

Kraftwerke (KW) 2020+

Kraftwerksoptionen für die Zukunft
und der damit verbundene Forschungsbedarf

Stellungnahme des
Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V.
2010



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Erzeugungsstruktur im europäischen Hochspannungsnetz	4
2.1	Gesamtsicht	4
2.1.1	Moderne fossil befeuerte Kraftwerke	5
2.1.2	Kernenergie	5
2.1.3	Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien	6
2.2	Verfügbarkeiten der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen	6
2.3	Kosten der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen	7
2.4	Interaktion im Energieversorgungssystem (Hochspannungsnetz)	9
2.4.1	Gesamtsicht	9
2.4.2	Forschungsthemen	11
2.5	Fazit zur Erzeugungsstruktur bis 2020	11
3	Stein-/Braunkohlekraftwerke	12
3.1	Kohleverbrennung	12
3.1.1	Wirkungsgradsteigerung und Prozessoptimierung	12
3.1.2	Betriebsoptimierung und Erhöhung der Flexibilität	13
3.1.3	Carbon Capture and Storage-Technologie	14
3.1.4	Akzeptanzsteigerung für den fossil befeuerten Anteil im Erzeugungsportfolio	15
3.2	Kohlevergasung bzw. IGCC-Technologie	15
3.2.1	Vergasung und Gasaufbereitung	15
3.2.2	CCS-Technologie	15
3.2.3	Kohlenwasserstoff- und H ₂ -Bereitstellung	15
3.2.4	Akzeptanzsteigerung	16
3.3	Werkstoffentwicklung und -optimierung	16
4	Regenerative Energiesysteme	17
4.1	Windenergie	17
4.1.1	Forschungsthemen	17
4.2	Solarenergie	18
4.2.1	Forschungsthemen	19

5	Kernenergie	21
5.1	Reaktoren der III. Generation (GEN III)	21
5.2	Reaktoren der IV. Generation (GEN IV)	21
5.2.1	Hochtemperaturreaktoren zur nuklearen Prozesswärmebereitstellung	22
5.2.2	Schnelle Brutreaktoren	22
5.3	Forschungsbedarf	23
5.4	Zusammenfassung und Ausblick	24
6	Chemische Speicher	25
6.1	Gesamtsicht	25
6.2	Forschungsbedarf	26
6.3	Forschungsbedarf bei anderen „chemischen Speichern“ als H ₂	27
6.4	Räumliche Verteilung der „chemischen Speicher“ im europäischen Stromnetz und Einspeisung der Regenerativ-Energie	28
Anhang:		
	Mitglieder des Wissenschaftlichen Beirats des VGB	29
	Mitglieder des Redaktionsbeirats „Kraftwerke 2020+“	32

1 Einleitung

Ausgehend von den Untersuchungen der im Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zusammengefassten Klimaforscher teilt der Wissenschaftliche Beirat des VGB die Erkenntnis, dass die Stromerzeugung in Europa auf ein Maximum an CO₂-armen Erzeugungstechniken umgestellt werden muss.

Dieses Ziel lässt sich aus Gründen der Verfügbarkeit bei den für die Energieumwandlung notwendigen Ressourcen, aus Gründen der nationalen Souveränitäten und aus Gründen der notwendigen Quantität nicht kurzfristig erreichen und auch nicht einheitlich bedienen.

Europaweit existieren hierzu verschiedene Strategien, je nach natürlichem Potenzial oder Haltung zur Kernenergie:

- Länder wie Frankreich, Großbritannien oder Schweden sehen in der Kernenergie-gestützten Stromerzeugung die leistungsfähigste CO₂-freie Ressource;
- Länder wie Deutschland streben eine Reduzierung der CO₂-Emissionen durch die weitere Steigerung der Wirkungsgrade von fossil befeuerten Kraftwerken und durch CCS (Carbon Capture and Storage) an;
- Länder wie die Schweiz und Österreich verfügen über einen signifikanten und möglicherweise noch ausbaufähigen Anteil an Wasserkraft;
- Länder mit geeigneten Küstenbereichen, z.B. Dänemark, Niederlande, Großbritannien und Deutschland, fördern die Windenergie;
- Länder in Südeuropa, z.B. Italien, Spanien, Portugal, verfügen über erschließbare Solarenergie.

Diese kurze Übersicht macht bereits deutlich, dass auf absehbare Zeit in Europa weiterhin alle Erzeugungsoptionen – Kernenergie, fossil befeuerte Kraftwerke, erneuerbare Energien – zur Anwendung kommen werden. Soll allerdings der angesichts der Klimaschutzziele notwendige Umbau der Erzeugungstechnik auf CO₂-freie oder -arme Energiequellen gelingen, sind umfangreiche Forschungsanstrengungen erforderlich, um die vorhandenen Technologien weiterzuentwickeln und den veränderten Anforderungen anzupassen.

Ziel der vorliegenden Stellungnahme ist es, Empfehlungen zu den jeweiligen Forschungsfeldern aus Sicht des Wissenschaftlichen Beirats des VGB für den Zeitraum bis 2020 und darüber hinaus zu geben.

Anknüpfend an eine Betrachtung der Erzeugungsstruktur im europäischen Hochspannungsnetz und deren Entwicklung bis 2020 wird der Forschungsbedarf für

- mit Stein-/Braunkohle befeuerte Kraftwerke,
- regenerative Stromerzeugung (Wind, Solarenergie),
- Kernenergie-gestützte Stromerzeugung,

skizzenhaft erörtert und die zur Leistungssteigerung und zum „Lückenschluss“ notwendigen, per Forschung aufzubereitenden, wesentlichen Technologiefragen aufgelistet. Über die Erzeugungstechnologien hinaus werden auch die Optionen zur Speicherung von elektrischer Energie behandelt, die zu einer Verstärkung der Einspeisung erneuerbarer Energien beitragen können.

2 Erzeugungsstruktur im europäischen Hochspannungsnetz

2.1 Gesamtsicht

Die im September 2008 ausgelöste weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise hat sich, wenn auch gedämpft, im Energiesektor ebenfalls europaweit ausgewirkt. Die Entwicklungen sind vielfältig und können wie folgt charakterisiert werden:

- Industriebetriebe haben die Produktion gedrosselt und beziehen deutlich weniger Strom und Wärme,
- der Stromverbrauch ist im gesamten Jahr 2009 gesunken, in Deutschland allein um 6%,
- zahlreiche Kraftwerksneubauprojekte mussten aufgrund von Finanzierungsproblemen verschoben werden, darunter auch Großprojekte auf Basis regenerativer Energien.

Gegenüber den noch vor der Krise angenommenen Zuwachsraten dürfte das Wachstum der Bruttostromerzeugung bis 2020 daher deutlich geringer ausfallen. So ist davon auszugehen, dass die Bruttostromerzeugung im europäischen Hochspannungsnetz von ca. 3.300 TWh (Deutschland ca. 585 TWh) im Jahre 2005 nur noch auf ca. 3.700 TWh im Jahre 2020 (statt wie bislang angenommen 4.000 TWh) steigen wird. Es stellt sich die Frage, ob und wie der bestehende Kraftwerkspark bis 2020 so umstrukturiert werden kann, dass dieser Bedarf gedeckt werden kann und gleichzeitig die Klimaschutzziele von minus 20% der Klimagase (EU) bzw. minus 21% CO₂ (Deutschland) gegenüber 1990 erreicht werden können.

Ein Blick auf die Grafik zeigt: Um diesen Bedarf zu decken und gleichzeitig die politisch vereinbarten Klimaziele zu erreichen, werden alle verfügbaren Energieträger ihren jeweiligen Beitrag leisten müssen.

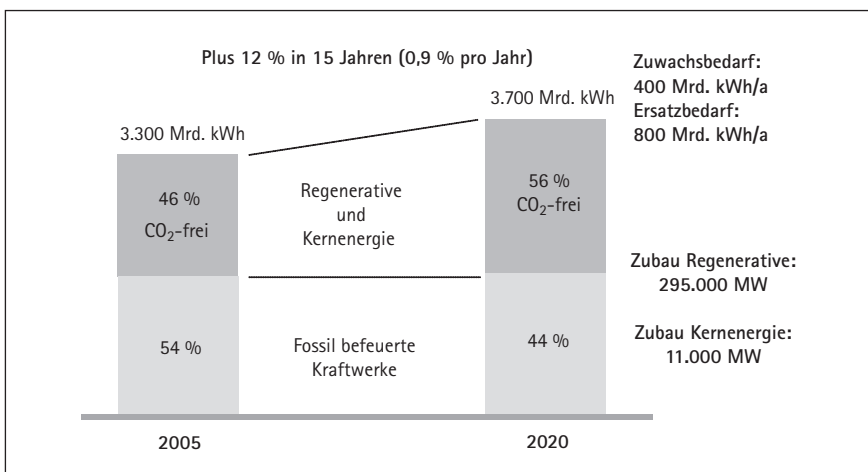


Bild 1: Erwarteter Zubaubedarf und dessen Deckung für die EU-27 (Quelle: VGB)

Auch wenn es gelingen sollte, den Anstieg der Bruttostromerzeugung allein durch einen sehr ehrgeizigen Ausbau der regenerativen Energien zu decken und darüber hinaus den Anteil der CO₂-freien Kernenergie durch den Neubau von Anlagen konstant zu halten, so würde damit noch keine einzige Tonne CO₂ eingespart.

Dies bedeutet, dass die gesamte in der Stromerzeugung zu leistende CO₂-Reduktion von den fossil befeuerten Kraftwerken zu erbringen wäre. Bis 2020 ist das nur mithilfe eines konsequenten und umfangreichen Kraftwerkerneuerungsprogramms zu leisten, bei dem alte Anlagen mit niedrigeren Wirkungsgraden durch hocheffiziente Anlagen mit modernster Technik ersetzt werden.

Zusätzlich müssen zentrale Erzeugungsanlagen auf eine deutlich höhere Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom in die elektrischen Netze weiterentwickelt werden, um damit einen Ausgleich zwischen der fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden Einspeisung und der aktuellen Nachfrage leisten zu können, sofern nicht Speicher diese Funktion übernehmen können. Die vorhandene und erschließbare Pumpspeicherkapazität reicht bei Weitem nicht aus. Also werden konventionelle Kraftwerke hohe Laständerungsrampen fahren können müssen, um diesem Regelungsanspruch gerecht werden zu können.

2.1.1 Moderne fossil befeuerte Kraftwerke

Der Fokus wird auf dem Bau neuer Anlagen mit deutlich höheren Wirkungsgraden liegen müssen. Da damit die Klimaziele aber langfristig nicht erreicht werden können, sind weitere Schritte notwendig, hier bietet sich die CCS-Technologie an. Diese wird voraussichtlich nach 2020 zur Verfügung stehen. Mit dieser Technologie können auch bestehende Kraftwerke nachgerüstet werden.

Um den Bedarf zu decken und jederzeit genügend gesicherte Leistung bereitstellen zu können, müssen bis 2020 im konventionellen Bereich hierfür insgesamt europaweit 170.000 MW – das sind etwa 200 große Steinkohle-, Braunkohle- oder Gaskraftwerke neu gebaut werden (Quelle: VGB PowerTech 12/2009).

In den vergangenen drei Jahren lag der tatsächliche Zubau nur bei etwas mehr als der Hälfte des rechnerisch Erforderlichen. Jede Projektabsage oder -verschiebung, sei es bei den Regenerativen, der Kernenergie oder den fossil befeuerten Kraftwerken, bringt die Klimaschutzziele in Gefahr. Das gleiche gilt auch für einen stärkeren Anstieg des Stromverbrauchs bis 2020.

2.1.2 Kernenergie

Unverzichtbar bleibt in diesem Mix auch die CO₂-freie Kernenergienutzung, deren Weiterentwicklung die Grundlage einer sauberen und sicheren künftigen Energieversorgung in vielen Ländern in Europa bildet. Neben Finnland, Frankreich, Slowakei und Rumänien, in denen sich Kernkraftwerke bereits im Bau befinden, haben Großbritannien, Italien, die Schweiz, die Niederlande, Polen, Schweden, Tschechien, Litauen, Slowenien, Bulgarien und Ungarn Neubauprogramme eingeleitet bzw. angekündigt. In den einzigen verbliebenen Ländern mit Ausstiegsbeschlüssen, Deutschland, Belgien und Spanien, gibt es Bestrebungen, die Laufzeitbeschränkungen zurückzunehmen.

Bei der Kernenergie ist daher und aufgrund einer technisch möglichen Lebensdauer von mindestens 50 bis 60 Jahren bis 2020 nur mit einzelnen technisch bedingten Außerbetriebnahmen zu rechnen, während Inbetriebnahmen neuer Anlagen wegen der langen Planungs- und Bauzeiten schwerpunktmäßig erst nach 2020 zu erwarten sind. Zur Fertigstellung sind bisher in Europa insgesamt ca. 11.000 MW neue Kernenergiekapazität bis 2020 angekündigt (Leistungssteigerungen bleiben vereinfachend unberücksichtigt).

Allein die deutschen Kernkraftwerke ersparen der Atmosphäre jedes Jahr rund 150 Millionen Tonnen CO₂; das ist so viel wie der gesamte deutsche Straßenverkehr emittiert. Dieser Beitrag zum Klimaschutz ist zum Nulltarif zu haben und erhöht darüber hinaus noch die Versorgungssicherheit.

2.1.3 Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien

Das EU-Ziel zum Anteil der Regenerativen am Endenergieverbrauch für 2020 liegt bei 20%. Umgerechnet auf die Stromerzeugung sind dies 34%. Den wesentlichen Teil dieser rasanten Entwicklung wird nach heutiger Auffassung die Windenergie beitragen, deren Beitrag sich zwischen 2005 und 2020 etwa verachtfachen muss. Dazu ist ein Neubau von mehr als 5.000 Windanlagen an Land und auf See pro Jahr erforderlich.

Eine Überprüfung des Szenarios gemeinsam mit den Herstellern von Windanlagen hat ergeben, dass ca. 40.000 MW der vorhandenen Windanlagen bis zum Zieljahr 2020 altersbedingt in Europa außer Betrieb gehen werden. Dies ist deutlich mehr, als an Windleistung derzeit in Deutschland installiert ist.

Zusammen mit den weiteren regenerativen Technologien wie Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Solarthermische Kraftwerke, Photovoltaik, Geothermie und Meeresenergien wäre insgesamt ein Zubau in Höhe von 295.000 Megawatt erforderlich, um die europäischen Ziele zu erreichen.

Dies ist eine enorme Herausforderung für Hersteller und Betreiber. Der Blick zurück macht dies deutlich: Der jährliche Zubau muss gegenüber dem erreichten Kapazitätswachstum seit 2005 um ein weiteres Drittel erhöht werden. Bis 2020 wären etwa europaweit ca. 800 Mrd. € für diese Investitionen aufzubringen, entsprechend z.B. einem Drittel des deutschen Bruttoinlandsprodukts.

2.2 Verfügbarkeiten der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen

Der hohe Zubaubedarf bei den erneuerbaren Energien, um den von der EU angestrebten Anteil an der Stromerzeugung zu erreichen, resultiert vor allem aus der niedrigen Zahl an Jahresvolllaststunden von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Witterungsbedingt produzieren Wind und Photovoltaik nur zu ca. 20% bzw. ca. 10% aller Stunden eines Jahres (8.760 h). Kernenergie, Braunkohle und auch Steinkohle weisen deutlich höhere Jahresvolllaststunden auf.

Für eine gesicherte Versorgung kommt es aber auch darauf an, dass zu jeder Zeit ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung bereitsteht. Während Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohle, aber auch Gaskraftwerke jeweils zu mehr als 80% ihrer Nennleistung „gesicherte“, d.h. planbare Leistung darstellen, liegt der gesicherte Beitrag von Windenergie im europäischen



Bild 2: Arbeitsausnutzung und Arbeitsverfügbarkeit von Kraftwerken in Volllaststunden

Verbund beispielsweise bei 6% (Quelle: DENA-Studie). Dies bedeutet, dass für jedes MW installierter Windkraft 0,94 MW konventioneller Kraftwerkskapazität als Reserve installiert sein müssen, um die Stromproduktion übernehmen zu können, wenn es windstill ist.

2.3 Kosten der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen

Die Fragestellung, wie der zukünftige Energiemix aussieht, ist nicht nur unter den Aspekten des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit zu sehen, sondern auch unter Kostengesichtspunkten. Um die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Europa im weltweiten Vergleich nicht unnötig zu gefährden, sollte der Umbau der Energieversorgung möglichst kosteneffizient erfolgen.

Die Kosten zur Herstellung von Strom aus den verschiedenen Primärenergien sind in einer Vielzahl von Studien bewertet worden, beispielhaft zitiert sei hier die OECD-Studie "Projected Costs of Electricity 2010".

In dieser jährlich fortgeschriebenen Studie finden sich die Kostenangaben aus OECD-Ländern für die in dem jeweiligen Land zur Verfügung stehenden Optionen:

Bei Kohle und Gas sind CO₂-Kosten einbezogen. Die Studie zeigt, dass

- das Kostenniveau in Asien deutlich niedriger liegt,
- Kernenergie in allen Regionen die kostengünstigste Art der Energieumwandlung darstellt,
- die Kosten von Onshore-Wind bei günstigen Gegebenheiten im wettbewerbsfähigen Bereich liegen können (Amerika), bei ungünstigen Gegebenheiten allerdings deutlich darüber (Europa, Asien),

- Kohle und Gas (ohne CCS) wettbewerbsfähig sein können,
- die Einbeziehung von CCS zu einer deutlichen Kostensteigerung führt, Kohle und Gas damit auf vergleichbarem Kostenniveau von Onshore-Wind liegen,
- die Kosten von Offshore-Windanlagen aufgrund der notwendigen Zusatzaufwendungen für Gründung und Netzanschluss nochmals deutlich höher (200%) als die anderer Erzeugungsarten liegen.

Die Einbeziehung von CCS führt demzufolge bei der Stromproduktion aus Kohle und Gas zu einer deutlichen Kostensteigerung. Lernkurveneffekte in Verbindung mit knapper werdenden Emissionsrechten lassen jedoch erwarten, dass die Technologie im kommenden Jahrzehnt marktreif werden könnte.

Ob Mehrkosten für erneuerbare Energien oder CCS von den Volkswirtschaften getragen werden können, wird von der politischen Willensbildung in den einzelnen Staaten abhängen. Grundsätzlich sind Anstrengungen zu unternehmen, um über Forschungsprojekte Möglichkeiten zur Kostenreduktion zu erarbeiten.

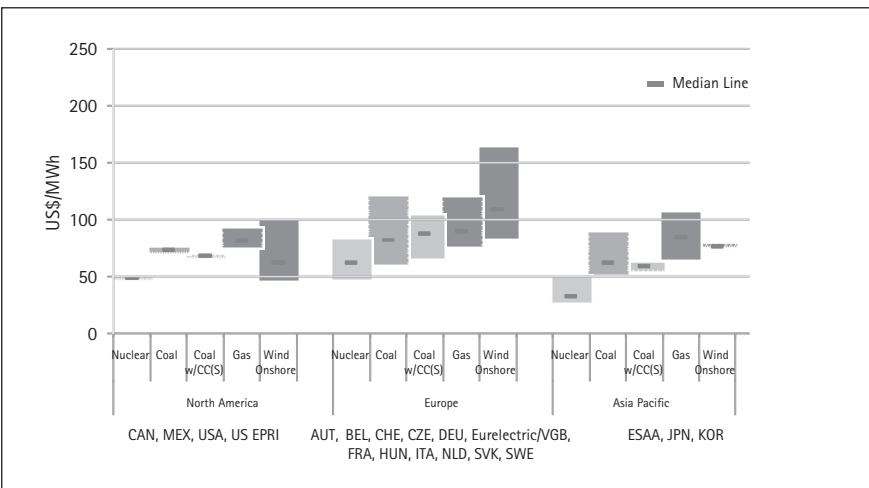


Bild 3: Stromerzeugungsvollkosten (incl. CO₂-Kosten von 30 \$/t CO₂, ohne Transport und Speicherung) verschiedener Stromerzeugungstechniken für verschiedene Länder bei 5% Zinsen (Quelle: OECD-International Energy Agency)

2.4 Interaktion im Energieversorgungssystem

2.4.1 Gesamtsicht

Für die Konzeption von Forschungsthemen im Zeithorizont nach 2020 wird davon ausgegangen, dass der aus heutiger Sicht wachsende Anteil an wind- und solargestützter Strombereitstellung „natürliche“, aber bislang nicht gelöste Anforderungen an die Regelung des europäischen Hochspannungsnetzes verursacht: Die Übertragungsnetzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, den immer größer werdenden Anteil dargebotsbedingt schwankender Erzeugung auszugleichen. Diese Entwicklung wird verstärkt bzw. überlagert von einer Vielzahl kleiner, neu hinzukommender dezentraler Erzeuger, Verbraucher und Speicher, welche im Verteilnetz durch den einschlägigen Einsatz von Informationstechnik zu autonomen „virtuellen Kraftwerken“ zusammengefasst werden.

Die saisonalen, wöchentlichen, tageszeitlichen und witterungsbedingten Schwankungen der Netzeinspeisung sind aufgrund wissenschaftlicher Analysen als so erheblich einzustufen, dass neben der heute genutzten Möglichkeit der Pumpspeichertechnik und den sich abzeichnenden „smart grids“ zwingend weitere Ausgleichsmöglichkeiten erschlossen werden müssen. In einer Stellungnahme des VDE¹ wird dazu festgestellt:

„Langzeitspeicherung mit weniger als einem Zyklus pro Woche zum Ausgleich von Großwetterlagen und saisonalen Schwankungen ist nach heutigen Maßstäben wirtschaftlich kaum darstellbar. Allerdings haben nur Langzeitspeicher das Potenzial, thermische Kraftwerke für die Reservevorhaltung nachhaltig zu ersetzen. Wasserstoffspeichersysteme oder der Umbau von heutigen großen Stauseen zu Pumpspeicheranlagen sind dabei im Vergleich die kostengünstigsten Technologieoptionen.“²

Daraus folgt, dass langfristig völlig neue Speichertechniken auf der Basis chemischer Grundstoffe erschlossen werden müssen (siehe dazu Abschnitt 6). Solange diese nicht zur Verfügung stehen, müssen sich angesichts des europaweit gültigen Einspeisevorrangs für Erneuerbare die verfügbaren Techniken der kohle- und kernenergiegestützten Stromerzeugung stärker als bisher einem Betrieb für die Mittel- und Spitzenlast-Fahrweise anpassen, indem

- verfügbare kohlebefeuerte Techniken (bzw. die gesicherte Verfahrenstechnik als Basis für entsprechende Ersatzinvestitionen) für die Mittel- und Spitzenlastfahrweise weiter entwickelt und bestehende Anlagen nachgerüstet werden,
- Kernkraftwerke bei Bedarf auch in Mittellast gefahren werden.

¹ VDE / ETG – Task force Energiespeicher: „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“, Juni 2009; Herausgeber: VDE, Stresemannallee 15, 60595 Frankfurt

² Das Potenzial von Druckluftspeichern und Batteriesystemen als Langzeitspeicher für erneuerbare Energien erscheint begrenzt, vor diesem Hintergrund wird im Folgenden auf deren Betrachtung verzichtet, selbstverständlich sind in diesen Bereichen auch weitere Forschungen nötig.

Die „einfache“ Vorstellung, z.B. bei einem Überangebot von Windstrom kohlebefeuerte Kraftwerke abzuschalten, wie dies bei Gaskraftwerken möglich ist, ist durch folgende Nachteile und Nebenbedingungen eingeschränkt:

- Das Abschalten von fossil befeuerten Kraftwerken, die als Quellen nicht nur für das Stromnetz, sondern gleichzeitig auch für Wärmenetze dienen, ist nicht möglich; die bereits heute teilweise praktizierte Lösung, Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen nur zur Deckung von lokalen Wärmebedarfen einzusetzen, kann nur als Notmaßnahme vertreten werden,
- An- bzw. Abfahrzeiten,
- Mindestlastanforderungen.

Die in den obigen Punkten skizzierten Schwachstellen sind bereits heute zu registrieren, obwohl der mit Abstand größte Windstrom-Anteil bislang über Onshore-Windenergieanlagen gewonnen wird. Wenn bis 2020 etwa 40.000 MW_{el,peak} europaweit bzw. 10.000 MW_{el,peak} Offshore (Deutschland) hinzukommen, werden sich diese Schwierigkeiten potenzieren.

Demnach verfügen Kernkraftwerke über die besten Laständerungseigenschaften, aufgrund ihrer fixkostenintensiven Stromerzeugungskostenstruktur werden sie allerdings aus wirtschaftlichen Gründen nicht mit Priorität zur Netzregelung eingesetzt.

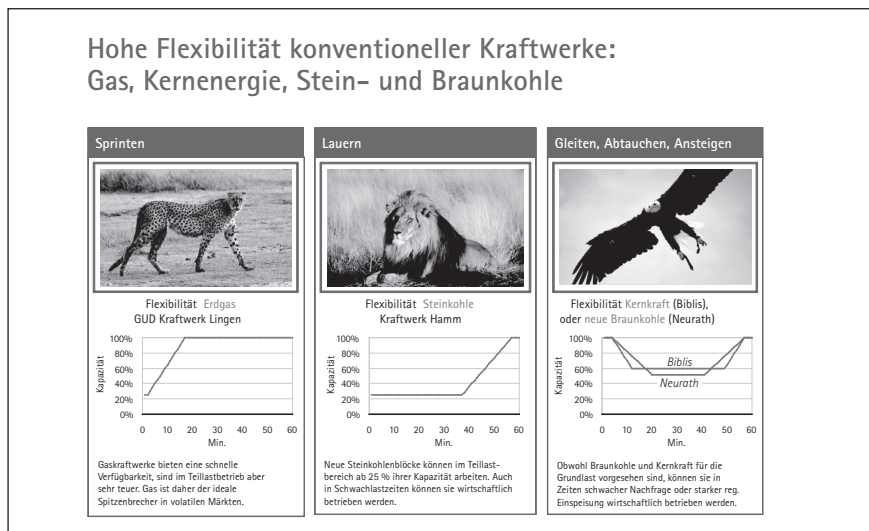


Bild 4: Laständerungsgeschwindigkeiten von Großkraftwerken (Quelle: RWE Innogy)

2.4.2 Forschungsthemen

Daraus ergeben sich folgende Forschungsthemen:

- Schnellstmögliche Erhöhung der Regelfähigkeit der Kohlekraftwerke für die Windintegration, und zwar bis zur Spitzenlastfahrweise;
- Geringe Mindestlast und vertretbare Start-Stopp-Kosten der Regelkraftwerke;
- Entwicklungen der Großspeichertechnik auf entweder physikalischer oder chemischer Basis mit dem Ziel der Integration in die vorhandene Erzeugungs- und Netzstruktur;
- Vorarbeit zur Gewährleistung eines zuverlässigen Informationsaustausches zwischen den Modulen der Regenerativenergieanlagen für Steuerung, Regelung, Überwachung, Visualisierung und Datenarchivierung auf Basis von Datenfernübertragungen;
- Verbesserung der elektrischen Anbindung insbesondere der Offshore-Windenergieanlagen zur Küste hinsichtlich Verlusten, Ausfallsicherheit, Kosten und Umweltverträglichkeit;
- Ausbau des Hochspannungsnetzes bezüglich Leistungsaustausch, was wesentlich auf eine Kapazitätserhöhung der Grenzkupplungstellen entlang der nationalen Grenzen hinausläuft.

2.5 Fazit zur Erzeugungsstruktur bis 2020

Selbst wenn

- der Stromverbrauch weniger stark steigt als noch vor der Finanz- und Wirtschaftskrise prognostiziert,
- der Ausbau der Regenerativen wie beschrieben realisiert wird,
- die Erzeugung aus Kernenergie leicht zunimmt,
- alle zugelassenen Möglichkeiten genutzt werden, außerhalb der EU CO₂-Zertifikate zu gewinnen (Joint Implementation/Clean-Development-Mechanismen),

wird das CO₂-Minderungsziel von minus 20 % (EU) bis 2020 nicht erreicht werden, wenn nicht das Gros der CO₂-Reduktionen durch fossil befeuerte Kraftwerke erbracht wird. Dies geht nur mit einem konsequenten Kraftwerks-Erneuerungsprogramm mit hohen Investitionen in modernste Kohle- und Gasprojekte.

Zusammengefasst heißt das:

- Der jährliche Ausbau der erneuerbaren Energien muss um mindestens ein Drittel gesteigert werden. Netz- und Speicherkapazitäten sind parallel auszubauen.
- Die geplanten Kernenergieprojekte müssen zeitgerecht realisiert, bestehende Kapazitäten müssen weiterbetrieben und durch Leistungssteigerungen erweitert werden.
- Nahezu alle konkret angekündigten fossil befeuerten Neubauprojekte – sowohl Kohle als auch Gas – müssen bis 2020 umgesetzt werden.

Bis 2020 sind in Europa insgesamt rund 475.000 MW neue Erzeugungskapazität zu installieren. Die Gesamtkosten hierfür sprengen ohne Weiteres die Billionengrenze.

3 Stein-/Braunkohlekraftwerke

Im Bereich der zentralen Stromerzeugung auf Kohlebasis sind zwei Technologielinien von entscheidender Bedeutung,

- Kohleverbrennung und
- Kohlevergasung.

Die Verbrennung ist *die* Kohletechnologie, die als Stand der Technik bezeichnet werden kann und die aus dieser Position heraus weiterentwickelt werden muss. Die Kohlevergasung ist zwar weltweit in einigen Anlagen eingesetzt, kann aber für den Kraftwerkseinsatz nicht als erprobt bezeichnet werden. Der wesentliche Vorteil bei dieser Technologie ist die gleichzeitige stoffliche Nutzung der Kohle zur Bereitstellung von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen und zur Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie.

3.1 Kohleverbrennung

Im Bereich der Kohleverbrennung sind die für das Jahrzehnt 2011 bis 2020 eingeschlagenen Entwicklungsstrategien konsequent fortzuentwickeln und um die zusätzlichen Anforderungen für den Klimaschutz zu ergänzen. Dies bedeutet, dass der Wirkungsgradsteigerung weiter ein Hauptaugenmerk zukommen muss, da dies zu einer weiteren Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führt und gleichzeitig die Kohleressourcen schont. Auf dieser Basis kann dann die Einführung der CCS-Technologie erfolgen. Nur mit einem hohen Umwandlungswirkungsgrad kann eine unvermeidbare Wirkungsgradeinbuße durch eine CO₂-Abtrennung in der Summe zu akzeptablen Netto-Wirkungsgraden führen.

Die Forschung muss die im Zeitraum bis 2020 begonnenen Themen wie

- Wirkungsgradsteigerung und Prozessoptimierung,
- Betriebsoptimierung und Erhöhung der Flexibilität,
- Einführung der CCS-Technologie und zusätzlich
- Akzeptanzsteigerung für den fossilen Anteil im Erzeugungsportfolio,

abdecken und fortführen. In diesem Kontext müssen die im Folgenden dargestellten Einzelziele verfolgt werden.

3.1.1 Wirkungsgradsteigerung und Prozessoptimierung

Um bei staubgefeuerten Anlagen, Stein- wie Braunkohle, den Wirkungsgrad weiter zu erhöhen, müssen einerseits die Frischdampfparameter weiter angehoben und andererseits die Einzelkomponenten der Gesamtanlage systematisch optimiert werden.

Die Anhebung der Prozessparameter (im Wesentlichen die Anhebung der Frischdampfperatur von 600/620 auf 700/720 °C) erfordert die Entwicklung und den Einsatz von Nickel-Basis-Legierungen. Hierzu laufen bereits wichtige FuE-Projekte (COMTES700, 725 HWT GKM, u.a.). Es wird in diesem Bereich allerdings noch ein erheblicher Entwicklungsbedarf gesehen, um diese neuen Hochtemperaturwerkstoffe auf ihre Langzeiteinsatzfähigkeit hin zu überprüfen

und deren gesicherte Verarbeitung (Formgebung und Schweißen) zu gewährleisten. Durch die Anhebung der Frischdampftemperatur wird erwartet, dass der elektrische Kraftwerks-Nettowirkungsgrad bis 2020 von ca. 46 auf über 50% angehoben werden kann. Schlüsselentwicklungen könnten neue Basislegierungen, Verbundwerkstoffe und/ oder Beschichtungstechnologien sein.

Die Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagenflexibilität müssen an den Komponenten der Gesamtanlage ansetzen, um damit in der Summe ein hohes Verbesserungspotenzial auszuschöpfen. Dies gilt sowohl für die mechanische Auslegung der Komponenten (z.B. Schaufeloptimierung bei Gasturbinen und Dampfturbinen) als auch beim elektrischen Eigenbedarf (z.B. drehzahlvariable elektrische Antriebsaggregate).

Als weitere Beispiele für Forschungsthemen seien folgende Einzelmaßnahmen angeführt:

- Weiterentwicklung der Abwärmenutzungssysteme (Schaltung und Materialien),
- Erhöhung der Messgenauigkeit (Ausreizen von Werkstoffgrenzen),
- weitere Optimierung der Braunkohlevortrocknung und Einbindung in den Kraftwerksprozess und
- Erweiterung des Einsatzbereichs kostengünstigerer Werkstoffe.

Die Einführung von Supraleitern in elektrischen Anlagenteilen kann den Umwandlungswirkungsgrad noch anheben, reduziert aber vor allen Dingen den spezifischen Aufwand von Werkstoff (Kupfer) in einem erheblichen Maße.

Hierbei zeichnen sich folgende Vorteile wirtschaftlicher Art ab: Über 50% Materialeinsparung und somit Ressourcenschonung, Wirkungsgradverbesserung 0,5 bis 1,0%-Punkte

Vorteile technischer Art liegen in der Steigerung der maximalen Generatorleistung von ca. 2.000 auf 3.000 MVA, größere Stabilität, kleinere Reaktanzen, höherer Blindleistungsbereich im untererregten Betrieb, höhere Überlastbarkeit, höhere Schiefbelastbarkeit und der Verzicht auf Wasserstoff-Kühlgas; speziell bei Transformatoren der Verzicht auf Ölkühlung, also insgesamt kleinere Brandlasten und kleinere Apparateabmessungen, damit größere Versorgungs- und Anlagensicherheit.

3.1.2 Betriebsoptimierung und Erhöhung der Flexibilität

Mit einem erweiterten Einsatz der digitalen Leittechnik und einem deutlich ausgeweiteten Online-Monitoring können der Anlagenbetrieb weiter optimiert und die Anlagendynamik erhöht, insbesondere das Lastfolgeverhalten verbessert, die Anlagenverfügbarkeit erhöht und die Lebensdauer verlängert werden. Grundlasttechnologien werden so zu Technologien mit hoher Regelfähigkeit.

Die Lebensdauer von Hochtemperaturkomponenten im Kraftwerk hängt neben den Auslegungsparametern Druck und Temperatur sehr stark davon ab, mit welchen Gradienten das Kraftwerk an- und abgefahren oder seine Leistung geändert werden muss. Gerade die Abstimmung dieser Auslegungsparameter muss verbessert werden, um das optimale Ergebnis in Abhängigkeit von den zukünftigen, zunehmend fluktuierenden Anforderungen (z.B.

Einspeisung von Windenergie) erzielen zu können. Monitoringmaßnahmen zur Bestimmung der jeweiligen Betriebsparameter (z.B. künftige Messung von Temperaturen über 700 °C auf +/- 1 °C mit Fixpunktthermoelementen) sind dabei eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die Lebensdauer des Kraftwerks exakt vorhergesagt werden kann. Um die Lebensdauerberechnung in der Leittechnik realisieren zu können, muss neben den programmtechnischen Voraussetzungen zugleich noch die genaue Kenntnis der Eigenschaften der neuen Materialien sowie deren Beeinflussung durch die Betriebsbedingungen geschaffen werden.

Zusätzlich sind betriebsbegleitende Simulationsprogramme zu entwickeln, um so einen optimierten Betrieb gewährleisten zu können. Die Optimierung und Verbesserung von Kesselreinigungseinrichtungen ist ebenfalls ein wichtiger Punkt, um damit die Anlagenverfügbarkeit zu erhöhen.

Weitere Forschungsbereiche liegen in der Minimierung von Wirkungsgradverlusten im Teillastbetrieb sowie in der Absenkung der Minimallast.

3.1.3 Carbon Capture and Storage-Technologie

Sollen fossile Primärenergieträger weiter einen wesentlichen Anteil im Stromerzeugungsportfolio behalten, dann ist der Einsatz der CCS-Technologie unumgänglich. Da derzeit kein eindeutiger Vorteil für eine der drei hierzu möglichen Technologien (Pre-Combustion, Oxy-Combustion, Post-Combustion) erkennbar ist, müssen alle drei Technologien weiter entwickelt werden. Im ökologischen wie im ökonomischen Fokus stehen dabei die mit dem Einsatz von CCS verbundenen Wirkungsgradeinbußen. Diese gilt es zu minimieren.

Konkreter FuE-Bedarf besteht bei der Weiterentwicklung des Oxy-Combustion-Prozesses und den Abscheideprozessen selbst. Der Oxy-Combustion-Prozess erfordert die Optimierung der eingesetzten Werkstoffe im gesamten Rauchgasweg und die Untersuchung der Anreicherung von Schadstoffkomponenten im Rauchgasweg. Bei der Abscheidung müssen der Einsatz der Waschmittel (Degradation, Energiebedarf für die Regenerierung, u.a.), der Abscheideprozesses selbst (Wärmeübertragung) und die Einbindung in das Kraftwerk (Dampfbereitstellung, Abwärmeeinbindung, u.ä.) optimiert werden.

Parallel sollten ergänzende Prozessalternativen der so genannten zweiten Generation zur Verwertung des abgeschiedenen CO₂ (z.B. Carbonate-Looping oder Chemical-Looping) weiter untersucht werden. Auch diese Entwicklungen werden in laufenden Programmen abgedeckt, können aber bei Weitem nicht als abgeschlossen angesehen werden. Deshalb muss die Forschung in diesem Feld verstärkt ansetzen. Festzuhalten bleibt, dass der CO₂-Markt sehr klein im Vergleich zum CO₂-Ausstoß der Kraftwerke bleiben wird.

Transport und Speicherung sind technisch grundsätzlich realisierbar und werden in den USA und Kanada zum „Enhanced Oil Recovery“ bereits seit vielen Jahren eingesetzt. Auch die Speicherung wird in einigen Projekten wie im Sleipner-Ölfeld (Nordsee) seit 15 Jahren praktiziert und überwacht.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Speicherung in salinen Aquiferen und im Hinblick auf deren Akzeptanz.

3.1.4 Akzeptanzsteigerung für den fossil befeuerten Anteil im Erzeugungsportfolio

Der Neubau von fossil befeuerten Kraftwerken leidet zunehmend unter Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung, die durch die Einführung der CCS-Technologie noch verstärkt werden. Ein wesentlicher Bestandteil der Forschung sollte daher technologischen Varianten sowie der Verbesserung des Umweltschutzes und der Sicherheit zuwenden. Teilaspekte könnten hierbei sein: Bauhöhenreduzierung (Verbesserung der Optik) und die Intensivierung des Einsatzes von Monitoringsystemen. Ein wichtiger Aspekt ist der verbesserte Sicherheitsnachweis beim CO₂-Transport und der Speicherung. Auch die Präzisierung und Erläuterung der „Capture Readiness“ von Neubauprojekten ist ein wichtiger Teilaspekt.

3.2 Kohlevergasung bzw. IGCC-Technologie

Die Kohlevergasung kann, in Ergänzung zur Verbrennungstechnologie, dazu eingesetzt werden, um im Wesentlichen Strom zu erzeugen (Integrated Coal Combined Cycle, IGCC). Zukünftig wird aber auch die Erzeugung von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen und die Produktion von Edukten für die chemische Industrie (zentrale Vergasung) zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eine große Rolle spielen.

3.2.1 Vergasung und Gasaufbereitung

Für beide obigen Einsatzbereiche ist die Vergasungseinheit, bestehend aus den Komponenten Vergaser Quench/Teilquench, Abhitzenutzung und Gasreinigung („Gas Island“) von zentraler Bedeutung und bedarf noch intensiver FuE-Aktivitäten, um einen wirtschaftlichen Einsatz zu gewährleisten. Je nach Einsatz des erzeugten Gases ist die Vergasung auf eine gewünschte Gaszusammensetzung (hoher H₂, CO, CO₂ oder CH₄-Anteil) hin zu optimieren. Auch hier spielen Werkstoffentwicklungen (metallische und keramische Werkstoffe unter reduzierenden Bedingungen) und Gasreinigungsverfahren (Schwefelkomponenten u.a.) eine wichtige Rolle.

Die Mitvergasung von Biomassen ist weiter zu forcieren, um damit auch die CO₂-Bilanz zu verbessern.

3.2.2 CCS-Technologie

Die CO₂-Abscheidetechnologien sind in Analogie zum Einsatz bei der Verbrennung weiter zu entwickeln.

Die klassische Vergasung mit anschließender Shift-Reaktion führt zu den wesentlichen Gaskomponenten CO₂ und H₂, wobei im IGCC-Kraftwerk der Wasserstoff verstromt werden könnte. Hierfür ist eine Gasturbine für den Brennstoff Wasserstoff zu entwickeln, die insbesondere die NO_x-Entstehung in Grenzen hält.

3.2.3 Kohlenwasserstoff- und H₂-Bereitstellung

Da die Luftzerlegung nach den klassischen thermischen wie physikalischen Methoden einen hohen energetischen Aufwand erfordert, besteht hier Handlungsbedarf. Um diesem Problem wenigstens teilweise zu entgegen, könnte ergänzend eine O₂-Bereitstellung nach dem Elektrolyse-Prinzip erfolgen, bei dem der Sauerstoff synergetisch für das Vergasungsverfahren eingesetzt wird und der entstehende Wasserstoff für eine Energiespeicherung oder

eine direkte energetische Nutzung (Brennstoffzelle, H₂-Gasturbine, u.a.) verwendet wird. Die energetische Nutzung könnte am Vergaserstandort (H₂-Gasturbine), oder, über Beimischung ins Erdgasnetz, dezentral (Brennstoffzelle) erfolgen.

Kohlenwasserstoffe könnten über die Kohle-/Biomassevergasung gewonnen werden. Dabei kann aus dem entstehenden Synthesegas entweder ein erdgasähnliches Gas erzeugt und in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden, oder es werden mittels der Fischer-Tropsch-Synthese flüssige Kraftstoffe hergestellt.

3.2.4 Akzeptanzsteigerung

Die Akzeptanz für die Kohlevergasung muss, analog zur Verbrennungstechnologie, gesteigert werden, wobei durch die Erzeugung von Kraft- und Grundstoffen volkswirtschaftlich zusätzlich mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit argumentiert werden kann. Besondere Vorteile liegen in der Variabilität der Einsatzstoffe, die von Raffinerierückständen über alle Kohlesorten bis zu Biomasse reicht. Lastanpassungen können über die bedarfsangepasste Änderung der Strom- bzw. Treibstoffherzeugung erfolgen.

3.3 Werkstoffentwicklung und -optimierung

Zur Optimierung und Weiterentwicklung der Verbrennungs- und Vergasungstechnologien für Kohle ist ein wesentlicher Schwerpunkt auf die Entwicklung und Erprobung von Werkstoffen für die unterschiedlichsten Einsatzbereiche zu legen. Dies betrifft die Entwicklung kostengünstiger Werkstoffe für die State-of-the-art-Technologien und von Hochtemperaturwerkstoffen für 700 °C und höher. Hier sind besondere Anstrengungen notwendig zur Stabilisierung der Mikrostruktur und der Werkstoffphasen, um eine hohe Festigkeit im Langzeitbetrieb zu gewährleisten. Darüber hinaus sind korrosionsbeständige Werkstoffe für den Einsatz in der CCS-Prozesskette zu entwickeln.

Ein wichtiger Aspekt ist dabei die Herstell- und Verarbeitungstechnologie sowie das Verhalten des Werkstoffs unter Betriebsbedingungen im Bauteil unter den dort herrschenden mehrachsigen Spannungszuständen.

In diesem Feld ist eine enge Abstimmung mit der FuE-Strategie des Fachverbandes Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau (FDBR) zu suchen.

4 Regenerative Energiesysteme

4.1 Windenergie

Um die Vorgaben der Europäischen Union im Rahmen des Energie- und Klimapakets bis zum Jahr 2020 erfüllen zu können, ist ein weiterer Ausbau der Windenergienutzung zwingend erforderlich. Ende 2009 waren in Deutschland 21.164 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 25.777 MW in Betrieb. Zu diesem Zeitpunkt betrug die installierte Leistung in Europa 74.767 MW und weltweit 157.899 MW.

Die künftigen Offshore-Windparks werden in den Leistungen die derzeitigen Einheiten deutlich übertreffen und bis zu 100 km von der Küste entfernt errichtet. Für diese Anlagen ist aus Gründen der Logistik und der Bauteilfestigkeit konsequenter Leichtbau anzuwenden. Dies betrifft alle Strukturen und Systeme. Die bisherigen Erfahrungen beruhen auf Windenergieanlagen der mittleren Leistungsklasse (2 bis 3 MW), die an Land oder an küstennahen Standorten in geringen Wassertiefen errichtet wurden. Stand der Technik sind Anlagen der 5- bis 6-MW-Klasse mit Nabenhöhen von über 100 m und Rotordurchmessern von über 120 m.

Für diese und insbesondere für die zukünftigen Generationen von Windenergieanlagen, die ab dem Jahr 2020 zum Einsatz kommen, sind Optimierungsmaßnahmen für die Strukturen und Systeme erforderlich.

4.1.1 Forschungsthemen

Haupttragstrukturen, Rotoren und Triebstrang

Windenergieanlagen sind hoch dynamisch beanspruchte Bauwerke mit hohen Lastwechselzahlen. Dies erfordert die Entwicklung von Leichtbaustrategien und entsprechende Werkstoffe bzw. Werkstoffsysteme mit geringem spezifischem Gewicht, hoher Festigkeit, Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse (Korrosion, Erosion) und hoher Schadentoleranz. Der konsequenten Weiterentwicklung der Anlagentechnik kommt somit eine entscheidende Bedeutung zu, um die technische Verfügbarkeit zu erhöhen. Neben der Zuverlässigkeit spielen insbesondere die Parameter Gewicht, Kosten und Wirkungsgrad eine wesentliche Rolle bei den wirtschaftlichen Betrachtungen. Insbesondere für Offshore-Windenergieanlagen ist die Entwicklung von innovativen und kostengünstigen Fundamenten und Errichtungskonzepten erforderlich. Die Optimierung muss die Auslegung, die Gründung, die Vorfertigung an Land, den Transport und die Installation mit einbeziehen. Hierzu gehört unter anderem auch die Entwicklung von Methoden zur kostengünstigen und schnellen Baugrundvoruntersuchung. Hier müssen neue, effektive und sichere Lösungen entwickelt werden.

Rotorblätter

Die Leistungssteigerung führt zur Vergrößerung der Rotorblätter und damit verbunden zu Belastungssteigerungen. In Verbindung mit den hohen Lastwechselzahlen ist auch das Ermüdungsverhalten der Verbundmaterialien entscheidend für die Lebensdauer. Es sind Forschungsarbeiten zur Rotorblattoptimierung und Oberflächentechnik sowie zur Automatisierung von Herstellungsprozessen erforderlich. Zur Überprüfung der Rotorblattoberfläche ist die Entwicklung von hochauflösenden und automatisierten Systemen voranzutreiben.

Im Bereich der Aerodynamik und Aeroakustik sind Forschungsaktivitäten insbesondere zur Steigerung der Leistung und zur Reduktion der Lärmemission erforderlich. Zur Ermittlung der realen Belastungen der Rotoren sind Messungen der Turbulenzfelder im Bereich der Rotorflächen durchzuführen.

Triebstrang

Die Leistungssteigerung führt zu einer Erhöhung des Drehmomentes, das über den Triebstrang abgetragen werden muss. Entsprechend ist die Weiterentwicklung des Triebstrangs, insbesondere des Getriebes und des Generators wichtig. Derzeit sind zwei Konzepte in der Anwendung, Getriebe oder Direktantrieb. Beispielsweise ist bei den Getriebeeinheiten eine Verringerung der Anzahl der Getriebestufen anzustreben. Generell sind die Wartungsmaßnahmen durch Verbesserung der Betriebsdauer und Zuverlässigkeit zu reduzieren. Hierzu sind die Auslegungsgrundlagen zu verbessern, entsprechende Werkstoffe und angepasste Verarbeitungsprozesse zu entwickeln und auch die Gewichte zu reduzieren.

Condition-Monitoring-Systeme

Um Schäden frühzeitig zu erkennen, durch entsprechend einzuleitende Maßnahmen lokal zu begrenzen und somit Folgeschäden an anderen Bauteilen zu verhindern, ist der Einsatz hoch effizienter Condition-Monitoring-Systeme erforderlich. Mittels dieser Systeme sollen relevante Zustandsänderungen frühzeitig erkannt werden, um (insbesondere im Offshore-Bereich) Wartungs- oder Austauschmaßnahmen rechtzeitig planen zu können.

4.2 Solarenergie

Die Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung ist noch nicht in einem vergleichbaren Entwicklungsstadium wie die Windkraft, hat aber ein mindestens ebenso hohes Potenzial. Bei der Solarstromerzeugung muss technisch zwischen Photovoltaik (PV) und solarthermischer Elektrizität (STE) - oft auch als Concentrating Solar Power (CSP) bezeichnet - unterschieden werden. Anfang 2010 waren weltweit ca. 20.000 MW PV und ca. 1.000 MW STE installiert.

Der Vorsprung von PV erklärt sich durch die kleineren Einheitenleistungen und vor allem dadurch, dass bei PV sowohl der direkte als auch der indirekte Strahlungsanteil nutzbar ist, während sich bei STE nur der direkte Strahlungsanteil verwerten lässt. Obwohl PV in allen Klimazonen eingesetzt werden kann, sind beide Technologieformen bzw. Nutzungsschienen infolge des Energieertrages prioritär in Nähe der Wüstengürtel der Erde sinnvoll.

Hinsichtlich der Stromgestehungskosten variieren je nach Technologie und Quelle die Angaben. STE hat aktuell eine geringere installierte Leistung, bei den Stromgestehungskosten wird ein Kostenvorteil von 0 bis 50% gegenüber PV angegeben. Der über STE erzeugte Strom kann einen höheren Wert haben, wenn er mittels thermischer Zwischenspeicher bedarfsorientiert und planbar in das Stromnetz eingespeist werden kann.

Anfang 2010 wurde weltweit von STE-Projekten von ca. 20.000 MW gesprochen, welche kurzfristig in die Realisierungsphase übertreten könnten. Aus einer gesamteuropäischen Perspektive ist denkbar, dass mittelfristig aus dem Mittelmeerraum und aus Nordafrika eine ähnlich hohe Strommenge wie aus den Windkraftwerken entlang von Atlantik- und Ostseeküste in den europäischen Stromverbund eingespeist werden. Dieser Ansatz ist auch

der Kern des sogenannten „Desertec“-Projekts, in welchem u.a. STE-Anlagen in Nordafrika Strom erzeugen und über Hochspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) ins europäische Netz einspeisen sollen.

Im Bereich Photovoltaik wird für den Zeitraum 2010 bis 2015 ein jährlicher weltweiter Zubau von ca. 10.000 MW/Jahr erwartet.

4.2.1 Forschungsthemen

Der Forschungsbedarf stellt sich bei PV und STE sehr unterschiedlich dar. Obwohl es bei beiden Technologien um Kostensenkungen und Wirkungsgradsteigerungen geht, befindet sich STE noch in einem wesentlich früheren Stadium der Technologielernkurve als z.B. Windenergie und PV. STE hat daher noch hohen Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Photovoltaik

Die aktuellen Forschungsanstrengungen und Fortschritte betreffen bei PV mehr die Produktionstechnologien und die Montage/-Logistik-Kette als die Stromerzeugungstechnologie ((Mikro-)Kraftwerkstechnik).

Linienkonzentrierende STE-Systeme

Bei STE-Systemen ist ein hoher Anteil der Investitionskosten im Solarfeld gebunden. Kostengünstigere Konzentrationstechnologien sind somit ein Schlüssel zur Kostensenkung des Gesamtsystems. Über die Entwicklung neuer Technologieansätze für die Konzentratoren (z.B. Parabolspiegel, Fresnel-Systeme, pneumatisch geformte Spiegelfolien) werden noch wesentliche Verbesserungen erhofft.

Neben den Konzentratoren spielen die Absorberrohre eine Schlüsselrolle. Will man von Thermoöl auf direktverdampfende Systeme und damit höhere Umwandlungswirkungsgrade im Dampfkraftprozess übergehen, so müssen Absorber mit geringeren thermischen Verlusten für höhere Oberflächentemperaturen entwickelt werden.

Die thermischen Speichersysteme stellen einen der wichtigsten Vorteile von STE im Vergleich zu PV und Wind dar. In der aktuellen Thermoöl-Technik werden Flüssigsalzspeicher verwendet. Will man allerdings über Direktverdampfung höhere Prozesswirkungsgrade realisieren, so müssen parallel neue Speichertechnologien, vor allem Latentwärmespeicher entwickelt werden.

Punktzentrierende STE-Systeme

Punktzentrierende STE-Systeme haben aufgrund der stärkeren Energiekonzentration ein theoretisch höheres Wirkungsgradpotenzial als linienkonzentrierende Systeme. Aufgrund der ebenfalls höheren Kosten und technischen Schwierigkeiten ist diese Technik kommerziell im Vergleich zur Parabolrinnentechnik etwas ins Hintertreffen geraten. Das Potenzial des sogenannten Solarturm-Konzepts ist allerdings sehr hoch und diese Technologieschiene sollte auf keinen Fall vernachlässigt werden.

Entwicklungsbedarf besteht einerseits im Bereich der Receivertechnologien (z.B. keramische Absorber, Druckluft-Absorber, „Beam-down“-Konzept) und der damit zusammenhängenden

Systemtechnik. Das theoretisch hohe Wirkungsgradpotenzial des Solarturm-Konzepts kann nur im Zusammenspiel mit Gasturbinentechnik auch umgesetzt werden. Eine Kostensenkung muss vor allem über Standardisierung, Regelung und Größenoptimierung der sog. Heliostate erfolgen.

Zuletzt muss noch betont werden, dass punktkonzentrierende Systeme der Schlüssel zur Wasserstofferzeugung aus Sonnenenergie sind. Solarchemische Prozesse zur direkten Erzeugung von Wasserstoff lassen höhere Wirkungsgrade erhoffen als eine zweistufige Erzeugung über Solarstrom und Hochtemperaturelektrolyse.

5 Kernenergie

Eine ganzheitliche Bewertung der Umweltverträglichkeit der Kernenergie erfordert neben der Berücksichtigung des Fehlens von klimarelevanten Emissionen im Betrieb auch die Betrachtung der Emissionen und Rückstände beim Bau der Anlagen selbst.

Bisherige Erfahrungen zeigen, dass die Emissionen an radioaktiven Stoffen im ungestörten Anlagenbetrieb vernachlässigbar sind, d.h., dass sich diese weit unterhalb der Schwankungsbreite des natürlichen Strahlenhintergrundes bewegen. Auch die Belastung des Betriebspersonals ist dank intensiver Wirkungsforschung und Expositionsüberwachung als nahezu unproblematisch einzustufen. Die radioaktiven Rückstände aus dem Kraftwerksbetrieb können ebenfalls emissionsfrei konditioniert und in speziellen Strukturen sicher zwischen- und schließlich in geologischen Formationen prinzipiell endgelagert werden. Da die Zeitkonstanten der geologischen Stabilität z.B. von Steinsalz um Größenordnungen über den Halbwertszeiten aller ausreichend aktiven Nuklide des radioaktiven Abfalls liegen, erscheint eine Gefährdung der Biosphäre für alle Zeiten sehr unwahrscheinlich. Nach ca. 10.000 Jahren ist die Aktivität der Endlagerprodukte weitestgehend auf das Niveau einer natürlichen Uranerzlagerstätte abgesunken, während z.B. Steinsalzformationen über hunderte von Millionen Jahren stabil bleiben.

Darüber hinaus werden Konzeptionen verfolgt, welche einerseits eine Abtrennung (Partitioning, P), andererseits eine Umwandlung der im Reaktor durch Neutroneneinfang produzierten überschweren „minoren Aktiniden“ mit langen Halbwertszeiten in Spaltprodukte mit deutlich geringeren Halbwertszeiten, allerdings dann höheren Aktivitäten, ermöglichen (Transmutation, T). Hier liegt ein erheblicher Forschungs- und Experimentierbedarf im Hinblick auf die anzupassenden Wiederaufbereitungsverfahren, auf die Brennelemententwicklung sowie auf die daraus resultierende Kernauslegung.

5.1 Reaktoren der III. Generation (GEN III)

Die derzeitige Weiterentwicklung von Kernreaktoren beinhaltet folgende Entwicklungslinien:

- Evolutionäre weiterentwickelte Leichtwasserreaktoren (z.B. EPR, MIR-1200, ABWR),
- Revolutionäre Leichtwasserreaktoren mit verstärkt passiven Sicherheitseigenschaften (AP-1000, KERENA)
- Modulare (kleinere) Kernreaktoren mit inhärenten Sicherheitseigenschaften.

5.2 Reaktoren der IV. Generation (GEN IV)

Unter der Voraussetzung, dass zur Deckung des stark anwachsenden weltweiten Primärenergiebedarfs die Kernenergie auch in Zukunft eine zentrale Stellung einnehmen wird, erscheint die Realisierung einer innovativen Kernergietechnik notwendig. Diese kann verstärkt auf naturgesetzlichen Prinzipien beruhen, die auch bei auslegungsüberschreitenden Störfällen ohne Zufuhr von Fremdenergie funktionieren (z.B. die zur Abfuhr der Nachzerfallwärme erforderlichen Sicherheitssysteme).

5.2.1 Hochtemperaturreaktoren zur nuklearen Prozesswärmebereitstellung

Ein langfristig wichtiger Baustein einer umwelt- und ressourcenschonenden Stromerzeugung und Energiewandlung ist die Hochtemperatur-Reaktortechnik. Von besonderem Interesse ist die Tatsache, dass der Hochtemperaturreaktor die einzige CO₂-freie Hochtemperaturquelle für technische Stoffumwandlungsprozesse darstellt. Er eignet sich neben der Stromerzeugung für zahlreiche chemische Prozesse, z.B. zur Erzeugung von Wasserstoff durch Heißdampfelektrolyse, oder zur Synthese- und Brenngas- sowie zur Kraftstoffherstellung (Methanol) aus Kohle. Dabei sind Reduzierungen der aus derzeitigen industriellen Prozessen resultierenden CO₂-Emissionen, bezogen auf den gesamten Brennstoffzyklus sowie auf konventionelle Kohleveredelungsverfahren um mindestens 40% möglich.

Darüber hinaus eignet sich der Hochtemperatur-Kugelhaufenreaktor aufgrund seiner inhärenten Sicherheitseigenschaften auch als Wärmequelle für dezentrale Heiz- und sogar Fernwärmenetze im Niedertemperaturbereich. Japan und China haben kürzlich Prototypen fertiggestellt, speziell in Japan ist am HTTR 30 die Erzeugung von Wasserstoff in großem Maßstab mittels nuklearer Prozesswärme kurz vor der Realisierung. In den USA bildet der Hochtemperaturreaktor die Grundlage des vom Department of Energy geförderten „New Generation Nuclear Plant“ (NGNP)-Projekts zur Wasserstoffherzeugung.

Hochtemperaturreaktoren sind darüber hinaus bereits Teil des GENERATION-IV-Programms, das auch von der Europäischen Union im Hinblick auf eine künftige nachhaltige Kernenergienutzung insbesondere auch für Kernreaktoren mit schnellem Neutronenspektrum unterstützt wird.

5.2.2 Schnelle Brutreaktoren

Im Zeitraum ab 2020 sollen auch Schnelle Brutreaktoren kommerziell entwickelt vorliegen. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Wirtschaftlichkeit dieser Kernreaktoren aufgrund von preiswert verfügbarem Uran (und Thorium) gegenüber den Leicht- und Schwerwasserreaktoren entwickelt wird.

Brutreaktoren erschließen das Potenzial zur weitgehenden Nutzung des in Natururan zu 99,275% dominierenden und in allen anderen Reaktorarten nur additiv nutzbaren Isotops U-238. Damit könnte der Weltstrombedarf über mehrere tausend Jahre wirtschaftlich gedeckt werden.

Angesichts einer notwendigen nachhaltigen Kernenergietechnik wird auch auf dem Gebiet der nuklearen Kernbrennstoffversorgung Ressourcenschonung nötig werden. Aus Gründen der Nonproliferation von ehemaligem Waffenplutonium kann darüber hinaus die Rezyklierung in Brutreaktoren sinnvoll erscheinen. Aus diesen Gründen betreiben Frankreich, die EU, Japan, China, Russland, Indien und Korea die langfristige Weiterentwicklung der Schnellbrütertechnologie. Indien hat eine mehrstufige, Brüter einbeziehende Strategie zur Nutzung der gegenüber Uran in der Erdkruste rund vierfach häufigeren Thoriumvorkommen entwickelt.

5.3 Forschungsbedarf

Die „Sustainable Nuclear Energy Technology Platform“ SNETP der EU stellt derzeit den kurz- und mittelfristigen Forschungsbedarf im Bereich der Kernenergie-technik zusammen. Beispiele hierfür sind Projekte aus den Bereichen Alterungsmechanismen, Human Factors, Brennstoffe, Leistungserhöhungen, Probabilistische Sicherheitsanalysen, Abfallminimierung, Proliferationsresistenz, Strukturmaterialien, Sicherheitsnachweise und Modellierung.

Spezieller Forschungsbedarf besteht auf den Gebieten

- Lebensdauermanagement für Langzeitbetrieb
 - systemspezifisch an die jeweiligen Schädigungsmechanismen angepasst,
 - Einfluss schneller Neutronen, thermische Ermüdung, Korrosion,
- Sicherheits- und Störfallforschung,
- weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch
 - weitere Steigerung der Blockgrößen,
 - höhere Abbrände,
 - Modul-/Serienfertigung (kurze Bauzeiten),
- Kernbrennstofftechnologien:
 - Untersuchungen der Eigenschaften bestehender Hüllrohrmaterialien bei Hochabbrand,
 - Entwicklung innovativer Hüllrohrmaterialien für Hochabbrand und höhere Kühlmitteltemperaturen,
 - Untersuchungen zu alternativen Brennstoffkreisläufen (z.B. Thorium),
- Thermohydraulik/ Reaktorphysik:
 - realitätsnähere Rechencodes für thermohydraulische/reaktorphysikalische Analysen,
 - Ausweitung der Datenbasis und der Modellierungsmöglichkeiten, z.B. für thermohydraulische/reaktorphysikalische Extremzustände (Departure from Nucleate Boiling, Neutronenflussschwingungen),
 - Absicherung der Wirksamkeit passiver Komponenten zur Wärmeabfuhr bei GEN-III-Reaktoren,
 - Untersuchungen zur Stabilität von Siedewasserreaktoren,
- Werkstofftechnik,
 - Generation III:
 - Weiterentwicklung von Methoden und Konzepten zum Integritätsnachweis von Komponenten unter Berücksichtigung von Medium und Neutronenbestrahlung und Werkstoffzustand,

- Generation IV:
 - analog zu fossil befeuerten Kraftwerken, da die gleiche Werkstoffgruppe eingesetzt wird,
 - Entwicklung von Werkstoffen mit geringerer Sensibilität gegen Neutronenbestrahlung,
 - Entwicklung von Werkstoffen zur Wasserstofferzeugung (Jod-/Schwefel-Prozess).

Wesentliche Ziele dieser Forschungsarbeiten sind die Erhöhung der Anlagensicherheit sowie die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, die sich aus Unsicherheiten des Kenntnisstands ergeben, sowie durch eine effizientere sowohl theoretische als auch experimentelle Nachweisführung. Grundsätzlich ist dabei stets eine Erhöhung der Proliferationssicherheit anzustreben.

5.4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung der vergangenen Jahre hat deutlich gezeigt, dass eine Akzeptanz für die Kernenergienutzung trotz der geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten für schwere Unfälle in vielen Ländern nicht vorhanden ist. Für eine zukünftige Nutzung der Kernenergie sind daher Lösungen anzustreben, bei denen die Sicherheit der Anlagen innerhalb des gesamten Brennstoffkreislaufs nachweisbar gewährleistet ist. Den Industrieländern kommt bei diesem Prozess eine Vorbildfunktion zu.

Die Kernenergie stellt heute ca. 6% des Weltenergiebedarfs bzw. 14% der Weltstromerzeugung, in der EU ca. 9% des Energiebedarfs und 28% der Stromerzeugung bereit. Grund hierfür ist hauptsächlich ihre systemimmanente Eigenschaft einer hohen Energiedichte, die neben wirtschaftlichen Vorteilen in besonderem Maße geeignet ist, die zur Energiebereitstellung nötigen Stoffströme entscheidend zu minimieren.

Inzwischen belegen Studien, dass die Kernenergie aufgrund des Kostenvergleichs mit CCS-Gas- und -Kohlekraftwerken sowie den erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Biomasse auch langfristig eine signifikante Position in der weltweiten Strom- und Wärmewirtschaft einnehmen wird.

6 Chemische Speicher

6.1 Gesamtsicht

Ein mit entsprechenden Forschungsaktivitäten zu verfolgender Ansatz zur Entwicklung einer leistungsfähigen Speichertechnologie ist die Gewinnung von Wasserstoff (H_2) mittels Elektrolyse; für die kommerzielle Nutzung sind Umwandlungswirkungsgrade zu erschließen, die bislang nur im Labormaßstab erreicht werden.

Ein aussichtsreicher Weg hierzu ist die als „HotElly“ bezeichnete Heiß-Elektrolyse, bei der Wasserdampf bei über 800 °C elektrolytisch zersetzt wird. Eine solche Technologie ist denkbar, wenn die Kraftwerks- und die Elektrolysetechnik räumlich kombiniert werden, in diesem Fall kann Dampf mit den Zustandsdaten 800 °C oder höher und 30 bar nicht nur als Elektrolyse-Betriebsmittel, sondern auch als Heißdampf zu Grenzkosten bereitgestellt werden, sodass bei fehlendem Windstrom („Flaute“) zumindest die Hochtemperatur-Beheizung der Elektrolyse-Zellen möglich ist.

Bezogen auf die Masseneinheit ist Wasserstoff ein extrem leistungsfähiger Speicher. Allerdings muss der Systemwirkungsgrad für die einschlägige Nutzung, bestehend aus elektrolytischer Spaltung von H_2O und anschließender Re-Verstromung, noch deutlich gesteigert werden.

Neben diesem technologisch noch zu erschließenden Ausbau des H_2 -Pfades besteht die weitere Möglichkeit, Regenerativ-Überschussstrom direkt (also ohne H_2) zum Betrieb energieintensiver Elektrolyseprozesse (z.B. Gewinnung von Natronlauge, Aluminium o.ä.) einzusetzen. Voraussetzung ist, dass die entsprechenden Technologien im Spitzen- oder Mittellastbetrieb „gefahren“ werden können, was ebenfalls noch erforscht und entwickelt werden muss. In einem solchen Fall sind die erzeugten Grundstoffe „der chemische Speicher“ und nicht mehr H_2 . Der volkswirtschaftliche Wert dieser Grundstoffe ist allerdings so einzuordnen, dass eine Re-Verstromung - obwohl technologisch denkbar - nicht in jedem Fall sinnvoll ist. Die per Elektrolyse zu gewinnenden Grundstoffe unterliegen ihrerseits meist zeitlichen Absatzenschwankungen, sodass „nur“ die Möglichkeit der Synchronisierung von Stromerzeugung und Stromverbrauch auf Basis der Regenerativquellen abzugleichen ist.

Prioritär zu untersuchen bleibt das technische Potenzial chemischer Speicher.

6.2 Forschungsbedarf

Mit Bezug auf eine im zeitlichen Mittel (z.B. Jahresmittel) CO₂-minimierte Stromversorgung bei gleichzeitig zu minimierenden Schwankungen im Stromversorgungsnetz stehen folgende Wege zur Verfügung:

- Mit Hilfe von Regenerativ-Überschussstrom wird Wasserstoff als „chemischer Speicher“ per Heiß-Elektrolyse erzeugt; Forschungsbedarf besteht vorzugsweise bei den Punkten
 - thermisch induzierte Längenänderung der Elektrolyse-Zellen, sodass Betriebsrisiken erkannt und beherrscht werden,
 - Bereitstellung des Heißdampfes > 800 °C und 30 bar mittels kohlebefuerter Dampferzeuger oder Hochtemperaturreaktoren,
 - Wahl der Temperatur-Druck-Kopplung in Abgleich mit geeigneten Werkstoffen zur Maximierung des Wirkungsgrads,
 - Wirkungsgradmaximierung in Abgleich mit der Windstrom-Fluktuation.

Der gewonnene Wasserstoff lässt sich entsprechend dem Bedarf re-verstromen. Ein heute noch „auf dem Papier“ stehender Re-Verstromungsprozess, bei dem Wasserstoff (H₂) zum Einsatz kommen soll, ist die Kopplung von SOFC (Keramik-Brennstoffzelle) und GuD-Prozess (Erwartung: $\eta_{el} \approx 70\%$) für Spitzenlast-Kraftwerke; beide Technologieschritte sind für die bestimmungsgemäße Größe (z.B. 300 MW_{el}) noch nicht Stand der Technik.

- Mit Hilfe von Regenerativ-Überschussstrom wird Wasserstoff als Grundstoff erzeugt und zeitversetzt einer weitergehenden stofflichen Nutzung zugeführt (z.B. Synthetisierung von Kohlenwasserstoffen, Erzeugung von Ammoniak (NH₃) und/oder Nutzung als Reduktionsmittel anstelle von CO), sodass die „CO₂-Hypothek“ dieser Sekundär-Grundstoffe verringert wird. Voraussetzung ist, dass die entsprechenden Technologien im Spitzen-, Mittellast- oder Kampagnenbetrieb „gefahren“ werden können, was aus heutiger Sicht für die verschiedenen denkbaren Pfade untersucht werden muss und ggf. technologische Verbesserungen erfordert.
- Der heute bereits diskutierte und als „Produktflexibilität“ herausgestellte Vorteil der IGCC-Kraftwerkstechnik, nämlich die komplementäre Erzeugung von Strom und Kohlenwasserstoffen (speziell Alkoholen), wird erst dann sein volles Potenzial entfalten können, wenn Wasserstoff auf Basis von CO₂-frei erzeugtem Strom zur Verfügung steht, sodass der für die Kohlehydrierung erforderliche Wasserstoff nicht thermochemisch erzeugt werden muss. Forschungsbedarf besteht vorzugsweise bei den Punkten
 - Gasturbine (die mit H₂ und Luft als Verbrennungsmedien betrieben wird) und
 - Aufskalierung aller Schritte auf eine bestimmungsgemäße Größe.

Der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff lässt sich für eine stoffliche Nutzung oder für die energetisch vorteilhafte Verwendung im Oxyfuel-Prozess einsetzen, sofern es gelingt, die Re-Verstromung von H₂ in einer Gasturbine des GuD-Prozesses mit Luft durchzuführen. Ein Beispiel für die „stoffliche“ Nutzung von O₂ ist die Verwendung im Eisen-Konverterprozess.

In Summe könnte das Potenzial dieser Technologien an die Regelgeschwindigkeit von Pumpspeicherwerken herankommen.

6.3 Forschungsbedarf bei anderen „chemischen Speichern“ als H₂

Wasserstoff ist aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften alles andere als der optimale Saisonalspeicher; von den in Abschnitt 7.2 genannten Möglichkeiten ist eine weitere Umwandlung in leichter zu verflüssigende Stoffe, wie Methan, Methanol oder Ammoniak insbesondere dann anzuschließen, wenn längere Zeiträume (z.B. von den Wintermonaten zu den Sommermonaten) auszugleichen sind. Entsprechende Techniken sind heute bereits verfügbar, wobei allerdings auch hier typische Stromnetz-Regelungsfragen, wie Speicherkapazität und Regelgeschwindigkeit eines entsprechenden Systems zu untersuchen und verwertbar zu erschließen sind und der Wirkungsgrad mit Bezug auf H₂ und die aufzuwendende Betriebsenergie zu verbessern ist.

Besonders attraktiv erscheint von den genannten chemischen Speichermedien das Ammoniak, da es - anders als Methan oder Methanol - keinen Kohlenstoff, sondern Stickstoff zur Wasserstoff-Bindung einsetzt, sodass bei der Re-Verstromung des Speichermediums auch kein CO₂ entstehen kann.

Ammoniak (NH₃) verfügt über eine hohe Speicherdichte und bietet als Basischemikalie eine hervorragende Option zur stofflichen Nutzung, vor allem im Bereich der Kunstdüngerherstellung. Seine Herstellung aus Wasserstoff und Stickstoff ist technisch ausgereift („Haber-Bosch-Verfahren“) und wird in großem Maßstab (2.000 t/Tag = 500 MW Energieäquivalent) weltweit angewendet. Die hohe Reaktionstemperatur ist dabei sogar von Vorteil, da die Abwärme auf diesem Temperaturniveau in Verbindung mit einem Kraftwerksprozess besser genutzt werden kann als z.B. bei der Methanolherstellung.

Der wahrscheinlich anspruchvollste Schritt der Wasserstoffspeicherungstechnologie mit Ammoniak ist die Zersetzung („Verbrennung“) des Ammoniaks zu Stickstoff und Wasser, weil der konventionelle Weg von einer umfangreichen Stickoxidbildung begleitet ist. Eine thermische Zersetzung des Ammoniaks erfolgt selbst an einem Katalysator erst bei höheren Temperaturen (>500 °C) (SCO-Verfahren: „Selective Catalytic Oxidation“), sodass diesem Schritt eine SCR-Technik (SCR: „Selective Catalytic Reduction“) zur Minderung von NO_x nachzuschalten ist. Eine Umsetzung des Ammoniaks zu elektrischer Energie mithilfe einer Brennstoffzelle ist deshalb wünschenswert; Forschungen mit Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC), die eine Umsetzung von Ammoniak zu Strom ermöglichen, werden im Labormaßstab bereits umgesetzt. Außerdem gibt es Forschungsaktivitäten zur elektrolytischen Zersetzung des Ammoniaks. Ein weiterer vielversprechender Ansatz ist das autotherme katalytische Cracken von Ammoniak, wobei ein kleiner Teil des Ammoniaks verbrannt wird, um den Energiebedarf der Ammoniakspaltung zu decken.

Als Fazit zur Verwendung von Ammoniak als Wasserstoffspeicher ist zu folgern, dass es sich bei der Herstellungstechnologie überwiegend um großtechnisch erprobte Verfahren handelt, die leicht auf den Anspruch der Wasserstoffspeicherung adaptierbar sind. Forschungsbedarf besteht zwecks Wirkungsgradsteigerung vorzugsweise bei der Tiefdruck-Ammoniaksynthese.

- Für die Re-Verstromung von Ammoniak sind vorzugsweise folgende Punkte zu untersuchen:
- Zersetzung von Ammoniak bei tiefer Temperatur,

- Autotherme Ammoniakreformierung,
- Ammoniak-Brennstoffzelle.

Kann oder muss aufwandsbedingt auf die Re-Verstromung von Ammoniak verzichtet werden, lässt sich ein zeitweises und mittelfristig anstehendes Überangebot an Windstrom bei anderen zur CO₂-Emissionsbilanz beitragenden Industrieprozessen zum Einsatz bringen. Zu analysieren und für die Wechsellastfahrweise zu erschließen sind deshalb auch solche Prozesse, die kurzfristig erhebliche Strommengen verbrauchen und einen speicherfähigen Grundstoff erzeugen (z.B. Gewinnung von Natronlauge und Chlor, Gewinnung von Aluminium).

6.4 Räumliche Verteilung der „chemischen Speicher“ im europäischen Stromnetz und Einspeisung der Regenerativ-Energie

Die zuvor skizzierten Technologien lassen sich bevorzugt an großen Chemiestandorten verwirklichen, die meist über ein auf dem Werksgelände befindliches Kraftwerk verfügen, das im Wege einer Kraft-Wärme-Kopplung im Grundlastbetrieb zur Mitteldruck-Prozessdampferzeugung eingesetzt wird. Über einen solchen Kraftwerkstyp lassen sich die bei der chemischen Synthese notwendigen Mediendrucke und -temperaturen ganzjährig bereitstellen. Zur Übertragung der Energie an Kraftwerksstandorte bietet sich die Technik der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) an. Unter anderem werden erste Windparks bereits mit dieser Technik an das Stromnetz angebunden.

Neben den konventionellen HGÜ mit netzgeführten Umrichtern und Freileitungen sind hier HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern und Polymerkabeln einzusetzen. Bei der Integration von Offshore-Windenergie sind Kabeltrassen über mehrere zehn bis zu über einhundert Kilometern erforderlich. Befindet sich der nächstliegende Anschlussknoten an Land nicht direkt in Küstennähe, kommen noch größere Entfernungen zustande.

Die Technologie von HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern und Polymerkabeln ist heute bis zu knapp über 1.000 MW bei einer Spannung von +/-300 kV verfügbar. Die Akzeptanz gegenüber Freileitungen ist bei Kabeln wesentlich höher, sodass leichter Trassen gefunden werden können, allerdings liegen die Kosten bei einem Vielfachen von Freileitungen.

Zur Stromversorgung von Elektrolyseeinrichtungen sind noch eine ganze Reihe von Forschungsfragen zu klären:

- Anbindung eines Standortes und Bewertung der Entfernungsverluste der Übertragung,
- Auskopplung der sehr hohen Spannung von +/-300 kV in Tausende von Elektrolysezellen mit Spannungen von ca. 1,2 V,
- Regelbarkeit des Gesamtsystems,
- Netzeinspeisung der Restenergie, wenn nur ein Teil elektrolysiert wird,
- Dimensionierung und Auslegung des Gesamtsystems.

Alle skizzierten Schritte haben zusammen das Potenzial, nach 2020 die Basis für zu planende Neubauten abzugeben.

Mitglieder des Wissenschaftlichen Beirats des VGB (Stand Juni 2010):

Vorsitzender:

Dr. Johannes Lambertz
Vorsitzender des Vorstands
RWE Power AG, Essen

Stellvertretender Vorsitzender:

Prof. Dr. Eberhard Roos
Universität Stuttgart
Institut für Materialprüfung, Werkstoffkunde und Festigkeitslehre

Mitglieder:

Prof. Dr. Christina Berger
Technische Universität Darmstadt
Fachgebiet und Institut für Werkstoffkunde

Prof. Hans-Jörg Bauer
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Thermische Strömungsmaschinen

Prof. Tadeusz Chmielniak
Silesian University of Technology
Institute of Machines and Power Generation
Polen

Prof. Dr. William D'Haeseleer
Katholieke Universiteit Leuven
Energy Institute
Belgien

Prof. Dr. Kim Dam-Johansen
Technical University of Denmark
Dept. of Chemical Engineering
Dänemark

Prof. Dr. Bernd Epple
Technische Universität Darmstadt
Energiesysteme und Energietechnik

Prof. Dr. Hans Fahlenkamp
Universität Dortmund
Lehrstuhl Umwelttechnik

Prof. Dr. Klaus Görner
Universität Duisburg-Essen
Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik

Prof. Dr. Markus Haider
Technische Universität Wien
Institut für Technische Wärmelehre
Österreich

Prof. Dr. Thomas Hartkopf
Technische Universität Darmstadt
Fachgebiet Regenerative Energien

Prof. Dr. Antonio Hurtado
Technische Universität Dresden
Institut für Energietechnik
Professur für Wasserstoff- und Kernenergietechnik

Prof. Dr. Mikko Hupa
Abo Akademi Process Chemistry Centre
Combustion and Materials Chemistry
Finnland

Prof. Dr. Johannes Janicka
Technische Universität Darmstadt
Fachgebiet für Energie- und Kraftwerkstechnik

Prof. Emmanouil Kakaras
National Technical University of Athens
Laboratory of Steam Boilers and Thermal Plants
School of Mechanical Engineering
Griechenland

Prof. Dr. Alfons Kather
Technische Universität Hamburg-Harburg
Institut für Energietechnik

Prof. Dr. Reinhold Kneer
RWTH Aachen
Lehrstuhl für Wärme- und Stoffübertragung

Prof. Dr. Hans-Joachim Krautz
Brandenburgische Technische Universität
Institut für Energietechnik
Lehrstuhl Kraftwerkstechnik

Prof. Dr. Reinhard Leithner
Technische Universität Braunschweig
Institut für Wärme- und Brennstofftechnik

Prof. Dr. Bernd Meyer
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Lehrstuhl Energieverfahrenstechnik und thermische
Rückstandsbehandlung

Prof. Dr. Günter Scheffknecht
Direktor
Universität Stuttgart
Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik – IFK

Prof. Dr. Viktor Scherer
Ruhr-Universität Bochum
Lehrstuhl für Energieanlagen- und Energieprozesstechnik

Dozent Dr. Mihael Sekavcnik
University of Ljubljana
Faculty of Mechanical Engineering
Slowenien

Prof. Dr. Hartmut Spliethoff
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme

Prof. Dr. George Tsatsaronis
Technische Universität Berlin
Institut für Energietechnik
Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz

Prof. Dr. Harald Weber
Universität Rostock
Institut für Elektrische Energietechnik

VGB-Geschäftsstelle:

Dr. Karl Theis
VGB PowerTech e.V.
Essen

Dr. Ludger Mohrbach
VGB PowerTech e.V.
Essen

Mitglieder des Redaktionsbeirats „Kraftwerke 2020+“

Dr. Johannes Lambertz
Vorsitzender des Vorstands
RWE Power AG, Essen

Prof. Dr. Eberhard Roos
Universität Stuttgart
Institut für Materialprüfung, Werkstoffkunde und Festigkeitslehre

Prof. Dr. Hans Fahlenkamp
Universität Dortmund
Lehrstuhl Umwelttechnik

Prof. Dr. Klaus Görner
Universität Duisburg-Essen
Lehrstuhl für Umweltverfahrens- und Anlagentechnik

Prof. Dr. Antonio Hurtado
Technische Universität Dresden
Institut für Energietechnik
Professur für Wasserstoff- und Kernenergietechnik

Prof. Dr. Markus Haider
Technische Universität Wien
Institut für Technische Wärmelehre
Österreich

Prof. Dr. Harald Weber
Universität Rostock
Institut für Elektrische Energietechnik

Dr. Karl Theis
VGB PowerTech e.V.
Essen

Ulrich Langnickel
VGB PowerTech e.V.
Essen

Dr. Ludger Mohrbach
VGB PowerTech e.V.
Essen



Wissenschaftlicher Beirat
Klinkestraße 27-31 · 45136 Essen
www.vgb.org
E-Mail: info@vgb.org