid (NF₃) und weiteren Gasen gibt es eine ganze Reihe von klimarelevanten Treibhausgasen (im Folgenden auch THG) mit unterschiedlichster Klimawirkung. Treibhausgaseffekte werden mittels CO₂-Äquivalenten vereinheitlicht und quantifiziert. In der Regel werden diese in Bezug gesetzt zu verbrauchten Energieeinheiten (z.B. gCO₂-Äq/kWh oder gCO₂-Äq/MJ) oder
15 zu zurückgelegten Fahrstrecken (gCO₂-Äq/km). Während die von der Automobilindustrie veröffentlichten CO₂-Werte angeben, wie hoch die effektive stöchiometrische CO₂-Emission bei der Kraftstoffverbrennung ist, rechnen Umweltinstitute und -behörden den jeweiligen Energieträgern zusätzlich zu, welche CO₂-Emissionen über deren gesamtes Werden entstanden sind, also über den gesamten Lebenszyklus (Life Cycle Analysis
20 LCA) bzw. über den gesamten Herstellungsweg von der Quelle des Energieträgers bis zum Rad des Autos (well-to-wheel). So gehen in die LCA-Betrachtung z.B. von Benzin auch die Emissionen an (fossilem) CO₂ ein, die in der Prozesskette von den Rohölkern, von den Pipelines, von den Raffinerien, von den Stromkraftwerken, die den in der Produktionsstrecke benötigten Strom erzeugen, und von den Tankstellen verursacht
25 werden.

In Übereinstimmung mit allen nationalen und internationalen Umweltbehörden (z.B. dem Weltklimarat IPCC = Intergovernmental Panel on Climate Change und dem UNFCCC = United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen) und staatlichen Stellen (u.a. dem Bundesministerium für Umwelt und dem Bundesministerium für Finanzen) werden die CO₂-Emissionen der diversen Energieträger im Folgenden über deren gesamten Entstehungspro-

30

zess betrachtet, also auf der Basis einer sogenannten Life Cycle Analysis (LCA) bzw. well to wheel (WtW).

Im Sektor Verkehr ist die Sensibilität hinsichtlich der Treibhausgas effekte am höchsten ausgeprägt. Der jeweilige CO₂-Ausstoß pro km muss z.B. in der Europäischen Union
5 beim Automobilverkauf zwingend angegeben werden. Gemäß EU-Beschluss soll die Besteuerung der Kraftstoffe und Fahrzeuge demnächst CO₂-orientiert sein. Gerade weil die THG-Reduzierung im Verkehrswesen so schwierig und kostenintensiv ist, wird hier eine THG-Reduzierung am besten honoriert. Abgesehen davon sind THG-reduzierte und THG-freie Kraftstoffe natürlich besser für die Umwelt als die THG-intensiven fos-
10 silen Kraftstoffe.

Hersteller von treibhausgasreduzierten und insbesondere von treibhausgasfreien Kraftstoffen werden in der Zukunft mit einer erhöhten Marktnachfrage rechnen können. Gemäß EU-Richtlinie RED 2009/28/EG vom 23. April 2009 sollen in jedem Mitgliedsland der EU bis 2020 rd. 10 % des Energieverbrauchs des Verkehrs mit Kraftstoffen aus er-
15 neuerbaren Quellen gedeckt werden. Mittlerweile hat die Deutsche Bundesregierung dieses Ziel uminterpretiert in ein THG-Einsparungsziel von 7 %. Da erwartet wird, dass die im Verkehr eingesetzten biogenen und synthetischen Kraftstoffe in 2020 die THG-Emission von Benzin und Diesel im Durchschnitt lediglich um rd. 58 % und nicht um 100 % senken können, soll der Anteil der Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen in 2020
20 nunmehr 12 % und nicht nur 10 % erreichen. Bis 2050 strebt die deutsche Bundesregierung einen weitgehend THG-freien Verkehr an. Die THG-Minderungsleistung von Kraftstoffen aller Art gewinnt also zunehmend an (politischer) Bedeutung.

Um einen weitgehend THG-freien Verkehr zu erreichen, muss der eingesetzte Kraftstoff THG-frei sein. Bei der Elektromobilität ist das der Fall, wenn THG-freie Elektrizität
25 zum Einsatz kommt, also Strom aus Wind-, Sonnen-, Wasser- oder Atomkraft sowie aus Geothermie (Strom aus Biomasse ist nicht notwendigerweise THG-frei). Bei der Anschaffung müssen Fahrer von Elektrofahrzeugen aber neben erheblichen Einschränkungen des Komforts (Fahrzeuggröße, Nutzlast, Reichweite, Batteriegewicht, Ladeinfrastruktur) hohe und sehr hohe Anschaffungsmehrkosten in Kauf nehmen, die auf abseh-
30 bare Zeit während der Nutzungszeit des Elektrofahrzeugs (noch) nicht über geringere

Kraftstoff- bzw. Stromkosten kompensiert werden können. Dasselbe gilt für Wasserstofffahrzeuge, die zwar weniger Komforteinschränkungen aufweisen, aber teilweise noch teurer sind als Elektrofahrzeuge und den zusätzlichen Nachteil aufweisen, dass es bislang noch keine Tankstelle gibt, die THG-freien Wasserstoff anbieten kann. Die bislang in den ausgereiften Verbrennungsmotorenantrieben eingesetzten fossilen Kraftstoffe Diesel und Benzin haben das Defizit, dass sie in erheblichem Maße mit Treibhausgasemissionen belastet sind. Dies gilt auch für Erdgas (CNG), Flüssiggas (LPG), Kerosin und Schweröl.

Selbst die als Substitute von fossilen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren eingesetzten Biokraftstoffe und zukünftige synthetische Kraftstoffe stellen nicht per se THG-freie bzw. THG-neutrale Energieträger dar, sie können im Gegenteil erheblich mit Treibhausgasemissionen belastet sein. Die Treibhausgasbelastung ergibt sich dabei gemäß der LCA-Methode aus der Summe der Treibhausgasbelastungen aller Energien bzw. aller Energieträger, die beim Anbau und der Ernte der Biomasse, bei ihrer Lagerung, bei ihrem Transport, bei ihrer Konversion zu marktgängigen Energieträgern, bei deren Lagerung und bei deren Distribution zum Einsatz kommen.

Die EU-Richtlinie 2009/28/EG zeigt für eine Vielzahl von biogenen und synthetischen Kraftstoffen und deren diversen Herstellungswege sowie für den Durchschnitt der in der EU eingesetzten fossilen Kraftstoffe, wie hoch diese mit THG-Emissionen belastet sind.

Keiner der in der Richtlinie aufgeführten Biokraftstoffe und auch keiner der aufgeführten synthetischen Kraftstoffe kommt auf eine THG-Emission von 0 gCO₂-Äq/MJ bzw. von 0 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}. Die besten Werte werden mit 10 gCO₂-Äq/MJ (36 gCO₂-Äq / kWh_{Hi}) von Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl erreicht und mit 12 gCO₂-Äq/MJ (43,2 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}) von aus Trockenmist hergestelltem Biogas. Von den sogenannten Zukunftskraftstoffen kommen nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren aus Abfallholz erzeugter synthetischer Diesel auf 4 gCO₂-Äq/MJ (14,4 gCO₂-Äq / kWh_{Hi}), aus Abfallholz erzeugtes DME und aus Abfallholz erzeugtes Methanol auf 5 gCO₂-Äq/MJ (18 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}), aus Kulturholz erzeugter Fischer-Tropsch-Diesel auf 6 gCO₂-Äq/MJ (21,6 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}) und aus Kulturholz erzeugtes DME sowie aus Kulturholz erzeugtes Methanol auf 7 gCO₂-Äq/MJ (25,2 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}). Aus Weizenstroh erzeugtes Ethanol erreicht noch 11 gCO₂-Äq/MJ (39,6 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}).

In der EU-Richtlinie finden beim Vergleich dieser Emissionswerte mit den THG-Emissionen fossiler Kraftstoffe ältere, mittlerweile aber überholte IPCC-Werte Verwendung. Gemäß den überholten IPCC-Werten verursachen fossiles Benzin und fossiler Dieselmotorkraftstoff im Durchschnitt eine THG-Emission von 83,8 gCO₂-Äq/MJ, was
5 301,7 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} entspricht. Gemäß neuerer IPCC-Werte aus dem Jahr 2007 belastet fossiles Benzin die Umwelt mit 308,2 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} während fossiler Dieselmotorkraftstoff auf eine Belastung von 320,2 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} kommt. Im aktualisierten Durchschnitt aus Benzin und Diesel ergibt sich damit eine um 4,1 % höhere THG-Emission von 314,2 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}. Für fossiles Erdgas hat das IPCC 2007 eine aktu-
10 alisierte THG-Emission von 244,6 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} festgestellt und für das aus einer Mischung aus fossilem Butan und fossilem Propan bestehende Flüssiggas (LPG) eine durchschnittliche THG-Belastung von rd. 277 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}.

Obwohl die THG-Belastung des Verkehrs mit dem Einsatz von Biokraftstoffen und erst recht mit der Verwendung synthetischer Kraftstoffe substanziell gesenkt wird, konnte
15 bislang mit keinem der in der EU-Richtlinie aufgeführten Kraftstoffe die absolute THG-Neutralität heisst THG-Freiheit erreicht werden, d.h., es gibt noch keinen in Verbrennungsmotoren einsetzbaren Kraftstoff mit einer THG-Belastung von 0,0 gCO₂-Äq/MJ bzw. von 0,0 gCO₂-Äq/kWh_{Hi}.

In der DE102009018126A1 schlägt das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
20 Forschung (ZSW) ein Energieversorgungssystem vor, bei dem eine Wasserstofferzeugungseinrichtung Strom aus regenerativen Quellen, u.a. Strom aus Biomassekraftwerken, zur Elektrolyse in einer bekannten Elektrolyseeinheit einsetzt und somit elektrische Energie aus regenerativen Quellen chemisch im Energieträger Wasserstoff bindet. Dieser regenerative Wasserstoff soll einem üblichen Methanisierungsreaktor zugeführt
25 werden. In diesen Methanisierungsreaktor wird ebenso ein CO₂-haltiges Gas geleitet, wobei das CO₂-haltige Gas u.a. fossilen Kraftwerken und Biogasanlagen entstammen kann. Der regenerative Wasserstoff und das CO₂ sollen gemäß dem bekannten Sabatier-Prozess zu Methan synthetisiert werden. Gastankstellen können Teil eines derartigen Energieversorgungssystems sein.

DE4332789A1, DE102004030717A1 und DE102009007567 offenbaren sehr ähnliche Systeme. Wenn einmal realisiert, können derartige Energieversorgungssysteme den Markt sicher mit regenerativem Strom und/oder mit regenerativem Kraftstoff versorgen. Es ist gleichwohl nicht sichergestellt, dass der regenerative Kraftstoff auch zu 100 % THG-frei ist. Wenn in den Methanol- oder Methan-Kraftstoff fossiles CO₂ z.B. nach entsprechender Abscheidung aus einem Kohlekraftwerk und/oder THG-belasteter Strom z.B. aus einer mit Mais betriebenen Biogasanlage eingegangen ist, kann der Methan-Kraftstoff sehr wohl mit Treibhausgasemissionen belastet sein, u.U. in erheblichem Maße. Im Übrigen beziehen sich die Offenlegungsschriften DE102009018126A1, DE4332789A1 und DE102009007567 auf die Eigenschaft der Erneuerbarkeit der erzeugten Energien und Energieträger und nicht auf die Eigenschaft der THG-Minderungsleistung bzw. der THG-Emission dieser Energien und Energieträger. Wie vorstehend dargelegt wurde können diese beiden Eigenschaften durchaus auseinanderfallen.

Gegenwärtig befinden sich verschiedene Techniken zur Extrahierung von fossilem CO₂ aus den Rauchgasen von Feuerungsanlagen, insbesondere von mit fossiler Kohle oder fossilem Erdgas betriebenen Großkraftwerken, in der Entwicklung. Die Offenbarungsschriften US2007/0178035A1 (White/Allam), DE102008062497A1 (Linde-KCA-Dresden) und DE102009043499A1 (Uhde) zeigen dies beispielhaft. Eine zweite Technik zur Gewinnung bzw. Abscheidung von CO₂ aus dem Hauptprozess der Verbrennung der eingesetzten Energieträger (meist fossile Kohle oder fossiles Erdgas) stellt die Verbrennung in Sauerstoffatmosphäre (Oxyfuel-Verfahren) dar. Das Rauchgas dieses Verfahrens besteht fast nur noch aus CO₂ und Wasserdampf. Der Wasserdampf wird relativ einfach durch Kondensation aus dem Rauchgas entfernt, so dass hochkonzentriertes CO₂ übrig bleibt. Eine dritte Technik zur Isolierung von CO₂ wird mit sogenannten IGCC-Kraftwerken (Integrated Gasification Combined Cycle) realisiert, die fossile Energieträger wie Kohle, aber auch regenerative Energieträger wie Biomasse oder Abfall mittels Vergasertechnik in partieller Oxidation unterstöchiometrisch mit Wasser zu einem (Brenn-)Gas konvertieren, das im Wesentlichen aus Wasserstoff und CO besteht. Mittels geeigneter Katalysatoren lässt man das CO unter hohem Druck mit Wasserdampf zu CO₂ und Wasserstoff reagieren. Bei Drücken von bis zu 70 bar kann das CO₂ mit einem der bekannten Verfahren der Gaswäsche (u.a. Druckwechselabsorption) relativ einfach aus dem Gasgemisch absorbiert werden, in Frage kommen auch das Separa-

tionsverfahren der Aminwäsche und kryogene Verfahren. Das (Brenn-)Gas wird i.d.R. verstromt, aus ihm kann aber auch reiner Wasserstoff, Methanol, Ethanol oder synthetisches Methan, Oktan, Propan und Butan erzeugt werden. Diese dritte Technik der CO₂-Separation wird als Pre-Combustion-Capture bezeichnet, da das CO₂ vor der Nutzung des (Brenn-)Gases aus dem Prozess entfernt wird.

Das gemäß einer der vorstehend aufgeführten Techniken extrahierte fossile CO₂ soll i.d.R. einer geologischen Endlagerung zugeführt werden (sogenannte CCS-Verfahren, Carbon Dioxide Capture and Storage). Die weitere und zusätzliche Belastung der Umwelt mit fossilem CO₂ soll so reduziert und im idealen Fall komplett vermieden werden.

10 Eine vollständige Erfassung und Endlagerung des bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehenden fossilen CO₂s ist aber aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht möglich. D.h., auch beim Einsatz der besten CCS-Verfahren kommt es immer zu einem CO₂-Schlupf, der zwischen 2 % und 20 % des CO₂-Aufkommens liegt und der den CO₂-Bestand in der Atmosphäre somit weiter erhöht. Mit den bislang kon-

15 zipierten und geplanten CCS-Techniken lassen sich also weder absolut THG-freier Kohle- oder Erdgasstrom darstellen noch absolut THG-freie Kraftstoffe wie Wasserstoff, Methanol, Ethanol oder synthetisches Methan, Butan, Oktan oder Propan.

Obwohl allein in Deutschland mittlerweile über 250 Biomasse(heiz)kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern wie z.B. Holzhackschnitzel und/oder Holzpellets betrieben werden, die nicht fossiles, sondern regeneratives CO₂ ausstoßen, und obwohl allein in

20 Deutschland über 50 Biogasanlagen regeneratives CO₂ aus Biogas abtrennen (und das resultierende BioMethan ins nationale Erdgasnetz einspeisen) und weltweit einige IGCC-Kraftwerke in einer biogenen Variante als BIGCC-Anlagen auch Biomasse einsetzen, war es bis zu den Patentanmeldungen DE102010008287.2, DE102010017818.7

25 und PCT/EP2011/000748 des Erfinders keine CCS-Technik darauf ausgerichtet, CO₂ aus regenerativen Quellen (regeneratives CO₂) zu rekuperieren und einer geologischen Endspeicherung (Sequestrierung) zuzuführen oder mit dem rekuperierten regenerativen CO₂ fossiles CO₂ stofflich zu ersetzen. Auch sind keine Verfahren bekannt, mit denen die positiven Umwelteffekte der stofflichen Substitution fossilen CO₂s durch regenera-

30 tives CO₂ oder die positiven Umwelteffekte der Substitution fossiler Kraftstoffe durch

THG-freie synthetische Kraftstoffe oder die positiven Umwelteffekte der Minderung des atmosphärischen CO₂-Bestandes auf (andere) THG-belastete Kraftstoffe übertragen werden. Insbesondere sind keine Verfahren bekannt, bei denen die Übertragung so gestaltet wird, dass die THG-Bilanz dieser zu entlastenden Kraftstoffe einen Wert von ≤ 0 gCO₂-Äq/MJ bzw. ≤ 0 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} erreicht.

Die Offenbarungsschriften DE102010017818.7 (Feldmann) und PCT/EP2011/000748 (Feldmann) beschreiben erstmals u.a. ein Verfahren und Anlagen zur Erzeugung treibhausgasreduzierten Biogases, zu dessen Aufbereitung zu treibhausgasnegativem BioMethan und regenerativem CO₂, zur Vermischung von treibhausgasnegativem BioMethan und Erdgas (CNG) zu einem treibhausgasfreien Mischgas und zur Verwendung des treibhausgasnegativen BioMethans und/oder des treibhausgasfreien Mischgases als treibhausgasnegative bzw. treibhausgasfreie Energieträger, insbesondere als treibhausgasnegative bzw. treibhausgasfreie Kraftstoffe im Verkehr. Jedoch wird nicht beschrieben, wie auch die THG-Emissionen anderer Kraftstoffe als des in der Anlage erzeugten BioMethans reduziert werden könnten, insbesondere die THG-Emissionen fossiler oder fremder biogener oder synthetischer Kraftstoffe.

Aufgabenstellung

Der Erfindung liegt daher die Aufgabe zugrunde, den Mangel der THG-Belastung möglichst vieler Kraftstoffe zu beseitigen, insbesondere von Kraftstoffen, die im Verkehr Verwendung finden. Es sind ein Verfahren und Anlagen bzw. Systeme (Anlagenkonfigurationen) zu definieren, die durch Kraftstoffeinsatz bedingte zusätzliche THG-Emissionen reduzieren und zwar weiter als es durch den bloßen Wechsel von fossilen Kraftstoffen auf Biokraftstoffe oder auf synthetische Kraftstoffe möglich ist. Vorzugsweise soll die auf den Kraftstoffeinsatz zurückzuführende THG-Emission so weit reduziert werden, dass diese Kraftstoffe mindestens absolut THG-frei werden und die jeweilige THG-Belastung einen Wert von ≤ 0 gCO₂-Äq/MJ und damit auch ≤ 0 gCO₂-Äq/kWh_{Hi} erreicht. Als zu entlastende Kraftstoffe sollen dabei alle fossilen, biogenen und synthetischen Kraftstoffe in Betracht kommen.

Lösung

Diese Aufgabe wird hinsichtlich des Verfahrens im Wesentlichen durch die im Anspruch 1 beschriebene Erfindung gelöst und hinsichtlich der Anlage im Wesentlichen durch die im Anspruch 11 beschriebene Erfindung. Die Erfindungen setzen dabei auf die vorbekannten Offenlegungen DE102010017818.7 und PCT/EP2011/000748 des Erfinders auf, wobei diese Schriften nicht auf die Nutzung der THG-Effekte für die Verbesserung der THG-Bilanz fremder, nicht in der Anlage erzeugter Kraftstoffe ausgerichtet sind. Sie beziehen sich vielmehr ausschließlich auf die Verbesserung der THG-Belastung von Biogas bzw. BioMethan, das mit dem dort beschriebenen Verfahren bzw. in einer dort beschriebenen Anlage erzeugt wird.

Das hier offen gelegte, auf die Verbesserung der THG-Bilanz von Kraftstoffen aller Art, insbesondere auf die Verbesserung der THG-Bilanz von fremden Kraftstoffen ausgerichtete Verfahren besteht bei voller Nutzung aller Ausführungs- bzw. Ausbaumöglichkeiten aus insgesamt 10 Verfahrensschritten. Es umfasst im Einzelnen die Verfahrensschritte 1.) „Auswahl der zu verwertenden Energieträger“, 2.) „Konversion zu CO₂-haltigen Gasen“, 3.) „Separation des regenerativen CO₂s“, 4.) „Rekuperation des regenerativen CO₂s“, 5.) „Verflüssigung des rekuperierten regenerativen CO₂s“, 6.) „Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s“, 7.) „Transport“, 8.) „Verwendung des regenerativen CO₂s“, 9.) „Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ und 10.) „Verwendung der entlasteten Kraftstoffe im Verkehr“ bzw. „Verwendung der entlasteten Kraftstoffe zur Wärme- oder Stromgewinnung“.

Die Verfahrensschritte „Rekuperation des regenerativen CO₂s“, „Verwendung des regenerativen CO₂s“, „Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ und „Verwendung der entlasteten Kraftstoffe im Verkehr“ stellen – wie im Folgenden erläutert wird – zentrale Elemente der Erfindung dar.

Verfahrensschritt 1.) „Auswahl der zu verwertenden Energieträger“: Die Auswahl von nicht-fossilen Energieträgern für den Einsatz in Konversionsprozessen, die die Erzeugung von marktgängigen Energieträgern zum Ziel haben, ist nicht neu. Jedes Biomasse(heiz)kraftwerk und jede Biogasanlage ist darauf ausgerichtet, die Emission fossilen

CO₂s zu vermeiden. Der Bestand an atmosphärischem CO₂ im Meta-System „Umwelt“ soll so nicht weiter erhöht werden. Im Kernprozess der chemischen, stöchiometrischen Konversion gelingt dies immer dann, wenn die eingesetzten Rohstoffe nicht-fossiler Natur sind, also z.B. aus Biomasse oder aus Abfall bestehen. Sowohl das bei der Vergä-
5 rung als Biogasfraktion entstehende CO₂ als auch das CO₂, das bei der nachfolgenden Nutzung des zu BioMethan aufbereiteten Biogases entsteht, sowie das bei der Verbrennung von Biomasse entstehende CO₂ ist hinsichtlich seiner Effekte auf das Klima völlig unschädlich; es war 1 bis 40 Jahre zuvor noch in der Atmosphäre und damit im Meta-System „Umwelt“, bevor es von den Pflanzen über den Photosynthese-Prozess aufge-
10 nommen wurde.

Damit das im Verfahrensschritt 8.) verwendete regenerative CO₂ seine positive THG-Wirkung erzielen kann, ist es für das gesamte Verfahren zwingend erforderlich, dass solche für das Meta-System „Umwelt“ unschädlichen Primärenergieträger und sonstigen unschädlichen Einsatzstoffe zum Einsatz kommen (vgl. Anspruch 1).

15 Verfahrensschritt 2.) „Konversion zu CO₂-haltigen Gasen“: Die üblichen Konversionsverfahren der Verbrennung, Vergärung und Vergasung von nicht-fossilen Energieträgern haben nicht die Erzeugung von CO₂ zum Hauptziel, sie dienen i.d.R. vielmehr der Umwandlung von nicht bzw. wenig marktfähigen Energieträgern (z.B. Mais, Gras und Festmist) in marktfähige Energieträger (z.B. BioMethan) und/oder der direkten Um-
20 wandlung der nicht bzw. wenig marktfähigen Energieträger (Waldrestholz, Holzhackschnitzel) in marktfähige elektrische oder thermische Energie. CO₂ fällt dabei lediglich als Neben- bzw. als wertloses Abfallprodukt an. Darum wird das bei der Verbrennung, Vergärung und Vergasung entstehende CO₂ i.d.R. auch einfach in das Meta-System „Umwelt“ emittiert.

25 Wenn CO₂ in größeren Mengen stofflich für die industrielle Nutzung benötigt wird, wird es i.d.R. als Nebenprodukt anderer industrieller Prozesse gewonnen und zwar a) bei der industriellen Verbrennung von Koks mit (überschüssiger) Luft, b) bei der industriellen Vergasung von Kohle, c) bei der industriellen Ammoniaksynthese, d) bei der industriellen Methanolherstellung und e) beim industriellen Kalkbrennen.

Dass der erforderliche Kohlenstoff aus fossilen Quellen stammt, ist bei den Herstellungsverfahren a) und b) offensichtlich. Aber auch bei der Ammoniakherstellung entstehendes CO₂ hat fossile Ursprünge: während der für die unter hohem Druck und hoher Temperatur ablaufende Reaktion $N_2 + 3 H_2 \ggg 2 NH_3$ erforderliche Stickstoff mittels Kryo-Technik durch Luftverflüssigung bzw. Luftzerlegung separiert wird, wird der ebenfalls erforderliche Wasserstoff mittels Dampfreformierung aus Erdgas oder auch aus Kohle oder aus der Erdölfraktion Naphtha gewonnen. Dabei fällt CO₂ in der Synthesegasherstellung als Produkt der Wassergas-Shift-Reaktion an. Für den Einsatz in der Ammoniaksynthese wird das CO₂ zuvor aus dem Prozessgas herausgewaschen, beispielsweise mit dem Rectisolverfahren. CO₂ steht dadurch in großen Mengen in relativ reiner Form zur Verfügung (nach Abtrennung des CO₂s wird der Wasserstoff im erforderlichen Verhältnis mit Stickstoff gemischt und zu Ammoniak synthetisiert). Aufgrund des Einsatzes der fossilen Einsatzstoffe Erdgas, Kohle oder Erdöl hat damit auch das bei der Ammoniaksynthese als Nebenprodukt entstehende CO₂ fossile Ursprünge.

Die industrielle Herstellung von Methanol (CH₄O) erfolgt fast ausschließlich mit Katalysatoren unter hohem Druck und hohen Temperaturen aus Synthesegas, einem Gemisch aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff (im Verhältnis von etwa 1:2). Reaktionsformel: $CO + 2 H_2 \ggg CH_3OH$. Das für die Methanolsynthese erforderliche Synthesegas kann wie oben bereits dargestellt aus fossilen Einsatzstoffen wie Kohle, Erdölfraktionen und Torf hergestellt werden, aber auch aus nachwachsenden Rohstoffen wie Holz, Stroh und anderer Biomasse, außerdem auch aus Biogas, Müll oder Klärschlamm. Üblich sind jedoch die Dampfreformierung und die partielle Oxidation von Erdgas. Weltweit sind Kohle und Erdgas bei der industriellen Herstellung von Methanol die wesentlichen Quellen für das Synthesegas. In Deutschland wurden im Jahr 2000 circa zwei Millionen Tonnen Methanol hergestellt, davon etwa 1,4 Millionen Tonnen bzw. rd. 70 % aus fossilen Rückstandsölen. Das bei der Synthesegasherstellung anfallende CO₂ wird wie bei der Ammoniaksynthese vor der Synthese aus dem Prozessgas ausgewaschen. Damit hat auch das in relativ großen Mengen als Nebenprodukt der Methanolsynthese entstehende und in relativ reiner Form verfügbare CO₂ i.d.R. fossile Ursprünge.

Beim Kalkbrennen handelt es sich um die Zersetzung von Calciumcarbonat zu Calciumoxid und CO₂. Die Reaktion $\text{CaCO}_3 \gg \text{CO}_2 + \text{CaO}$ findet bei einer Temperatur zwischen 900 und 1.300 °C statt. Bei der industriellen Erzeugung wird CaCO₃ in Form von fossilen Kalksteinen aus einem Kalk-Steinbruch angeliefert und in vertikal arbeitenden Ring- oder Schachtöfen bzw. in Drehrohröfen oder in Wirbelstromöfen auf etwa 900–1300 °C erhitzt. Die Öfen werden dabei mit einem Gemisch aus 90 % Kalkstein und 10 % Koks beschickt. Beide Einsatzstoffe entstammen fossilen Lagerstätten. Damit hat auch CO₂, das als Nebenprodukt des Kalkbrennens entsteht, fossile Ursprünge.

Alle für die industrielle Herstellung von CO₂ eingesetzten Verfahren nutzen also fossile Energieträger bzw. Substanzen, d.h., das in der Industrie stofflich genutzte CO₂ ist i.d.R. fossiler Natur. Mit fossilem CO₂ lassen sich keine positiven THG-Effekte erzielen, so kann man insbesondere nicht anderes fossiles CO₂ mit positiven Umwelteffekten stofflich ersetzen. Die üblicherweise genutzten Verfahren sind also für die zur Erzeugung größerer unbelasteter CO₂-Mengen nicht geeignet. Erforderlich sind vielmehr Verfahren, die wie im Verfahrensschritt 1.) aufgeführt nicht-fossile Einsatzstoffe und Energieträger nutzen. Diese Bedingungen werden nur von der anaeroben Vergärung von Biomasse und ggf. auch von organischem Abfall, der Verbrennung von Biomasse und ggf. auch von organischem Abfall und der Vergasung von Biomasse und ggf. auch von organischem Abfall erfüllt. Zum Verfahren gehört deshalb neben der entsprechenden Auswahl der Einsatzstoffe zwingend die Auswahl dieser hier aufgeführten Konversionsverfahren (vgl. Anspruch 1).

Verfahrensschritt 3.) „Separation des regenerativen CO₂s“: Bei dem Konversionsverfahren der Vergasung ist die Extrahierung des entstandenen CO₂s bedingt durch das Erfordernis des nachfolgenden Prozesses, CO₂-frei sein müssen, zwingend. Vergasungsanlagen ohne CO₂-Separation gibt es praktisch nicht. Wenn ein nicht-fossiler Primärenergieträger wie Biomasse als Rohstoff eingesetzt wird, erfüllt das abgetrennte CO₂ die Vorbedingung des regenerativen Ursprungs. Es liegt nach der Abtrennung zudem in der gewünschten aufkonzentrierten Form vor. Je konzentrierter das CO₂ dabei ist, desto weniger technischer und energetischer Aufwand muss in den nachfolgenden Schritten der Verflüssigung oder der Verfestigung getätigt werden, denn der abzukühlende Gasmassenstrom fällt dann kleiner aus. Für das hier offenbarte Verfahren ist es deshalb von

Vorteil, wenn die das CO₂ liefernde Vergasungsanlage als Rohstoff nicht-fossile Primärenergieträger einsetzt und wenn das regenerative CO₂ in möglichst hoher Konzentration geliefert wird.

5 Für die Separation von CO₂ aus dem Prozessgas kommen mehrere bekannte Verfahren in Frage, z.B. der Membran-/Permeationsprozess, das Druck-Wechsel-Adsorptions-Verfahren (mit PSA-Anlagen), das Absorptionsverfahren (mit MEA-Anlagen) und kryogene Verfahren. Jedes Verfahren hat seine spezifischen Vor- und Nachteile.

Bei dem Konversionsverfahren der anaeroben Vergärung wird Biomasse durch die Aktivität diverser Bakterienstämme im Wesentlichen in CO₂ und Methan umgewandelt. Da
10 bei der anaeroben Vergärung immer nicht-fossile organische Einsatzstoffe als Gärsubstrate dienen, ist das von den Bakterien erzeugte CO₂ regenerativer Natur. Die Extrahierung des im bakteriellen Prozess entstandenen regenerativen CO₂s ist nur erforderlich, wenn das CO₂-haltige Biogas zu BioMethan aufbereitet und in ein Erdgasnetz eingespeist werden soll. Rd. 98 % der deutschen Biogasanlagen verwenden das erzeugte
15 CO₂-haltige Biogas gegenwärtig jedoch ohne CO₂-Abtrennung direkt als Kraftstoff für die Verstromung in Generatorsets (BHKW).

Für die Separation von CO₂ aus dem Biogas kommen die bekannten Verfahren in Frage, z.B. der Membran-/Permeationsprozess, das Druck-Wechsel-Adsorptions-Verfahren (mit PSA-Anlagen), das Absorptionsverfahren (mit MEA-Anlagen) und kryogene Ver-
20 fahren.

Das im Biogas enthaltene regenerative CO₂ kann vor der Verstromung aus dem Biogas extrahiert werden. Dies ist aber mit erheblichem zusätzlichem Mehraufwand verbunden, da Verstromungseinrichtungen (BHKW) auch mit Biogas betrieben werden können und die Biogasanlagen i.d.R. nur geringe Kapazitäten aufweisen und es sich nicht lohnt,
25 Gaswäschetechnik für Kleinanlagen bereitzustellen. Zudem würde die „Herstellung“ von regenerativem CO₂ Teil des erfindungsgemäßen Verfahrens. Um das erfindungsgemäße Verfahren möglichst schlank und effektiv zu halten, ist es von Vorteil, dies möglichst zu vermeiden. Als Lieferanten des regenerativen CO₂s werden deshalb vorzugsweise die Biogasanlagen ausgewählt, die Biogas sowieso schon aufbereiten, um

BioMethan zu erhalten. Das sind alle ins Erdgasnetz einspeisenden Biogasanlagen und solche Biogasanlagen, die flüssiges BioMethan oder unter Druck stehendes BioMethan mit geeigneten Transportmitteln (Pipeline, mobile Druckgasbehälter, mobile Flüssig-
gasbehälter) liefern. Der technische und energetische Aufwand der Abtrennung kann bei
5 der Einbeziehung sowieso schon aufbereitenden Biogasanlagen entfallen, was für die Nutzer des hier beschriebenen Verfahrens von Vorteil ist. Es sei jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass auch die Einbeziehung der „Herstellung“ des regenerativen CO₂s in das erfindungsgemäße Verfahren geschützt sein soll.

Bei dem Konversionsverfahren der Verbrennung ist die Extrahierung von CO₂ bislang
10 unüblich, insbesondere wenn die verwendeten Rohstoffe regenerativer Natur sind. Biomasseheizkraftwerke gelten z.B. im Gegensatz zu Kohle- und Gaskraftwerken sogar als besonders umweltfreundlich, weil sie lediglich regeneratives und damit für das Meta-System „Umwelt“ unschädliches CO₂ ausstoßen. Eine mit erheblichen Zusatzinvestitionen, Zusatzkosten und Wirkungsgradverlusten verbundene CO₂-Abtrennung ist deshalb
15 zwar für Kohlekraftwerke vorgesehen, nicht aber für Biomassekraftwerke. Die Separation regenerativen CO₂ müsste dezidiert durchgeführt werden, sie würde Teil des Verfahrens, was technisch möglich ist, aber nur in zweiter Priorität gewollt ist. Der erhebliche zusätzliche technische Aufwand und die zusätzlichen Kosten einer eigenständigen CO₂-Separation sollen vorzugsweise vermieden werden.

20 Der Verfahrensschritt der Separation ist also u.a. dadurch gekennzeichnet, dass er vorzugsweise von den Lieferanten des regenerativen CO₂s vorgenommen wird (vgl. Anspruch 2). Für die Separation von CO₂ aus dem Rauchgas kommen die bekannten Verfahren in Frage, z.B. der Membran-/Permeationsprozess, das Druck-Wechsel-Adsorptions-Verfahren (mit PSA-Anlagen), das Absorptionsverfahren (mit MEA-Anlagen),
25 kryogene Verfahren und das Oxy-Fuel-Verfahren.

Verfahrensschritt 4.) „Rekuperation des regenerativen CO₂s“: Bislang ist es in fast allen Biomasse verwertenden Verbrennungs-, Vergasungs- und Vergärungsanlagen üblich, das separierte (regenerative) CO₂ in die Atmosphäre zu entlassen – was wie oben dargelegt wurde, nicht schädlich für das Meta-System „Umwelt“ ist. Das trifft insbesondere
30 auf die Betreiber von ins Erdgasnetz einspeisenden Biogasanlagen zu, die das separierte

CO₂ meist als wertlosen Abfall betrachten. Das Besondere an dem hier offenbarten Verfahren ist die Erkenntnis, dass dieses (regenerative) CO₂ durchaus von Wert sein kann, nämlich, wenn man es wie hier dargestellt verwendet.

5 Das in den Anlagen separierte regenerative CO₂ wird deshalb nicht, wie heute üblich, in die Atmosphäre entlassen und damit in den (kurzfristigen) CO₂-Kreislauf zurückgegeben, sondern aufgefangen (rekuperiert) und ggf. zwischengelagert. Die CO₂-Abscheidung und die CO₂-Rekuperation können in einer Anlage zusammengefasst werden. Die Rekuperation regenerativen CO₂s stellt deshalb eine Neuheit dar, insbesondere in Kombination mit den anderen Verfahrensschritten.

10 Verfahrensschritt 5.) „Verflüssigung des rekuperierten regenerativen CO₂s“: Um das rekuperierte regenerative CO₂ besser zwischenlagern und oder transportieren zu können, ist es von Vorteil, es zu verflüssigen. Der apparative Aufwand und die Kosten einer gasförmigen Handhabung wären deutlich höher. Dieser Verfahrensschritt ist gleichwohl nicht zwingend erforderlich, er kann auch übersprungen werden, z.B., wenn die Ver-
15 wendung relativ nah zum Ort der CO₂-Erzeugung bzw. –Separation erfolgt und in diesem Fall das Transportmittel „Gaspipeline“ kostengünstiger ist.

Verfahrensschritt 6.) „Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s“: Der rekuperierte CO₂-Gasvolumenstrom wird in der Regel schwanken und deshalb nicht mit der Abnahme übereinstimmen. Es ist deshalb von Vorteil, gleichwohl nicht zwingend
20 erforderlich, zwischen der Separation und dem Transport eine Abpufferung in Form mindestens eines Zwischenspeichers vorzusehen (vgl. Ansprüche 1 und 11).

Verfahrensschritt 7.) „Transport“: Das rekuperierte regenerative CO₂ wird physisch vom Ort der Rekuperation bzw. der Zwischenlagerung zum Ort der Verwendung verbracht. Dieser Transport kann per Lkw erfolgen und/oder per Schiff und/oder per Eisenbahn und/oder per Pipeline.
25

Verfahrensschritt 8.) „Verwendung des regenerativen CO₂s“: Die Verwendung des regenerativen CO₂s bestimmt, welcher THG-Effekt im Meta-System „Umwelt“ erreicht wird. Um einen positiven THG-Effekt zu erzielen, sind 3 Verwendungsoptionen vorge-

sehen: A) Sequestrierung des regenerativen CO₂s, B) Stoffliche Substitution fossilen CO₂s, C) Nutzung des regenerativen CO₂s für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

Bei der Sequestrierung des regenerativen CO₂s wird das CO₂ geologisch endgelagert (sequestriert) und damit aus dem Meta-System „Umwelt“ entfernt. Durch die Sequestrierung wird regeneratives CO₂ aus dem kurzfristigen CO₂-Kreislauf entnommen, was deutlich mehr ist als eine bloße Vermeidung von weiteren zusätzlichen THG-Emissionen in das Meta-System „Umwelt“, denn der CO₂-Bestand der Atmosphäre wird aktiv gesenkt. Wenn diese Verringerung des atmosphärischen CO₂-Bestands einer nur kleinen Kraftstoffmenge angerechnet wird (siehe Verfahrensschritt 9), kann diese soweit entlastet werden, dass ihre THG-Belastung nicht nur reduziert oder auf null gebracht wird, sondern sogar negativ ausfällt. Das ist dann von besonderem Vorteil, wenn es zum dualen Einsatz von Kraftstoff kommt. Bei Dual-Fuel-Konzepten kann es z.B. zum Einsatz von Methan als Gas und/oder Methan als Flüssigkeit einerseits und Diesel oder Biodiesel andererseits in Dual-Fuel-Lkw kommen. Wenn das Methan eine negative THG-Bilanz aufweist, kann es die positive THG-Bilanz des Diesels bzw. des Biodiesels kompensieren, so dass die Lkw trotz Verwendung von umweltbelasteten Kraftstoffen letztlich THG-frei unterwegs sind.

Bei der stofflichen Substitution ersetzt regeneratives und damit unschädliches CO₂ fossiles und somit schädliches CO₂, das ansonsten in das Meta-System „Umwelt“ gelangen und den CO₂-Bestand der Atmosphäre erhöhen würde und damit schädliche Auswirkungen hätte. Das fossile CO₂ muss nicht länger für die industrielle Anwendung erzeugt werden, eine zusätzliche Belastung des Meta-Systems „Umwelt“ wird vermieden. Dadurch wird der atmosphärische CO₂-Bestand zwar nicht gesenkt, aber es kommt zumindest zu keiner weiteren Erhöhung dieses Bestandes.

Bei der Nutzung des regenerativen CO₂s für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wird das regenerative CO₂ in einen der üblichen Reformierungsprozesse eingebracht, in dem es zu einem regenerativen synthetischen Kraftstoff aufbereitet wird, vorzugsweise gemäß dem bekannten Sabatier-Prozess zu synthetischem Methan (CH₄) oder gemäß den anderen bekannten Verfahren (z.B. Dampfreformierung, Bertau/Pätzold/Singliar-Verfahren) zu synthetischem Methanol (CH₃OH), Ethanol oder zu synthetischem Me-

than, Oktan, Butan oder Propan. Es ist von Vorteil, wenn der erforderliche Wasserstoff per Elektrolyse aus THG-freiem Strom gewonnen wird, so dass es zu minimalen THG-Emissionen kommt und die durch die Verwendung des regenerativen CO₂s erzielten THG-Effekte durch den Einsatz fossiler Energie nicht wieder zunichte gemacht werden
 5 (vgl. DE102004030717A1, DE102009 018126A1 und DE4332789A1).

Wenn die CO₂-Reformierung bzw. der Sabatier-Prozess synthetische Kraftstoffe abwirft, ersetzen diese synthetischen Kraftstoffe fossile Kraftstoffe, was die zusätzliche Emission von weiteren zusätzlichen THG in die Atmosphäre und damit in das Meta-System „Umwelt“ vermeidet, die (zusätzliche) THG-Emission ist dann nahezu null.

10 Verfahrensschritt 9.) Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“: So wie beim Verkauf von BioMethan-Einspeisungen in das Erdgasnetz und von Ökostrom-Einspeisungen in das Stromnetz keine physische Übertragungen exakt des selben Gases bzw. des selben Stroms von den Verkäufern (Einspeisern) zu den Käufern (Ausspeisern / Nutzern) stattfinden, sondern lediglich virtuell-statistische Verrechnungen der entsprechenden Energiemengen, werden die erzielten Reduzierungen des physisch nicht abgrenzbaren atmosphärischen CO₂-Bestandes des Meta-Systems „Umwelt“ und/oder die erzielten Reduzierungen an zusätzlichen THG-Emissionen in diesem erfindungsgemäßen Verfahren
 15 virtuell-statistisch mit den THG-Emissionen der zu entlastenden Kraftstoffe verrechnet. Diese Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ erfolgt kraftstoffsortenspezifisch nach dem folgenden erfindungsgemäßen Algorithmus (vgl. Ansprüche 10 und 20):
 20

$$MK_n = (RCO_2 \text{ ./ } ECO_{2-el} \text{ ./ } ECO_{2-th} \text{ ./ } ECO_{2-sonst}) / (CO_{2-Kn} \text{ ./ } CO_{2-ZB_{Kn}})$$

wobei

	MK_n	=	maximale energetische Menge des Kraftstoffes n, gemessen in kWh _{Hi} oder MJ, die auf die Zielbelastung CO ₂ -ZB _{Kn} gebracht werden kann;
25	RCO_2	=	Rekuperierte Menge an regenerativem CO ₂ , gemessen in t CO ₂ -Äq,
	ECO_{2-el}	=	CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s durch den Einsatz von elektrischer Energie entstehen;
30	ECO_{2-th}	=	CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s durch den Einsatz von thermischer Energie entstehen;

- ECO_{2-sonst} = sonstige CO₂-Emissionen, gemessen in t CO₂-Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO₂s entstehen;
- CO_{2-Kn} = LCA-THG-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen vor der Entlastung in gCO₂-Äq/kWh_{Hi} oder in gCO₂-Äq/MJ;
- 5 CO_{2-ZB_{Kn}} = THG-Ziel-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen nach der Entlastung in gCO₂-Äq/kWh_{Hi} oder in gCO₂-Äq/MJ;

Wenn beispielsweise aus einer mit konventionellen Gärsubstraten (Mais, Gras, Gülle, Getreideganzpflanzenschnitt) betriebenen Biogasanlage im Verfahrensschritt 4.) „Re-

10 kuperation“ jährlich 5.600 t regenerativen CO₂s rekuperiert werden und bei den nachfolgenden Verfahrensschritten 5.) bis 8.) CO₂-Emissionen auftreten, z.B. durch den Einsatz von 56.000 kWh_{el} Strom aus dem deutschen Strommix für die Steuerung der Verflüssigungsanlage und durch den Verbrauch von 2.240.000 kWh_{th} Wärme aus Erdgas für die Verflüssigung des rekuperierten regenerativen CO₂s sowie durch den Einsatz

15 von 593.000 kWh_{Hi} Dieselkraftstoff für den Transport des verflüssigten CO₂s per Lkw, dann reduziert sich die anrechenbare CO₂-Menge auf 4.827,3 t/a. Diese Minderung berechnet sich wie folgt:

Der deutsche Strommix sei mit 624 gCO₂-Äq/kWh_{el} belastet, durch den Bezug von 56.000 kWh_{el} aus dem Stromnetz wird die Umwelt mit folglich mit 34,9 tCO₂ belastet.

20 Bei einer LCA-Belastung des Erdgases in Höhe von 244,6 gCO₂/kWh_{Hi} ergibt sich für den Wärmeeinsatz von 2.240.000 kWh_{th} eine weitere Belastung von 547,9 tCO₂. Beim Einsatz von 593.000 kWh_{Hi} an Dieselkraftstoff, der mit 320,2 gCO₂/kWh_{Hi} belastet ist, entstehen weitere 189,9 tCO₂. Von der ursprünglich rekuperierten CO₂-Menge in Höhe von 5.600 t bleiben gemäß der vorstehenden Formel noch rd. 4.827,3 t CO₂ anrechenbar

25 (5.600 tCO₂ ./ 34,9 tCO₂ ./ 547,9 tCO₂ ./ 189,9 tCO₂ = 4.827,3 tCO₂).

Der zu entlastende Kraftstoff sei fossiles Erdgas und die Zielbelastung sei 0,0 gCO₂ / kWh_{Hi}. Gemäß dem Algorithmusteil (CO_{2-Kn} ./ CO_{2-ZB_{Kn}}) werden 244,6 gCO₂/kWh_{Hi} ./ 0,0 gCO₂/kWh_{Hi} = 244,6 gCO₂/kWh_{Hi} für eine entsprechende THG-Entlastung des Erdgases benötigt. Mit der anrechenbaren CO₂-Menge von 4.827,3 t CO₂ können also

30 bis zu 19.735.487 kWh_{Hi} fossilen Erdgases in einen absolut THG-freien Kraftstoff konvertiert werden. Dementsprechend kann die THG-Belastung aller fossilen, biogenen und synthetischen Kraftstoffe, deren LCA-THG-Belastung bekannt ist, reduziert werden,

vorzugsweise auf null und besonders vorzugsweise auf < null. Die maximal entlastbaren Kraftstoffmengen ergeben sich dabei aus dem erfindungsgemäßen Algorithmus.

Gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren ist es möglich, jeden Kraftstoff in einen absolut THG-freien Kraftstoff zu konvertieren. Es wird also möglich, absolut CO₂-freies Benzin anzubieten, absolut CO₂-freien Dieselkraftstoff, absolut THG-freies Kerosin, absolut CO₂-freies Erdgas, absolut CO₂-freies Flüssiggas, absolut THG-freies Schweröl und auch absolut CO₂-freie Biokraftstoffe sowie absolut THG-freie synthetische Kraftstoffe. Die jeweils verfügbare THG-reduzierte Kraftstoffmenge wird dabei umso größer, je geringer die anfängliche LCA-THG-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes ist und umgekehrt. Mit einer an-rechenbaren CO₂-Menge von 4.827,3 t können aufgrund seiner höheren anfänglichen LCA-THG-Belastung von 308,2 gCO₂/kWh_{Hi} lediglich 15.662.881 kWh_{Hi} an Benzin so entlastet werden, dass sich absolut THG-freies Benzin ergibt. Mit der anrechenbaren Menge von 4.827,3 t CO₂ könnte dagegen eine Menge von bis zu 121.901.515 kWh Fischer-Tropsch-Diesels, der aus Kulturholz erzeugt wurde, zu einem Nullemissions-Kraftstoff gemacht werden, also eine um den Faktor 7,8 größere Kraftstoffmenge.

Mit diesem Verfahren wird der effektive CO₂-Bestand des Meta-Systems „Umwelt“ im Saldo entweder nicht weiter erhöht, oder die weitere Emission an zusätzlichem fossilem CO₂ wird reduziert.

Verfahrensschritt 10.a) „Verwendung der entlasteten Kraftstoffe im Verkehr“: Wie vorstehend dargestellt wurde, sind bis auf absolut THG-freies BioMethan (aus DE102010 017818.7 und PCT/EP2011/000748) bislang keine anderen Kraftstoffe bekannt, die die Eigenschaft der absoluten THG-Freiheit aufweisen. Mit dem erfindungsgemäßen Verfahren wird es erstmals möglich, jeden Kraftstoff zu einem äußerst umweltfreundlichen Nullemissionskraftstoff zu machen. Wenn ein solcher Nullemissionskraftstoff im Verkehr eingesetzt wird, ist Nullemissionsmobilität gegeben, und zwar ohne dass die etablierten Antriebstechniken geändert oder durch andere Antriebstechnik (Elektro- oder Wasserstoffantrieb) ersetzt und ohne dass neue Tankstellen-Infrastrukturen aufgebaut werden müssten. Von besonderem Vorteil dieses Verfahrensschrittes ist, dass die positiven Umwelteffekte sofort über den gesamten Kraftfahrzeugbestand wirksam werden

können und bis zur vollen Wirksamkeit nicht auf den kompletten Austausch des Kraftfahrzeug-Altbestandes durch Neufahrzeuge gewartet werden müsste.

Von allen Verfahrensschritten und Maßnahmen hat die Sequestrierung von regenerativem CO₂ den größten Effekt auf die THG-Bilanzen des Verfahrens bzw. auf die mit dem Verfahren gewonnenen Energieprodukte. Hierbei handelt es sich nicht um eine rechnerische Zuordnung, das CO₂ wird vielmehr physisch in tiefen geologischen Formationen endgelagert. Die effektive CO₂-*Minderung* (endgültige Entfernung von CO₂ aus dem atmosphärischen CO₂-Kreislauf des Meta-Systems „Umwelt“) wird einem beliebigen Kraftstoff zugerechnet.

- 10 Im Verkehr können nicht nur THG-freie Kraftstoffe mit einer THG-Minderung von 100 % eingesetzt werden, sondern auch nach diesem Verfahren um 0,01 % bis 99,99 % THG-reduzierte Kraftstoffe sowie Kraftstoffe, deren THG-Emission um > 100 % reduziert wurde.

- Verfahrensschritt 10.b) „Sonstige Verwendungen der entlasteten Kraftstoffe“: Der bzw. 15 die THG-entlasteten Kraftstoffe können nicht nur im Verkehr eingesetzt werden, sondern auch als THG-reduzierte bzw. als THG-freie Heizstoffe und zur Erzeugung von THG-reduziertem bzw. THG-freiem Strom.

- Das erfindungsgemäße Verfahren beinhaltet die Steuerung und Regelung der jeweiligen Teilprozesse und des Gesamtablaufes. Diese sind in üblicher Weise als System- bzw. 20 Anlagensteuerung implementiert und werden deshalb nicht näher erläutert.

Erreichte Vorteile

- Wenn es mit allen Schritten realisiert wird, kann mit dem hier offengelegten Verfahren Kraftstoff bereitgestellt und genutzt werden, ohne dass sich der (atmosphärische) CO₂-Bestand des Meta-Systems „Umwelt“ erhöht. Alternativ kann die Emission von fossilem CO₂ in das Meta-System „Umwelt“ durch die Emission von regenerativem CO₂ 25 ersetzt werden. Diese Kraftstoffe können im Verkehr eingesetzt werden.

Ohne die Automobiltechnik (also weder das Produkt noch die Herstellungswerke) groß verändern bzw. weiterentwickeln zu müssen, wird mit dem Einsatz der absolut THG-freien Kraftstoffe Nullemissionsmobilität möglich, ggf. sogar THG-negative Mobilität. Die internationale Automobilindustrie kann nach wie vor Autos mit Verbrennungsmotoren bauen, ohne die Technologie groß ändern zu müssen, die THG-Freiheit der Mobilität wird über den Kraftstoff erreicht.

Die Nachteile der ggf. ebenfalls CO₂-freien Elektromobilität wie kurze Reichweite, lange Ladezeiten, hohes Batteriegewicht, sehr hohe zusätzliche Anschaffungskosten, problematische Beheizung im Winter und problematische Klimatisierung im Sommer, Investition in neue Produktionslinien, hohe F&E-Ausgaben etc. etc. treten dabei nicht auf. Weder muss die hochentwickelte Verbrennungsmotorentechnik auf eine Elektromotorentechnik umgestellt werden, noch müssen Hochleistungsbatterien entwickelt, produziert und bezahlt werden. Dadurch verursachte THG-Emissionen können unterbleiben.

Auch ggü. der gegenwärtig noch als ultima ratio angesehene Wasserstofftechnologie weisen das hier beschriebene Verfahren und die beschriebene Verwendung Vorteile auf; da die Anschaffungsmehrkosten von Wasserstoff-Pkw heute ggü. vergleichbaren Benzinfahrzeugen bei 50.000 Euro und mehr liegen und diese sich bei Elektro-Pkw auf 10.000 bis 40.000 Euro belaufen, kann kaum ein Pkw mit diesen neuen Antrieben während seiner gewöhnlichen Nutzungszeit diesen Kostennachteil durch Kostenvorteile beim Kraftstoffverbrauch kompensieren. Bei CNG-Antrieben belaufen sich die Anschaffungsmehrkosten lediglich zwischen 0 und 4.000 Euro pro Pkw und die Break Even-Punkte sind bereits nach einer Fahrstrecke von 0 bis 30.000 km erreicht.

Die „Erzeugung“ von THG-reduzierten bzw. THG-freien Kraftstoffen ist also von Vorteil für die Automobilindustrie, für deren Arbeitnehmer, für die Autokäufer und –nutzer und last but not least für die Umwelt.

Detaillierte Beschreibung

Zum besseren Verständnis der vorliegenden Erfindung wird im Folgenden auf Ausführungsbeispiele Bezug genommen, die anhand fachspezifischer Terminologie beschrieben sind. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass der Schutzzumfang der Erfindungen

durch die Angabe von Ausführungsbeispielen nicht eingeschränkt werden soll, da Veränderungen und Modifizierungen an dem offenbarten Verfahren und an der offenbarten Anlage sowie an deren Ausführungsvarianten und weitere Anwendungen der Erfindungen sowie weitere Verwendungen des rekuperierten regenerativen CO₂s als übliches
5 derzeitiges oder künftiges Fachwissen eines zuständigen Fachmanns angesehen werden.

Die Figuren 1 bis 5 zeigen Ausführungsbeispiele des erfindungsgemäßen Verfahrens, wobei die Rechtecke Stoffe und Produkte darstellen und Rechtecke mit abgeschnittenen Ecken Prozesse bzw. Verfahrensschritte.

Figur 1 zeigt ein schematisches Blockdiagramm der Verfahrensschritte zur Verbesserung der THG-Bilanz beliebiger Kraftstoffe in allen möglichen Varianten
10

Figur 2 stellt eine Ausführungsvariante des Verfahrens dar, bei der auf die Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s verzichtet wird.

Figur 3 zeigt eine weitere Ausführungsvariante des in Figur 1 dargestellten Verfahrens, bei der das regenerative CO₂ ausschließlich mit dem Konversionsverfahren der anaeroben Vergärung gewonnen wird und bei der die nicht genutzten Verfahrensoptionen
15 nicht mehr dargestellt sind.

Figur 4 zeigt eine Ausführungsvariante des in Figur 1 dargestellten Verfahrens, bei der das regenerative CO₂ ausschließlich mit dem Konversionsverfahren der Vergasung gewonnen wird.

Figur 5 zeigt eine Ausführungsvariante des in Figur 1 dargestellten Verfahrens, bei der das regenerative CO₂ ausschließlich mit dem Konversionsverfahren der Verfeuerung gewonnen wird.
20

Die Figuren 6 bis 10 zeigen Ausführungsbeispiele der möglichen Anlagenkonfiguration. In den Figuren 6 bis 10 sind Anlagen bzw. Vorrichtungen als Rechteck mit abgeschnittenen Ecken dargestellt und Stoffe bzw. Produkte als Rechteck.
25

Figur 6 zeigt ein allgemeines schematisches Blockdiagramm der Anlagenbestandteile, die zur Durchführung des erfindungsgemäßen Verfahrens erforderlich sind bzw. sein können.

Figur 7 stellt eine Ausführungsvariante der Anlage aus Figur 6 dar, bei der auf die Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s verzichtet wird.

Figur 8 zeigt eine Ausführungsvariante der Anlage aus Figur 6, bei der die Konversion der Einsatzstoffe und die Gewinnung des regenerativen CO₂s in einer Vergärungsanlage
5 erfolgen; die nicht genutzten Anlagenbestandteile sind nicht mehr dargestellt.

Figur 9 zeigt eine Ausführungsvariante der Anlage aus Figur 6, bei der die Konversion der Einsatzstoffe und die Gewinnung des regenerativen CO₂s in einer Feuerungsanlage erfolgen.

Figur 10 zeigt eine Ausführungsvariante der Anlage aus Figur 6, bei der die Konversion
10 der Einsatzstoffe und die Gewinnung des regenerativen CO₂s in einer Vergasungsanlage erfolgen.

In **Figur 1** stellen die Rechtecke 1 bis 9 die üblichen Einsatzstoffe zur Erzeugung von CO₂ dar und zwar sowohl die fossilen Einsatzstoffe als auch die regenerativen Einsatzstoffe. Bei dem Rechteck mit dem Bezugszeichen 1 handelt es sich um Propan, das Bezugszeichen 2 verweist auf Butan, 3 auf Erdölfraktionen wie z.B. Naphta, 4 auf Erdgas,
15 5 auf fossile Kohle, 6 auf Biomasse, 7 auf kohlenwasserstoffhaltigen Abfall, 8 auf Biomüll und 9 auf Wirtschaftsdünger (vgl. Bezugszeichenliste).

Aus diesen möglichen Einsatzstoffen werden im Verfahrensschritt 1 (Bezugszeichen 10) diejenigen Einsatzstoffe ausgewählt, mit denen regeneratives CO₂ erzeugt werden
20 kann, nämlich mindestens THG-reduzierte, vorzugsweise THG-freie Biomasse (11) und/oder mindestens THG-reduzierter, vorzugsweise THG-freier Abfall (12) und/oder mindestens THG-reduzierter, vorzugsweise THG-freier Wirtschaftsdünger (13) und / oder mindestens THG-reduzierter, vorzugsweise THG-freier Biomüll (14).

Im Verfahrensschritt 2 (Bezugszeichen 15, 16 und 17) werden die ausgewählten Einsatzstoffe in CO₂-haltige Mischgase konvertiert. Als Konversionsverfahren kommen
25 dafür die Vergasung (15) in Frage, die anaerobe Vergärung (16) und die Verbrennung (17). Bei Nutzung des Konversionsverfahrens der Vergasung (15) entsteht als Mischgas Pyrolysegas (19), das aus regenerativem CO₂ und Synthesegasen zusammengesetzt ist. Bei Nutzung des Konversionsverfahrens der anaeroben Vergärung (16) entsteht das

Mischgas Biogas (20), das aus regenerativem CO₂, Methan und Begleitgasen besteht. Bei Nutzung des Konversionsverfahrens der Verbrennung (17) entsteht das Mischgas Rauchgas (21), das sich im Wesentlichen aus regenerativem CO₂, CO, NO_x, O₂, N und weiteren Begleitgasen zusammensetzt.

- 5 Im Verfahrensschritt 3 (22) wird mischgasspezifische Technik eingesetzt, um das in allen aufgeführten Mischgasen enthaltene regenerative CO₂ aufzukonzentrieren bzw. zu extrahieren und es so einer weiteren Nutzung zugänglich zu machen. Ziel ist es dabei, aufkonzentriertes regeneratives CO₂ (23 und 24) zu gewinnen und von den Begleitgasen (18) zu trennen. Um das CO₂ aus dem Mischgas „Pyrolysegas“ zu extrahieren, wird
10 eines der üblichen Gasreinigungs- bzw. Gasextrahierungsverfahren wie z.B. das Rectisol-Verfahren oder die Druckwasserwäsche oder die drucklose Aminwäsche oder ein Kryo-Verfahren eingesetzt. Um das CO₂ aus dem Mischgas „Biogas“ zu extrahieren, wird ebenfalls eines der üblichen Gasaufbereitungsverfahren genutzt (s.o.). Um das CO₂ aus dem Mischgas „Rauchgas“ zu separieren, wird eines der geeigneten Gasextrahierungsverfahren genutzt, neben den bereits aufgeführten ggf. auch das Oxyfuel-Verfahren (nicht dargestellt), bei dem vor der Verfeuerung der Einsatzstoffe eine Luftzerlegung erfolgt und für die Verbrennung der Einsatzstoff weitgehend Sauerstoff eingesetzt wird, so dass das Rauchgas weitgehend stickstofffrei ist und die CO₂-Konzentration im Rauchgas hoch oder sogar sehr hoch mit der weiteren Folge, dass der Aufwand der
15 CO₂-Extrahierung relativ gering ausfällt.
20

- Ein möglichst großer Teil des regenerativen CO₂s wird dem Verfahrensschritt 4 (Rekuperation; Bezugszeichen 25) zugeführt. Der Anteil des zu rekuperierenden regenerativen CO₂s ergibt sich aus dem bei der Separation angestrebten Kosten-/Nutzen-Verhältnis, denn der jeweils erforderliche zusätzliche apparative Aufwand steigt mit zunehmendem
25 Extrahierungsgrad (steigender Grenzaufwand).

- Das rekuperierte regenerative CO₂ (26) wird im Verfahrensschritt 5 (27, 28) verflüssigt oder in den festen Zustand überführt oder zunächst im gasförmigem Zustand belassen. Die Verflüssigung des CO₂s erfolgt gemäß dem Stand der Technik mit Kryo-Verfahren in geeigneten Anlagen. Um das CO₂ zu verfestigen, wird das verflüssigte CO₂ noch
30 weiter abgekühlt. Die Verflüssigung und die Verfestigung sind von Vorteil, weil sich

das CO₂ in flüssigem und festem Zustand (nicht dargestellt) besser lagern und transportieren lässt.

Das gasförmige und/oder verflüssigte und/oder verfestigte regenerative CO₂ (nicht dargestellt) wird im Verfahrensschritt 6 (29) bis zum Abtransport zum Ort der Nutzung
5 bzw. zum Ort der Sequestrierung in Drucktanks oder in Flüssiggastanks oder in isolierten Kühlräumen zwischengelagert. Eine Zwischenlagerung ist erforderlich, da der schwankende Volumenstrom der CO₂-Erzeugung i.d.R. nicht mit dem schwankenden Volumenstrom der Nutzung übereinstimmt. Insofern übt das Zwischenlager die Funktion eines Puffers aus.

- 10 Im Verfahrensschritt 7 (30) wird das rekuperierte regenerative CO₂ (nicht dargestellt) mit geeigneten Mitteln zum Ort der Nutzung bzw. der Sequestrierung transportiert. Vorzugsweise wird dabei THG-reduzierter Kraftstoff eingesetzt, besonders vorzugsweise THG-freier Kraftstoff und insbesondere THG-negativer Kraftstoff. Der Einsatz dieser Kraftstoffe vermeidet, dass sich die THG-Bilanz des transportierten CO₂s verschlechtert.
15

- Der Verfahrensschritt 8 (31, 32, 33) umfasst die Verwendung des rekuperierten regenerativen CO₂s. Möglich sind die Optionen der Sequestrierung (31), der stofflichen Substitution fossilen CO₂s (32) und der Nutzung als Einsatzstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wie z.B. synthetischem Methan, synthetischem Octan, synthetischem
20 Butan und synthetischem Propan oder synthetischem Methanol und synthetischem Ethanol. Bei allen Optionen wird der atmosphärische Bestand an CO₂ reduziert oder zumindest nicht weiter erhöht: die Sequestrierung regenerativen CO₂s vermindert den atmosphärischen CO₂-Bestand, die stoffliche Substitution drängt den Einsatz fossilen CO₂s zurück und aus regenerativem CO₂ hergestellte synthetische Kraftstoffe substituieren fossile Kraftstoffe, was ebenfalls in einer Minderung der Emission fossilen CO₂s
25 bzw. entsprechender Treibhausgase resultiert.

Im Verfahrensschritt 9 (34) werden die Minderung des atmosphärischen CO₂-Bestands (nicht dargestellt) und/oder die Minderung fossiler CO₂-Emissionen (bzw. entsprechender Treibhausgase) (nicht dargestellt) mit den CO₂-Emissionen (bzw. den THG-Emis-

sionen) der ausgewählten Kraftstoffe verrechnet, was zu einer virtuell-statistischen THG-Entlastung (nicht dargestellt) des mindestens einen ausgewählten Kraftstoffes (35) führt. Die maximale entlastbare Kraftstoffmenge ergibt sich aus der vorstehend aufgeführten Formel.

- 5 Im Verfahrensschritt 10 (36, 37) wird bestimmt, wie der entlastete Kraftstoff (35) verwendet wird. Da die THG-Reduzierung von allen Sektoren im Verkehrssektor am schwierigsten zu bewerkstelligen ist (vgl. diverse Verlautbarungen der EU und der deutschen Bundesregierung), wird eine entsprechende Lösung hier am besten honoriert. Es ist deshalb von Vorteil, den entlasteten Kraftstoff (35) im Verkehr einzusetzen (36),
10 vorzugsweise im Straßenverkehr und besonders vorzugsweise im Luftverkehr. Alternativ kann der THG-entlastete Kraftstoff (35) als Heizstoff verwendet oder verstromt werden (37).

- Das erfindungsgemäße Verfahren beinhaltet die Steuerung und Regelung der jeweiligen Teilprozesse und des Gesamtablaufes. Diese sind in üblicher Weise als System- bzw.
15 Anlagensteuerung implementiert und werden deshalb nicht näher erläutert.

Figur 2 zeigt eine Ausführungsvariante des erfindungsgemäßen Verfahrens, bei der auf eine Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s verzichtet wird. Es wird vielmehr ohne Zwischenlagerung zum Ort der Verwendung transportiert.

- In **Figur 3** ist eine Ausführungsvariante des allgemein in Figur 1 beschriebenen Verfahrens dargestellt, bei der die nicht genutzten Verfahrensschritte nicht mehr dargestellt
20 sind. Aus den möglichen Einsatzstoffen (1 – 9) wurden im Verfahrensschritt 1 (10) Biomasse (11) und Wirtschaftsdünger (13) ausgewählt. Als Konversionsverfahren kommt im Verfahrensschritt 2 die anaerobe Vergärung (16) zum Einsatz. Dabei entsteht das Mischgas Biogas (20). Das im Biogas (20) enthaltene regenerative CO₂ wird im
25 Verfahrensschritt 3 (22) mit einem der geeigneten Gaswäscheverfahren (z.B. Rectisolverfahren, Druckwasserwäsche, drucklose Aminwäsche, Kryo-Verfahren) von den Begleitgasen (18) des CO₂s (darunter der Energieträger Methan) separiert und im Verfahrensschritt 4 (25) möglichst vollständig rekuperiert. Das rekuperierte CO₂ (26) wird im Verfahrensschritt 5 verflüssigt (27), in Kryo-Tanks (nicht dargestellt) zwischengelagert

(29) und danach mittels Lkw (nicht dargestellt) zum Verwendungsort (nicht dargestellt) transportiert (30). Das zum Ort der Verwendung transportierte regenerative CO₂ (nicht dargestellt) wird dort genutzt, um fossiles CO₂ (nicht dargestellt) stofflich zu substituieren (32). Die entstehenden THG-Gutschriften (nicht dargestellt) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ (34) zur Entlastung der THG-Bilanz fossilen Erdgases (35) und fossilen Dieselkraftstoffes (35) genutzt, wobei diese THG-entlasteten Kraftstoffe im Straßenverkehr eingesetzt werden (36).

In **Figur 4** ist eine Ausführungsvariante des allgemein in Figur 1 beschriebenen Verfahrens dargestellt, bei der die nicht genutzten Verfahrensschritte nicht mehr dargestellt sind. Aus den möglichen Einsatzstoffen (1 – 9) wurde im Verfahrensschritt 1 (10) die Biomasse (11) ausgewählt. Als Konversionsverfahren kommt im Verfahrensschritt 2 die thermochemische Vergasung (15) zum Einsatz. Dabei entsteht das Mischgas Pyrolysegas (19). Das im Pyrolysegas (19) enthaltene regenerative CO₂ wird im Verfahrensschritt 3 (22) mit einem der geeigneten Gaswäscheverfahren (z.B. Rectisolverfahren, Druckwasserwäsche, drucklose Aminwäsche, Kryo-Verfahren) von den Begleitgasen (18) des CO₂s separiert und im Verfahrensschritt 4 (25) möglichst vollständig rekuperi-ert. Das rekuperierte, gasförmige CO₂ (26) wird ohne Zwischenlagerung mittels Pipeline (nicht dargestellt) zum Verwendungsort (nicht dargestellt) transportiert (30). Das zum Ort der Verwendung transportierte regenerative CO₂ (nicht dargestellt) wird dort als Einsatzstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt (33). Die entstehenden THG-Gutschriften (nicht dargestellt) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ (34) zur Entlastung der THG-Bilanz eines fossilen Heizstoffes (z.B. Erdgas; Bezugszeichen 35) genutzt, wobei dieser THG-entlastete Heizstoff in entsprechenden Heizungsanlagen (nicht dargestellt) eingesetzt wird (37).

In **Figur 5** ist eine Ausführungsvariante des allgemein in Figur 1 beschriebenen Verfahrens dargestellt. Aus den möglichen Einsatzstoffen (1 – 9) wurden im Verfahrensschritt 1 (10) Biomasse (11) und Abfall (12) ausgewählt. Als Konversionsverfahren kommt im Verfahrensschritt 2 die Verbrennung (17) zum Einsatz. Dabei entsteht das Mischgas Rauchgas (21). Das im Rauchgas (21) enthaltene regenerative CO₂ wird im Verfahrensschritt 3 (22) mit einem der geeigneten Gaswäscheverfahren (z.B. Oxy-Fuel-Verfahren, Rectisolverfahren, Druckwasserwäsche, drucklose Aminwäsche, Kryo-Verfahren) von

den Begleitgasen (18) des CO₂s separiert und im Verfahrensschritt 4 (25) möglichst vollständig rekuperiert. Ein Teil des rekuperierten CO₂s (26) wird im Verfahrensschritt 5 verflüssigt (27), in Kryo-Tanks (nicht dargestellt) zwischengelagert (29) und danach mittels Lkw (nicht dargestellt) zum Verwendungsort (geologisches Endlager; nicht dargestellt) transportiert (30). Der andere Teil wird in gasförmigem Aggregatzustand in Druckgastanks oder Kavernen (nicht dargestellt) zwischengelagert und danach zum Ort der Verwendung (Anlage zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen; nicht dargestellt) transportiert. Das zum geologischen Endlager transportierte regenerative CO₂ (nicht dargestellt) wird dort sequestriert (31). Das zur Syntheseanlage transportierte CO₂ wird dort als Einsatzstoff für die Synthese von Kraftstoffen genutzt (33).

Die entstehenden THG-Gutschriften (nicht dargestellt) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ (34) zur Entlastung der THG-Bilanz einer Reihe von Kraftstoffen (35) genutzt, darunter fossile, biogene und synthetische Kraftstoffe. Die THG-entlasteten Kraftstoffe (35) werden sowohl im (Straßen-)Verkehr eingesetzt (36) als auch zur Verstromung und zu Heizzwecken (37).

In **Figur 6** ist eine allgemeine Anlagenkonfiguration dargestellt, die die gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren ausgewählten Einsatzstoffe (11, 12, 13, 14) in Mischgase (19, 20, 21) konvertiert, und zwar wird Pyrolysegas (19) mit einer der üblichen Vergasungsanlagen (51) erzeugt, Biogas (20) mit einer der üblichen Biogasanlagen (52) und Rauchgas (21) mit einer der üblichen Feuerungsanlagen (53).

Das Pyrolysegas (19) wird einer üblichen Separierungsanlage (54) zugeführt. Das im Pyrolysegas (19) enthaltene regenerative CO₂ (24) wird mittels der üblichen Separierungsanlage (54) aus dem Pyrolysegas abgetrennt. Das regenerative CO₂ (24) wird aber nicht wie bislang üblich in die Atmosphäre entlassen, sondern erfindungsgemäß mittels einer Rekuperationsvorrichtung (57) möglichst vollständig aufgefangen. Die Begleitgase (18) werden in anderen Anlagen zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen oder zur energetischen Verwertung eingesetzt. Das rekuperierte, aus Pyrolysegas stammende regenerative CO₂ (60) wird entweder in gasförmigem Zustand in Druckbehältern bzw. Drucktanks (64) zwischengelagert oder einer Verflüssigungsanlage (63) zugeführt, die das rekuperierte regenerative CO₂ (60) durch Abkühlung in den flüssigen Zustand

bringt (65) oder in eine Verfestigungsanlage (64) geleitet, die das rekuperierte regenerative CO₂ (60) durch weitere Abkühlung in den festen Zustand überführt und es damit in sogenanntes Trockeneis (66) konvertiert.

Das Biogas (20) wird einer der üblichen Gaswäschanlagen (55) zugeführt, z.B. einer Rectisol-Anlage oder einer Anlage zur Druckwasserwäsche, oder einer Anlage, die nach dem Prinzip der drucklosen Aminwäsche arbeitet oder einer Anlage, die nach einem Kryo-Verfahren funktioniert. Das im Biogas (20) enthaltene regenerative CO₂ wird mittels dieser Gaswäschanlagen (55) aus dem Biogas (20) extrahiert. Das separierte regenerative CO₂ (24) wird jedoch nicht wie bislang üblich in die Atmosphäre entlassen, sondern mittels einer Rekuperationsvorrichtung (58) aufgefangen. Die Begleitgase (18), darunter das energiereiche BioMethan, werden energetisch genutzt oder nach einer weiteren Aufbereitung ins Erdgasnetz eingespeist. Das rekuperierte, aus Biogas stammende regenerative CO₂ (61) wird entweder in gasförmigem Zustand in Druckbehältern bzw. Drucktanks (67) zwischengelagert oder einer Verflüssigungsanlage (63) zugeführt, die das rekuperierte regenerative CO₂ (61) durch Abkühlung in den flüssigen Zustand bringt (65) oder in eine Verfestigungsanlage (64) geleitet, die das rekuperierte regenerative CO₂ (61) durch noch tiefere Abkühlung als bei der Verflüssigung in den festen Zustand überführt und es damit in sogenanntes Trockeneis (66) konvertiert.

Das Rauchgas (21) wird einer der vorstehend aufgeführten üblichen Gasreinigungsanlagen (56) zugeführt, die das regenerative CO₂ (24) nach einem der üblichen Verfahren aus dem Rauchgas (21) extrahiert. Möglich ist auch die Vorschaltung einer Luftzerlegungsanlage (nicht dargestellt), wobei fast ausschließlich der gewonnene Sauerstoff in der Feuerungsanlage eingesetzt wird und damit kein Luftstickstoff. So entsteht ein Rauchgas mit hohen und sehr hohen CO₂-Konzentrationen (24). Das aus dem Rauchgas separierte regenerative CO₂ (24) wird jedoch nicht wie bislang üblich in die Atmosphäre entlassen, sondern mittels einer Rekuperationsvorrichtung (58) aufgefangen. Die Begleitgase (18) des regenerativen CO₂s (24), werden nach einer ggf. durchzuführenden Reinigung in die Atmosphäre entlassen. Das rekuperierte, aus Rauchgas stammende regenerative CO₂ (61) wird entweder in gasförmigem Zustand in Druckbehältern bzw. Drucktanks (67) zwischengelagert oder einer Verflüssigungsanlage (63) zugeführt, die das rekuperierte regenerative CO₂ (61) durch Abkühlung in den flüssigen Zustand

bringt (65) oder in eine Verfestigungsanlage (64) geleitet, die das rekuperierte regenerative CO₂ (61) durch noch tiefere Abkühlung als bei der Verflüssigung in den festen Zustand überführt und es damit in sogenanntes Trockeneis (66) konvertiert.

5 Wenn das rekuperierte regenerative CO₂ (60, 61, 62) in Gasform belassen wird, wird es bis zum Abtransport zum Ort der Verwendung in mindestens einem Drucktank (67) zwischengelagert. Verflüssigtes regeneratives CO₂ (65) wird bis zum Abtransport in mindestens einem Kryo-Tank (68) zwischengelagert und verfestigtes CO₂ (Trockeneis; 66) in mindestens einem isolierten und ggf. gekühlten Raum oder Behälter (69).

10 Das rekuperierte regenerative CO₂ wird mittels geeigneter Transportmittel (z.B. Lkw, Schiff, Eisenbahn, Pipeline) zum Ort der Verwendung/Nutzung transportiert. Wenn es sich in gasförmigem Aggregatzustand (70) befindet, bieten sich hierfür Drucktanks (73) an, in flüssigem Aggregatzustand (71) isolierte und ggf. gekühlte Flüssiggastanks (74) und in festem Aggregatzustand (72) isolierte und ggf. gekühlte Behälter/Container (75).

15 Das an den Ort der Nutzung verbrachte regenerative CO₂ (76, 77, 78) wird entweder einem geologischen Endlager (79) zugeführt, wo es sequestriert wird, oder einer (ggf. industriellen) Anlage (80), in der es als Substitut für fossiles CO₂ (nicht dargestellt) eingesetzt wird (z.B. einer Anlage der Lebensmittelindustrie), oder einer Anlage zu Herstellung von mindestens einem synthetischen Kraftstoff (81). Bei der Herstellung von
20 synthetischen Kraftstoffen wird die Syntheseeinrichtung (81) kraftstoffspezifisch so ausgelegt, dass das zugeführte regenerativen CO₂ jeweils optimal mit dem zugeführten Wasserstoff reagiert. Die Herstellung synthetischen Methans erfolgt z.B. nach der Sabatier-Reaktion $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \ggg \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$, wobei $\Delta H_R = -165 \text{ kJ/mol}$ beträgt. Diese Reaktion ist über die Retro-Shift-Reaktion $\text{H}_2 + \text{CO}_2 \ggg \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ ($\Delta H_R = +42$
25 kJ/mol) mit der Reaktion $3 \text{ H}_2 + \text{CO} \ggg \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ verbunden, wobei $\Delta H_R = -206 \text{ kJ/mol}$. Die Synthetisierung von Kraftstoffen aus CO₂ und H₂ bestehenden Inputstoffen bedarf einer kraftstoffspezifischen Auslegung der Syntheseeinrichtung und entsprechender Steuerungs- und Regelungseinrichtungen.

Mit der Einlagerung in das geologische Endlager (79) verschwindet das regenerative CO₂ (76, 77, 78) auf Dauer aus der Atmosphäre und mit der Substitution fossilen CO₂s (nicht dargestellt) durch regeneratives CO₂ (nicht dargestellt) wird der Einsatz fossilen CO₂s zurückgedrängt bzw. vermieden. Mit der Verwendung des regenerativen CO₂s als
5 Einsatzstoff für die Erzeugung weitgehend THG-reduzierten synthetischen Kraftstoffes wird der Einsatz fossiler Kraftstoffe (Benzin, CNG, Diesel, LPG, Kerosin, Schweröl) zurückgedrängt, was ebenfalls eine Verringerung fossiler CO₂-Emissionen in die Atmosphäre zur Folge hat.

Die mit dem jeweiligen Einsatz regenerativen CO₂s für das Meta-System „Umwelt“
10 verbundenen positiven THG-Effekte (82, 83, 84) werden statistisch-virtuell mit den THG-Emissionen (85, 86, 87) des jeweils ausgewählten mindestens einen fossilen oder biogenen oder synthetischen Kraftstoffes (88, 89, 90) verrechnet bzw. austariert. Positive THG-Effekte kompensieren so negative THG-Effekte, insgesamt wird THG-Neutralität geschaffen. Die Kraftstoffmenge (88, 89, 90) deren THG-Emission gemindert
15 bzw. neutralisiert bzw. überkompensiert werden kann, berechnet sich nach der in Anspruch 20 aufgeführten Formel.

Die THG-entlastete Kraftstoffmenge (88, 89, 90) kann in Verkehrsfahrzeugen (91) eingesetzt werden, z.B. in Straßenverkehrsfahrzeugen, Schienenfahrzeugen, Flugzeugen und Schiffen, oder in Heizanlagen (92) oder in Verstromungsanlagen (93).

20 Die erfindungsgemäße Anlagenkonfiguration beinhaltet die Steuerung und Regelung der jeweiligen Anlagen und der Gesamtkonfiguration. Diese sind in üblicher Weise als System- bzw. Anlagensteuerung implementiert und werden deshalb nicht näher erläutert.

Figur 7 zeigt eine Ausführungsvariante der erfindungsgemäßen Anlagenkonfiguration, bei der auf eine Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s verzichtet
25 wird. Es wird vielmehr ohne Einsatz von Lagertechnik zum Ort der Verwendung transportiert.

In **Figur 8** ist eine Ausführungsvariante der Anlagenkonfiguration der Figur 06 dargestellt, die die gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren ausgewählten Einsatzstoffe Biomasse (11) und Wirtschaftsdünger (13) mit einer üblichen Biogasanlage (52) in das Mischgas Biogas (20) konvertiert. Die nicht genutzten Anlagenbestandteile sind nicht mehr dargestellt. Das im Biogas (20) enthaltene regenerative CO₂ wird mit einer der geeigneten Gaswäschanlagen (z.B. Rectisol-Anlage, Druckwasserwäsche-Anlage, mit der drucklosen Aminwäsche arbeitende Anlage, Kryo-Anlage) von den Begleitgasen (18) des CO₂s (darunter der Energieträger Methan) separiert. Die Begleitgase (18), darunter das energiereiche BioMethan, werden energetisch genutzt oder nach einer weiteren Aufbereitung ins Erdgasnetz eingespeist.

Das extrahierte regenerative CO₂ (24) wird mittels einer Rekuperationsvorrichtung (58) möglichst vollständig rekuperiert. Das rekuperierte regenerative CO₂ (61) wird einer Verflüssigungsanlage (63) zugeführt, die das rekuperierte regenerative CO₂ (61) durch Abkühlung in den flüssigen Zustand bringt (65). Das verflüssigte regenerative CO₂ (65) wird in Kryo-Tanks (68) zwischengelagert und danach mittels Lkw (74) zum Verwendungsort (nicht dargestellt) transportiert.

Das zum Verwendungsort transportierte regenerative CO₂ (77) wird einer oder mehreren industriellen Anlagen (80) zugeführt, die es an Stelle fossilen CO₂s (nicht dargestellt) stofflich nutzen, z.B. für die Herstellung von kohlenensäurehaltigen Getränken. Mit der Substitution fossilen CO₂s durch regeneratives CO₂ (77) wird der Einsatz fossilen CO₂s zurückgedrängt bzw. vermieden. Die entstehenden THG-Gutschriften (83) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ den THG-Belastungen (86) fossilen Erdgases (35) und fossilen Dieselmotorkraftstoffes (35) gegengerechnet. Diese beiden Kraftstoffe werden im Straßenverkehr eingesetzt.

In **Figur 9** ist eine Ausführungsvariante der Anlagenkonfiguration der Figur 06 dargestellt, die den gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren ausgewählten Einsatzstoff Biomasse (11) mittels einer üblichen Feuerungsanlage (53) in das Mischgas Rauchgas (21) konvertiert. Die nicht genutzten Anlagenbestandteile der Figur 06 sind nicht mehr dargestellt. Das im Rauchgas (21) enthaltene regenerative CO₂ wird mit einer der geeigneten Gaswäschanlagen (z.B. einer Rectisol-Anlage, einer Druckwasserwäsche-

Anlage, einer mit der drucklosen Aminwäsche arbeitende Anlage, einer Kryo-Anlage; Bezugszeichen 56) von den Begleitgasen (18) des CO₂s (darunter O₂, CO, NO_x, N) separiert. Die Begleitgase (18) werden als wertloses Abfallprodukt in die Atmosphäre entlassen.

- 5 Das extrahierte regenerative CO₂ (24) wird mittels einer Rekuperationsvorrichtung (59) möglichst vollständig rekuperiert. Das rekuperierte regenerative CO₂ (62) wird in Gasform in Drucktanks (67) zwischengelagert und danach mittels geeigneter Transportmittel (73) zum Verwendungsort (nicht dargestellt) transportiert.

- Die in gasförmigem und in festem Aggregatzustand zum Verwendungsort transportierten regenerativen CO₂-Fraktionen (76, 78) werden zu einem Teil mindestens einer geologischen Endlagerstätte (79) zugeführt und zum anderen Teil einer oder mehreren Kraftstoffsyntheseeinrichtungen (81), die es an Stelle fossilen CO₂s (nicht dargestellt) einsetzen. Mit der Entfernung regenerativen CO₂s aus der Atmosphäre und mit der Substitution fossilen CO₂s (nicht dargestellt) durch regeneratives CO₂ (76, 78) wird der Einsatz fossilen CO₂s zurückgedrängt bzw. vermieden. Die entstehenden THG-Gutschriften (82, 84) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ den THG-Belastungen (85, 87) fossiler Kraftstoffe (88) und biogener Kraftstoffe (89) gegengerechnet. Die mindestens 2 Kraftstoffe werden sowohl in Verkehrsfahrzeugen (91) als auch in Heizungsanlagen (92) eingesetzt.

- 20 In **Figur 10** ist eine Ausführungsvariante der Anlagenkonfiguration der Figur 06 dargestellt, die den gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren ausgewählten Einsatzstoff Biomasse (11) mittels einer Vergasungs-/Pyrolyseanlage (51) in das Mischgas Pyrolysegas (19) konvertiert. Die nicht genutzten Anlagenbestandteile der Figur 06 sind nicht dargestellt. Das im Pyrolysegas (19) enthaltene regenerative CO₂ wird mit einer der geeigneten Gaswäscheinrichtungen (z.B. einer Rectisol-Anlage, einer Druckwasserwäsche-Anlage, einer mit der drucklosen Aminwäsche arbeitende Anlage, einer Kryo-Anlage; Bezugszeichen 54) von den Begleitgasen (18) des CO₂s (darunter O₂, CO, NO_x, N, H₂, Butan, Propan) separiert. Die Begleitgase (18) werden im weiterführenden Hauptprozess der Vergasungsanlage als energiereiches Synthesegas genutzt und in synthetische Kraftstoffe konvertiert.

Das extrahierte regenerative CO₂ (24) wird mittels einer Rekuperationsvorrichtung (57) möglichst vollständig rekuperiert. Das rekuperierte regenerative CO₂ (60) wird zu einem Teil in Gasform in mindestens einem Drucktank (67) zwischengelagert und zum anderen Teil in einer Verflüssigungsanlage (63) verflüssigt und in mindestens einem
5 Flüssiggastank zwischengelagert. Danach werden das gasförmige CO₂ (70) und das flüssige CO₂ (71) mittels geeigneter Transportmittel (73, 74) zum Verwendungsort (nicht dargestellt) transportiert.

Das in gasförmigem Aggregatzustand zum Verwendungsort transportierte regenerative CO₂ (76) wird einer oder mehreren Kraftstoffsyntheseanlagen (81) zugeführt, die es an
10 Stelle fossilen CO₂s zur Herstellung von synthetischem Kraftstoff (nicht dargestellt) einsetzen. Das in flüssigem Aggregatzustand zum Verwendungsort transportierte regenerative CO₂ (77) wird mindestens einer geologischen Endlagerstätte (79) zugeführt.

Mit der Entfernung regenerativen CO₂s aus der Atmosphäre und mit der Substitution fossilen CO₂s (nicht dargestellt) durch regeneratives CO₂ (76, 77) wird der Einsatz fossilen CO₂s zurückgedrängt bzw. vermieden. Die entstehenden THG-Gutschriften (82,
15 84) werden bei der Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“ den THG-Belastungen (85, 87) fossiler Kraftstoffe (88) und synthetischer Kraftstoffe (90) gegengerechnet. Die mindestens 2 Kraftstoffe werden sowohl in Verkehrsfahrzeugen (91) als auch in Verstromungsanlagen (93) eingesetzt.

Bezugszeichenliste

- 1 Propan
- 2 Butan
- 3 Erdölfraktionen
- 4 Erdgas
- 5 Kohle
- 6 Biomasse (THG-reduziert)
- 7 kohlenwasserstoffhaltiger Abfall (THG-reduziert)
- 8 Biomüll als Spezialform der Biomasse (THG-reduziert)
- 9 Wirtschaftsdünger als Spezialform der Biomasse (THG-reduziert)
- 10 Verfahrensschritt 1: Auswahl der Einsatzstoffe
- 11 Biomasse (THG-reduziert)
- 12 Abfall (THG-reduziert)
- 13 Wirtschaftsdünger als Spezialform der Biomasse (THG-reduziert)
- 14 Biomüll als Spezialform der Biomasse (THG-reduziert)
- 15 Verfahrensschritt 2a: Konversion per Vergasung (Pyrolyse)
- 16 Verfahrensschritt 2b: Konversion per anaerober Vergärung
- 17 Verfahrensschritt 2c: Konversion per Verbrennung (Oxidation)
- 18 Begleitgase
- 19 Mischgas Pyrolysegas, bestehend aus mindestens THG-reduziertem CO₂ und Synthesegasen
- 20 Mischgas Biogas, bestehend aus mindestens THG-reduziertem CO₂, CH₄ und Begleitgasen
- 21 Mischgas Rauchgas, bestehend aus mindestens THG-reduziertem CO₂, CH₄ und Begleitgasen
- 22 Verfahrensschritt 3: Separation regenerativen CO₂s aus Mischgasen
- 23 Separiertes, aber nicht rekuperiertes, regeneratives bzw. THG-reduziertes CO₂
- 24 Der Rekuperation zugeführtes, regeneratives bzw. THG-reduziertes CO₂
- 25 Verfahrensschritt 4: Rekuperation regenerativen bzw. THG-reduzierten CO₂s

- 26 Rekuperiertes regeneratives bzw. THG-reduziertes CO₂
- 27 Verfahrensschritt 5a: Verflüssigung des rekuperierten CO₂s
- 28 Verfahrensschritt 5b: Verfestigung des rekuperierten regenerativen CO₂s
- 29 Verfahrensschritt 6: Zwischenlagerung des rekuperierten regenerativen CO₂s
- 30 Verfahrensschritt 7: Transport des rekuperierten regenerativen CO₂s
- 31 Verfahrensschritt 8a: Sequestrierung des rekuperierten CO₂s
- 32 Verfahrensschritt 8b: Stoffliche Substitution fossilen CO₂s durch das rekuperier-
te regenerative CO₂
- 33 Verfahrensschritt 8c: Nutzung des regenerativen CO₂s für die Herstellung syn-
thetischer Kraftstoffe
- 34 Verfahrensschritt 9: Austarierung des Meta-Systems „Umwelt“
- 35 Durch virtuell-statistische Verrechnung von THG-Emissionen entlasteter Kraft-
stoff
- 36 Verfahrensschritt 10a: Verwendung des entlasteten Kraftstoffes im Verkehr
- 37 Verfahrensschritt 10b: Verwendung des entlasteten Kraftstoffes als Heizstoff
oder zur Verstromung

- 51 Vergasungs-/Pyrolyseanlage
- 52 Vergärungs-/Biogasanlage
- 53 Feuerungsanlage
- 54 Anlage für die Separation von CO₂ aus Pyrolysegas
- 55 Anlage für die Separation von CO₂ aus Biogas
- 56 Anlage für die Separation von CO₂ aus Rauchgas
- 57 Vorrichtung zur Rekuperation von CO₂ aus Pyrolysegas
- 58 Vorrichtung zur Rekuperation von CO₂ aus Biogas
- 59 Vorrichtung zur Rekuperation von CO₂ aus Rauchgas
- 60 Aus Pyrolysegas rekuperiertes regeneratives CO₂
- 61 Aus Biogas rekuperiertes regeneratives CO₂
- 62 Aus Rauchgas rekuperiertes regeneratives CO₂
- 63 Anlage zur Verflüssigung von Gasen
- 64 Anlage zur Herstellung von festem CO₂ (Trockeneis)
- 65 Verflüssigtes regeneratives CO₂

- 66 Festes regeneratives CO₂ (Trockeneis)
- 67 Mindestens 1 Druckgastank
- 68 Mindestens 1 Flüssiggastank
- 69 Mindestens 1 isolierter Kaltraum
- 70 Ausgelagertes regeneratives CO₂ in gasförmigem Aggregatzustand
- 71 Ausgelagertes regeneratives CO₂ in flüssigem Aggregatzustand
- 72 Ausgelagertes regeneratives CO₂ in festem Aggregatzustand
- 73 Für den Transport von Gasen geeignete Transportmittel (Lkw, Schiff, Bahn, Pipeline)
- 74 Für den Flüssiggastransport geeignete Transportmittel (Lkw, Schiff, Bahn, Pipeline)
- 75 Für den Transport von Trockeneis geeignete Transportmittel (Lkw, Schiff, Bahn)
- 76 An den Nutzungsort verbrachtes regeneratives CO₂ in gasförmigem Aggregatzustand
- 77 An den Nutzungsort verbrachtes regeneratives CO₂ in flüssigem Aggregatzustand
- 78 An den Nutzungsort verbrachtes regeneratives CO₂ in festem Aggregatzustand
- 79 Geologisches Endlager
- 80 CO₂ nutzende (Industrie-)Anlage
- 81 Anlage zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen oder -komponenten
- 82 Quantifizierter THG-Effekt der Sequestrierung von regenerativem CO₂
- 83 Quantifizierter THG-Effekt der stofflichen Substitution fossilen CO₂s durch regeneratives CO₂
- 84 Quantifizierter THG-Effekt der Verwertung regenerativen CO₂s bei der Herstellung synthetischer Kraft- und Heizstoffe
- 85 Auf die von THG-Belastungen zu entlastenden Kraftstoffe übertragener THG-Effekt (THG-Gutschrift bzw. THG-Zertifikat)
- 86 Auf die von THG-Belastungen zu entlastenden Kraftstoffe übertragener THG-Effekt (THG-Gutschrift bzw. THG-Zertifikat)
- 87 Auf die von THG-Belastungen zu entlastenden Kraftstoffe übertragener THG-Effekt (THG-Gutschrift bzw. THG-Zertifikat)

- 88 Mindestens 1 fossiler Kraftstoff
- 89 Mindestens 1 biogener Kraftstoff
- 90 Mindestens 1 synthetischer Kraftstoff
- 91 Mindestens 1 Fahrzeug des Verkehrs (Straßen-, Schienen-, Wasser-, Luftverkehr)
- 92 Mindestens 1 Heizanlage
- 93 Mindestens 1 Verstromungsanlage (Verbrennungsmotor mit Generator, Brennstoffzelle)

Patentansprüche

1. Verfahren zur Erzeugung regenerativen CO₂s mittels der Konversionsverfahren der Verbrennung oder der Vergasung oder der anaeroben Vergärung in geeigneten Anlagen, insbesondere in Feuerungsanlagen oder in Vergasungsanlagen oder in Biogasanlagen, aus nicht-fossilen Energieträgern, vorzugsweise aus Biomasse, besonders vorzugsweise aus treibhausgasfreier Biomasse und insbesondere aus lignocellulosehaltiger Biomasse,

dadurch gekennzeichnet, dass

die mindestens eine Feuerungsanlage mit konzentriertem Sauerstoff nach dem Oxyfuel-Verfahren arbeitet, bei dem das Rauchgas nicht mit Luftstickstoff verdünnt ist und CO₂ in konzentrierter Form anfällt, oder die mindestens eine Feuerungsanlage mit einer Anlage zur Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas verbunden ist oder die mindestens eine Feuerungsanlage in ein IGCC-Kombikraftwerk integriert ist, bei dem CO₂ durch eine Vergasung entsteht und nach dem Pre-Combustion-Capture-Verfahren vor der Verbrennung aus dem Brenngas entfernt wird, oder die mindestens eine Feuerungsanlage in eine Anlage zur Herstellung von Methanol, Wasserstoff oder synthetischem Methan integriert ist, bei der als Nebenprodukt CO₂ anfällt,

die Einsatzstoffe der mindestens einen Vergasungsanlage in partieller Oxidation unterstöchiometrisch mit Wasser zu einem (Brenn-)Gas konvertiert werden, das im Wesentlichen aus Wasserstoff und CO besteht, wobei das CO mittels geeigneter Katalysatoren unter hohem Druck mit Wasserdampf zu CO₂ und Wasserstoff konvertiert wird,

die mindestens eine Biogasanlage mit einer Anlage zur Abscheidung von CO₂ aus Biogas verbunden ist oder eine solche Anlage mit Biogas beliefert wird,

in der mindestens einen Feuerungsanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Brennstoff eingesetzt werden, vorzugsweise Kulturholz und/oder Abfallholz und/oder Altholz und/oder Waldrestholz und / oder Rinde und/oder Landschaftspflegeholz und/oder Faserschlämme und/oder Schwarzlauge und/oder Stroh und/oder Papier und/oder Pappe und/oder Biomüll und/oder organischer Restmüll,

in der mindestens einen Vergasungsanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Einsatzstoff eingesetzt werden, vorzugsweise Kulturholz und/oder Abfallholz und/oder Altholz und/oder Waldrestholz und/oder Rinde und/oder Landschaftspflegeholz und/oder Faserschlämme und/oder Schwarzlauge und/oder Stroh und/oder Papier und/oder Pappe und/oder Biomüll und/oder Restmüll,

in der mindestens einen Biogasanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Gärsubstrate eingesetzt werden, vorzugsweise Mais und/oder Getreidekörner und/oder Getreideganzpflanzenschnitt und/oder Gras und/oder Wirtschaftsdünger (Gülle, Festmist, Dung, Trockenkot) und/oder Kartoffeln und/oder Rüben und/oder Schlempe aus der Bioethanolerzeugung und/oder Stroh und/oder Biomüll und/oder organische Abfälle,

das in der mindestens einen Anlage entstandene regenerative CO₂ zu mindestens 5 %, vorzugsweise zu mindestens 20 %, besonders vorzugsweise zu mindestens 50 % und insbesondere zu mindestens 85 % aus dem aus Mischgasen bestehenden Abgas abgeschieden wird,

von dem abgeschiedenen regenerativen CO₂ mindestens 5 %, vorzugsweise mindestens 20 %, besonders vorzugsweise mindestens 50 % und insbesondere mindestens 85 % in einen Verfahrensschritt „CO₂-Rekuperation“ geführt und dort aufgefangen (rekuperiert) werden,

das rekuperierte regenerative CO₂ in gasförmigem Zustand in mindestens einem drucklosen Behälter oder in mindestens einem Druckbehälter oder in flüssiger Form in min-

destens einem Flüssiggastank oder in fester Form in mindestens einem wärmeisolierten Behälter oder Raum zwischengelagert wird oder das rekuperierte regenerative CO₂ mit oder ohne Zwischenspeicherung in eine Gas- oder Flüssiggasleitung oder zur Erzeugung von flüssigem oder festem regenerativem CO₂ in eine Kühlanlage eingespeist wird,

von dem rekuperierten regenerativen CO₂ in der nachfolgenden Verwendung mindestens 5 %, vorzugsweise mindestens 20 %, besonders vorzugsweise mindestens 60 % und insbesondere mindestens 95 % sequestriert (geologisch gespeichert) oder gemäß dem Sabatier-Prozess vorzugsweise unter Hinzufügung von mit Strom aus treibhausgasfreien Quellen oder mit atomarem Strom elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in synthetisches Methan umgewandelt oder gemäß einem der bekannten und üblichen Verfahren zu Methanol oder Ethanol oder zu synthetischem Methan, Oktan, Butan oder Propan reformiert werden oder fossiles CO₂ stofflich substituieren,

wobei

die resultierenden Einsparungen an Treibhausgasemissionen und/oder die resultierenden Minderungen des atmosphärischen CO₂-Bestandes auf die Treibhausgasemissionen von mindestens einem Kraftstoff angerechnet werden, vorzugsweise auf die Treibhausgasemissionen der fossilen Kraftstoffe Benzin, Dieselmotorkraftstoff, Kerosin, Erdgas, Flüssiggas und Schweröl, besonders vorzugsweise auf die Treibhausgasemissionen der biogenen Kraftstoffe BioDiesel, BioEthanol, hydrierte Öle, nicht in der Anlage erzeugtes BioMethan (Biogas), ETBE und TAEE, und insbesondere auf die Treibhausgasemissionen der sogenannten Zukunftskraftstoffe Fischer-Tropsch-Diesel aus Lignocellulose (Holz und/oder Stroh), Ethanol aus Lignocellulose, DME aus Biomasse, Methanol aus Biomasse und MTBE aus Biomasse,

die LCA-Treibhausgasbelastung des mindestens einen Kraftstoffs um mindestens 5 %, vorzugsweise um mindestens 50 %, besonders vorzugsweise um mindestens 85 % und insbesondere um mindestens 100 % entlastet wird.

2. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem die Abscheidung des regenerativen CO₂s einen Nebenprozess darstellt und der Hauptzweck der CO₂-Abscheidung in der Aufkonzentration mindestens eines der Gase liegt, die das CO₂ begleiten.
3. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem der mindestens eine Kraftstoff im Verkehr Verwendung findet, vorzugsweise im Straßenverkehr.
4. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem der mindestens eine Kraftstoff als Heizstoff eingesetzt oder zur Verstromung genutzt wird.
5. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem der in dem Verfahren eingesetzte Strom aus treibhausgasreduzierten, vorzugsweise aus treibhausgasfreien Quellen stammt und/oder bei dem die in dem Verfahren eingesetzte thermische Energie aus treibhausgasreduzierten, vorzugsweise aus treibhausgasfreien Quellen stammt.
6. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem sowohl für die Abscheidung als auch für die Verflüssigung des regenerativen CO₂s ein kryogenes Verfahren genutzt wird oder die Abscheidung durch eine Auskondensation von Wasser erfolgt oder das regenerative CO₂ physikalisch aus einem unter hohem Druck stehenden CO₂-/Wasserstoff-Mischgas absorbiert oder drucklos unter Zufuhr thermischer Energie chemisch ausgewaschen wird.
7. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem der Transport des rekuperierten regenerativen CO₂s zum Ort der Verwendung zumindest teilweise per Lastkraftwagen und/oder per Schiff und/oder Eisenbahn und/oder per Pipeline erfolgt und dabei vorzugsweise treibhausgasreduzierte Kraftstoffe eingesetzt werden, besonders vorzugsweise treibhausgasfreie Kraftstoffe.
8. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem mindestens 35 %, vorzugsweise mindestens 50%, besonders vorzugsweise mindestens 60 % und insbesondere mindestens 70 % der resultierenden Einsparungen an Treibhausgasemissionen und/oder der resultierenden Minderungen des atmosphärischen CO₂-Bestandes nicht auf die Treibhausgasemissionen des mindestens einen Kraftstoffs angerechnet werden.

9. Verfahren nach Anspruch 1, mit dem CO₂ aus einer Anlage rekuperiert wird, die zur Herstellung von Kraftstoffen dient.

10. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem sich die maximale entlastbare Kraftstoffmenge nach dem nachstehenden Algorithmus berechnet:

$$MK_n = (RCO_2 \cdot ECO_{2-el} \cdot ECO_{2-th} \cdot ECO_{2-sonst}) / (CO_{2-Kn} \cdot CO_{2-ZB_{Kn}}),$$

wobei

MK_n	=	maximale energetische Menge des Kraftstoffes n, gemessen in kWh _{Hi} oder MJ, die auf die Zielbelastung CO ₂ -ZB _{Kn} gebracht werden kann;
RCO_2	=	Rekuperierte Menge an regenerativem CO ₂ , gemessen in t CO ₂ -Äq,
ECO_{2-el}	=	CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s durch den Einsatz von elektrischer Energie entstehen;
ECO_{2-th}	=	CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s durch den Einsatz von thermischer Energie entstehen;
$ECO_{2-sonst}$	=	sonstige CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s entstehen;
CO_{2-Kn}	=	LCA-THG-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen in gCO ₂ -Äq/kWh _{Hi} oder in gCO ₂ -Äq/MJ;
$CO_{2-ZB_{Kn}}$	=	THG-Ziel-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen in gCO ₂ -Äq/kWh _{Hi} oder in gCO ₂ -Äq/MJ.

11. Anlage zur Erzeugung regenerativen CO₂s aus nicht-fossilen Energieträgern, vorzugsweise aus Biomasse, besonders vorzugsweise aus treibhausgasfreier Biomasse und insbesondere aus lignocellulosehaltiger Biomasse, in der das Konversionsverfahren der Verbrennung oder das Konversionsverfahren der Vergasung oder das Konversionsverfahren der anaeroben Vergärung zur Anwendung kommt,

dadurch gekennzeichnet, dass

die Anlage als Feuerungsanlage mit konzentriertem Sauerstoff nach dem Oxyfuel-Verfahren arbeitet, bei dem das Rauchgas nicht mit Luftstickstoff verdünnt ist und CO₂ in konzentrierter Form anfällt, oder als Feuerungsanlage mit einer Anlage zur Abschei-

derung von CO₂ aus dem Rauchgas verbunden ist oder als Feuerungsanlage in ein IGCC-Kombikraftwerk integriert ist, bei dem CO₂ durch eine Vergasung entsteht und nach dem Pre-Combustion-Capture-Verfahren vor der Verbrennung aus dem Brenngas entfernt wird, oder als Feuerungsanlage in eine Anlage zur Herstellung von Methanol, Wasserstoff oder synthetischem Methan integriert ist, bei der als Nebenprodukt CO₂ anfällt,

die Anlage als Vergasungsanlage die Einsatzstoffe in partieller Oxidation unterstöchiometrisch mit Wasser zu einem (Brenn-)Gas konvertiert, das im Wesentlichen aus Wasserstoff und CO besteht, wobei das CO mittels geeigneter Katalysatoren unter hohem Druck mit Wasserdampf zu CO₂ und Wasserstoff konvertiert wird,

die Anlage als Biogasanlage mit einer Anlage zur Abscheidung von CO₂ aus Biogas verbunden ist oder eine solche Anlage mit Biogas beliefert wird,

in der Anlage als Feuerungsanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Brennstoff eingesetzt werden, vorzugsweise Kulturholz und/oder Abfallholz und/oder Altholz und/oder Waldrestholz und/oder Rinde und/oder Landschaftspflegeholz und/oder Faserschlämme und/oder Schwarzlauge und/oder Stroh und/oder Papier und/oder Pappe und/oder Biomüll und/oder Restmüll,

in der mindestens einen Vergasungsanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Einsatzstoff eingesetzt werden, vorzugsweise Kulturholz und/oder Abfallholz und/oder Altholz und/oder Waldrestholz und/oder Rinde und/oder Landschaftspflegeholz und/oder Faserschlämme und/oder Schwarzlauge und/oder Stroh und/oder Papier und/oder Pappe und/oder Biomüll und/oder Restmüll,

in der mindestens einen Biogasanlage regenerative Energieträger und/oder organische Reststoffe und/oder organischer Abfall als Gärsubstrate eingesetzt werden, vorzugsweise Mais und/oder Getreidekörner und/oder Getreideganzpflanzenschnitt und/oder Gras und/oder Wirtschaftsdünger (Gülle, Festmist, Dung, Trockenkot) und/oder Kartoffeln

und/oder Rüben und/oder Schlempe aus der Bioethanolerzeugung und/oder Stroh und/oder Biomüll und/oder industrielle Abfälle,

das in der Anlage entstandene regenerative CO₂ zu mindestens 5 %, vorzugsweise zu mindestens 20 %, besonders vorzugsweise zu mindestens 50 % und insbesondere zu mindestens 85 % aus dem aus Mischgasen bestehenden Abgas abgeschieden wird,

von dem abgeschiedenen regenerativen CO₂ mindestens 5 %, vorzugsweise mindestens 20 %, besonders vorzugsweise mindestens 50 % und insbesondere mindestens 85 % in einen Anlagenteil „CO₂-Rekuperation“ geführt und dort aufgefangen (rekuperiert) werden,

das rekuperierte regenerative CO₂ in gasförmigem Zustand in mindestens einem drucklosen Behältnis oder in mindestens einem Druckbehälter oder in flüssiger Form in mindestens einem Flüssiggastank oder in fester Form in mindestens einem wärmeisolierten Behälter oder Raum zwischengelagert wird oder das rekuperierte regenerative CO₂ mit oder ohne Zwischenspeicherung in eine Gas- oder Flüssiggasleitung oder zur Erzeugung von flüssigem oder festem regenerativem CO₂ in eine Kühlanlage eingespeist wird,

das mindestens eine drucklose Behältnis und/oder der mindestens eine Druckbehälter und/oder der mindestens eine Flüssiggastank mittels einer Leitung mit dem Anlagenteil „CO₂-Rekuperation“ verbunden sind,

von dem rekuperierten regenerativen CO₂ in der nachfolgenden Verwendung mindestens 5 %, vorzugsweise mindestens 20 %, besonders vorzugsweise mindestens 60 % und insbesondere mindestens 95 % sequestriert (geologisch gespeichert) oder gemäß dem Sabatier-Prozess vorzugsweise unter Hinzufügung von mit Strom aus treibhausgasfreien Quellen oder mit atomarem Strom elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in synthetisches Methan umgewandelt oder gemäß einem der bekannten und üblichen Verfahren zu Methanol oder Ethanol oder synthetischem Methan, Oktan, Propan oder Butan reformiert werden oder fossiles CO₂ stofflich substituieren,

wobei

die resultierenden Einsparungen an Treibhausgasemissionen und/oder die resultierenden Minderungen des atmosphärischen CO₂-Bestandes auf die Treibhausgasemissionen von mindestens einem Kraftstoff angerechnet werden, vorzugsweise auf die Treibhausgasemissionen der fossilen Kraftstoffe Benzin, Dieselkraftstoff, Kerosin, Erdgas, Flüssiggas und Schweröl, besonders vorzugsweise auf die Treibhausgasemissionen der biogenen Kraftstoffe BioDiesel, BioEthanol, hydrierte Öle, nicht in der Anlage erzeugtes BioMethan (Biogas), ETBE und TAEE, und insbesondere auf die Treibhausgasemissionen der sogenannten Zukunftskraftstoffe Fischer-Tropsch-Diesel aus Lignocellulose (Holz und / oder Stroh), Ethanol aus Lignocellulose, DME aus Biomasse, Methanol aus Biomasse und MTBE aus Biomasse,

die LCA-Treibhausgasbelastung des mindestens einen Kraftstoffs um mindestens 5 %, vorzugsweise um mindestens 50 %, besonders vorzugsweise um mindestens 85 % und insbesondere um mindestens 100 % entlastet wird.

12. Anlage nach Anspruch 11, bei der die Abscheidung des regenerativen CO₂s einen Nebenprozess darstellt und der Hauptzweck der CO₂-Abscheidung in der Aufkonzentration mindestens eines der Gase liegt, die das CO₂ begleiten.

13. Anlage nach Anspruch 11, bei der der mindestens eine Kraftstoff im Verkehr Verwendung findet, vorzugsweise im Straßenverkehr.

14. Anlage nach Anspruch 11, bei der der mindestens eine Kraftstoff als Heizstoff eingesetzt oder zur Verstromung genutzt wird.

15. Anlage nach Anspruch 11, bei der in der Anlage eingesetzte Strom aus treibhausgasreduzierten, vorzugsweise aus treibhausgasfreien Quellen stammt und/oder bei der die in der Anlage eingesetzte thermische Energie aus treibhausgasreduzierten, vorzugsweise aus treibhausgasfreien Quellen stammt.

16. Anlage nach Anspruch 11, bei der sowohl für die Abscheidung als auch für die Verflüssigung des regenerativen CO₂s mindestens eine Kühlanlage genutzt wird oder bei der die Abscheidung durch Auskondensation von Wasser erfolgt oder bei der das regenerative CO₂ physikalisch aus einem unter hohem Druck stehenden CO₂-Wasserstoff-Mischgas absorbiert oder drucklos unter Zufuhr von thermischer Energie chemisch ausgewaschen wird.

17. Anlage nach Anspruch 11, bei der der Transport des rekuperierten regenerativen CO₂s zum Ort der Verwendung zumindest teilweise per Lastkraftwagen und/oder per Schiff und/oder per Eisenbahn und/oder per Pipeline erfolgt und dabei vorzugsweise treibhausgasreduzierte Kraftstoffe eingesetzt werden, besonders vorzugsweise treibhausgasfreie Kraftstoffe.

18. Anlage nach Anspruch 11, bei der mindestens 35 %, vorzugsweise mindestens 50%, besonders vorzugsweise mindestens 60 % und insbesondere mindestens 70 % der resultierenden Einsparungen an Treibhausgasemissionen und/oder der resultierenden Minderungen des atmosphärischen CO₂-Bestandes nicht auf die Treibhausgasemissionen des mindestens einen Kraftstoffs angerechnet werden.

19. Anlage nach Anspruch 11, bei der CO₂ aus einer Anlage rekuperiert wird, die zur Herstellung von Kraftstoffen dient.

20. Anlage nach Anspruch 11, bei der sich die maximale entlastbare Kraftstoffmenge nach dem nachstehenden Algorithmus berechnet:

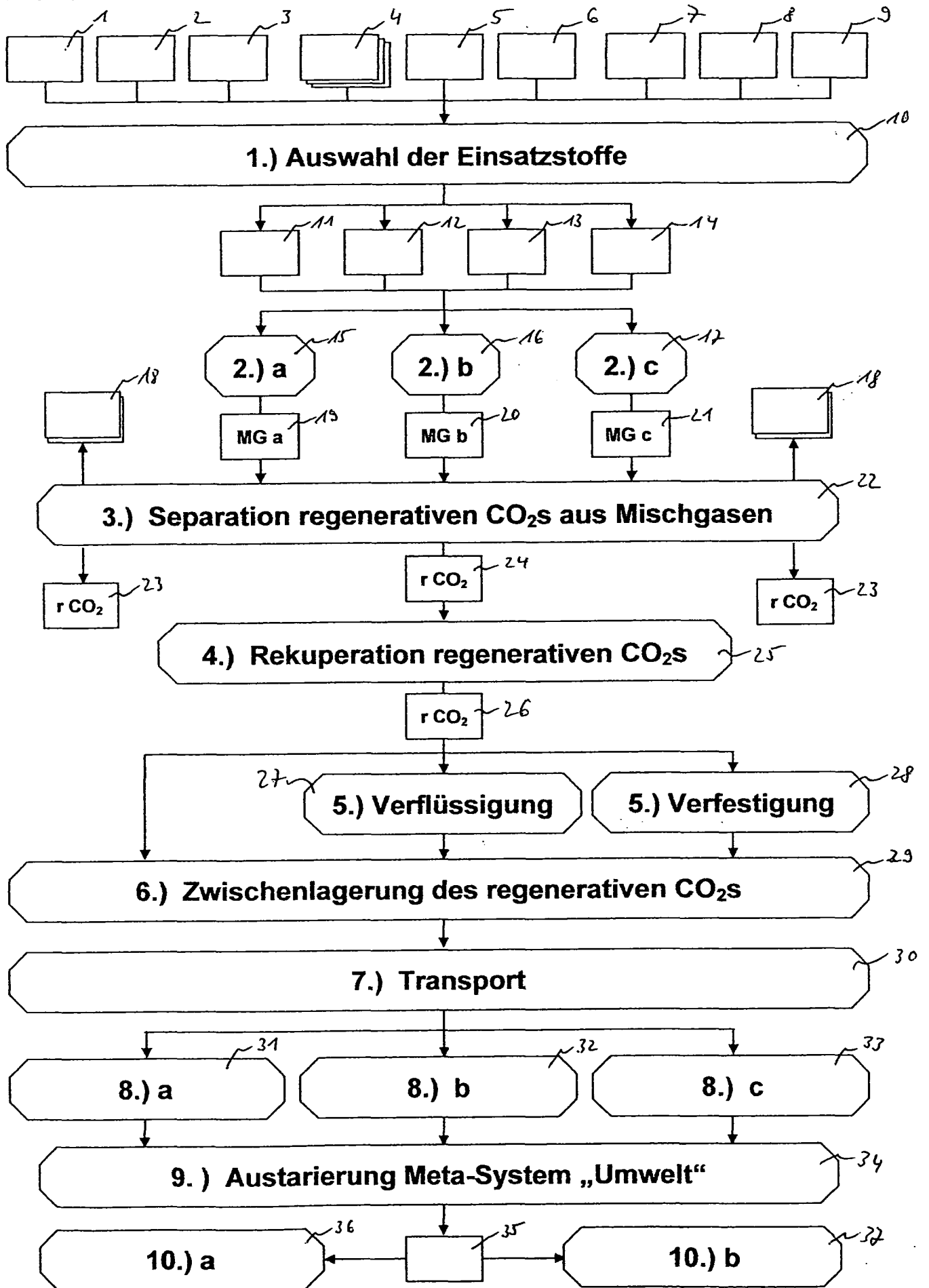
$$MK_n = (RCO_2 \cdot ECO_{2-el} \cdot ECO_{2-th} \cdot ECO_{2-sonst}) / (CO_{2-Kn} \cdot CO_{2-ZB_{Kn}}),$$

wobei

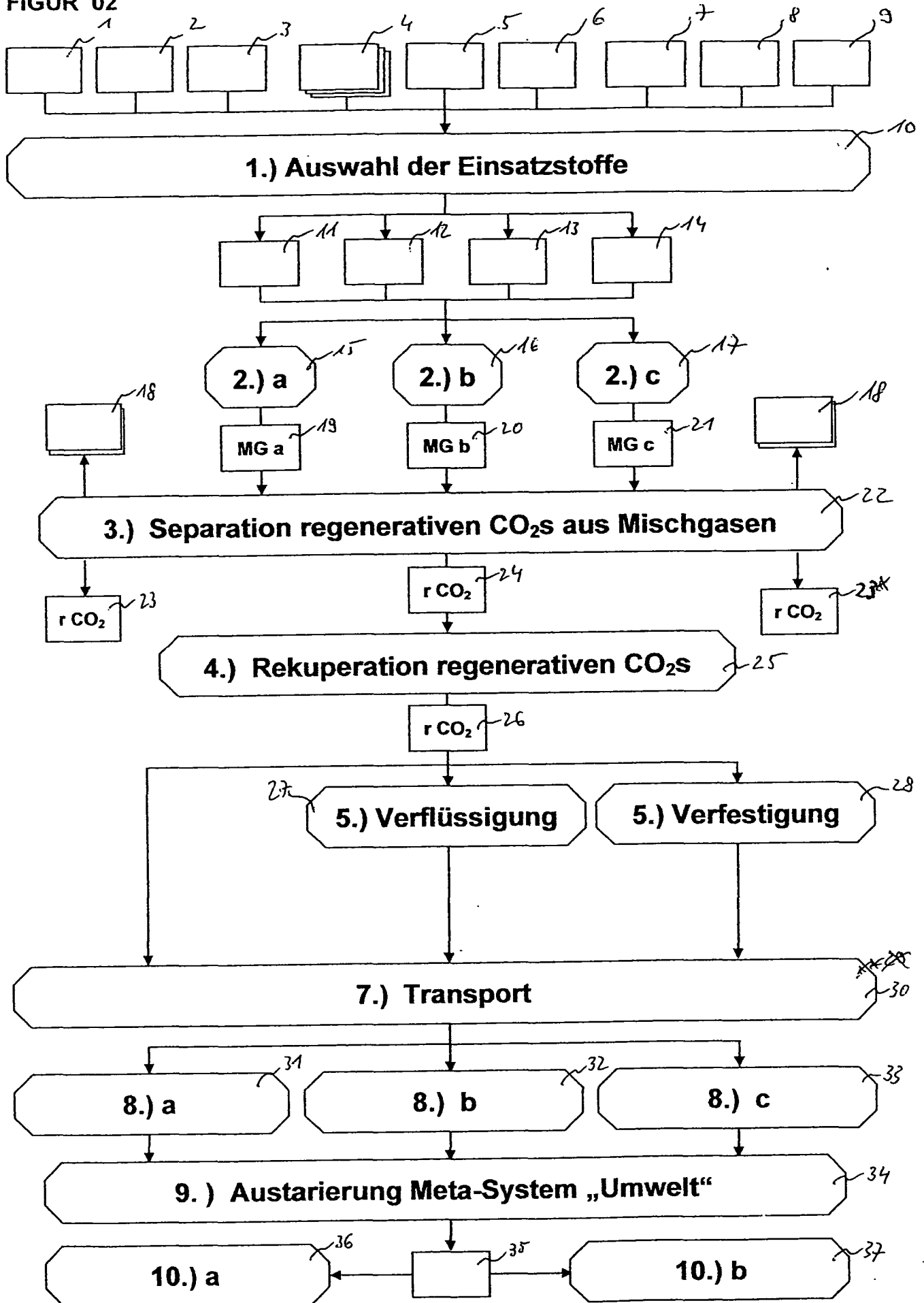
MK_n	=	maximale energetische Menge des Kraftstoffes n, gemessen in kWh _{Hi} oder MJ, die auf die Zielbelastung CO ₂ -ZB _{Kn} gebracht werden kann;
RCO_2	=	Rekuperierte Menge an regenerativem CO ₂ , gemessen in t CO ₂ -Äq,
ECO_{2-el}	=	CO ₂ -Emissionen, gemessen in t CO ₂ -Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO ₂ s durch den Einsatz von elektrischer Energie entstehen;

- ECO_{2-th} = CO₂-Emissionen, gemessen in t CO₂-Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO₂s durch den Einsatz von thermischer Energie entstehen;
- $ECO_{2-sonst}$ = sonstige CO₂-Emissionen, gemessen in t CO₂-Äq, die nach der Rekuperation des regenerativen CO₂s entstehen;
- CO_{2-Kn} = LCA-THG-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen in gCO₂-Äq/kWh_{Hi} oder in gCO₂-Äq/MJ;
- $CO_{2-ZB_{Kn}}$ = THG-Ziel-Belastung des zu entlastenden Kraftstoffes n, gemessen in gCO₂-Äq/kWh_{Hi} oder in gCO₂-Äq/MJ.

FIGUR 01

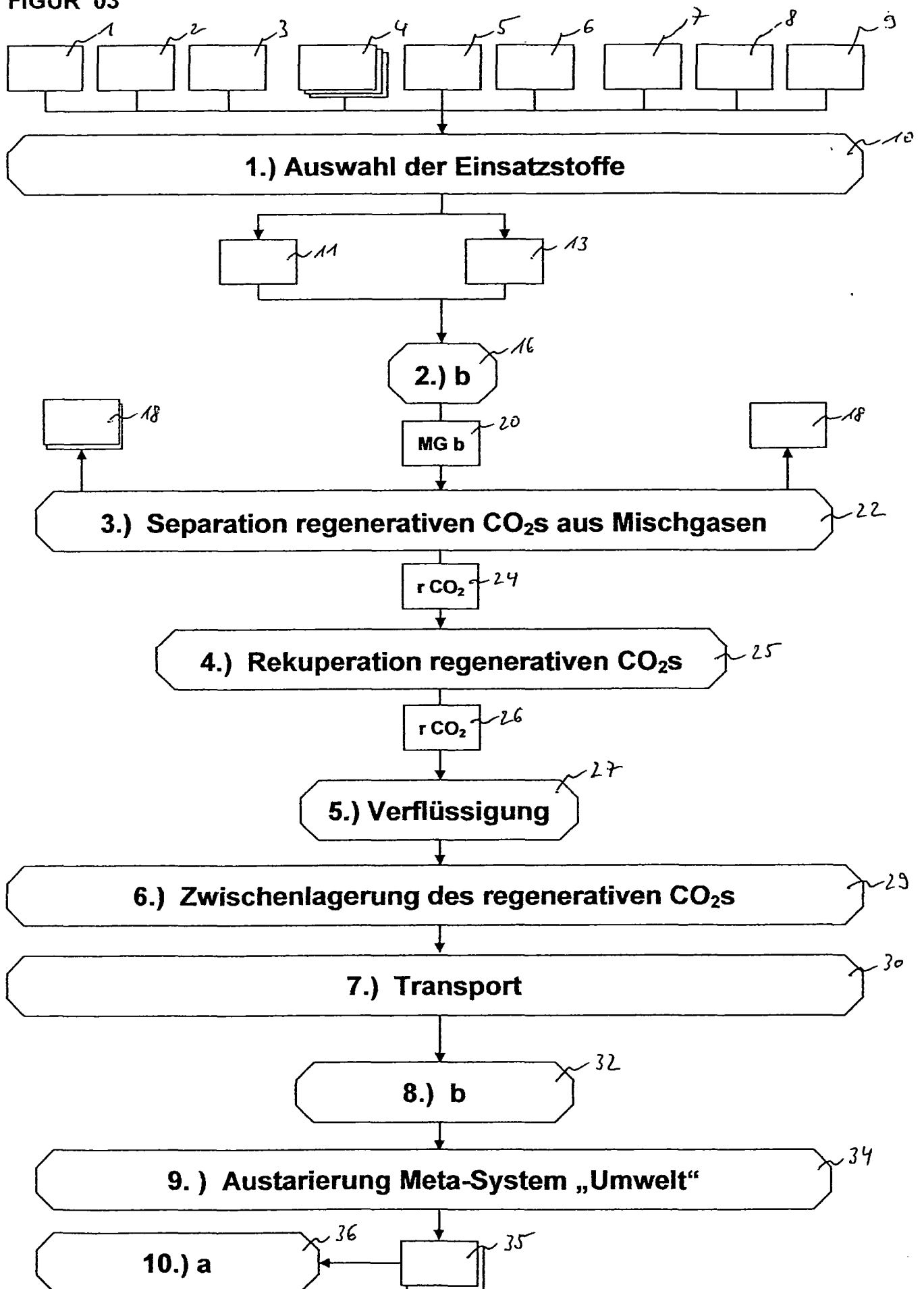


FIGUR 02



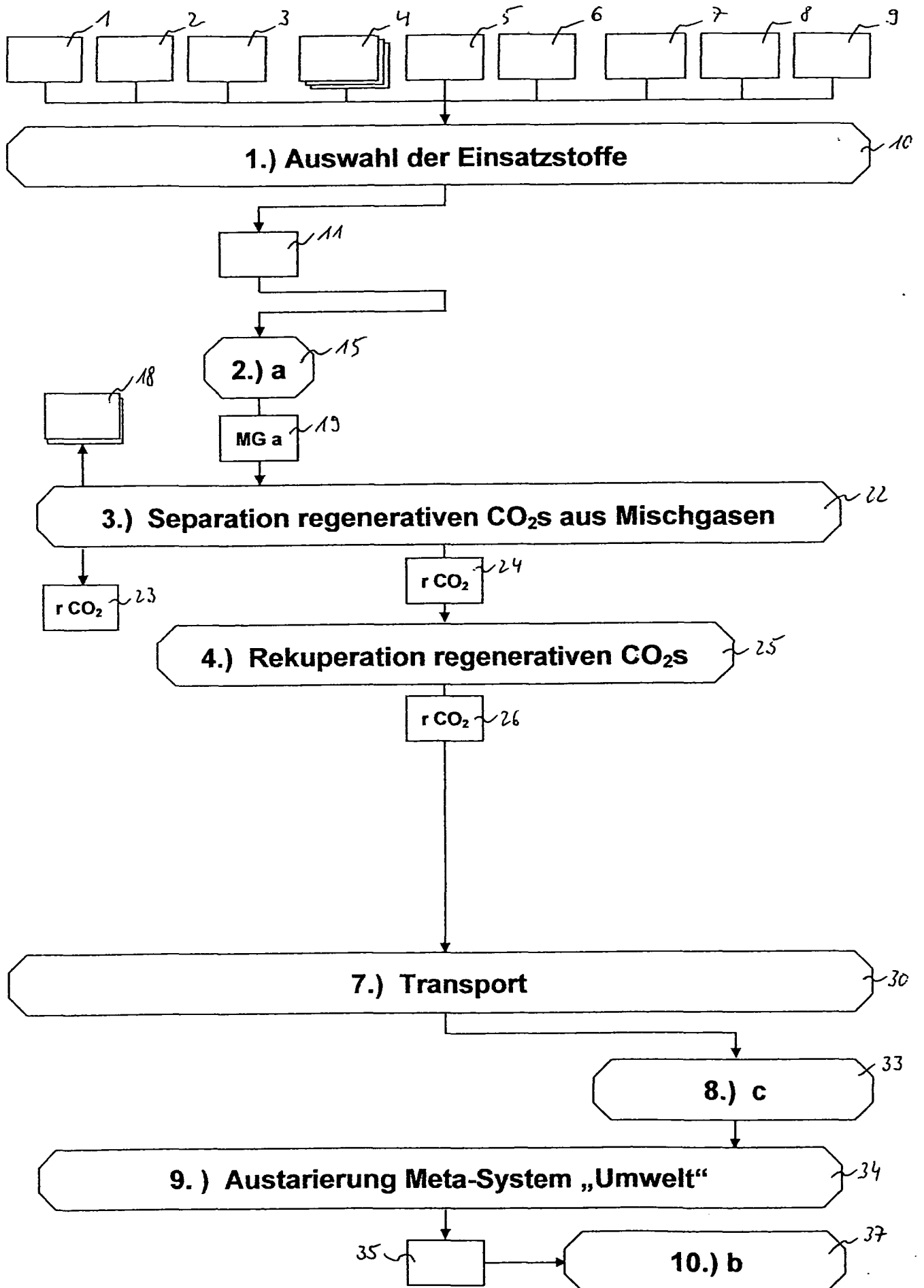
FIGUR 03

3/10



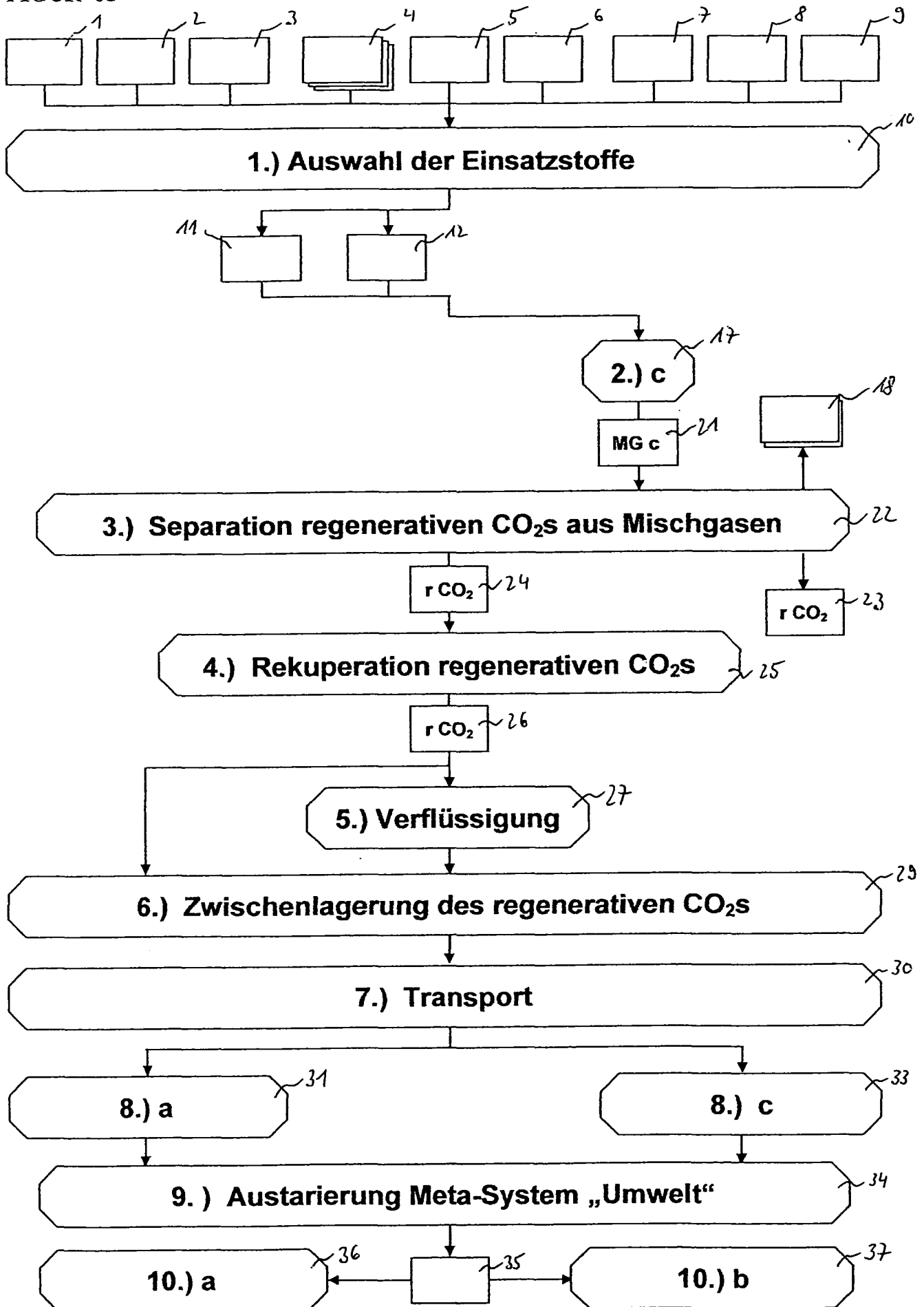
FIGUR 04

4/10

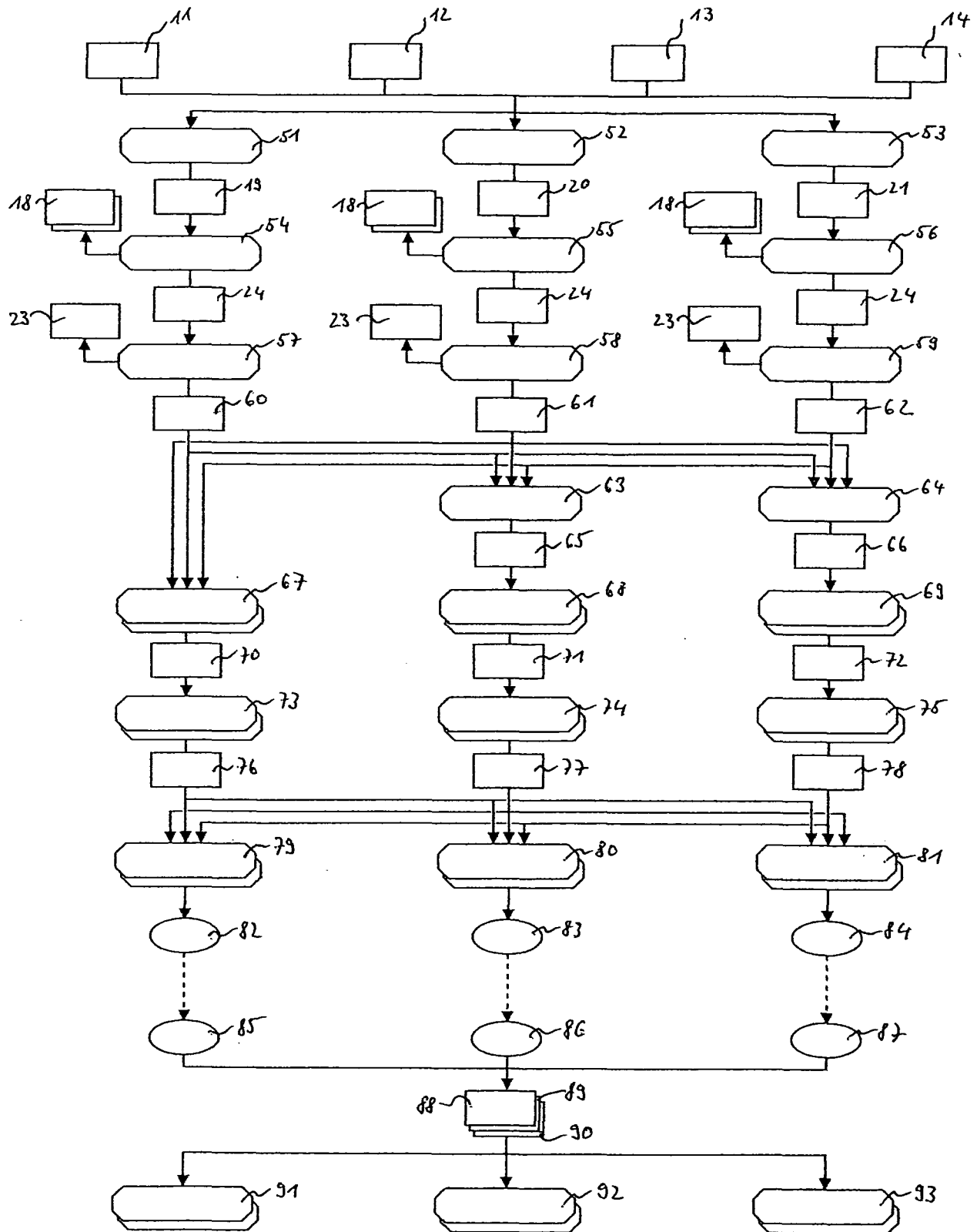


FIGUR 05

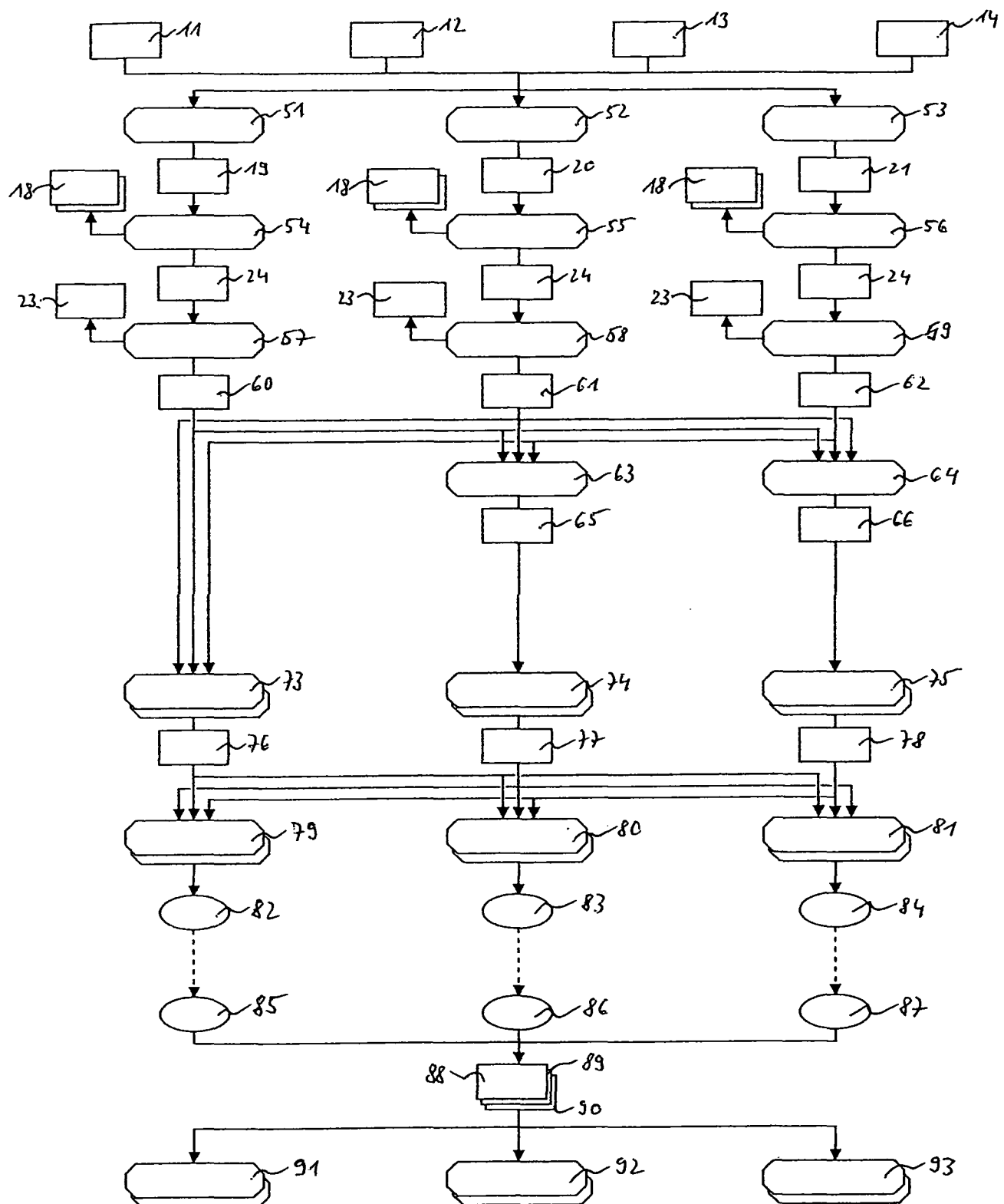
5/10



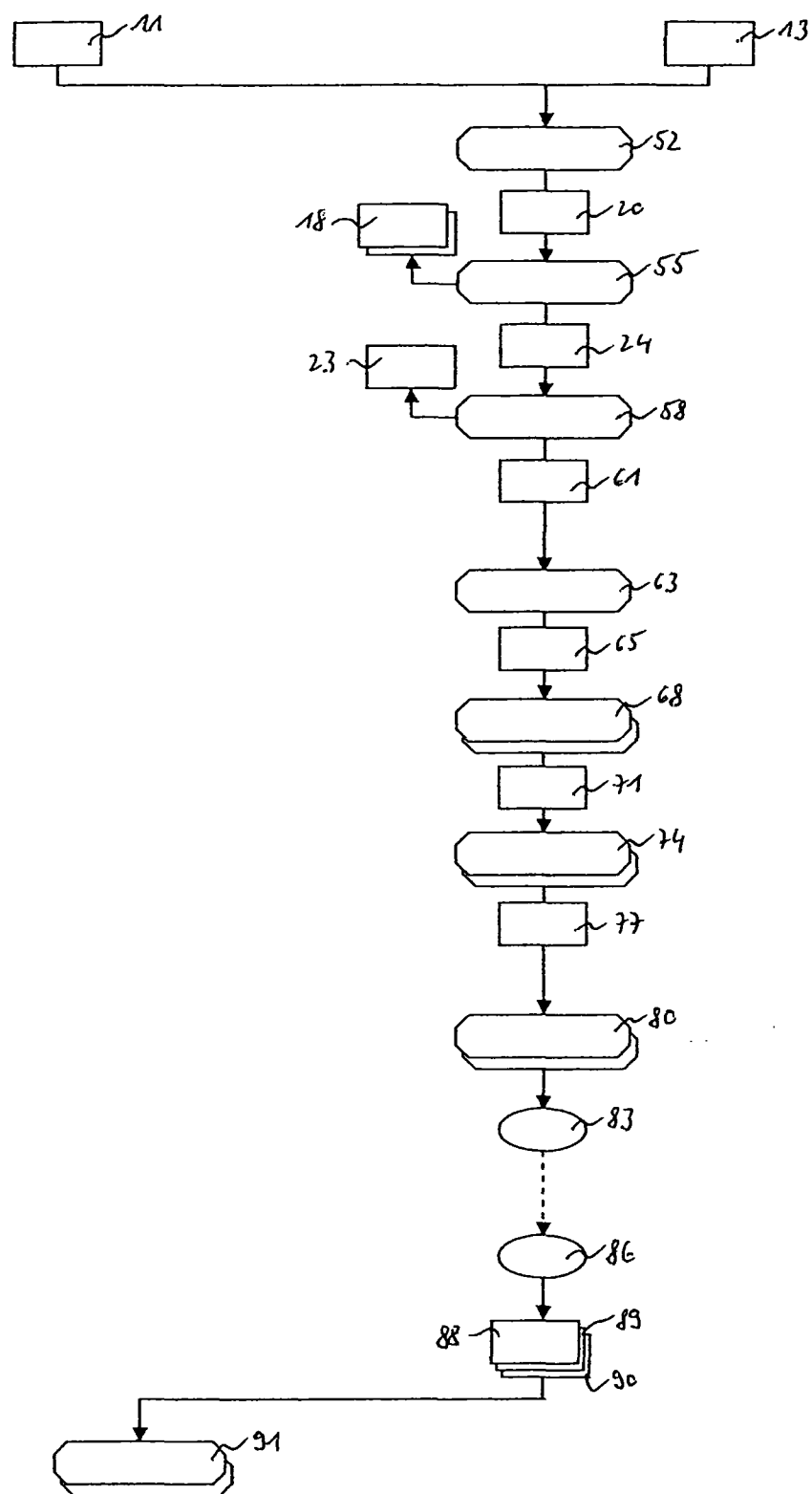
Figur 06



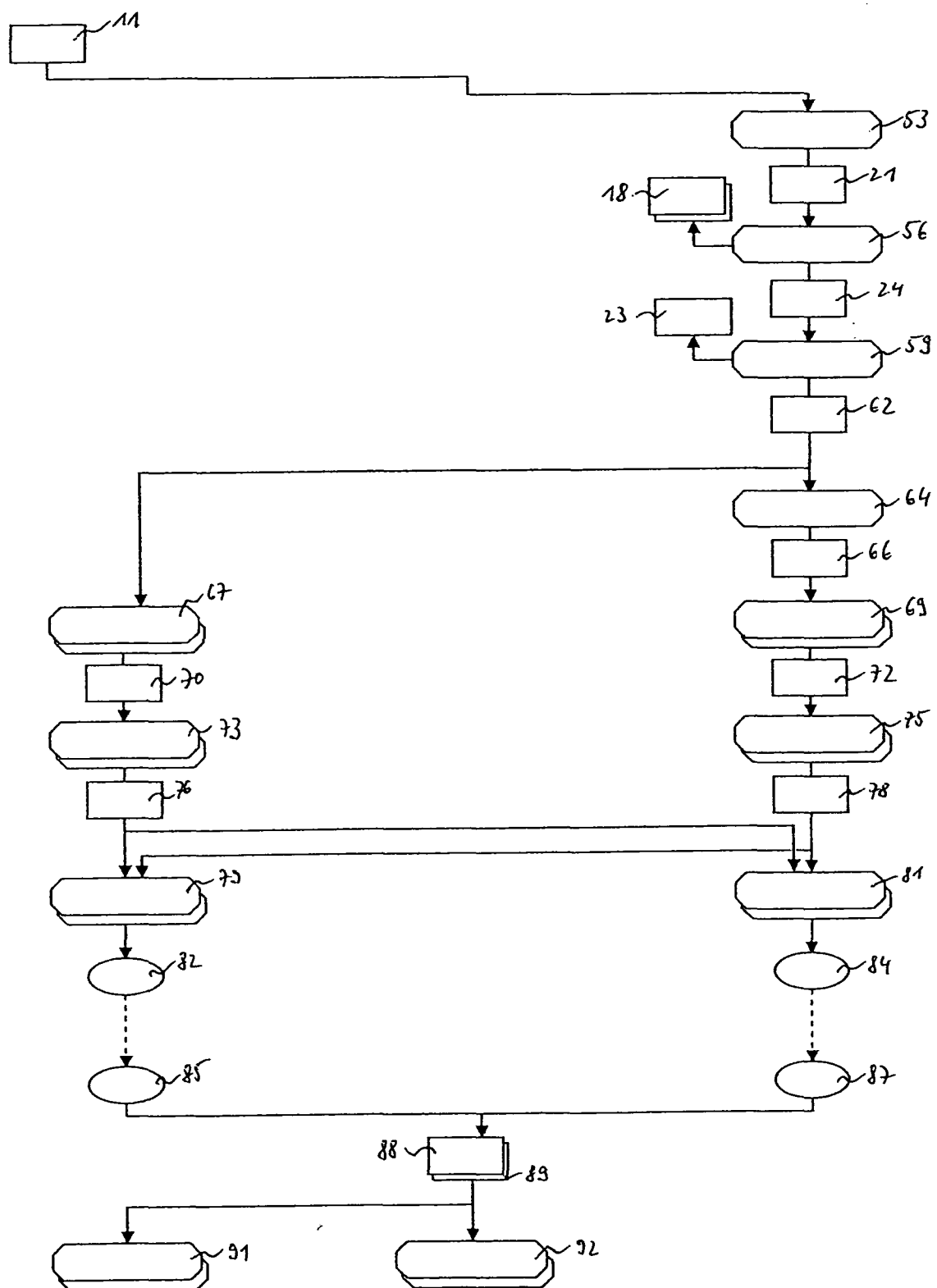
Figur 07



Figur 08



Figur 09



Figur 10

