



---

## FACTSHEET

# Clean Coal Technologies (CCT) in Japan - politische Strategie und aktuelle Projekte

Datum: 12.04.2019  
Verfasser: ECOS Consult GmbH

Erstellt im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vergebenen Vorhabens „Wissenschaftliche Ausrichtung der deutsch-japanischen Kooperation über ausgewählte Klimaschutztechnologien im Rahmen der deutsch-japanischen Klimaschutzerklärung und des deutsch-japanischen Umwelt- und Energiedialogforums“ (FKZ UM18 18 40 40)

## **Haftungsausschluss**

Der Mitarbeiterstab der ECOS Consult GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der ECOS Consult GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die ECOS Consult GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Hintergrund</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Kohlekraftwerke: Status quo und konkrete Ausbauziele</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Clean Coal Technologies: Politische Agenda</b> .....	<b>8</b>
3.1	Generelle politische Grundsätze .....	8
3.2	„Saubere“ Stromerzeugung aus Kohle .....	9
3.3	CO <sub>2</sub> -Speicherung (CCS) .....	12
3.4	Rolle von CCS für die Vision einer H <sub>2</sub> Society .....	14
<b>4</b>	<b>Fördermittel</b> .....	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Projekte</b> .....	<b>16</b>
5.1	Beispiele für nationale CCT-Demonstrationsprojekte .....	16
5.1.1	Osaki CoolGen (OCG) Demonstrationsprojekt .....	16
5.1.2	Tomakomai CCS Demonstrationsprojekt .....	17
5.1.3	COURSE 50 .....	18
5.2	Internationale Kooperationsprojekte .....	19
<b>6</b>	<b>Fazit/Bewertung</b> .....	<b>21</b>
	<b>Anhang</b> .....	<b>22</b>
	Anhang 1: Akteure .....	22
	Anhang 2: Liste der CCS Projekte in Japan .....	24
	<b>Quellenverzeichnis</b> .....	<b>27</b>

## Akronyme und Abkürzungen

A-USC	Advanced Ultra Super Critical
CCS	Carbon Capture and Storage
CCT	Clean Coal Technologies
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
F&E	Forschung und Entwicklung
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HELE	High Efficiency Low Emission
HHV	oberer Heizwert
IGCC	Integration Coal Gasification Combined Cycle
IGFC	Integration Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
LNG	Flüssiggas
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
MoEJ	Ministry of the Environment, Japan
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
USC	Ultra Super Critical

## 1 Hintergrund

Japan hat sich ebenso wie Deutschland dem Ziel des Pariser Klimaabkommens verpflichtet, den durchschnittlichen globalen Temperaturanstieg deutlich unter 2 Grad Celsius zu halten und zu versuchen, diesen sogar auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, muss in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts der Wert der aggregierten Treibhausgase bei null liegen.

Dazu ist eine rapide Dekarbonisierung des globalen Stromerzeugungssektors nötig, insbesondere der Stromerzeugung durch Kohle, welche etwa 40% der weltweiten durch Stromerzeugung verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen ausmacht und somit die kohlenstoffintensivste Stromerzeugungsquelle darstellt.

Japan ist weltweit führend bei High-Efficiency-Low-Emission (HELE)-Technologien und baute 1993 die erste Ultra Super Critical (USC) Kohleanlage. Die japanische Kohlekraftwerksflotte gilt als eine mit der höchsten durchschnittlichen Effizienz der Welt.<sup>1</sup> Dennoch stammen rund 20% der Treibhausgasemissionen Japans aus der Kohleverstromung. Hier ist also ein wichtiger Hebel zur Erreichung der Klimaziele Japans zu sehen. Insbesondere da Japan die Kapazitäten zur Kohleverstromung noch weiter ausbauen will, muss die Verringerung der Emissionen aus Kohle oberste Priorität sein.

Im vorliegenden Sachstandsbericht wird zunächst der Status quo und die offiziellen nationalen Ausbauziele Japans für Kohlekraftwerke dargestellt. Auch die Effizienz und der technische Stand der aktuell im Betrieb befindlichen Anlagen werden dabei berücksichtigt.

Anschließend wird die offizielle politische Agenda in Bezug auf den Ausbau und die Förderung verschiedener von Clean Coal Technologies (CCT) erläutert.

Es folgt die Beschreibung einiger beispielhafter CCT-Demonstrationsprojekte auf nationaler und internationaler Ebene und eine zusammenfassende Bewertung.

Eine Übersicht der wesentlichen Akteure und Projekte sowie ein Quellenverzeichnis sind im Anhang zu finden.

---

<sup>1</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).

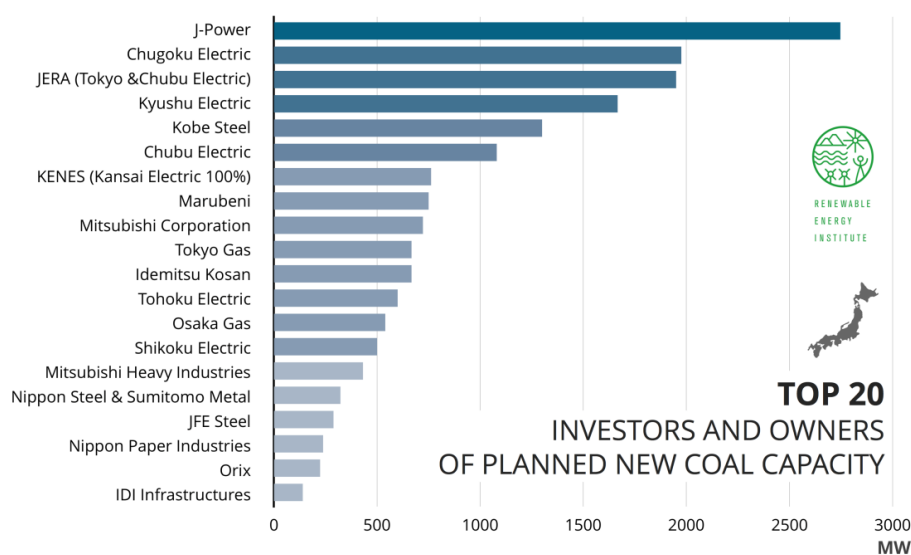
## 2 Kohlekraftwerke: Status quo und konkrete Ausbauziele

Nach der Katastrophe von Fukushima im März 2011 wurden sämtliche Kernkraftwerke Japans vom Netz genommen. Bis heute sind nur vereinzelt wieder Anlagen in Betrieb. Um die Energieversorgung sicher zu stellen, wurde neben dem gesteigerten Import von Flüssiggas (LNG) auch die Kohleverstromung gezielt ausgebaut. Die Richtlinien zur Genehmigung von Kohlekraftwerken wurden vereinfacht, die Kosten für den Bau somit reduziert. Der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung Japans nahm von 27% im Jahr 2010 auf 34% im Jahr 2017 zu.

Die japanische Kohleflotte verbraucht rund 211 Mio. t/Jahr Kohle. Seit dem Ende der Kohleförderung in Japan importiert das Inland die gesamte Kohle, hauptsächlich aus Australien und Indonesien. In 2017 importierte Japan eine Rekordmenge an Kohle.<sup>2</sup>

Rund 90 Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von ca. 45 GW sind derzeit am Netz, 30 weitere mit einer Gesamtkapazität von 18 GW sollen neu gebaut werden.<sup>3</sup> Laut Global Coal Plant Tracker verfügt Japan damit über die sechstgrößte Kapazität der Welt, die Ausbaupläne sind die umfassendsten unter allen Industrienationen.

Allerdings befinden sich derzeit nur 4 GW der geplanten Anlagen im Bau. Einige davon werden möglicherweise gar nicht erst gebaut. Fast ein Viertel der bis Ende 2017 geplanten neuen Anlagen wurde in diesem Jahr eingestellt.<sup>4</sup>



Quelle: Climate Analytics, Renewable Energy Institute (2018)

Abbildung 1: Leistung neuer kohlebefeuerter Stromerzeugungen nach Investoren und Eigentümern

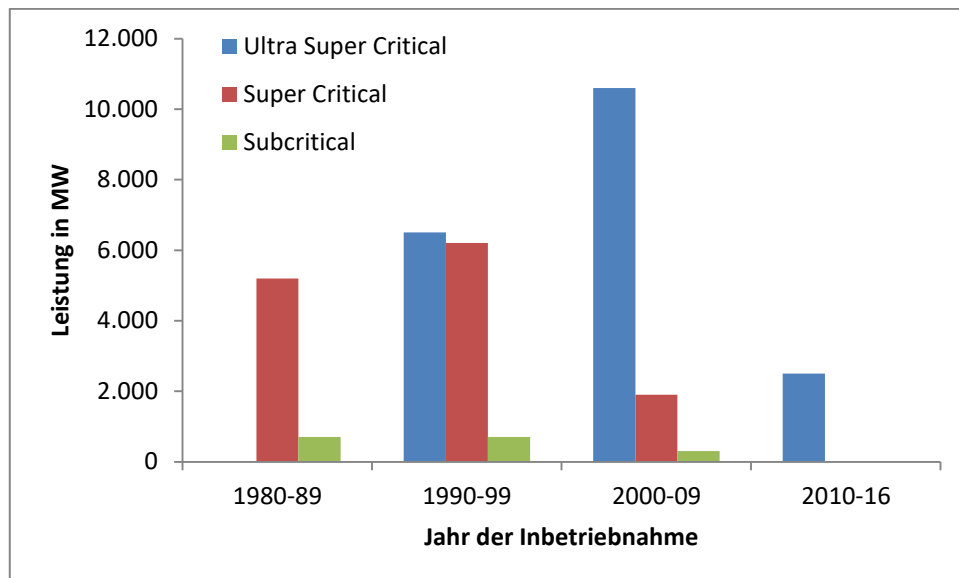
Japans Kohlekraftwerksflotte gilt als eine mit der weltweit höchsten Energieeffizienz. In den meisten bestehenden Kraftwerken wurden High Efficiency Low Emission (HELE)-Technologien implementiert. Von den Anlagen mit einer Kapazität von 300 MW oder mehr, die sich im Jahr

<sup>2</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016), Lockwood (2016), IEA (2016), Timperley (2018) sowie Makino (2016a).

<sup>3</sup> Vgl. Tanaka (2018) sowie Climate Analytics, Renewable Energy Institute (2018).

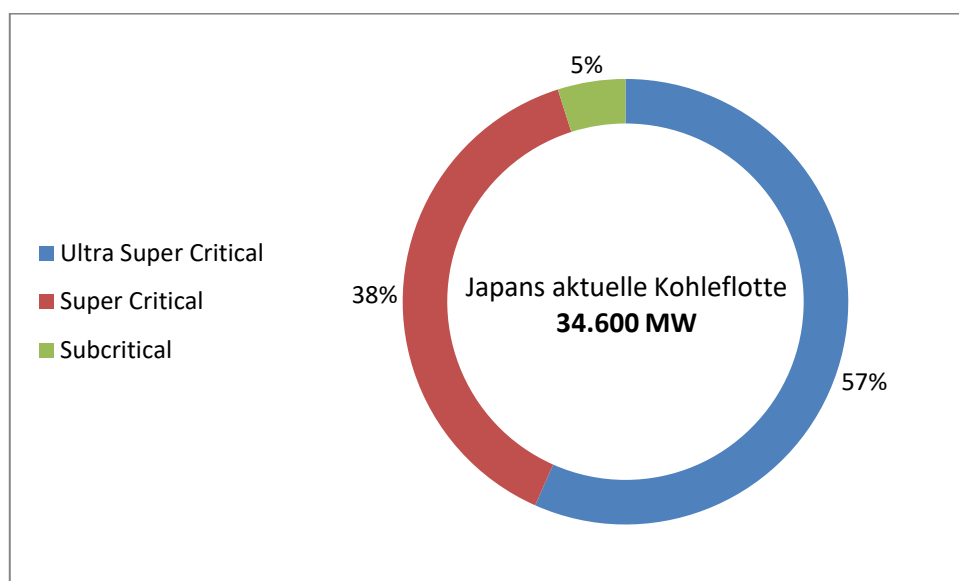
<sup>4</sup> Vgl. Timperley (2018).

2016 in Betrieb befanden, waren 5% Subcritical, 38% Super Critical und 57% USC Anlagen. Die kombinierte Gesamtleistung dieser modernen Anlagen machte rund 79% der gesamten Gesamtleistung der japanischen Kohlekraftwerke aus.<sup>5</sup>



Quelle: Wiatros-Motyka (2016)

Abbildung 2: Japans Kohlekraftwerk-Flotte mit mind. 300 MW nach Altersgruppe



Quelle: Wiatros-Motyka (2016)

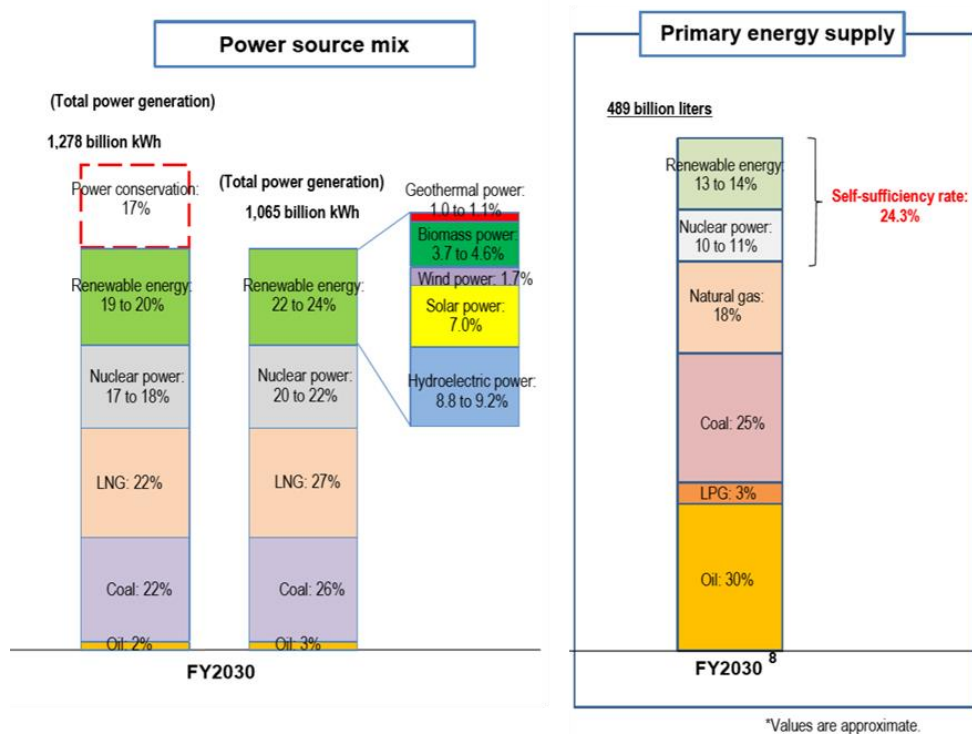
Abbildung 3: Betriebene Kohlekraftwerke in Japan mit einer Leistung von mind. 300 MW

<sup>5</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).

### 3 Clean Coal Technologies: Politische Agenda

#### 3.1 Generelle politische Grundsätze

Kohle soll nach dem 2015 vom METI verkündeten Energiemix auch im Jahr 2030 noch mit 26% zur Stromerzeugung des Landes beitragen. Für die Grundlastversorgung wird Kohle als unerlässliche Ressource gesehen, da sie nach Auffassung der Regierung das geringste geopolitische Risiko aufweist und unter fossilen Brennstoffen den niedrigsten Preis pro Einheit Wärmeenergie aufweist. Durch den weiteren Ausbau von CCT und Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) soll der fossile Brennstoff langfristig dekarbonisiert werden – sowohl national als auch auf internationaler Ebene.



Quelle: METI (2015)

Abbildung 4: Strom- und Energiemix laut Long-term Energy Supply and Demand Outlook des METI

Das japanische Umweltministerium positioniert sich im Basic Environment Plan vom 17. April 2018 wie folgt zum Ausbau von Kohlekraftwerken und zu CCT:

- Das MoEJ ist sich bewusst, dass der Plan mehr Kohlekraftwerke zu bauen eine Gefahr für das Klima darstellen könnte.
- MoEJ will F&E von innovativen Technologien fördern, die zur drastischen Verringerung der globalen Treibhausgase beitragen, wie CCUS.



- Das MoEJ will alle Maßnahmen ergreifen, um die Emissionsquote 0,37 kg - CO<sub>2</sub> / kWh zu erreichen, die mit dem Reduktionsziel und dem Energiemix von 2030 konform ist. Das Ziel von Null-Emissionen bis 2050 wird berücksichtigt.<sup>6</sup>

Um die weltweite Dekarbonisierung voranzutreiben, fördert die japanische Regierung auch den Export von "low-carbon infrastructure". Für den Fall, dass ein Wirtschaftspartner im Ausland Japans hocheffiziente thermische Kohleerzeugungstechnologien anfragt, soll aber nur an solche Länder geliefert werden, „die gezwungen sind Kohle als Energieträger aus Gründen der Energiesicherheit und Wirtschaftlichkeit zu wählen“. Die Regierung Japans unterstützt in diesem Fall die Einführung von Stromerzeugungsanlagen nach dem weltweiten Stand der Technik, die prinzipiell bei oder über dem USC liegen, unter Berücksichtigung der OECD-Regeln und konsistent mit den Maßnahmen zur Energiepolitik und zum Klimawandel des Partnerlandes (siehe auch Kap. 5.2).<sup>7</sup>

### 3.2 „Saubere“ Stromerzeugung aus Kohle

Japan fördert aktiv die Einführung der verfügbaren Spitzentechnologien in die bestehende Kraftwerksflotte sowie die Umstellung auf „Kohlekraftwerke der nächsten Generation“ mit noch höherem Wirkungsgrad. So sollen die Treibhausgasemissionen pro Einheit erzeugten Stroms drastisch reduziert werden.

Die Technologie-Roadmap für die „thermische Stromerzeugung der nächsten Generation“ im Rahmen von Japans Clean Coal-Strategie fokussiert konkret auf folgende „saubere“ Energieerzeugungstechnologien:

Ultra Super Critical (USC)	
Kommerzielle Einführung (Jahr):	1995
Wirkungsgrad (% oberer Brennwert):	40
Kohlenstoffausstoßrate (g CO <sub>2</sub> /kWh):	820
Beschreibung:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hochtemperatur- und Druckdampf, der von einem Kessel erzeugt wird</li> <li>• Langjährige Erfahrung &amp; Zuverlässigkeit</li> </ul>

<sup>6</sup> Vgl. MoEJ (2018).

<sup>7</sup> Vgl. METI (2018a).

### Advanced Ultra Super Critical (A-USC)

Kommerzielle Einführung (Jahr): 2020

Wirkungsgrad (% oberer Brennwert): 46

Kohlenstoffausstoßrate (g CO<sub>2</sub>/kWh): 710

Beschreibung:

- Dampfturbine mit höherer Temperatur und höherem Druck als USC.
- Fortschrittlicher Typ von USC mit hitzebeständigen Materialien.

➔ Noch in den 2020er Jahren soll in den bestehenden Kohlekraftwerken die A-USC-Technologie zur thermischen Stromerzeugung eingeführt werden.<sup>8</sup>

### Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC)

Kommerzielle Einführung (Jahr): 2020

Wirkungsgrad (% oberer Brennwert): 46-50

Kohlenstoffausstoßrate (g CO<sub>2</sub>/kWh): 650

Beschreibung:

- Eine Technologie der kombinierten Stromerzeugung durch Kohlevergasung und Kombination einer Gasturbine mit einer Dampfturbine

➔ In den 2020er Jahren sollen IGCC-Anlagen der 1500 °C-Klasse in den 2020er Jahren zum Einsatz kommen, sowie IGCC-Stromerzeugungssysteme der Klasse 1700 °C<sup>9</sup>

### Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle (IGFC)

Kommerzielle Einführung (Jahr): 2025

Wirkungsgrad (% oberer Brennwert): 55

Kohlenstoffausstoßrate (g CO<sub>2</sub>/kWh): 590

Beschreibung:

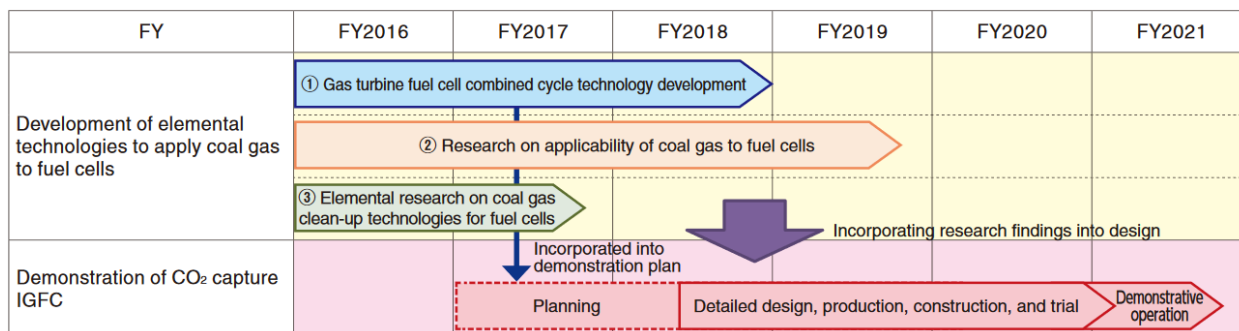
- Dreifach kombinierte Stromerzeugungstechnologie, die IGCC mit Brennstoffzellen kombiniert

➔ Etablierung des integrierten Kohlevergasungs-Brennstoffzellen-Kombinationszyklus (IGFC) bis 2025, praktische Nutzung in den 2030er Jahren<sup>10</sup>

<sup>8</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).

<sup>9</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).

<sup>10</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).



Quelle: NEDO (2018a)

Abbildung 5: Forschungsplan der IGFC Technologie

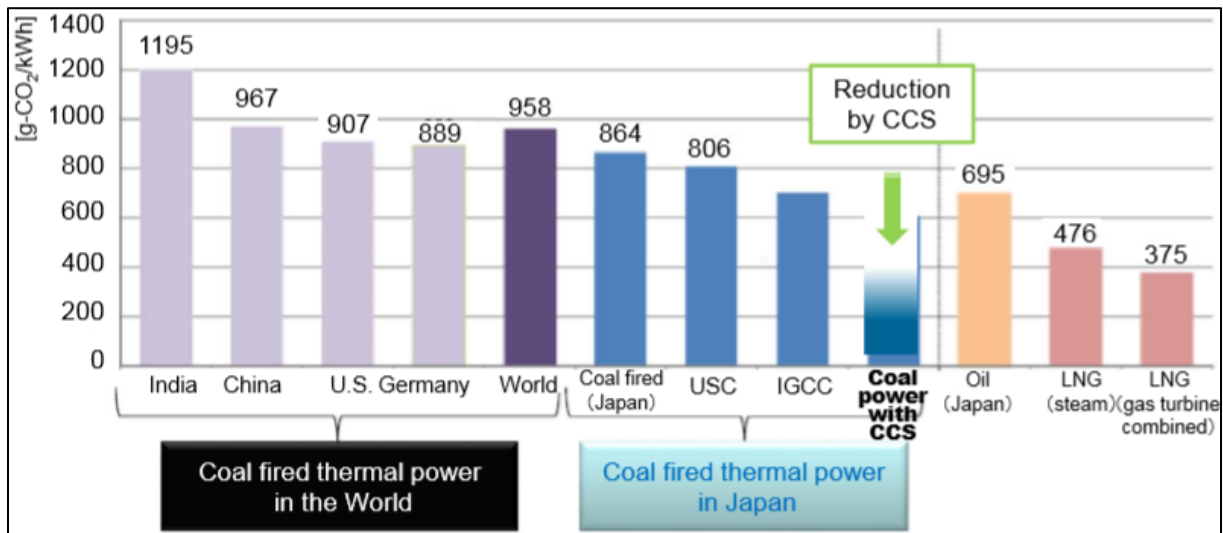
Innovative IGCC	
Kommerzielle Einführung (Jahr):	2030
Wirkungsgrad (% oberer Brennwert):	57
Kohlenstoffausstoßrate (g CO <sub>2</sub> /kWh):	570
Beschreibung:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• fügt Dampf zum Vergasungssofen im IGCC-System hinzu</li> <li>• reduziert das Sauerstoffverhältnis und erhöht die Effizienz von Kaltgasen.</li> </ul>	

Closed IGCC	
Kommerzielle Einführung (Jahr):	Ab 2030
Wirkungsgrad (% oberer Brennwert):	42 (nach CO <sub>2</sub> capture)
<i>[Da sich das Closed IGCC Verfahren noch im Entwicklungsstadium befindet, sind dazu bisher noch keine Daten zu Energiebedarf und Kosten veröffentlicht]</i>	
Beschreibung:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• führt das im Abgas enthaltene CO<sub>2</sub> als Oxidationsmittel in einem Vergasungssofen oder einer Gasturbine</li> </ul>	

Quelle: NEDO (2018b)

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS)

Selbst die effizientesten Kohlekraftwerke emittieren immer noch fast doppelt so viel CO<sub>2</sub> wie Gaskraftwerke.<sup>11</sup> Der japanischen Regierung ist daher klar, dass die Klimaschutzziele alleine mit der Umstellung auf „saubere“ und effizientere Kohleverstromung nicht erreicht werden können.



Quelle: NEDO (2018b)

Abbildung 6: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung

Aktiv gefördert und ausgebaut wird daher ebenfalls die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -speicherung und -nutzung. Bis 2020 sollen CCS-Technologien beschleunigt entwickelt und systematisch potenzielle CO<sub>2</sub>-Speicherstätten gesucht werden. Bis 2030 soll die Möglichkeit der Einführung von CCS-Technologien in bestehenden Kohlekraftwerken geprüft bzw. die Anforderungen dafür ermittelt werden. Bei Kraftwerken, die voraussichtlich bis 2050 in Betrieb gehen, werden die Betreiber gebeten, die Technologieentwicklung für die praktische Nutzung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungseinrichtungen in Betracht zu ziehen.<sup>12</sup>

Die Technologie-Roadmap des METI setzt für die Einführung der verschiedenen Technologien folgende Ziele:

<sup>11</sup> Vgl. NEDO (2018b).

<sup>12</sup> Vgl. METI (2018a).

### Chemical absorption method

Kommerzielle Einführung (Jahr):	Bereits eingeführt
Abscheidegrad CO <sub>2</sub> :	ca. 90 %
Ungefährer Energieaufwand zur CO <sub>2</sub> Separation:	560 kWh/t CO <sub>2</sub> (ab 2018 Weiterentwicklung mit dem Ziel auf 440 kWh/t CO <sub>2</sub> zu reduzieren) <sup>13</sup>
Kosten (Yen/t- CO <sub>2</sub> ):	4.200 (nur mit Nachverbrennung)
Beschreibung:	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nutzung der chemischen Reaktion zwischen CO<sub>2</sub> und Flüssigkeit</li><li>• Verwendung eines Lösungsmittels, wie z.B. eines Amins</li></ul>

### Physical absorption method

Kommerzielle Einführung (Jahr):	2020
Abscheidegrad CO <sub>2</sub> :	ca. 90 %
Ungefährer Energieaufwand zur CO <sub>2</sub> Separation:	Ziel: ca. 500 kWh/t CO <sub>2</sub> bei kommerzieller Einführung <sup>14</sup>
Kosten (Yen/t- CO <sub>2</sub> ):	2.000
Beschreibung:	<ul style="list-style-type: none"><li>• CO<sub>2</sub> wird für die Separation und Capture unter hohem Druck in eine physikalische Absorptionslösung aufgenommen.</li><li>• Die Absorptionskapazität hängt von der Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in der Flüssigkeit ab</li></ul>

### Solid absorbent method

Kommerzielle Einführung (Jahr):	2020
Abscheidegrad CO <sub>2</sub> :	ca. 90 %
Ungefährer Energieaufwand zur CO <sub>2</sub> Separation:	330 kWh/t CO <sub>2</sub> <sup>15</sup>
Kosten (Yen/t CO <sub>2</sub> ):	2.000 (vorläufig berechnet)
Beschreibung:	<ul style="list-style-type: none"><li>• reduziert den Energiebedarf und trennt CO<sub>2</sub> durch die Kombination von Aminen, etc. ab.</li><li>• feste Absorptions- und Adsorptionsmaterialien (Festlösungsmittelmethode)</li><li>• Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus den Abgasen nach der Verbrennung.</li></ul>

<sup>13</sup> Vgl. RITE (2018).

<sup>14</sup> Vgl. Yamaguchi (2013).

<sup>15</sup> Vgl. RITE (2018).

### Membrane separation method

Kommerzielle Einführung (Jahr): 2030

*[Da sich die CO<sub>2</sub> Separation über Membrantechnologie in Japan noch im Entwicklungsstadium befindet, waren dazu bisher noch keine Daten zu Energiebedarf und Wirkungsgraden verfügbar]*

Kosten (Yen/t CO<sub>2</sub>): 1.500 (vorläufig berechnet)

Beschreibung:

- trennt CO<sub>2</sub> aus einem Mischgas unter Nutzung der Permeationsselektivität einer dünnen Membran aus festem Material mit Trennkapazität.
- Capturing von CO<sub>2</sub> aus dem Kraftstoff vor der Verbrennung

### Closed IGCC (CO<sub>2</sub> capture next-generation IGCC)

Kommerzielle Einführung (Jahr): Ab 2030

*[Da sich das Closed IGCC Verfahren noch im Entwicklungsstadium befindet, sind dazu bisher noch keine Daten zu Energiebedarf, Wirkungsgraden und Kosten veröffentlicht]*

Beschreibung:

- angewandte Technologie auf Basis des IGCC-Systems.
- führt das im Abgas enthaltene CO<sub>2</sub> als Oxidationsmittel in einem Vergasungssofen oder einer Gasturbine

Quelle: <https://www.nedo.go.jp/content/100883693.pdf>

*Anm.: Zu beachten ist bei der Beurteilung, dass in Abhängigkeit von der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie und dem erforderlichen Energiebedarf der Wirkungsgrad des Kohlekraftwerks um 6 bis 14 % geringer ist.<sup>16</sup>*

### 3.4 Rolle von CCS für die Vision einer H<sub>2</sub> Society

Auch im Ausland setzt sich Japan für die Verbreitung von CCS-Technologien ein. Das hat u.a. mit der Strategie der Abe-Regierung zur Realisierung einer „Hydrogen Society“ zu tun. Die japanische Regierung schreibt Wasserstoff ein großes Potenzial zu, einen fundamentalen Beitrag zur Dekarbonisierung der Sektoren Transport, Energie, Industrie und Wohnen des Landes zu leisten. Das METI hat im Dezember 2017 in der „Basic Hydrogen Strategy“ eine Roadmap vorgelegt, wie Japan zu einer weltweit führenden „Hydrogen Society“ entwickelt werden kann. Eine zentrale Herausforderung ist dabei, die Kosten für wasserstoffbasierte Treibstoffe und damit verbundene Technologien entlang der gesamten Wertschöpfungskette herunterzutreiben, um sie so wettbewerbsfähig zu Erdgas zu machen.<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Vgl. Görner, Heischkamp (2008) sowie Herrenbrück (2015).

<sup>17</sup> Vgl. Nagashima (2018).

Um schnell in den Massenmarkt zu kommen, setzt Japan neben der Wasserstoffherzeugung mittels erneuerbaren Energien im Land insbesondere auf den Import von Flüssigwasserstoff, der im Ausland mithilfe fossiler Energieträger erzeugt und durch den Einsatz von CCS-Technologien CO<sub>2</sub>-neutral produziert wird. Dafür kooperiert Japan mit internationalen Partnern in Australien, Saudi-Arabien und Norwegen, um so Versorgungsnetzwerke für emissionsfreien, günstigen Wasserstoff zu entwickeln (siehe Kap. 5.2). Das Global CCS Institute favorisiert die Kombination mit CCS als den günstigsten Weg, um emissionsarmen Wasserstoff zu produzieren.<sup>18</sup>

## 4 Fördermittel

Für die Implementierung der Technologie-Roadmap des METI ist die New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) zuständig. Das Budget der NEDO für die Entwicklung von CCT betrug in 2018 insgesamt gut 188 Mio. EUR.

### Projekte und Budgets der NEDO Umweltaeilung im Fiskaljahr 2017 und 2018

Clean Coal Technologies Projektname	Budget (in Mio. € <sup>19</sup> )	
	FJ2017	FJ2018
Entwicklung von Technologien für die thermische Stromerzeugung der nächsten Generation	88,48	90,00
Entwicklung von Clean Coal Technologien	3,52	0,40
CO <sub>2</sub> Ultimate Reduction System für Cool Earth 50 (COURSE50) Projekt	11,92	6,64
Projekt zur internationalen Förderung und Verbreitung fortschrittlicher thermischer Stromerzeugungstechnologien	13,52	14,40
Internationales Demonstrationsprojekt zu Japans Energieeffizienztechnologien	0,40	2,40
Forschung, Entwicklung und Demonstration der CCS-Technologie	-	74,40
<b>Summe</b>	<b>117,84</b>	<b>188,24</b>

Quelle: NEDO (2018a)

Das japanische Umweltministerium investierte im Jahr 2018 knapp 29 Mio. EUR in die Entwicklung von CCS-Technologien.

Für die Suche nach geeigneten Kavernen zur CO<sub>2</sub>-Speicherung investierten das MoEJ im Jahr 2018 gut 19 Mio. EUR und das METI 4,4 Mio. EUR.<sup>20</sup>

<sup>18</sup> Vgl. Global CCS Institute (2018).

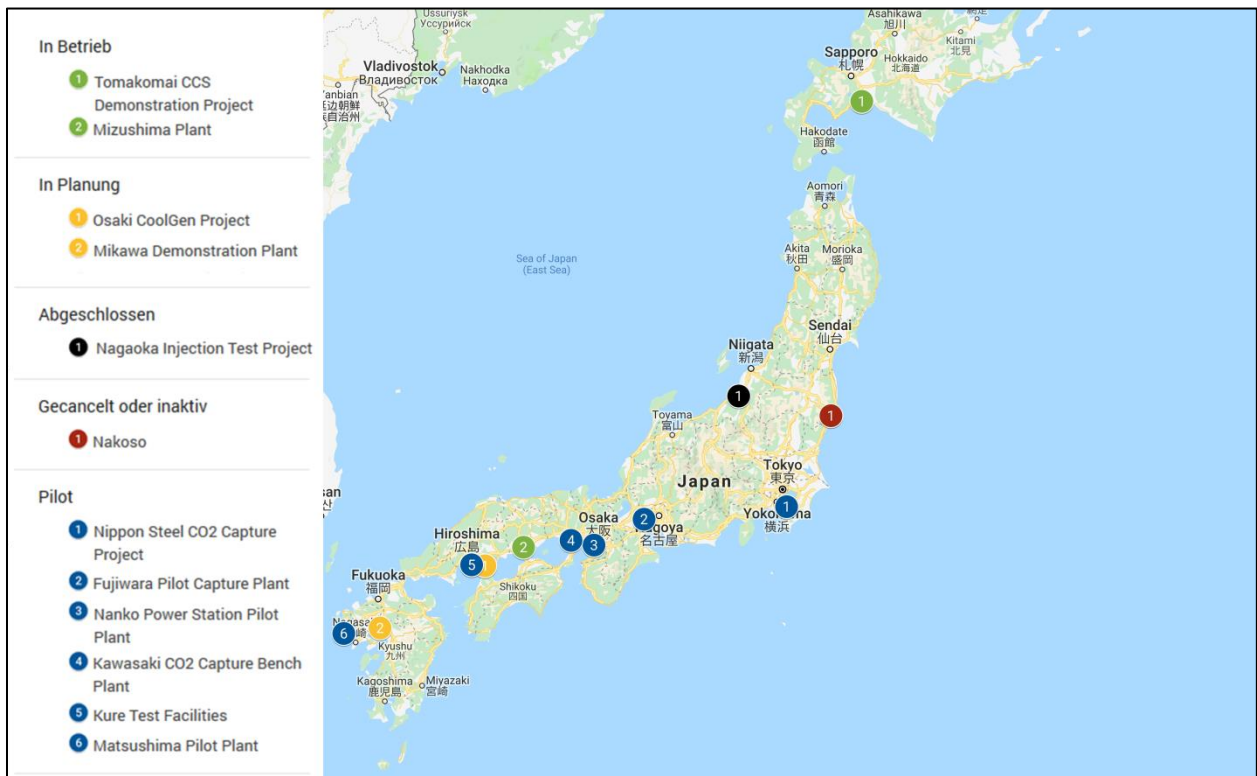
<sup>19</sup> Umrechnungskurs 1 JPY = 0,008 EUR (11.04.2019).

<sup>20</sup> Vgl. METI (2018b).

## 5 Projekte

### 5.1 Beispiele für nationale CCT-Demonstrationsprojekte

Sowohl das japanische Wirtschafts- als auch das Umweltministerium unterstützen diverse Projekte im Bereich der Clean Coal Technologies und der CO<sub>2</sub>-Speicherung und -nutzung. Im Folgenden werden einzelne Beispiele für relevante Demonstrationsprojekte im In- und Ausland vorgestellt. Eine Übersicht der laufenden oder geplanten nationalen Projekte ist untenstehender Grafik und der Übersicht im Anhang zu entnehmen.



Quelle: Scottish Carbon Capture & Storage (2019)

Abbildung 7: CCS-Projekte in Japan, sortiert nach Status

#### 5.1.1 Osaki CoolGen (OCG) Demonstrationsprojekt

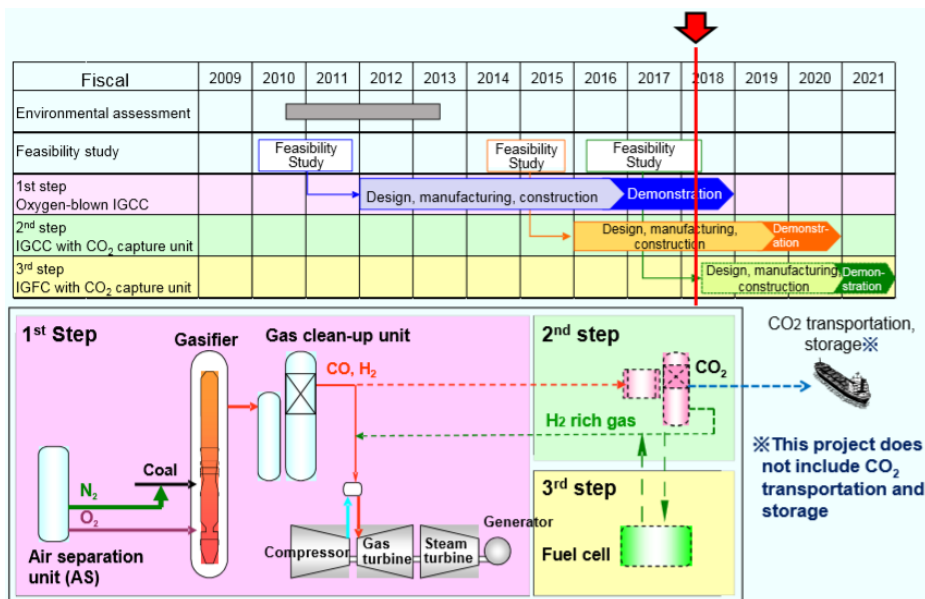
In dem Projekt in Osaki (Kyushu) sollen verschiedene HELE-Technologien entwickelt und erprobt werden. Das Projekt wird von der Osaki CoolGen Corporation geführt, die 2009 von J-Power und der Chugoku Electric Power Company gegründet wurde. Das OCG-Projekt führt das Wissen und die Erkenntnisse des 2013 abgeschlossenen EAGLE Projektes weiter, um so im großen Maßstab schrittweise sauerstoffgetriebene IGCC-Technologien sowie CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu demonstrieren:

Schritt 1: Sauerstoffgetriebenes IGCC

Schritt 2: IGCC + CO<sub>2</sub> Capture

Schritt 3: IGFC + CO<sub>2</sub> Capture





Quelle: Osaki CoolGen Corp. (2018)

Abbildung 8: Projektzeitplan des Osaki CoolGen Demonstrationsprojektes

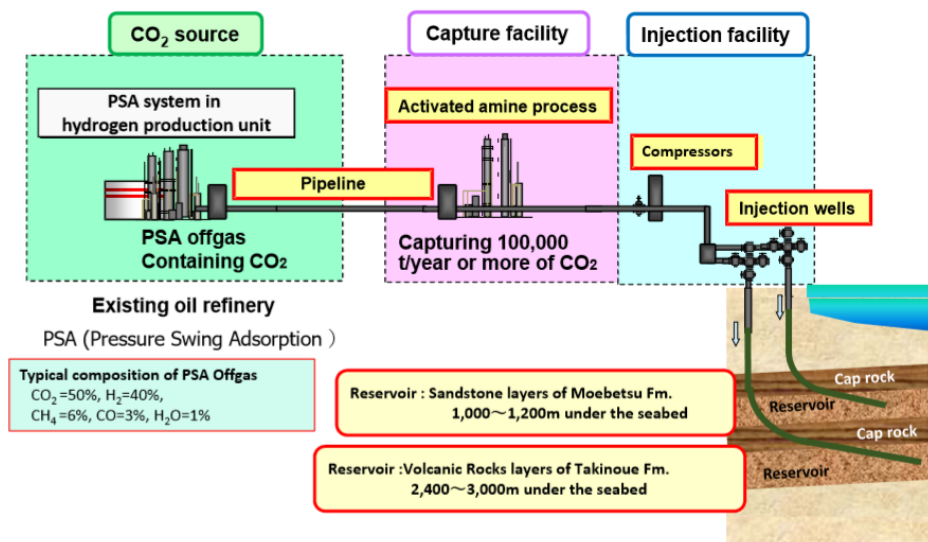
Bisher lassen sich erste Ergebnisse aus Schritt 1 gewinnen. Demzufolge weist das im ersten Schritt konstruierte Kraftwerk einen Wirkungsgrad von 40,8% HHV (oberer Heizwert) auf, womit das angestrebte Ziel von 40,5% HHV übertroffen wurde. Für den zweiten Schritt wurden folgende Testziele gesetzt: Es soll eine CO<sub>2</sub>-Abscheidungsrate von mehr als 90% mit einer CO<sub>2</sub>-Reinheit von 99% erreicht werden. Außerdem soll ein Wirkungsgrad von 40% (netto, HHV) erreicht werden.<sup>21</sup>

### 5.1.2 Tomakomai CCS Demonstrationsprojekt

Bereits im Februar 2012 beschloss das METI die Durchführung eines CCS-Demonstrationsprojektes in Tomakomai, nachdem eine geologische Untersuchung das Gebiet als besonders geeignet bewertet hatte. Ziel des Projekts ist es, ein umfassendes CCS-System als Grundlage für die Kommerzialisierung von CCS ab 2020 zu demonstrieren. Neben einer Raffinerie wurden neue Kompressions- und Injektionsanlagen gebaut, um jährlich bis zu 200.000 t/Jahr CO<sub>2</sub> aufzunehmen und in Offshore-Salzlagerstätten zu speichern. Eine kurze Pipeline verbindet die bestehende Capture-Anlage mit der neuen Kompressionsanlage. Der Einspeisepunkt befindet sich an Land, angrenzend an die Kompressionsanlage. Die Bohrungen zu den Salzlagerstätten werden 3 bis 4 km vor der Küste durchgeführt. Die Kohlenstoffkavernen werden durch ein umfangreiches Überwachungsprogramm geprüft. Das Verhalten des injizierten CO<sub>2</sub> wird durch wiederholte 3D- und 2D-Seismikmessungen in Verbindung mit verschiedenen seismischen Sensoren (Meeresbodenkabel, Meeresbodenseismometer und Onshore-Seismometer) beobachtet. Insgesamt konnten bisher im Zeitraum vom 6. April 2016 bis zum 30. Oktober 2018 207.307t CO<sub>2</sub> injiziert werden.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> Vgl. Osaki CoolGen Corp. (2018) sowie Global CCS Institute (2014).

<sup>22</sup> Vgl. Global CCS Institute (2014), JCCS (2017) sowie JCCS (2018).



Quelle: JCCS (2017)

Abbildung 9: Ablaufschema des Tomakomai CCS Demonstrationsprojektes

### 5.1.3 COURSE 50

Das CO<sub>2</sub> *Ultimate Reduction in Steelmaking process by Innovative technology for cool Earth 50* (COURSE 50) ist ein nationales Forschungsprogramm zur Entwicklung CO<sub>2</sub>-effizienterer Hochofen-bezogener Technologien. Das Programm wurde von der Japan Iron and Steel Federation initiiert und von der NEDO finanziert. Nippon Steel & Sumitomo, Kobe Steel, JFE Steel und Nisshin Iron & Steel, etc. beteiligen sich gemeinsam.

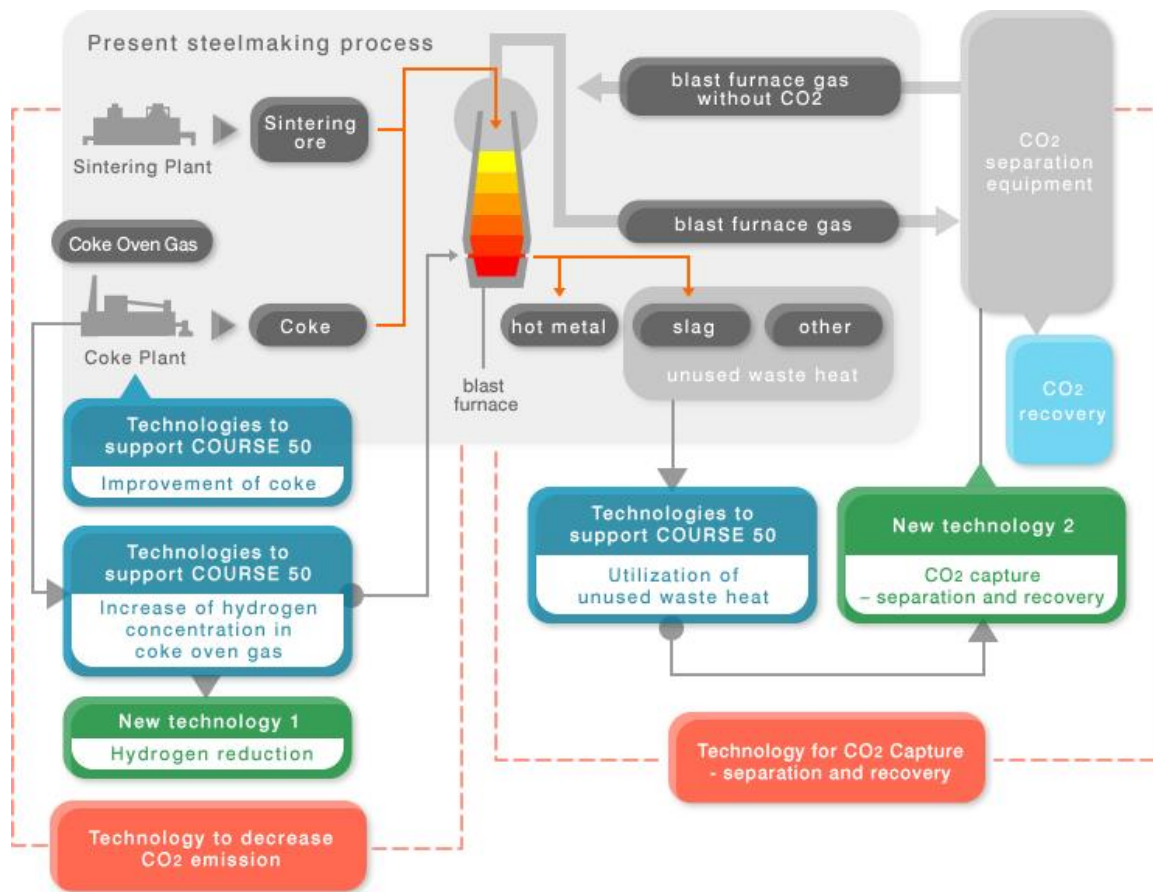
Im Rahmen des Programms werden zwei verschiedene CO<sub>2</sub>-Abscheidemethoden getestet:

1. Chemische Absorption, in der ein neues flüssiges Absorptionsmittel einer Leistungsprüfung unterzogen wurde (in Verbindung mit der Eisenhütte Kimitsu).
2. Physikalische Adsorption, in der die Entwicklung einer Pressure Swing Adsorption (PSA)-Technologie getestet wurde (in Verbindung mit der Eisenhütte Fukuyama)

COURSE50 zielt darauf ab, Technologien zu entwickeln, mit denen die CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt um ca. 30% reduziert werden können. 10% werden durch die Umrüstung der Hochofen erreicht, 20% durch die Abscheidung und Speicherung des CO<sub>2</sub> aus den Hochofengasen.

Im Jahr 2020 soll diese Technologie in einem Umfang von mehreren Dutzend Tonnen CO<sub>2</sub> pro Tag angewendet werden und zwischen 2020 und 2030 mit einem Umfang von mehreren Hundert Tonnen. Es wird prognostiziert, dass die industrielle Anwendung bis 2030 sowie der Export und Transfer der Technologie bis 2050 realisiert werden können.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Vgl. Junjie (2018), Global CCS Institute (2014).



Quelle: The Japan Iron and Steel Federation (n.d.)

Abbildung 10: Ablaufschema des COURSE 50

## 5.2 Internationale Kooperationsprojekte

Japans Banken sind bekannt für die Finanzierung der Kohleentwicklung im Ausland, insbesondere in Südostasien. Seit 2015 unterstützt die Japan International Cooperation Agency (JICA) die Finanzierung von USC- und Super Critical-Kohlekraftwerken auf nationaler und internationaler Ebene. So erhielt beispielsweise der staatliche indische Energieversorger NTPC im Jahr 2015 von der Japan Bank for International Cooperation und JICA 200 Mio. EUR<sup>24</sup> an Krediten.<sup>25</sup>

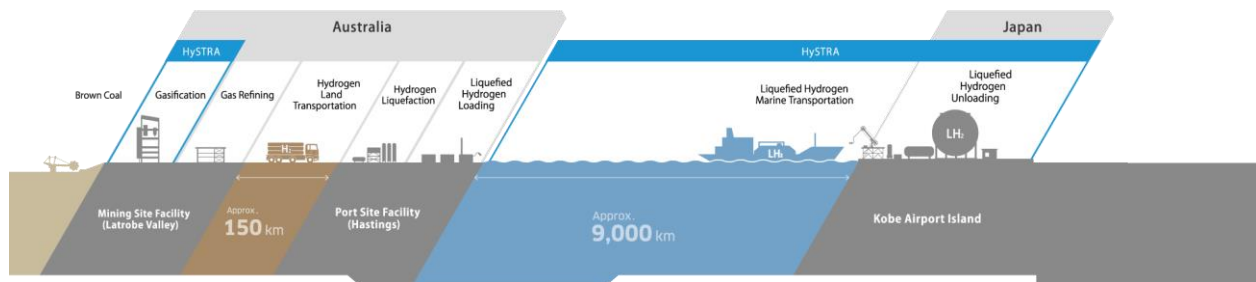
Ein japanisches Konsortium, darunter das Japan Coal Energy Center, Mitsubishi Heavy Industries Ltd. und Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd., sowie das International CCS Knowledge Center haben eine Zusammenarbeit für eine Studie zur gemeinsamen Bewertung der Durchführbarkeit der potenziellen Anwendung japanischer CCUS Technologien in Saskatchewan/Kanada angekündigt.<sup>26</sup>

<sup>24</sup> Umrechnungskurs 1 JPY = 0,008 EUR (11.04.2019).

<sup>25</sup> Vgl. Bhaskar (2015).

<sup>26</sup> Vgl. Hobbs (2016).

Ein Beispiel für ein Pilotprojekt zum Aufbau einer H<sub>2</sub>-Versorgungskette aus dem Ausland in Verbindung mit CCS ist HySTRA. Anfang 2018 gaben die Regierungen von Australien, Japan und dem Bundesstaat Victoria gemeinsam mit Kawasaki Heavy Industries, J-Power und anderen Industriepartnern die Einführung einer Wasserstoff-Energieversorgungskette (HESC) im Latrobe Valley westlich von Melbourne bekannt. Aus diesen Teilnehmern bilden sich die beiden Hauptprojektspartner *Hydrogen Engineering Australia (HEA)* (Australisch finanzierter Teil) und *Hydrogen Energy Supply Chain Technology Research Association (HySTRA)* (japanisch finanzierter Teil).<sup>27</sup>



Quelle: HySTRA (n.d.)

Abbildung 11: Schematischer Aufbau des Pilotprojektes mit Fokus auf Aufgaben der HySTRA

In dem Projekt mit einem Budget von rund 300 Millionen Euro soll sogenannter „blauer“ Wasserstoff (CO<sub>2</sub>-neutral, aber nicht aus erneuerbaren Energien produziert), mit Hilfe der reichlich vorhandenen Braunkohlevorkommen des australischen Latrobe Valley erzeugt werden. Dieser Wasserstoff wird verflüssigt und mit H<sub>2</sub>-Tankern nach Japan transportiert, die später selbst mit Wasserstoff angetrieben werden sollen.<sup>28</sup> Das Ergebnis der Pilotphase soll ein kommerziell nutzbares Kraftwerk im Latrobe Valley sein, in dem eine CCS-Anlage integriert ist. Diese injiziert CO<sub>2</sub> in verschiedene lokale Speicherkavernen. Letztlich soll Wasserstoff so nahezu ohne Emissionen produziert werden, um damit Japans Hydrogen Society voranzubringen.<sup>29</sup>

<sup>27</sup> Vgl. Australian Government; Kawasaki Heavy Industries (2018).

<sup>28</sup> Vgl. Japanmarkt (2019).

<sup>29</sup> Vgl. Global CCS Institute (2018).

## 6 Fazit/Bewertung

Die moderne japanische Kohleflotte hat den weltweit höchsten durchschnittlichen Wirkungsgrad. Mit Blick auf die Sicherung der Energieversorgung nach der Katastrophe von Fukushima und zugleich auf die Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen fördert Japan den Ausbau und die Weiterentwicklung „sauberer“ Kohlekraftwerke sowohl im In- wie im Ausland. Japanische Technologien werden in mehreren CCS-Projekten weltweit eingesetzt. Regierungsvertreter argumentieren dabei, dass Japan durch die Verbreitung seiner Technologien und die finanzielle Unterstützung von Projekten in Übersee die internationalen Bedingungen für die fortgesetzte Nutzung von Kohle aufrecht erhalten und gleichzeitig zur Verringerung der globalen Treibhausgasemissionen beitragen kann.<sup>30</sup>

Im Falle des Aufbaus globaler Lieferketten für Wasserstoff aus fossilen Energieträgern in Kombination mit CCS hingegen betont die Regierung, dass es sich hier nur um eine Übergangstechnologie handelt, um möglichst schnell größere Mengen H<sub>2</sub> als Energieträger nutzen zu können. Sukzessive soll die Menge an „grünem“ Wasserstoff (also hergestellt aus erneuerbaren Energiequellen) in Japan erhöht werden.

Jedoch ist auch „Clean Coal“ nicht wirklich emissionsfrei: selbst ein Kohlekraftwerk mit Spitzentechnologie emittiert noch doppelt so viel CO<sub>2</sub> wie ein konventionelles Gaskraftwerk. Gemäß Climate Analytics gelten Japans Kohlekraftwerke zwar als die effizientesten der Welt, die Effizienzstandards werden jedoch nicht annähernd dazu führen, dass die Emissionen auf das gemäß Pariser Abkommen erforderliche Maß reduziert werden. Hinzu kommt, dass noch äußerst ungewiss ist, ob und wann die CCS-Technologie wirtschaftlich im großen Maßstab einsetzbar sein wird. NGOs und Forschungsinstitute in Japan äußern entsprechende Kritik an den Ausbauplänen.<sup>31</sup>

Das Pariser Abkommen legt für die Dekarbonisierung der Weltwirtschaft einen klaren Weg fest. Bis spätestens 2050 muss CO<sub>2</sub> weltweit vollständig aus dem Verkehr gezogen werden. Da neue Kohlekraftwerke durchschnittlich 40 bis 50 Jahre am Netz bleiben, sind die japanischen Pläne zum Aufbau weiterer Kohlekraftwerkskapazitäten mit lediglich reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen klimapolitisch kontraproduktiv.

Laut der NGO Climate Analytics sollte sich Japan vielmehr darauf konzentrieren, einen Großteil der bestehenden Kohlekraftwerke bis 2030 auslaufen zu lassen, um die Ziele von Paris zu erreichen. Als Beispiel für einen erfolgreichen Kohle-Ausstieg wird auf Großbritannien verwiesen, das sein letztes Kohlekraftwerk bis 2025 stilllegen will.<sup>32</sup>

---

<sup>30</sup> Vgl. Wiatros-Motyka (2016).

<sup>31</sup> Vgl. Kiko Network (n.d.) sowie Renewable Energy Institute (2017).

<sup>32</sup> Vgl. Climate Analytics, Renewable Energy Institute (2018).

## Anhang

### Anhang 1: Akteure

#### Regierungsorganisationen

Name	Beschreibung	Relevante Aktivitäten
1 MoEJ - Ministry of the Environment, Japan	Ministerium	Förderung der Mikawa CCS Demonstrationsanlage, Förderung der CO <sub>2</sub> Capture Facility in Saga City
2 METI - Ministry of Economy, Trade and Industry	Ministerium	Insb. Förderung der Tomakomai H <sub>2</sub> -CCS Demonstrationsanlage, Förderung div. CCT Projekte
3 NEDO - New Energy and Industrial Technology Development Organization	Verwaltung der Fördermitteln des METI	Förderung des Tomakomai CCS-Demonstrationsprojektes
4 ANRE - Agency for Natural Resources and Energy	Behörde des METI	Insbesondere Zuständig für die Hydrogen Strategy

#### Institute

Name	Beschreibung	Relevante Aktivitäten
1 CRIEPI - Central Research Institute of Electric Power Industry	Forschungsinstitut mit Fokus auf den Energiemarkt	Mitglied des Mikawa Heizkraftwerk-Projektes; Forschungs- und Entwicklung im Bereich Energie und Umwelt
2 IEEJ - The Institute of Energy Economics, Japan	Umweltfokussierter Think Tank	Analysen zum japanischen Kohlemarkt und zur Hydrogen Society.
3 Kyushu University	Universität	Mitglied des Mikawa Heizkraftwerk-Projektes
4 RITE - Research Institute of Innovative Technology for the Earth	Forschungsinstitut mit Fokus auf nationalen und globalen Klimaschutz	Entwicklung von Technologien zur Erschließung und Überwachung von CO <sub>2</sub> -Lagerstätten
5 University of Tokyo	Universität	Mitglied des Mikawa Heizkraftwerk-Projektes

#### Unternehmenszusammenschluss

Name	Beschreibung	Relevante Aktivitäten
1 JCOAL - Japan Coal Energy Center	entstanden aus dem Zusammenschluss mehrerer Verbände wie z.B. der Japan Coal Association, dem Coal Mining Research Center und dem Center for Coal Utilization	u.a. Förderung der Entwicklung von CCT, Strategische Förderung von priorisierten Projekten, Informationsplattform und Wissenstransfer im Bereich der CCT

Liste der Mitglieder von JCOAL: <http://www.icoal.or.jp/eng/overview/member>

## Unternehmen

	Name	Beschreibung	Relevante Aktivitäten
1	J-POWER - Electric Power Development Co., Ltd.	Stromversorgungsunternehmen	Partner im australischen Latrobe Valley HESC Projekt
2	JCCS – Japan CCS Co., Ltd.	Unternehmen im Besitz von Japan Petroleum Exploration, Mitsubishi Corp, JXTG Holdings und über 30 weiteren Unternehmen	Etablierung von CCS-Technologien unter Leitung des METI; seit 2012 mit Durchführung des Tomakomai CCS-Demonstrationsprojekts beauftragt.
3	Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation	Anbieter von integrierten Energielösungen	Vertreter des Projektes in Mikawa
4	KHI – Kawasaki Heavy Industries	Energiesystem- und Anlagenbauunternehmen	Partner im australischen Latrobe Valley HESC Projekt
5	TEPCO - The Tokyo Electric Power Company, Incorporated	Energieversorgungsunternehmen	Führt mit einer kleinen Versuchsanlage Forschungen und Studien zu CO <sub>2</sub> -Recovery Technologien durch; befasst sich mit der Entwicklung eines integrierten Kohlevergasungssystems mit kombiniertem Zyklus (IGCC)
6	CCP R&D Co., Ltd. – Clean Coal Power R&D Co., Ltd.		Führung der Nakoso 250MW Air-blown IGCC Demonstration Plant



## Anhang 2: Liste der CCS Projekte in Japan

### In Betrieb

#### 1 Tomakomai CCS Demonstration Project

Projekt zum Bau neuer Kompressions- und Injektionsanlagen neben einer Raffinerie auf Hokkaido; Aufnahme von bis zu 200.000 t/Jahr CO<sub>2</sub> und Speicherung in Offshore-Salzlagerstätten. Eine kurze Pipeline verbindet die bestehende Capture-Anlage mit der neuen Kompressionsanlage. Der Einspeisepunkt befindet sich an Land, angrenzend an die Kompressionsanlage. Die Speicherkavernen liegen 3-4 km vor der Küste. Die Injektionsversuche begannen im November 2015, wobei das gesamte System ab März 2016 in Betrieb genommen wurde. Das Projekt ist auf drei Jahre angelegt. Bis April 2018 wurden 150.000 t CO<sub>2</sub> gespeichert.

Website: <http://www.japanccs.com/en/business/demonstration/index.php>

#### 2 Mizushima Plant

Neue CCU-Anlage in einem Werk der Mitsubishi Chemicals Corporation in Mizushima (Westjapan); zum Einsatz kommt ein von Mitsubishi Heavy Industries entwickelter „KM-CDR-Prozess“ (KANSAI MITSUBISHI Carbon Dioxide Recovery Process) mit einem speziell entwickelten Lösungsmittel. Fertigstellung war im Dezember 2017. CO<sub>2</sub> wird in niedriger Konzentration abgetrennt, an eine CO<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage von Nippon Ekitan am selben Standort geleitet und als flüssiges CO<sub>2</sub> oder Trockeneis verkauft.

Websites: <http://www.mhi.com/news/story/1712182098.html>

[https://www.mhi.com/products/environment/carbon\\_dioxide\\_recovery\\_process.html](https://www.mhi.com/products/environment/carbon_dioxide_recovery_process.html)

### In Planung

#### 1 Osaki CoolGen Project, geplante Inbetriebnahme ab 2019

Folgeprojekt aus den Pilotarbeiten von Hitachi und J-Power zur sauerstoffgetriebenen Vergasung, einschließlich chemischer und physikalischer CO<sub>2</sub>-Absorptionsversuche (EAGLE Project, 2003-2013). Osaki CoolGen wurde 2009 gegründet und baut ein 170-MW-Demonstrationsprojekt für sauerstoffgeblasenes IGCC, das Ende 2016 in Betrieb gehen soll. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird als zweite Phase, beginnend in 2019, etabliert, gefolgt von einer dritten Phase zur Einführung der Brennstoffzellengeneration aus Synthesegas.

Website: <http://osaki-coolgen.jp/english/index.html>

#### 2 Mikawa Demonstration Plant, geplante Inbetriebnahme ab Sommer 2020

Da es sich bei Mikawa um eine biomassebefeuerte Stromerzeugung handelt, die mit Palm Kernel Shell (PKS) betrieben wird, wird es das weltweit erste Kraftwerk sein, das mit Bioenergie mit Carbon Capture and Storage (BECCS) betrieben wird, das mehr als 500 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Tag und damit über 50% der täglichen Kohlendioxidemissionen von Mikawa abfangen kann.

Am 16. März installierte die Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation (Toshiba ESS) erfolgreich den Absorberturm auf der Baustelle der Demonstrationsanlage zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung entlang des Kraftwerks Mikawa.



Website: <https://www.toshiba-energy.com/en/thermal/topics/ccs-1.htm>

## Abgeschlossen

### 1 Nagaoka Injection Test Project, 2004 abgeschlossen

CO<sub>2</sub>-Injektions-Testgelände. Inklusiv Studie über die Auswirkungen des Erdbebens auf die Speicherintegrität. Oberirdische Anlagen wurden 2005 entfernt.

Website: <http://www.rite.or.jp/English/lab/geological/demonstration.html>

## Gecancelled oder inaktiv

### 1 Nakoso

Demonstrationsanlage für luftgeblasene IGCC-Anlagen von Mitsubishi Heavy Industries (MHI), im Jahr 2007 in Betrieb genommen; sechsjähriger Prüfplan 2013 abgeschlossen. CCS wurde in Erwägung gezogen, um abgetrenntes CO<sub>2</sub> im Offshore-Gasfeld Iwaki zu speichern, jedoch wurden die Untersuchungen nach dem Erdbeben vom März 2011 eingestellt. Keine aktuelle Erwähnung von CCS im Zusammenhang mit der IGCC-Anlage von Nakoso.

## Pilot

### 1 Nippon Steel CO<sub>2</sub> Capture Project

Pilotanlage zur Aminabscheidung am Hochofen 4 im Stahlwerk Kimitsu, 30 t/Tag CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazität. Das COURSE50-Projekt ist eine von NEDO finanzierte Zusammenarbeit zwischen vier japanischen Stahlherstellern. Dazu gehören auch kleinere Anlagen (nicht einzeln gekennzeichnet/aufgeführt): kleine Aminabscheidanlage (1 t/Tag), feste Adsorptions-/Druckwechseladsorptionsanlage (3-6 t/Tag) in Fukuyama, Präfektur Hiroshima.

Website: [http://www.ijsf.or.jp/course50/tecnology02/index\\_en.html](http://www.ijsf.or.jp/course50/tecnology02/index_en.html)

### 2 Fujiwara Pilot Capture Plant

Pilotanlage zur Erprobung eines chemischen Absorptionsverfahrens an Ofenabgasen.

Website: <http://www.globalcement.com/news/item/8543-taiheiyo-cement-starts-carbon-capture-and-storage-test-at-fujiwara-plant>

### 3 Nanko Power Station Pilot Plant

Pilotanlage zur Nutzung des Rauchgas-Slipstreams aus einem erdgasbefeuerten Kraftwerk, Abscheidkapazität 2 t/Tag CO<sub>2</sub>. Wird für die frühe Entwicklung der Aminlösungsmittelsysteme KS-1 und KS-2,3 von MHI verwendet.

Website: [http://www.mhi.co.jp/en/products/detail/km-cdr\\_r\\_and\\_d\\_pilot\\_plant.html](http://www.mhi.co.jp/en/products/detail/km-cdr_r_and_d_pilot_plant.html)

### 4 Kawasaki CO<sub>2</sub> Capture Bench Plant (KCC Bench Plant)

Kawasaki verfügt über eine 10 t/Tag CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage, die ein neues festes Adsorptionssystem getestet hat. Die Testergebnisse haben gezeigt, dass das feste Adsorptionsmittel bei der CO<sub>2</sub>-selektiven Adsorption und Desorption mit Energieversorgung aus Niedertemperaturdampf richtig funktioniert.

Website: <https://www.csforum.org/csforum/Members/Japan>

**5 Kure Test Facilities**

Babcock-Hitachi verfügt am Standort Kure über eine 1,5 MW thermische Oxyfuel-Anlage und eine 500 Nm<sup>3</sup>/h PCC-Pilotanlage.

**6 Matsushima Pilot Plant**

Pilotanlage, die an das Kraftwerk Matsushima von J-Power angeschlossen ist und 10 t/Tag CO<sub>2</sub> aus Rauchgas abtrennt. Langzeittests mit dem Amin-Lösungsmittelsystem KS-1 von MHI. Unsicher, ob die Anlage noch vorhanden ist, nicht auf der aktuellen MHI-Webseite aufgeführt.

*Quelle: Scottish Carbon Capture & Storage (2019)*

## Quellenverzeichnis

- Australian Government; Kawasaki Heavy Industries (2018).** Hydrogen from brown coal with CCS an Australia / Japan collaboration HESC. Online verfügbar unter [https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/Melbourne2018/Hydrogen\\_Energy\\_Supply\\_Chain\\_Project\\_Presentation\\_to\\_CSLF\\_Policy\\_Group.pdf](https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/Melbourne2018/Hydrogen_Energy_Supply_Chain_Project_Presentation_to_CSLF_Policy_Group.pdf).
- Bhaskar, Utpal (2015).** Japan ready to finance India's coal-fuelled projects. Online verfügbar unter <https://www.livemint.com/Industry/rICaaV1xd6IDhIHbBJ9cJ/Japan-ready-to-finance-Indias-coalfuelled-projects.html>.
- Climate Analytics, Renewable Energy Institute (2018).** Science Based Coal Phase-out Timeline for Japan: Implications for policymakers and investors. Online verfügbar unter <https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/20180529.php>.
- Fujii, Toshihiko (2016).** Japan's coal policy and international contribution. Online verfügbar unter [http://www.jcoal.or.jp/coaldb/shiryo/material/upload/1-1Keynote1\\_METI.pdf](http://www.jcoal.or.jp/coaldb/shiryo/material/upload/1-1Keynote1_METI.pdf).
- Global CCS Institute (2014).** The Global Status of CCS: 2014, Melbourne, Australia. Online verfügbar unter <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/180923/global-status-ccs-2014.pdf>.
- Global CCS Institute (2018).** The Global Status of CCS: 2018, Melbourne, Australia. Online verfügbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>.
- Global Environment Bureau des MoEJ (2017).** Wagakuni ni okeru CCS jigyo ni tsuite (jap.: CCS-Projekte in Japan). (In Japanisch) Online Verfügbar unter <https://www.env.go.jp/council/06earth/y0618-17/ref01.pdf>.
- Görner, Klaus; Heischkamp, Elizabeth (2008).** CO<sub>2</sub>-Sequestration in Power Generation. Online verfügbar unter [https://www.uni-due.de/imperia/md/content/luat/publikationen/2008-03-28\\_infub\\_ccs-komplett.pdf](https://www.uni-due.de/imperia/md/content/luat/publikationen/2008-03-28_infub_ccs-komplett.pdf).
- Herrenbrück, Robert (2015).** CCS in Deutschland. Online verfügbar unter [http://www.ipw.rwth-aachen.de/pub/select/select\\_52.html](http://www.ipw.rwth-aachen.de/pub/select/select_52.html).
- Hobbs, Harleigh (2016).** Japanese consortium collaborates on developing CCUS technologies. Online verfügbar unter <https://www.worldcoal.com/power/24102016/japanese-consortium-collaborates-on-developing-ccus-technologies/>.
- HySTRA (n.d.).** Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project between Australia and Japan. Online verfügbar unter <http://www.hystra.or.jp/en/project/>.
- IEA (2016).** Energy and Air Pollution. World Energy Outlook Special Report. OECD/IEA, Paris, France, 262 pp.

- Japanmarkt (2019).** Wasserstoff als neuer Energieträger. Online verfügbar unter <https://japanmarkt.de/2019/04/08/innovation/wasserstoff-als-neuer-energietraeger/>
- JCCS (2017).** Tomakomai CCS Project. 11th Monitoring Network Meeting. Online verfügbar unter [https://ieaghg.org/docs/11mon/Session6\\_Talk1\\_IEA-GHG\\_Network%20Meeting\\_-\\_DaijiTanase\\_JCCS.pdf](https://ieaghg.org/docs/11mon/Session6_Talk1_IEA-GHG_Network%20Meeting_-_DaijiTanase_JCCS.pdf).
- JCCS (2018).** Information from Japan CCS Co., Ltd.. Online verfügbar unter [http://www.jccs-tomakomai-monitoring.com/JCCS/wp-content/uploads/2018/10/201810\\_ENG.pdf](http://www.jccs-tomakomai-monitoring.com/JCCS/wp-content/uploads/2018/10/201810_ENG.pdf).
- Junjie, Yan (2018).** Progress and Future of Breakthrough Low-carbon Steelmaking Technology (ULCOS) of EU. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.11648/j.iimpem.20180302.11>.
- Kiko Network (n.d.).** Online verfügbar unter <https://sekitan.jp/en/>
- Lockwood, Toby (2016).** Blog: HELE workshop. Online verfügbar unter <https://www.iea-coal.org/hele-workshop/>.
- Makino, Keiji (2016a).** Promotion of investment for highly efficient power generation, Stockholm Energy Charter Treaty Forum. Online verfügbar unter <http://www.sccinstitute.com/media/93407/keiji-makino.pdf>.
- Makino, Keiji (2016b).** Clean coal technology for future power generation. Paper präsentiert auf: 1st IEA CCC High efficiency low emissions coal-fired plant workshop, 23-25 May 2016, Tokyo, Japan. Online verfügbar unter <https://docplayer.net/39095938-Clean-coal-technology-for-the-future-power-generation-experiences-in-japan-keiji-makino-senior-fellow-japan-coal-energy-center.html>.
- METI (2015).** Long-term Energy Supply and Demand Outlook. Online verfügbar unter [https://www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0716\\_01a.pdf](https://www.meti.go.jp/english/press/2015/pdf/0716_01a.pdf).
- METI (2018a).** The 5th Strategic Energy Plan. Online verfügbar unter [https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/5th/pdf/strategic\\_energy\\_plan.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf)
- METI (2018b).** Untersuchungsprojekt eines geeigneten Speicherorts für die CO<sub>2</sub>-Speicherung. (In Japanisch) Online verfügbar unter [https://www.meti.go.jp/main/yosan-yosan\\_fy2019/pr/en/sangi\\_taka\\_30.pdf](https://www.meti.go.jp/main/yosan-yosan_fy2019/pr/en/sangi_taka_30.pdf).
- MoEJ (2018).** The 5th Basic Environment Plan. Online verfügbar unter [https://www.env.go.jp/en/policy/plan/5th\\_basic/plan.pdf](https://www.env.go.jp/en/policy/plan/5th_basic/plan.pdf).
- Nagashima, Monika (2018).** Japan's Hydrogen Strategy and its Economic and Geopolitical Implications. Études de l'Ifri, Ifri. Online verfügbar unter <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications>.

- NEDO (2018a).** NEDO's Environmental Technology Activities in 2018. Online verfügbar unter [https://www.nedo.go.jp/library/pamphlets/EV\\_201809\\_kankyo\\_e.html](https://www.nedo.go.jp/library/pamphlets/EV_201809_kankyo_e.html).
- NEDO (2018b).** NEDO's Effort to Reduce the Cost of CO<sub>2</sub> Capture. Online verfügbar unter <https://jp.globalccsinstitute.com/sites/jp.globalccsinstitute.com/files/content/mediarelease/122882/files/kn3pnedomrbannai-r.pdf>.
- Osaki CoolGen Corp. (2018).** Current Status of Osaki CoolGen Project. Online verfügbar unter <https://jp.globalccsinstitute.com/sites/jp.globalccsinstitute.com/files/content/mediarelease/122882/files/s6osaki-coolgenjapan-ccs-forum-2018upload.pdf>.
- Renewable Energy Institute (2017).** Business Risks of New Coal-fired Power Plant Projects in Japan. Online verfügbar unter [https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/img-/20170720/REI\\_Summary\\_20170901\\_CoalBusinessRisk\\_EN.pdf](https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/img-/20170720/REI_Summary_20170901_CoalBusinessRisk_EN.pdf).
- RITE (2018).** Überblick verschiedener CCS Technologien. (In Japanisch). Online verfügbar unter <http://www.rite.or.jp/news/events/pdf/kagaku-poster-kakushin2018.pdf>
- Scottish Carbon Capture & Storage (2019).** Global CCS Map. Online verfügbar unter <http://www.sccs.org.uk/expertise/global-ccs-map>
- Tanaka, Chisato (2018).** Japan continues to rely on coal-fired plants despite global criticism. Online verfügbar unter <https://www.japantimes.co.jp/news/2018/10/09/reference/japan-continues-rely-coal-eyes-coal-fired-plants-despite-global-criticism/>.
- The Japan Iron and Steel Federation (n.d.).** Outline of COURSE 50. Online verfügbar unter [http://www.ijsf.or.jp/course50/outline/index\\_en.html](http://www.ijsf.or.jp/course50/outline/index_en.html).
- Timperley, Jocelyn (2018).** The Carbon Brief Profile: Japan. Online verfügbar unter <https://www.carbonbrief.org/carbon-brief-profile-japan>.
- Toshiba (2018).** CCUS Policies and Related Activities in Japan. Online verfügbar unter <http://copjapan.env.go.jp/cop/cop24/assets/pdfs/events/2018-12-12/06/04.pdf>.
- Wiatros-Motyka, Malgorzata (2016).** An overview of HELE technology deployment in the coal power plant fleets of China, EU, Japan and USA. Online verfügbar unter <https://www.iea-coal.org/an-overview-of-hele-technology-deployment-in-the-coal-power-plant-fleets-of-china-eu-japan-and-usa-ccc-273/>.
- Yamaguchi, K (2013).** CO<sub>2</sub> Capture Technology in Coal Gasification Plant by Physical Absorption. (In Japanisch). Online verfügbar unter [https://www.jstage.ist.go.jp/article/tenpes/-/10/0/10\\_95/pdf/-char/en](https://www.jstage.ist.go.jp/article/tenpes/-/10/0/10_95/pdf/-char/en).