

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses

Band: 82 (1991)

Heft: 2

Artikel: Wasserkraftreserven in Kanada, Island und Grönland : dargestellt am Beispiel des Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilotprojektes

Autor: Wurster, R.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902922>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 06.10.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Wasserkraftreserven in Kanada, Island und Grönland – dargestellt am Beispiel des Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilotprojektes

R. Wurster

Die nördlichen Länder Kanada, Island und Grönland verfügen noch über ein beträchtliches Wasserkraftpotential. Seine Erschliessung und Nutzung macht den Transport der erzeugten Energie über grosse Distanzen zu den Verbrauchszentren erforderlich. Der Beitrag beschreibt ein internationales Pilotprojekt, bei dem der Transport von aus Wasserkraft gewonnenem Wasserstoff in verflüssigter Form von Kanada nach Europa geprüft werden soll.

Les pays du Nord que sont le Canada, l'Islande et le Groenland disposent encore d'un considérable potentiel hydraulique. Son exploitation implique le transport sur de longues distances de l'énergie produite dans ces pays jusqu'aux centres de consommation. L'article décrit un projet pilote international devant étudier le transport d'hydrogène liquéfié, obtenu à partir de la force hydraulique, du Canada vers l'Europe.

Adresse des Autors
Reinhold Wurster, Dipl. Ing.
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstrasse 15, D-8012 Ottobrunn

Weltweite Wasserkraftpotentiale

Die weltweite Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung lag im Jahr 1988 bei etwas über 2000 TWh/a (Bild 1) [11]. Die heute bereits in Planung oder in Bau befindlichen neuen Wasserkraftanlagen werden die Erzeugung bis zum Jahr 2000 um rund 50% steigern, also auf etwa 3000 TWh/a [21]. Die Einschätzungen zu den technisch ausbeutbaren Wasserkraftpotentialen liegen zwischen 15000 TWh/a [1] und bis zu 20000 TWh/a [2].

Diese Zahlen würden eine Verachtung der heutigen Stromproduktion aus Wasserkraft möglich erscheinen lassen. Konkret bedeutet bereits die konservativste Prognose [1] für die einzelnen Regionen, bezogen auf die Energieerzeugung aus Wasserkraft im Jahre 1987, folgende Entwicklung:

Kanada und USA:	etwa × 2
Lateinamerika:	etwa × 10
Europa:	etwa × 2
Zentral/Süd-Afrika:	etwa × 30
UdSSR:	etwa × 15
Festland-Asien:	etwa × 11
insulares Asien:	etwa × 60
Mittlerer Osten:	etwa × 30

Diese Aufstellung lässt vermuten, dass eine Realisierung dieser Ausbaugrößenordnung sehr ehrgeizige Projekte erfordern wird, welche ein grosses Mass an ökologischem Fingerspitzengefühl voraussetzen dürften. Dies gilt insbesondere auch für die in obiger Aufstellung noch gar nicht genannte, denkbare Ausschöpfung der Potentiale der Wasserkraftnutzung in Island und Grönland, die u.a. im nachfolgenden Kapitel andiskutiert werden soll.

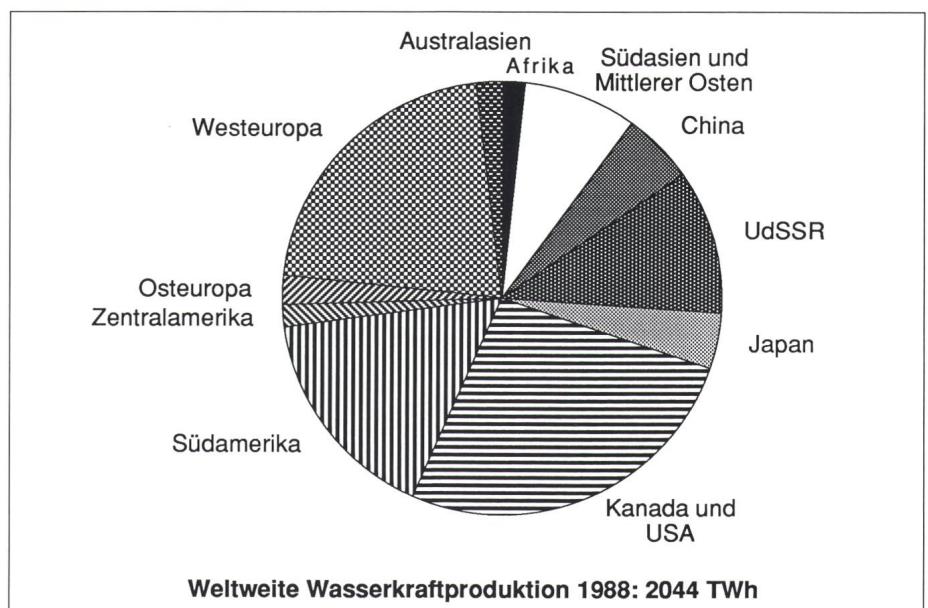


Bild 1 Die wichtigsten Wasserkraft-Produzenten 1988

Andererseits handelt es sich bei der Wasserkraft um die zurzeit wirtschaftlichste und erprobteste erneuerbare Energiequelle, deren Nutzung in dem Masse dringlich wird, wie die Anforderungen an die Energiewirtschaft aus der Verschärfung des Treibhauseffektes [4], [5] steigen. Diese Aussage gewinnt um so mehr an Bedeutung, je weniger es uns gelingt, bei der Steigerung der Energieeffizienz, bei der grossmassstäblichen Einführung anderer erneuerbarer Energien (Sonne, Wind, Biomasse) und bei der auch für die nachfolgenden Generationen umwelt- und sozialverträglichen Nutzung der Kernenergie [6], [7] Erfolge zu verbuchen.

Wasserkraftpotentiale in Kanada, Island und Grönland

Nicht nur in den tropischen und subtropischen Regionen unserer Erde, wie z.B. in Mittel- und Südamerika, in Zentralafrika und in Asien, liegen grosse, noch weitgehend unerschlossene Wasserkraftpotentiale, sondern auch in den kalten Regionen der nördlichen Hemisphäre. Zu nennen sind hier grundsätzlich die UdSSR, Kanada, Skandinavien, Island und Grönland. In der UdSSR handelt es sich weitgehend um das Potential der nach Norden ablaufenden Flüsse. In Skandinavien sind die ausbaubaren Potentiale eher von moderater Grössenordnung.

Anders sieht es in Kanada, Island und Grönland aus. Hier gibt es einerseits teilweise noch sehr grosse, bisher kaum angetastete Ressourcen und andererseits bereits konkrete Ausbaupläne zu deren Nutzung.

Kanada

In Kanada waren im Jahre 1988 insgesamt rund 57480 MW Wasserkraft-erzeugungsleistung installiert, die 303520 TWh ins Netz einspielen, was einem Kapazitätsfaktor von 60,3% entsprach. Allein in der Provinz Québec waren davon 25585 MW installiert, die 143390 TWh erzeugten, was einen Kapazitätsfaktor von rund 64% entsprach und damit 96,2% der in Québec erzeugten Elektrizität repräsentierte [8]. In Québec war die Energie von insgesamt 32660 MW hydraulischer Erzeugungsleistung verfügbar, u.a. durch den Import von neufundländischer Hydroelektrizität (etwa 5000 MW von den Churchill Falls) [9].

Bis zum Jahr 2013 sind in Kanada insgesamt 17400 MW zusätzlicher Stromerzeugungskapazität aus Wasserkraft in der konkreten Planung, wovon auf Québec etwa 10000 MW entfallen.

Das identifizierte zusätzliche technische Wasserkraftpotential für Kanada liegt bei 121470 MW. Hiervon bleiben nach Abzug der aus ökonomischen und ökologischen Gründen nicht geeigneten Standorte noch 46080 MW Planungspotential übrig. Für dieses kann im Mittel von einem Kapazitätsfaktor von rund 60% ausgegangen werden, was zu einem ausschöpfbaren Potential von 242 TWh/a führt [8]. Es ist also eine Steigerung der heutigen Erzeugungskapazität aus Wasserkraft um fast 80% möglich.

Für die Provinz Québec allein ergibt sich bei einem Kapazitätsfaktor von etwa 61% ein identifiziertes technisches Potential von 39570 MW und ein Planungspotential von 17960 MW bzw. 96 TWh/a.

In Québec liegt heute der Strompreis für industrielle Grossabnehmer bei etwa 0,03 bis 0,04 \$CDN/kWh, also bei etwa 0,04 DM/kWh.

Island

Neben nennenswerten geothermischen Ressourcen verfügt Island auch über beachtliche, noch weitgehend nicht ausgebaut Wasserkraftpotentiale. Die bestehende Wasserkraft-Erzeugungsleistung liegt bei fast 700 MW [10] und liefert fast 4 TWh/a an gesicherter elektrischer Energie. Der Kapazitätsfaktor liegt zurzeit mit fast 5800 Jahresnennlaststunden bei rund 66%. Das technische Potential der Wasserkrafterzeugung wird auf 64 TWh/a eingeschätzt, wovon unter wirtschaftlich und ökologisch vertretbaren Randbedingungen 31 TWh/a genutzt werden können. Hiervon sind bisher also weniger als 13% für die Stromerzeugung erschlossen.

Das Potential der Geothermie zur Elektrizitätserzeugung liegt bei etwa 20 TWh/a, wovon bisher mit 220 GWh/a nur etwas mehr als 1% genutzt wird.

Grönland

In Südgrönland könnte während der Zeit der Mitternachtssonne (etwa 3-4 Monate) eine sehr hohe Schmelzarbeit genutzt werden [11]. Die Kraftwerksanlagen würden im stabilen Küstenfjellsgebirge von bis zu 2000 m ü. NN installiert werden und das in

Schmelzwasserseen gesammelte Wasser zur Stromerzeugung den Turbinen zugeleitet. Würden nach Stauber [11] in Südgrönland 20 Gletscher-Grosskraftwerke à 40000 km² Fläche installiert, so ist unter der Annahme der Nutzung von nur 1 m Schmelzwasser (= natürliche jährliche Schneeniederschläge) und einer mittleren Gefällhöhe von 1000 m (die an vielen Stellen überschritten würde) mit einer jährlichen Stromlieferung von rund 2000 TWh zu rechnen. Würde ferner das durch das natürliche jährliche Abschmelzen der Gletscher (etwa 1 m/a) freigesetzte Wasser berücksichtigt werden, so kann nahezu eine Verdoppelung der Jahresenergiemenge erzielt werden.

Selbst wenn hiervon insgesamt nur 1/10 realisiert würde, dann wären das noch immer 70% der in Kanada überhaupt möglichen Wasserkrafterzeugung oder 30% mehr als die in Kanada bereits heute existierende Energieerzeugung aus Wasserkraft.

Warum Hydro-Wasserstoff?

Die oben angeführten Beispiele (Kanada, Island, Grönland) zeigen sehr anschaulich, dass neben der eigentlichen Erstellung der Energieerzeugungsanlagen vor allem der Transport der Energie in geeigneter Form über grosse Entfernungen das Hauptproblem sein dürfte.

Grundsätzlich sind in grober Näherung immer drei Varianten der Nutzung des erzeugten Stromes denkbar:

- direkte Fortleitung zum Verbraucher über Hochspannungsleitungen (Hochspannungs-Drehstrom/Gleichstromübertragung).
- Nutzung an Ort und Stelle zur Herstellung eines energieintensiven Produktes, das leicht und wirtschaftlich transportiert werden kann (z.B. Aluminium).
- Umwandlung des Stromes in einen transportablen und speicherbaren chemischen Energieträger (z.B. Ammoniak, Methylzyklohexan, Flüssigwasserstoff, gasförmiger Wasserstoff durch Pipeline).

In Kanada ist durchaus der direkte Export der Elektrizität in den Markt seines südlichen Nachbarn USA die kostengünstigste aller denkbaren Varianten. Auch die Herstellung eines energieintensiven Vorproduktes wie z.B. Aluminium ist denkbar.

Für die beiden anderen Standorte (Island, Grönland) sind diese Konzepte jedoch wesentlich weniger wahrscheinlich, da die zu überbrückenden Entfernungen sehr gross (1000 km und mehr) sein werden. Dies gilt übrigens für die meisten weltweiten grossen Wasserkraftpotentiale, die sehr weit von den heutigen und auch für die fernere Zukunft absehbaren Verbrauchszentren entfernt liegen und zudem oft durch Ozeane davon getrennt sind.

Für den Mittelmeerraum wird die Anbindung von Nordafrika mittels Hochspannung-Gleichstromübertragung (HGÜ) diskutiert und für möglich gehalten. Hier handelt es sich aber um kürzere Entfernungen. Auch diese Entfernungen (ca. 200 km) sind allerdings bisher mittels transozeanischen Kabeln noch nicht realisiert.

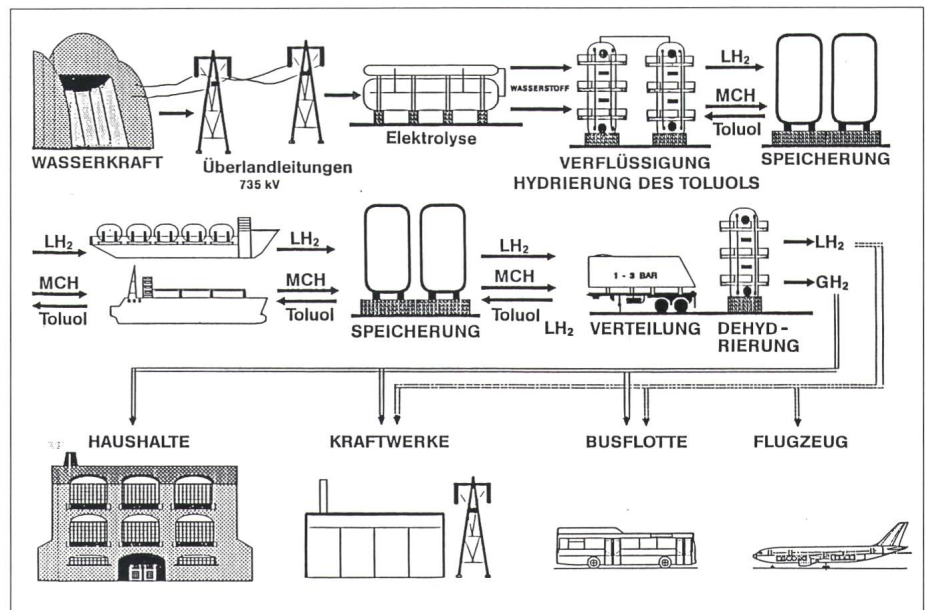


Bild 2 Flussbild des EQHPP-Systems (Ludwig-Bölkow-Stiftung/Hydro-Québec)

<i>Elektrizitätsversorgung:</i>	
Netz Hydro Québec	100 MW
Kapazitätsfaktor	95 %
Jahreserzeugung	830 Mio kWh
Spannung	161 kV
<i>Elektrolyse</i>	
Leistung	100 MW
Wirkungsgrad	75–85 %
Erzeugung	21 000–24 000 m ³ H ₂ /h
Verflüssigung (Fall 1)	
Produktion	1 800–2 100 kg LH ₂ /h
<i>Hydrierung (Fall 2)</i>	
Produktion	31–35 t MCH/h
<i>Seetransport</i>	
LH ₂ (Fall 1)	17 Transportzyklen von 12 500–15 500 m ³ LH ₂ pro Jahr
MCH (Fall 2)	17 Transportzyklen von 20 000–23 000 m ³ MCH pro Jahr
<i>Verteilung</i>	
Fall 1	gasförmiger H ₂ (GH ₂) und/oder LH ₂
Fall 2	GH ₂ und/oder MCH und GH ₂ , Rezyklierung von Toluol
<i>Anwendung in Fahrzeugen: H₂-Bus-Flotte</i>	
Fahrzeugeinheiten	3/20/80/150–828 (Aufbau der Flotte in vier Schritten)
Wasserstoffeinsatz	24/162/647/1213–6700 LH ₂ pro Jahr
<i>Anwendung in Flugzeugen: LH₂-Airbus Pilotflugzeug</i>	
max. Wasserstoffeinsatz	5000 t LH ₂ /Jahr (zweimal Hin und Zurück à 1000 Meilen pro Tag)
<i>Anwendung in der Energieversorgung: Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen</i>	
max. Wasserstoffeinsatz	
Anlage 1 (Dampfturbine):	70 GWh GH ₂ pro Jahr
Anlage 2 (Gasturbine):	70 GWh LH ₂ pro Jahr
Anlage 3 (Verbrennungsmotor):	6 GWh GH ₂ pro Jahr
Anlage 4 (Brennstoffzelle):	80 GWh GH ₂ pro Jahr

Tabelle I Die wichtigsten technischen Parameter des EQHPP-Systems

Grundsätzlich ist für seeverlegte HGÜ-Kabel mit Investitionskosten zu rechnen, die etwa 6–7mal so hoch sind wie für HGÜ-Freileitungen. Ausserdem sind HGÜ-Leistungen erst ab einer Mindestauslastung von z.B. 2 GW wirtschaftlich [13], was diese Übertragungsvariante vor allem in der Aufbauphase als weniger geeignet erscheinen lässt.

Auch für Kanada ist der Aufbau einer Wasserstoffherzeugung denkbar, z.B. neben dem direkten Stromexport. Der nordamerikanische Markt braucht bereits heute viel Wasserstoff, der wegen der hohen Transportentfernungen (> 1000 km) meist in flüssiger Form (LH₂) bereitgestellt wird. Da bereits bei der heute effizientesten konventionellen Erzeugung von H₂, nämlich mittels Dampfreformierung von Erdgas, je erzeugtem m³ H₂ etwa ein ½ m³ CO₂ entsteht, ist zu überlegen, ob das relativ saubere Erdgas nicht besser direkt eingesetzt wird und Wasserstoff künftig nur noch elektrolitisch aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird. Dieser Wasserstoff kann nun auch als chemischer Rohstoff eingesetzt werden, z.B. zur Düngemittelherstellung (NH₃), zur Hydrierung von Teersanden/Ölschiefern und zur Reduktion bei der Stahlherstellung. Bei der Stahlherstellung mit fossilen Reduktionsmitteln (z.B. Kohle) entstehen heute noch über 2 t CO₂ je t Flüssigstahl.

Diese hier für den Fall Kanada angedeuteten industriellen Koppelproduktionen sind für Island nur teilweise geeignet und sollten für Grönland bis

auf die Wasserstoffherstellung und evtl. -verflüssigung nicht weiter verfolgt werden, da dort bis heute keine verschmutzende Industrie in grösserem Umfang angesiedelt ist. Dies sollte auch für die chemischen Wasserstoff-Transportvarianten – Ammoniak und Methylzyklohexan – gelten. Von Grönland aus sollte die Energie also bevorzugt als LH₂ exportiert werden, da es sich hierbei um eine erprobte, saubere Technologie handelt, die, was die Verschmutzung der Meere angeht, ein sehr geringes Gefährdungspotential hat. Zwei andere denkbare Exportvektoren können gasförmiger Wasserstoff durch eine 10-MPa-Druckpipeline sein oder aber der HGÜ-Stromtransport. Beide Vektorisierungen sind transozeanisch in dieser Grössenordnung vermutlich auf absehbare Zeit jedoch nicht technisch oder wirtschaftlich realisierbar.

Vorteil des maritimen Transportes von Wasserstoff wäre die frühzeitige Anbindung isoliert liegender Regionen mit hohen, bisher nicht nutzbaren Wasserkraftpotentialen (z.B. Zaire, Island, Grönland, Asien) an die Verbrauchszentren der Industrienationen. Auf diesem Weg könnte die zurzeit preisgünstigste regenerative Energiequelle kurz- und mittelfristig verstärkt erschlossen werden und eine weitere Diversifizierung hin zu sauberen Primärenergiequellen und Sekundärenergeträgern erreicht werden.

Der Übergang zu einer solchen umweltverträglichen Energievektorisierung würde natürlich die Endprodukte beträchtlich verteuern, was aber wiederum nur einer faktischen Internalisierung externer Kosten der bisherigen, umweltunverträglichen Energieerzeugung gleichkäme. Inwieweit dieses Vorgehen innerhalb des vor uns liegenden Jahrzehnts weltweit umgesetzt werden kann, wird in hohem Masse von der politischen Einschätzung des ökologischen Zustandes unseres Planeten abhängen.

Das Euro-Québec Hydro-Wasserstoff Pilotprojekt EQHPP

Am weitesten fortgeschritten ist eine Untersuchung der Vektorisierung von Hydroelektrizität (aus Québec in Ostkanada) entweder mittels Flüssigwasserstoff (LH₂) oder Methylzyklohexan (MCH).

Basierend auf preisgünstiger kanadischer Wasserkraft soll ein 100 MW

Air Liquide Canada Ltée	CDN	AEG AG	D
Ansaldo Ricerche	I	Blohm & Voss AG	D
BMW AG	D	Centre commun de recherche d'Ispra de la Commission des Communautés Européennes	I
CONOC Continental Contractors GmbH	D	DECHEMA	D
Conseil de l'industrie de l'hydrogène (CIH)	CDN	FEDNAV Ltd.	CDN
Daimler-Benz AG	D	Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung	D
Electrolyser Inc.	CDN	Hamburger Hochbahn AG	D
Fenco Lavalin Inc.	CDN	Hamburger Gaswerke GmbH	D
GERAD	CDN	Holinger GmbH	D
Germanischer Lloyd AG	D	Hydrogen Systems N.V.	B
Hamburgische Electricitäts-Werke AG	D	Industrial Consultants International Ltd.	IRL
Hamburgische Gesellschaft für Wirtschaftsförderung mbH	D	Le Group LGL	CDN
Institut Français du Pétrol	F	Messerschmitt-Bölkow-Blohm GmbH (DASA)	D
L'Air Liquide S.A.	F	Paul-Scherrer-Institut	CH
Linde AG	D	SNC/FW Ltée	CDN
Messer Griesheim GmbH	D	Technische Hochschule Darmstadt	D
Reederei August Bolten	D	Thyssen-Nordseewerke GmbH	D
Staatliche Materialprüfungsanstalt der Universität Stuttgart	D	Unión Eléctrica – Fenosa S.A.	E
Technische Universität Hamburg-Harburg	D	VTG-Paktank GmbH	D
Uhde GmbH	D		
Universidad de Las Pamas de Gran Canaria	E		

Tabelle II Industrieunternehmen und Institutionen, die an der Phase II des EQHPP-Projektes beteiligt sind

Wasserstoffsystem von der Erzeugung, über den Transport bis zur Verteilung und Anwendung des Wasserstoffs, untersucht werden (Tabelle I, Bild 2). Eine zu je einem Drittel von der AG, der Regierung von Québec und der teilnehmenden Industrie aus sieben Ländern (Tabelle II) getragene Durchführbarkeitsstudie soll bis zum Frühjahr 1991 die technische Machbarkeit nachweisen und zu Kostenausagen von +/- 15% Genauigkeit kommen [14], [15]. die Gesamtprojektleitung der 6,1-Mio.-DM-Untersuchung liegt bei einer von Hydro-Québec und der Ludwig-Böckow-Stiftung gebildeten Joint Management Group.

Untersucht wird die elektrolytische Wasserstoffherstellung in Québec, die Umwandlung des Wasserstoffs in eine transportfähige Form (Flüssigwasserstoff LH₂ oder Methylzyklohexan MCH), der maritime Transport von Sept-Iles nach Hamburg, die erforderliche Speicherung und Rückwandlung des Produkts und die Anwendung des Wasserstoffs in Hamburger Stadtbusen, in einem auf LH₂ modifizierten Airbus, in Blockheizkraftwerken sowie die Beimischung zu Erdgas.

Für den LH₂-Transport soll ein fortgeschrittenes Schiffskonzept, der sogenannte Barge-Carrier (LASH-Concept), zum Einsatz kommen (Bild 3). Dieses Schiff wird 5 Barges à 3600 m³ Bruttovolumen bzw. 3000 m³ Nettovolumen in sich aufnehmen. Die schwimmfähigen Barges werden mit Schubeinheiten im Wasser bewegt und können in das Transportschiff eingeschwommen werden. Das Schiff benötigt nicht notwendigerweise feste Hafenanlagen zur Anlieferung des Wasserstoffs. Je transatlantischer Fahrt transportiert es etwas über 1000 t LH₂ von Québec nach Norddeutschland. Die Container dienen sowohl als landseitige Speicher als auch als Transportbehälter. Weder bei der landseitigen Speicherung noch während des Transports geht Wasserstoffgas durch Abdampfen verloren.

In der Durchführbarkeitsuntersuchung werden auch alle sicherheitstechnischen, umwelt- und genehmigungsrelevanten Fragestellungen angesprochen.

Um diese und andere technische Fragestellungen vertieft untersuchen zu können, hat die EG ein sogenanntes EQHPP Supplementary Task

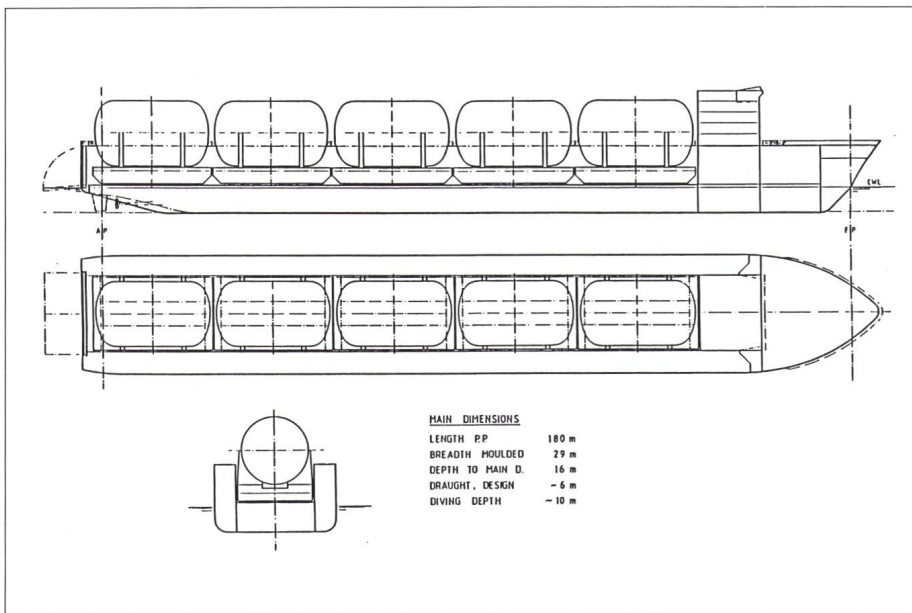


Bild 3 Konzept der Barge-Carriers für den Seetransport von flüssigem Wasserstoff LH₂ (Thyssen Nordseewerke GmbH)

Programme aufgelegt, das 1990 ange-
laufen ist, 3,7 Mio. DM umfasst und
ebenfalls von der Ludwig-Bölkow-
Stiftung zusammen mit der europäi-
schen Industrie abgewickelt wird.

Bevor man in die Detailplanungs-
und Realisierungsphase eintritt, wird
sowohl bei der EG als auch in Québec
überlegt, 1990/1991 einige vorberei-
tende Hardware-orientierte Aktivitä-
ten zu beginnen.

Nach einem positiven Ausgang der
Durchführbarkeitsuntersuchung und
evtl. vorbereitender weiterer Aktivi-
täten, soll das Konzept in zwei wei-
terten Projektphasen zuerst detailliert
geplant (Phase III, etwa 2–3 Jahre)
und bis etwa 1998 realisiert (Phase IV,
etwa 3–4 Jahre) werden. Die Gesamt-
kosten werden auf etwa 1 Mrd. DM
geschätzt.

Literatur:

- [1] International Water Power & Dam Construc-
tion, Vol. 41, No. 9, September 1989, pp. 32
- [2] *Blind, H.*: Weltweite Nutzung der Wasserkraft
– Wasserstoff für Europa? Energiewirtschaft-
liche Tagesfragen, Heft 6, Juni 1988
- [3] World Energy Conference, 1989 Survey of
Energy Resources, Chpt. 7 Hydraulic Energy
- [4] The Changing Atmosphere: Implications for
global Security, Conference Statement, Toron-
to, Canada, June 27–30, 1988
- [5] Enquête Kommission des Deutschen Bundesta-
ges: Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre,
Bonn 1989/1990
- [6] *T.A. Friedrich*: Wissenschaftler rücken von
Kernenergie als Mittel gegen Treibhauseffekt
ab, VDI-Nachrichten Nr. 39, 28.09.1990
- [7] *Fritz Vorholz*: Spiel mit dem Feuer – Die dro-
hende Warmzeit ist kein Argument für eine
Renaissance der Kernenergie. «Die Zeit» Nr.
41, 5.10.1990
- [8] Electric Power in Canada 1988, Minister of
Supply and Services Canada, Ottawa 1989
- [9] Energy in Québec, 1988 Edition, Gouverne-
ment du Québec, Ministère de l'Énergie et des
Ressources, Québec 4/1988
- [10] *Landsvirkjun*: Appraisal of the Hydropower
Potential in Iceland, Reykjavik 1986
- [11] *Curt F. Kollbrunner*: Energie und Wasser aus
Grönland, Verlag Leemann, Zürich 1976
- [12] *Kollbrunner, C.F./Stauber, H.*: Unerschöpf-
liche saubere Wasser- und Energiequelle in
Grönland, Verlag Leemann, Zürich 1973
- [13] Enquête Kommission des Deutschen Bundesta-
ges: Technikfolgen-Abschätzung und -Bewer-
tung: Aufbaustrategien für eine solare Wasser-
stoffwirtschaft, Endbericht und Materialien-
bände I–V, Berlin, Bonn, Köln, Ottobrunn,
Stuttgart, März–Juni 1990
- [14] *R. Wurster*: The Euro-Québec Hydro-Hydro-
gen Pilot Project EQHPP, Paper presented at
the 8th World Hydrogen Energy Conference,
Hawaii, July 22–27, 1990
- [15] *Gretz, Saheb, Ullmann*: The Euro-Québec Hy-
dro-Hydrogen Pilot Project, Paper presented at
the 14th Congress of the World Energy Confe-
rence, Montreal, September 17–22, 1989
- [16] *Hans Breuer*: Wasserstoff aus Wasserkraft – die
unerschöpfliche heimische Energiequelle.
Energie Aktuell, Heft 14, 8. Jg., 1984