

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 53 (1961)
Heft: 1-3

Artikel: Weltkraftkonferenz Madrid
Autor: Töndury, G.A. / Etienne, E.H. / Saudan, R.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-920742>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 28.12.2025

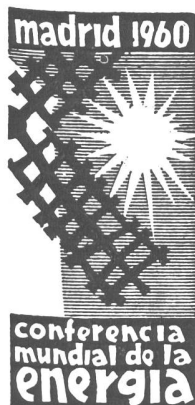
ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Weltkraftkonferenz Madrid

XIII. Teiltagung vom 5. bis 9. Juni 1960

G. A. Töndury, dipl. Ing., Zürich/Wettingen

DK 061.3 (100) : 620.9



A. Einleitung

Die letzte Plenarkonferenz dieser großen, im Jahre 1924 in London gegründeten, heute 59 Staaten umfassenden Weltorganisation auf privater Basis, die sich mit dem weiten Gebiet der gesamten Energiewirtschaft befaßt, fand 1956 in Wien statt¹; die nachfolgenden beiden Teiltagungen wurden 1957 in Belgrad² und 1958 in Montreal³ durchgeführt. Die nächste Volltagung der Weltkraftkonferenz (WPC) folgt vom 20. bis 26. Oktober 1962 in Melbourne, Australien, die XIV. Teiltagung vom 20. bis 24. September 1964 in der Schweiz (Lausanne).

Es dürfte zweckmäßig und interessant sein, dieser Berichterstattung einige allgemeine sowie auch energie- und wasserwirtschaftliche Angaben über das die Konferenz durchführende

Gastland Spanien

vorauszuschicken.

Die jenseits des hohen und stark zerklüfteten Pyrenäen-kamms gelegene iberische Halbinsel umfaßt 584 200 km², wovon 493 500 km² auf Spanien und 90 700 km² auf das westliche, vom Atlantik umspülte Portugal entfallen; die spanische Küste ist etwa 3000 km lang.

Spanien zählt heute ziemlich genau 30 Millionen Einwohner, womit es bevölkerungsmäßig den sechsten Platz aller europäischen Länder einnimmt; die Bevölkerungsdichte, die sehr unregelmäßig über das Land verteilt ist, erreicht für das ganze Land etwa 60 Einwohner/km² (Schweiz 130). Mit einem Bevölkerungszuwachs von 11‰ steht Spanien fast an der Spitze der europäischen Länder. 1958 gab es in Spanien 24 Städte mit mehr als 100 000 Einwohnern; die größten sind Madrid (1 986 308 Einwohner im Dezember 1960), Barcelona (1 515 813), Valencia (574 939), Sevilla (454 462) usw. Auch in Spanien konstatiert man eine Abwanderung der Bevölkerung vom Land in die Städte, doch wohnen heute noch etwa 40 % auf dem Lande. Im Bestreben, die wirtschaftliche Entwicklung Spaniens zu fördern, hat die Landesregierung im Einvernehmen mit internationalen Finanzorganisationen — insbesondere seit dem Beitritt Spaniens zur OECE — einen sogenannten Stabilisierungsplan zur Festigung der Währung festgelegt, der durch eine auswärtige Hilfe von insgesamt 541,3 Millionen Dollar gestützt wird.

Beschäftigungsmäßig verteilten sich 1958 von der 11,5 Millionen zählenden aktiven Bevölkerung 47,2 % auf die Landwirtschaft (Schweiz 16,3 % im Jahre 1950) und 52,8 % auf Industrie und Verwaltung. Land

und Klima zeigen eine außerordentliche Vielfalt; scharfe Gegensätze sind unmittelbar benachbart, oft bedingt durch die Wirkung künstlicher Bewässerung. Die Verschiedenheit des Klimas erlaubt sowohl den Anbau der charakteristischen Landwirtschaftsgüter des gemäßigten Klimas Mitteleuropas (Getreide, Zwiebeln, Kartoffeln, Zuckerrüben usw.), als auch der ausgesprochenen Produkte der Mittelmeerländer (Südfrüchte, Oliven und Öl, Wein, Tomaten usw.) und sogar die Kultivierung tropischer Gewächse (Datteln, Zuckerrohr, Bananen); in Spanien erntet man auch Reis, Tabak und Baumwolle. Der landwirtschaftliche Produktionsindex ist von 65,1 im Jahre 1945 auf 109,6 im Jahre 1958 angestiegen. Obwohl das ein Areal von 4,4 Mio ha einnehmende Getreide eine sehr bedeutende Rolle spielt, hat der schon von den Arabern eingeführte Anbau von Reis, der besonders in der Gegend von Valencia, im Ebrodelta und in den Niederungen des Guadalquivir erfolgt, in Spanien den wichtigsten Platz auf dem Weltmarkt erobert, weniger wegen der Quantität als infolge der hervorragenden Qualität des Reises; die jährliche Ernte wird auf 400 000 t geschätzt. Das Areal der spanischen Rebe



Bild 1 Gran Vía, die Hauptverkehrsader von Madrid, mit modernen Hochhäusern

¹ Berichterstattung siehe WEW 1957, S. 1/31.

² Siehe WEW 1958, S. 107/187.

³ Siehe WEW 1959, S. 198/209.

übertrifft 1,5 Mio ha, und die mittlere jährliche Weinproduktion erreicht mehr als 20 Mio hl. Spanien ist der größte Produzent von Olivenöl; $\frac{1}{2}$ bis $\frac{1}{3}$ der Weltproduktion entfällt auf Spanien, und die sehr unterschiedliche Ernte schwankt zwischen 40 bis 80 Mio Doppelzentner. Auch die Südfrüchte — vor allem Orangen — spielen in der spanischen Landwirtschaft eine bedeutende Rolle. Als Produzent von Tomaten steht Spanien mit 870 000 t nach Italien an zweiter Stelle in Europa, in der Produktion von Zwiebeln mit 585 000 t sogar an erster Stelle.

Der Viehzucht wird in neuerer Zeit vermehrte Aufmerksamkeit geschenkt, und die Produktion an Fleisch sowie an Milch und Milchprodukten ist stark gesteigert worden. Bedeutsam ist vor allem die Schafzucht und Gewinnung von Schafwolle und -Fleisch, die im Mittelalter die Grundlage der spanischen Wirtschaft bildeten. Zurzeit zählt man etwa 16 Mio Schafe, und auch heute entfallen noch etwa $\frac{1}{4}$ auf die eigenartige sogenannte Transhumanz, d. h. die Wanderung großer Schafherden auf sehr weiten Strecken. Zudem zählt man etwa 3,1 Mio Ziegen und 2,8 Mio Rinder; auch in der Zucht von Eseln und Maultieren, diesen genügsamen, für das Mittelmeergebiet so typischen Tieren, steht Spanien an erster Stelle. Nicht zu übersehen ist die Zucht von Kampfstieren — etwa 45 000 —, wovon man ziemlich viele nach Südfrankreich und Südamerika exportiert! 50 bis 60 % der landwirtschaftlichen Produkte werden exportiert — vor allem Orangen und Mandarinen (22 % des landwirtschaftlichen Exportwertes), Wein (22 %), Olivenöl (17 %), Oliven (17 %) und Tomaten (13 %), also durchwegs Produkte der mediterranen Zone. Trotz der großen Fortschritte, die auf dem Gebiet der Industrialisierung gemacht werden und trotz des erhöhten Kapitals, das in Fabriken und Installationen aller Art im ganzen Lande investiert wurde, vertritt die Landwirtschaft immer noch etwa den vierten Teil des Nationaleinkommens.

Auch die Fischerei, in der 300 000 Personen beschäftigt sind, ist, insbesondere für die Inlandversorgung, bedeutsam, steht doch der spanische Fischkonsum pro Einwohner (23 kg jährlich) in Westeuropa nach Norwegen und England an dritter Stelle; der Fischfang erreichte 1957 etwa 700 000 t.

20 Mio ha Spaniens sind bebaut, 20 weitere könnten produktiv gestaltet werden, und die restlichen 10 Mio ha oder 20 % der Oberfläche entfallen auf für die Land- und Forstwirtschaft sowie für die Viehzucht unproduktives Land. Nur 15 % der bebauten Flächen sind von Natur aus genügend feucht oder bewässert, und in den bewässerten Zonen erzielt man zwei oder gar drei Ernten im Jahr. Für die spanische Landwirtschaft stehen folgende Probleme im Vordergrund: Bewässerung großer Zonen, massive Anwendung moderner Düngemittel, Kampf gegen die Erosion und damit zusammenhängende Aufforstung, Melioration der Weiden und Verbesserung der Viehzucht. Seit 1940 hat man bereits mehr als eine Mio ha wieder aufgeforstet, insbesondere zum Zwecke der Klimaregulierung.

Die vom Ministerium der öffentlichen Arbeiten abhängigen sog. «Confederaciones Hidrográficas» haben sich von jeher mit den Regulierungsarbeiten, Wasserspeicherungen und den Bewässerungsbauten befaßt und neulich die Bewässerung einer Fläche von 800 000 ha an die Hand genommen, wovon 200 000 ha bewässert sind. In den damit meliorierten Zonen hat

man 160 neue Siedlungen erstellt und 90 000 Familien angesiedelt. Das «Instituto Nacional de Colonización» (INC) befaßt sich — vor allem seit 1954 — in Zusammenarbeit mit der «Dirección de Obras Hidráulicas» hauptsächlich mit den Kolonisierungsarbeiten und der Konstruktion neuer Siedlungen. Es handelt sich hierbei insbesondere um die großzügigen Pläne von Badajoz⁴ und von Jaén sowie um die Bewässerungen von Los Monegros und Las Bardenas in den Provinzen Aragón und Navarra. Die Bewässerungsanlagen Spaniens sind so alt wie die Geschichte des Landes, und noch heute sind Talsperren mit Speicherseen aus römischer und maurischer Zeit in Betrieb. Die Entwicklung des letzten Jahrhunderts ist aus folgenden Angaben ersichtlich.

Jahr	Inhalt der Speicherseen in hm ³ (Mio m ³)	Bewässerte Zonen in ha
1850		850 000
1900	91	1 000 000
1920		1 200 000
1930	1148	
1940	3832	1 300 000
1950	5523	
1960	18 011	1 800 000

Daraus sind die bemerkenswerten Steigerungen der letzten 10 bis 20 Jahre besonders augenfällig.

Der Bergbau ist bedeutend, und es werden in Spanien praktisch alle bekannten Erze gewonnen. Unter den Haupterzeugnissen des spanischen Bergbaus sind zu erwähnen: Eisen, das in etwa 750 Minen abgebaut wird und jährlich 4 bis 5 Mio t ergibt; das Zentrum der Eisenverarbeitung ist Bilbao. Weitere Bodenschätze sind Eisen- und Kupferschwefelkies, Blei, Zink, Quecksilber usw. Die Bedeutung der Erze ist daraus ersichtlich, daß deren Export im spanischen Außenhandel den zweiten Platz einnimmt, gleich nach den landwirtschaftlichen Produkten.

An Energiequellen besitzt Spanien auch einen großen Schatz. Die Entwicklung der Kohlenproduktion ist seit dem Bürgerkrieg beträchtlich fortgeschritten; 1957 wurden etwa 17 Mio t Kohlen gefördert. Spanien verfügt aber nach den heutigen Kenntnissen über keine flüssigen Brennstoffe, und die erforderliche Einfuhr dieses Energieträgers belastet die Handelsbilanz stark; in Escobreda und Puertollano sind Zentren für Erdölraffinerien entstanden. Die Petroleumraffinerie- und Destillierindustrie hat in den letzten Jahren in Spanien einen großen Aufschwung genommen; 1940 wurden 38 000 t raffiniert, 1957 bereits 5 730 000 t.

Groß ist der Reichtum Spaniens an Wasserkraft, doch hat zu deren wirtschaftlichen Nutzung eine besonders weitgehende Bewirtschaftung und Regulierung der sehr unregelmäßigen Abflüsse durch die Schaffung vieler großer Speicherseen zu erfolgen. Die Wasserwirtschaft hat in Spanien drei große Aufgaben zu erfüllen:

- Hochwasserschutz und Bewässerung großer Ländereien;
- Wasserkraftnutzung;
- Wasserversorgung der Städte.

Die Wasserbauten, die besonders in den letzten 15 Jahren durchgeführt wurden, sind von größter Bedeutung und erforderten einen gewaltigen Kapitalein-

⁴ Nähere Beschreibung siehe Abschnitt H.

satz. Die bereits erwähnte Entwicklung der Speicherkapazität ist besonders im Zeitraum 1939 — 1957 außerordentlich gesteigert worden. Die 4,25 Mrd m³ Speichervasser, die 1939 am Ende des Bürgerkriegs bestanden, konnten 1957 bis auf 15 Mrd m³ erhöht werden und erreichten 1960 sogar rund 18,0 Mrd m³ (Schweiz: 1,7 Mrd m³). 1957 bestanden 141 Talsperren mit erwähnenswerter Speicherung, und im Juli 1958 konnten die Talsperren Entrepeñas—Buendía am oberen Tajo und Rio Guadiela eingeweiht werden, die mit ihrem kommunizierenden Speichereinheit von 2,4 Mrd m³ Nutzinhalt den größten Stausee Europas darstellen⁵; die nächste große Speicherung mit 1,7 Mrd m³ schuf die Talsperre Cijara im weiten Flußbecken des Guadiana⁶. Weitere große Speicherungen sind diejenigen von Ricobayo am Rio Esla mit 1,3 Mrd m³ und von Alarcon am Rio Júcar mit 1,1 Mrd m³. Für die Bewässerung und damit ermöglichte landwirtschaftliche Bebauung weiter Gebiete haben die Speicherseen eine fundamentale Bedeutung. In der Periode 1939 — 1957 wurden mit einem Kapitalaufwand von 15 Mrd Peseten 217 000 ha bewässert; mehr als 300 000 ha der Bewässerungsgebiete wurden wesentlich verbessert, und die 1956 bekannten Pläne sahen eine weitere Bewässerung um 1 200 000 ha vor.

Einen ausgezeichneten Überblick über die gesamte Wasserwirtschaft Spaniens vermittelt der aufschlußreiche Artikel von Ing. Domingo Díaz-Ambrosio am Schluß des thematischen Teils von WEW Nr. 1/3, 1961, und es sei hier speziell auch auf die Karte Spaniens (Faltblatt) hingewiesen.

Die mit der Schaffung großer Speicherbecken und Regulierung der Abflüsse sehr geförderte Wasserkraftnutzung ist auch eine starke Stütze für die Industrialisierung Spaniens. Die Entwicklung der Wasserkraftnutzung und der gesamten Elektrizitätserzeugung in den letzten 15 Jahren ist aus Tabelle 1 ersichtlich:

Entwicklung der spanischen Elektrizitätserzeugung
Tabelle 1

Jahr	Elektrische Energie in GWh (Mio kWh)			kWh pro Einwohner
	aus Wasserkraft	thermisch erzeugt	total (100 %)	
1945	3 243 = 76,5 %	993 = 23,5 %	4 236	156
1950	5 017 = 74,0 %	1 836 = 26,0 %	6 853	244
1955	8 937 = 75,5 %	2 899 = 24,5 %	11 836	405
1960	15 728 = 84,4 %	2 912 = 15,6 %	18 640	619

Von der theoretischen Bruttowasserkraft Spaniens, die gesamthaft mit 135,4 Mrd kWh angegeben wird, werden als wirtschaftlich nutzbar etwa 46 Mrd kWh erachtet (Schweiz 35 Mrd kWh); hievon sind 20,3 Mrd kWh oder 44 % bereits in Betrieb und im Bau. Für die Wasserkraftnutzung am bedeutendsten sind folgende Flußgebiete oder Zonen: Ebro (27,0 % des heute geschätzten Vollausbau), Nordostzone (18,2 %), Duero (17,9 %), Cantábrica (13,2 %), Tajo (9,5 %) usw.

Die spanische Elektrizitätserzeugung war 1960 mit 18,6 Mrd kWh nur wenig geringer als die schweizerische, die 19,1 Mrd kWh im hydrogr. Jahre 1959/60 erreichte; der Verbrauch pro Kopf der Bevölkerung ist jedoch vom unsrigen noch sehr verschieden (Spanien

619, Schweiz 3280). Die Elektrizitäts-Zuwachsquote beträgt in Spanien 9,2 % gegenüber etwa 7,3 % in vielen industriell hochentwickelten Ländern Europas.

Spanien ist auch auf dem Gebiet der Industrie in starker Entwicklung begriffen; das Einkommen aus der Industrie erreicht heute etwa 27 % des nationalen Einkommens. Unter allen Industriezweigen ist die Eisenindustrie die bedeutendste; 1959 erzielte die Stahlproduktion dank der 1958 erfolgten Inbetriebnahme der Anlage von Avilés 1,813 Mio t, was eine Steigerung von 35 % gegenüber 1957 entspricht.

Von Bedeutung ist außer der Metallurgie auch die Erzeugung verschiedener Maschinen und Verkehrsmittel, vor allem aber die Textilindustrie sowie die Lebensmittelindustrie und die Erzeugung chemischer Produkte.

Im spanischen Außenhandel standen 1956 als Käufer folgende Länder im Vordergrund: Großbritannien (15,0 %), USA (13,3 %), Bundesrepublik Deutschland (11,8 %), Frankreich (6,6 %); Lieferländer waren damals vor allem: USA (26,2 %), Deutschland (14,9 %), Großbritannien (9,1 %), Frankreich (6,6 %), Arabien (6,1 %), Belgien-Luxemburg (3,9 %) usw.

In der Handelsbilanz spielt der besonders seit dem Zweiten Weltkrieg stark gesteigerte Fremdenverkehr eine sehr bedeutende Rolle; 1957 besuchten 3 187 015 Ausländer das durch seine alte und bedeutende Geschichte und Kultur und wegen seiner landschaftlichen Schönheit so gepriesene Land (1958 Schweiz 4,1 Mio). Durch diesen Fremdenverkehr erzielt das Land jährliche Einnahmen von mehr als 100 Millionen Dollar. Spanien ist zurzeit nach Italien, Frankreich und der Schweiz das europäische Land, das den größten ausländischen Reiseverkehr zu verzeichnen hat.

Das Spanische Nationalkomitee der WPC (Präsident: Don Juan Antonio Suanzes, General des Ingenieur-Corps und Präsident des Nationalinstituts der Industrie; Generalsekretär: Manuel Golmayo; Präsident des Organisationskomitees: José Maria de Oriol y Urquijo, Marqués de Casa Oriol) hatte im Einvernehmen mit dem Internationalen Exekutivrat der Weltkraftkonferenz (Präsident: Sir Vincent de Feranti M.C./Großbritannien; Generalsekretär: C.H. Gray/Großbritannien) zum Leitmotiv der Teiltagung WPC folgendes Thema gewählt:

«Methoden zur Behebung von Energie-Mangellagen»

Dazu wurden aus 35 Ländern 164 Kongreßberichte erstattet, die in 14 Generalberichten zusammengefaßt sind⁷. Über die unsere Leserschaft wohl am stärksten interessierenden Teilgebiete dieser wissenschaftlichen Beiträge und die anlässlich des Kongresses gepflegten Diskussionen berichten Direktor E.H. Etienne, Präsident, und Ingenieur R. Saudan, Sekretär des Schweizerischen Nationalkomitees WPC im Abschnitt C. Der Bericht über die Konferenz wird in zehn Bänden (5000 Seiten) herausgegeben, Preis 5100 Pesetas (etwa 390 Fr.). Diese sollen noch dieses Jahr erscheinen und können beim Spanischen Nationalkomitee der Conferencia Mundial de la Energia, Plaza de Salamanca 8, Madrid, bestellt werden, über das jeweilige Nationalkomitee.

⁵ Nähere Beschreibung siehe Abschnitt E.

⁶ Nähere Beschreibung siehe Abschnitt H.

⁷ Verzeichnis der Originaltitel und Autoren dieser Berichte siehe Seiten 62/64



Bild 2
Eröffnung der Weltkraftkonferenz
am Pfingstsonntag,
5. Juni 1960

B. Verlauf der Konferenz, gesellschaftliche Anlässe und verschiedene Besichtigungen

An der Madrider Tagung vom 5. bis 9. Juni 1960, die unter dem Vorsitz von Generaldirektor Dipl.-Ing. Dr. *Franz Holzinger*, Österreich, stand, nahmen 1360 Fachleute aus 52 Nationen und 750 Begleitpersonen,

insgesamt also 2110 Personen teil. Die größten Ausländer-Kontingente stellten Großbritannien (153 Kongressisten; 91 Begleitpersonen), Frankreich (144; 64), Bundesrepublik Deutschland (71; 48), USA (65; 37), Italien (59; 37) usw., die Schweiz war mit 20 Kongressisten und 11 Begleitpersonen an 11. Stelle; die spanische Delegation umfaßte gesamthaft 650 Teilnehmer (413; 237); Kongreßsprachen waren Englisch, Französisch und Spanisch. Die starke Beteiligung dokumentiert das wachsende Interesse, um die wichtigen Probleme der Energiewirtschaft im persönlichen Kontakt von Fachleuten aus aller Welt zu besprechen; hierin liegt wohl auch der größte Wert solcher internationaler Tagungen.

Die im Herzen des Landes gelegene, heute etwa zwei Millionen zählende spanische Hauptstadt bot mit ihrer Großzügigkeit, die von der ganzen Stadtanlage, ihren äußerst belebten breiten Verkehrsadern und ihren in starkem Wachstum begriffenen modernen Wohnquartieren ausstrahlt, einen würdigen Rahmen zur Durchführung dieser großen Konferenz. Einen besonderen Reiz dieser Tagung bildeten die vom Kongreß organisierten Tagesausflüge zu interessanten technischen Anlagen und zu besonders sehenswerten alten Städten und Kulturdenkmälern in der näheren und weiteren Umgebung von Madrid.

Kongreß-Eröffnung am Pfingst-Sonntag, 5. Juni 1960

Die offizielle, sogenannte feierliche Eröffnung dieser Weltkraftkonferenz fand im Kinotheater Carlos III unter dem Patronat von Señor *Vigón*, Minister der öffentlichen Arbeiten, statt, der im Namen des Staatsoberhauptes, General *Franco*, den Willkommensgruß entbot. Hierauf begrüßte Señor *Soler y Diaz-Guijarro* die große Zuhörerschaft im Namen der Stadtbehörde von Madrid. Für die Gastgeber sprach im Namen des Spanischen Nationalkomitees dessen Präsident, Señor Don *Juan Antonio Suanzes y Fernández*, der mit einem Rückblick auf die glorreiche spanische Geschichte, auf die Periode fast völliger Erschöpfung durch den Bürgerkrieg und besonders auf die seither in den letzten 20 Jahren erfolgten

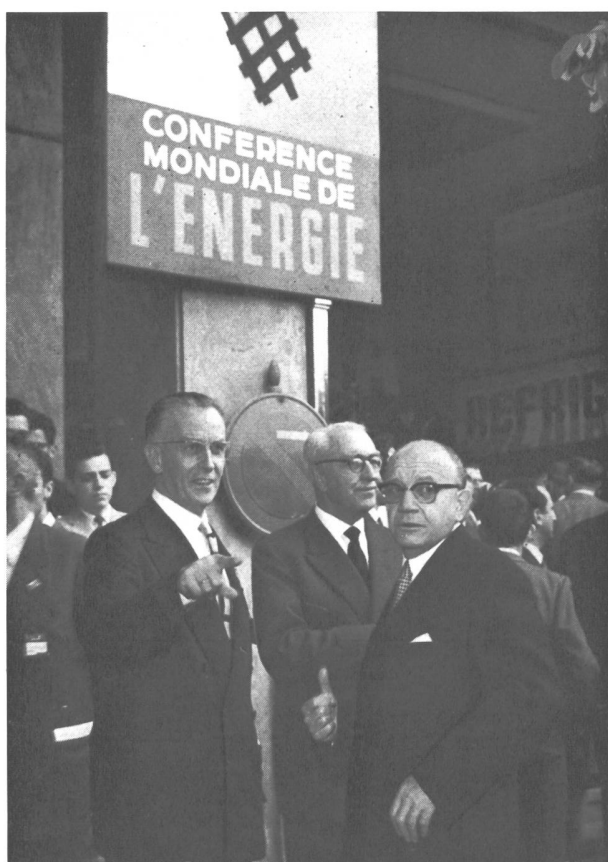


Bild 3 Prominente an der Weltkraftkonferenz; rechts General Vigón, Ministro obras públicas, Mitte Señor Planell, Ministro industria, links José María de Oriol y Urquijo, Präsident des Organisationskomitees der Madrider Teiltagung der WPC.

Bemühungen zur Hebung des Lebensstandards durch intensive Förderung der spanischen Energiewirtschaft hinwies und der Hoffnung Ausdruck gab, die sprichwörtliche spanische Gastfreundschaft («mi casa es su casa») möge den fremden Gästen einen angenehmen Aufenthalt in Spanien bereiten. Darauf folgten noch Begrüßungsadressen durch Vertreter folgender Länder: *Argentinien, Australien, Vereinigte Staaten, Frankreich, Großbritannien, Indien und Marokko*; Ing. Pierre Sevette entbot die Grüße des Wirtschaftsrates der *Vereinigten Nationen*. Hierauf wurde eine Botschaft des greisen Sir *Harold Hartley*, Ehrenpräsident der Weltkraftkonferenz, verlesen, die besonders auf die für die Zukunft entscheidende Bedeutung der Kernenergie und der Pipelines hinwies. Abschließend begrüßte Generaldirektor *F. Holzinger*, Wien, Präsident der Weltkraftkonferenz, die Versammlung, um das Wort wiederum dem Minister der öffentlichen Arbeiten zu geben, der im Namen General Francos die Tagung offiziell eröffnete. Dieser durch allzu viele, z. T. längere Ansprachen gekennzeichnete Eröffnungsakt in Sprachen, die z. T. den Zuhörern unverständlich waren und ohne Auflockerung durch Musik oder einen fesselnden Vortrag verfehlte auf alle Fälle die Wirkung der Feierlichkeit. Beim anschließenden vom *Spanischen Nationalkomitee* offerierten Empfangs-Apéritif in den für den ganzen Kongreß reservierten Räumen des Instituto Nacional de Industria (INI) war das Gedränge beängstigend.

Gegen Abend wohnten während zweier «blutiger» Stunden wohl die meisten Kongreßteilnehmer in der großen, dichtbesetzten Madrider Arena, bei eher kühlem Wetter und bedecktem Himmel, einem Stierkampf bei; leider handelte es sich nur um eine «Novillada», bei der noch weniger erfahrene Stierkämpfer ihr eigenartiges Metier ausübten, in einem Schauspiel, das seit Jahrtausenden gepflegt, mit größtem Ernst betrieben und leidenschaftlich verfolgt wird. Andere Unterhaltungsmöglichkeiten des Nachmittags waren: Pferderennen, Fußballmatch und ein Konzert spanischer Musik. Für den Abend stand ein von der *Madrider Stadtbehörde* offerierter Empfang mit kaltem Büfett in den Anlagen des riesigen, im Stadtzentrum gelegenen Retiro-Parkes auf dem Programm, der leider auch wegen der viel zu kühlen und feuchten Witterung keine rechte Stimmung aufkommen ließ.

Vom Pfingstmontag bis Donnerstag dauerten die technischen Sitzungen, Diskussionen, Filmvorführungen usw., über die an anderer Stelle berichtet wird. Die Konferenzsäle, Aufenthaltsräume, Zimmer für kleinere Sitzungen und dergleichen waren sehr gut und bequem eingerichtet; die technischen Einrichtungen für Simultanübersetzungen waren ausgezeichnet und funktionierten sehr gut; auch waren in den meisten Nebenräumen des Kongreßgebäudes Fernsehapparate aufgestellt, so daß man von überall her den Kongreßdebatten folgen konnte. Wie an anderen Kongressen der WPC erhielten die Tagungsteilnehmer die täglich erscheinende Kongreßzeitung «diario» sowie zahlreiche Veröffentlichungen, die besonders über einzelne Sparten der Energiewirtschaft oder Industrien des gastgebenden Landes Aufschluß geben. In den Untergeschossen des großzügig gestalteten neuen Gebäudes des INI waren Auskunft, Reisebüro für Exkursionen, Studienreisen und Eintrittskarten zu verschiedenen An-

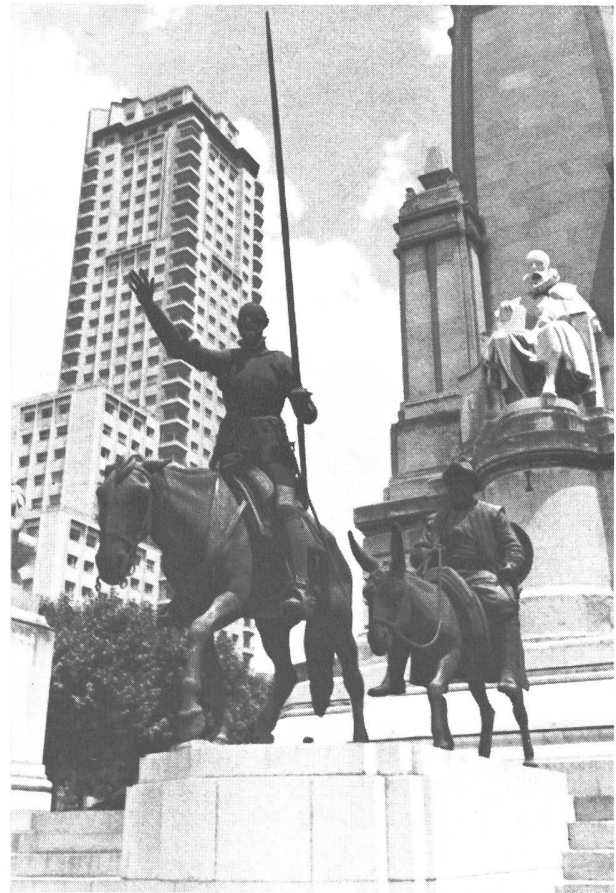


Bild 4 Don Quijote y Sancho Panza, Symbole des alten Spaniens, beherrschen die Plaza de España in Madrid

lassen, Post und Telegraph sowie Geschäfte mit Zeitungen, Büchern, Rauchwaren, Souvenirs usw. eingerichtet, und besonders lobend ist zu vermerken, daß eine Arbeitsequipe dauernd mit dem Heimversand technischer Berichte und Publikationen beschäftigt war und damit den mit reichlicher «paperasse» versorgten Kongreßteilnehmern eine große Sorge abnahm. Der Verkehr zwischen den Kellergeschossen und den Stockwerken der Kongreßsäle erfolgte mittels Rolltreppen.

Im Untergeschoß war auf großem Areal eine permanente Industrie-Ausstellung zu besichtigen, die einen aufschlußreichen Überblick über die spanische Industrie vermittelte und ergänzt war durch eine interessante Darstellung der Energiewirtschaft Spaniens.

Im Verlauf der Tagungswoche wurden wahlweise verschiedene ganztägige Ausflüge organisiert, und zwar:

- zu den Talsperren San Juan und Picadas am Rio Alberche, einem Seitenfluß des Tajo (Berichterstattung siehe Abschnitt D);
- zu den Speicherseen Entrepeñas und Buendía mit Kraftwerkgruppe am oberen Tajo (Berichterstattung siehe Abschnitt E);
- zur alten Königsstadt Toledo;
- zur mittelalterlichen Stadt Segovia und zur königlichen Sommerresidenz La Granja;
- zum berühmten Kloster El Escorial und zum neu geschaffenen Gefallenendenkmal des spanischen Bürgerkriegs 1936/39 in Valle de los Caídos.



Bilder 5 bis 7 Stierkampfszenen





Bild 8
Der auf dominierendem Felskopf
am Stadtrand von Segovia im
14./15. Jahrhundert errichtete
Alcázar

Halbtägige Exkursionen ermöglichten den Besuch

- der «Empresa Nacional de Autocamiones S. A. (ENASA)»;
- des Technischen Bau- und Zement-Instituts;
- der Transformatoranlage Villaverde der «Hidroeléctrica Española S. A.»;
- des Zentrums für Kernenergie;
- der «Standard Electric S. A.»;
- der «Isodel Sprecher S. A.».

Den Damen wurden zudem verschiedene kunsthistorische Führungen durch die berühmte, einzigartige Gemäldesammlung des Prado-Museums sowie ein Tee mit einer Modeschau geboten.

Am Montagabend fand auf der Dachterrasse des Ministeriums der öffentlichen Arbeiten ein Empfang durch die spanische Regierung statt; bei einem ausgezeichneten Imbiß war hier gute Gelegenheit geboten, promenierend mit den Kongreßteilnehmern Kontakt aufzunehmen. In verschiedenen Räumen konnte auch die für den Internationalen Kongreß für Bewässerung und Entwässerung bereitgestellte, sehr interessante Ausstellung über diese Fachgebiete besichtigt werden.

Am Dienstagabend wurde von 22.30 Uhr bis nach Mitternacht — für uns Mitteleuropäer zu später Stunde, für Spanier zur normalen Abendzeit — eine Galavorführung im Theater «La Zarzuela» geboten: zwei buntschillernde musikalische Volksstücke «La boda de Luis Alonso» und «La Verbena de la Paloma», unter der Leitung von José Tamayo.



Bild 9
El Escorial, das gewaltige Königs-
schloß-Kloster San Lorenzo, das
Philipp II. von 1563 bis 1584
erbauen ließ



Bild 10

Der imposante, 813 m lange und 28 m hohe Aquädukt von Segovia, eines der schönsten derartigen Bauwerke aus römischer Zeit

Das vom *Spanischen Nationalkomitee* offerierte vorzügliche Bankett, an dem weit mehr als 2000 Personen teilnahmen, fand in den geräumigen Hallen des großen Gebäudes der Rechtsfakultät in der großzügig gestalteten «Ciudad Universitaria» in den westlichen Außenquartieren Madrids statt, wahrlich eine nicht leichte, aber vorzüglich gelungene Organisation des Gastgewerbes, mußte doch das ganze Essen von auswärtigen Küchen aus dem Zentrum der Stadt heran-

transportiert werden. Einige Volkstänze und ein nur allzu kurzer, allgemeiner Tanz beschlossen diesen schönen gesellschaftlichen Anlaß.

Am Donnerstagnachmittag fand die offizielle Schluß-Sitzung der Weltkraftkonferenz statt, an der besonders der Dank der Kongreßteilnehmer für die großzügige spanische Gastfreundschaft beredt zum Ausdruck kam.

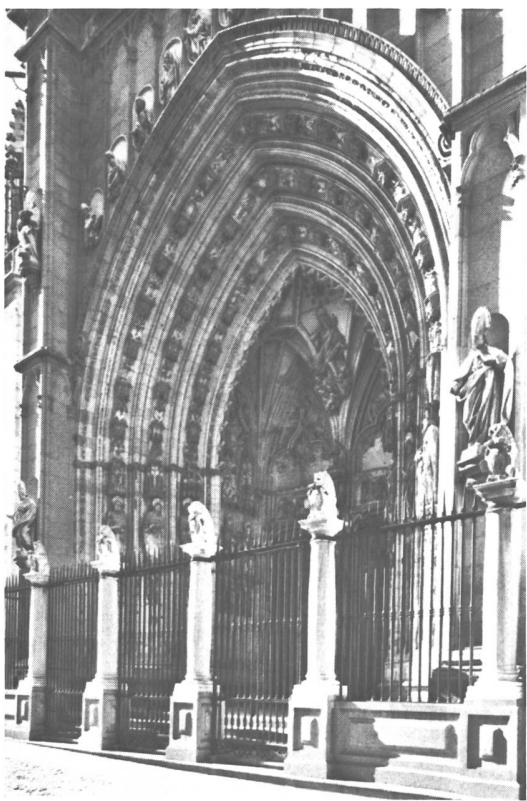


Bild 11 Hauptportal der im 13./15. Jahrhundert errichteten gotischen Kathedrale der Stadt Toledo



Bild 12 Südliches Idyll in der mittelalterlichen Stadt Segovia

Entsprechend der Tradition der Weltkraftkonferenz fanden anlässlich derselben auch Sitzungen des Exekutivrats der Weltkraftkonferenz in Madrid statt; die umfangreiche Tagesordnung wurde in zwei Sitzungen vor Beginn der Tagung und am letzten Konferenztag erledigt.

Außer den üblichen Routinegeschäften, die der Exekutivrat satzungsgemäß zu erledigen hat, ist hervorzuheben, daß vom Präsidenten des Deutschen Nationalen Komitees, Dr.-Ing. E. h. *H. Kost*, die Anregung gegeben wurde, die Energieprognose, die alle sechs Jahre bei den Vollkonferenzen für eine Sechsjahresperiode aufgestellt wird, auf einen längeren Zeitraum von 10 bis 20 Jahren auszudehnen. Dieser Vorschlag geht zurück auf eine Initiative des Bundesministers für Atomkernenergie und Wasserwirtschaft, Professor Dr.-Ing. *S. Balke*, der bei der Jahrestagung des Nationalkomitees im März 1960 in Badenweiler richtunggebende Gedanken für die Intensivierung der Arbeit der Weltkraftkonferenz gegeben hat. Die von ihm ausgeführte Grundidee weist auf die Substitution der Primärenergien im Wandel der Zeiten hin. Eine weltweite und richtige Lenkung des zweckmäßigsten Einsatzes der verschiedenen Energiequellen und der globalen Zusammenarbeit der einzelnen Nationen über ihre Staatsgrenzen hinaus ist dringend erforderlich, aber nur möglich, wenn dieser Einsatz auf lange Sicht vorbereitet werden kann. Unabdingbar für diese Vorbereitung ist eine Bedarfprognose für einen längeren Zeitraum, die einen Überblick über die Struktur des künftigen Energieverbrauchs bietet.

Im «Consultative Panel», das unter dem Vorsitz von Dr. *A. Parker*, Großbritannien, steht, fanden die von Dr. *Kost* vorgetragenen Gesichtspunkte Interesse und Unterstützung. Eine Auswirkung der Gedanken von Minister *Balke* und der Anregung von Dr. *Kost* kann schon auf der nächsten Volltagung der Weltkraftkonferenz im Jahre 1962 in Melbourne erwartet werden, die

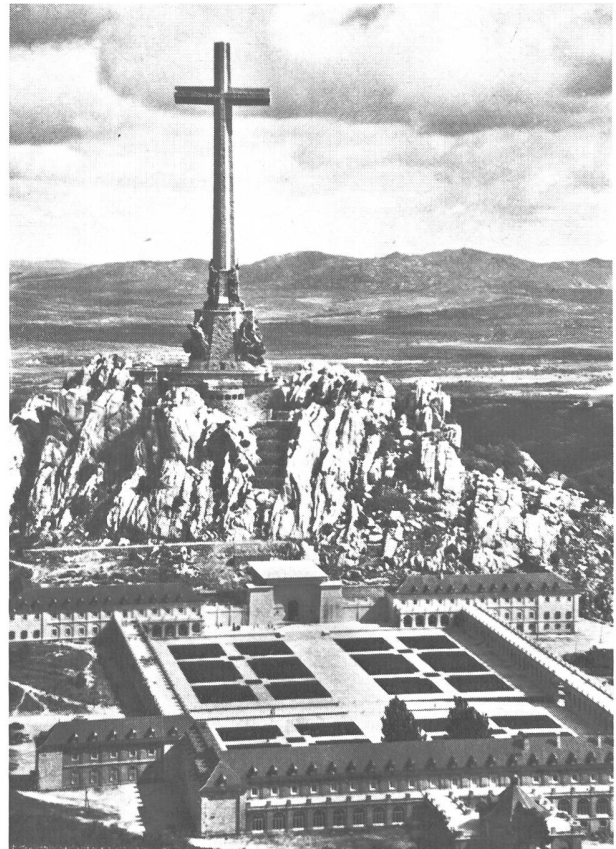


Bild 13 Das kolossale Denkmal für die Gefallenen des spanischen Bürgerkrieges 1936/39 im einsamen Valle de los Caídos, unweit von El Escorial, das am 4. Juni 1960 kirchlich geweiht wurde. Das weithin sichtbare riesige Kreuz ist 150 m hoch, der Querbalken mißt 40 m

unter dem Generalthema «Die wechselnden Grundlagen der Energieerzeugung» (The changing pattern of power) stehen wird.

C. Les principales conclusions ressortant des rapports techniques présentés à la Session Partielle de Madrid de la Conférence Mondiale de l'Énergie

par *E. H. Etienne*, Président, et *R. Saudan*, Secrétaire du Comité National Suisse de la Conférence Mondiale de l'Énergie.

DK 061.3 (100):620.9

Introduction

Le programme technique de la Session partielle de Madrid de la Conférence Mondiale de l'Énergie avait pour thème général les «Procédés pour résoudre les problèmes que pose l'insuffisance d'énergie». Les 164 mémoires présentés, provenant de 34 pays, se répartissaient en cinq groupes principaux de sujets:

- Méthodes de recherche de sources et de besoins énergétiques
- Efficacité dans la production et l'utilisation de l'énergie
- Progrès techniques en matière de transport
- Installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires
- Liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire

A leur tour, ces cinq thèmes principaux étaient divisés en sous-groupes ou sections, au nombre de 14, dont on trouvera la liste complète en annexe. A Madrid, les mémoires présentés, introduits et résumés dans chaque section par des rapporteurs généraux espagnols, furent discutés au cours de 14 séances de travail distinctes, chacune d'une durée d'une demi-journée, présidées par des personnalités de divers pays. C'est ainsi que les débats de la section V, consacrée à la «Liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire» furent présidés par Ph. Sporn (Etats-Unis), assisté comme 1^{er} vice-président d'un représentant suisse, *C. Seippel*, de Baden.

Il serait à la fois inutile et présomptueux de vouloir analyser ici tous les rapports présentés et discutés à Madrid. Nous avons préféré faire un choix parmi ces

derniers, en vue de faire ressortir les conclusions qui nous semblaient présenter le plus d'intérêt pour le lecteur suisse, étant donné la situation actuelle de notre économie énergétique et les problèmes qui se posent ou se poseront dans un proche avenir en Suisse dans ce domaine.

C'est pourquoi, après avoir examiné les progrès de la production thermique traditionnelle d'énergie électrique, nous avons voué une attention toute spéciale aux enseignements que l'on peut tirer de la Session partielle de Madrid en ce qui concerne les récents progrès techniques dans le domaine des transports d'énergie sous ses diverses formes.

Enfin, la dernière partie de notre tour d'horizon est consacrée à un ensemble de questions particulièrement importantes et particulièrement controversées à l'heure actuelle dans notre pays, à savoir les problèmes que pose la production d'énergie électrique dans des centrales nucléaires.

Les progrès de la production thermique traditionnelle d'énergie électrique

Ainsi que le souligne *E. Cárcamo Redal* dans son rapport général de la section II A₁, même lorsque la production nucléaire d'énergie électrique deviendra compétitive dans les pays disposant en abondance de combustibles traditionnels, il est logique de penser que l'on continuera à utiliser simultanément, comme on l'a fait jusqu'ici, toutes les sources d'énergie disponibles. En effet, il n'entre pas en ligne de compte de remplacer par des centrales nucléaires les centrales thermiques traditionnelles modernes existantes. D'autre part, les charbons de qualité supérieure et les combustibles liquides légers continueront à être indispensables pour de nombreuses applications fondamentales dans l'industrie, les transports, le chauffage, etc. Or, pour maintenir le prix de ces combustibles à un niveau raisonnable, il sera nécessaire d'utiliser comme jusqu'ici les sous-produits des uns et des autres pour la production d'énergie électrique. D'autre part, il ne fait aucun doute que le gaz naturel et celui des hauts-fourneaux, par exemple, continueront aussi à être économiquement utilisables.

C'est ainsi qu'aux Etats-Unis, selon les prévisions faites par un organisme privé, on estime qu'en 1975, sur une production totale d'énergie électrique de 1850 TWh¹, la part des diverses sources d'énergie primaire sera la suivante:

charbon	57,5 %
dérivés du pétrole	6,2 %
gaz naturel	7,9 %
hydraulique	15,3 %
nucléaire	13,1 %

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, ces prévisions doivent d'ailleurs être considérées comme très optimistes.

Parmi les rapports présentés à Madrid dans le cadre de la section II A₁, les plus intéressants, d'un point de vue général, sont ceux qui traitent de l'amélioration des rendements dans les centrales thermiques classiques.

Même dans les pays riches en combustibles traditionnels de haute qualité, pour produire l'énergie électrique à un coût minimum malgré l'augmentation du

coût des équipements, des combustibles et de la main-d'œuvre, il est nécessaire de faire des efforts constants pour réduire le capital investi par kW, les frais d'exploitation et d'entretien, ainsi que la consommation de combustible par kWh.

Quant aux autres pays, aussi bien ceux où les combustibles sont de qualité inférieure ou d'extraction difficile que ceux où il faut importer des combustibles traditionnels, ils ont encore davantage d'intérêt à une amélioration des rendements de la production thermique classique.

A titre d'exemple de l'évolution qui s'est produite durant les 30 dernières années dans ce domaine, on peut citer les progrès accomplis aux Etats-Unis², et notamment dans le réseau de l'*American Electric Power Service Corporation (AEP)*, tels qu'ils sont décrits par *Philip Sporn* et *S. N. Fiala* (Etats-Unis d'Amérique) dans le rapport II A₁/8 « Augmentation des rendements et réduction des coûts de la production d'énergie électrique d'origine thermique au cours des 30 dernières années ». L'AEP dessert une région industrielle comprenant 7 Etats d'une superficie totale de 125 000 km² située au cœur des Etats-Unis, dans la vallée de l'Ohio. En 1958 la production d'énergie de cette société a atteint 24 900 GWh sous une puissance maximum de 4300 MW; 98 % de l'énergie est produite dans des centrales thermiques fonctionnant au charbon.

Selon les auteurs de ce rapport, depuis l'année 1929 les coûts de construction des centrales thermiques se sont accrus aux Etats-Unis de plus de 200 %, tandis que les coûts des chaudières et des groupes générateurs seuls augmentaient de plus de 300 %. Cependant, grâce surtout à l'accroissement des puissances unitaires et à l'emploi de la technique monobloc, le coût de construction effectif par kW, compte tenu de la diminution du pouvoir d'achat de la monnaie, a diminué de près de 30 % en trente ans.

En même temps, le rendement thermique des centrales s'est considérablement amélioré. Alors qu'en 1930 la meilleure centrale de l'AEP avait une consommation de 3450 kcal par kWh net produit (rendement total 24,9 %), celle de la meilleure centrale en service en 1960 devait, selon les prévisions, ne pas dépasser 2190 kcal/kWh (rendement total 39,2 %), ce qui représente une amélioration du rendement de 57,5 % en trente ans.

Grâce aux progrès du rendement thermique, les frais de combustible par kWh n'ont augmenté que de 26 % en trente ans, alors que l'accroissement des prix du charbon atteignait 120 % durant la même période. De même, malgré une augmentation de 190 % des frais de salaire et de 92 % des prix de gros des produits manufacturés, les frais d'entretien par kWh ne se sont pas accrus et les frais de conduite ont même diminué de 38 %.

Au total, le coût de production du kWh est pratiquement le même aujourd'hui que ce qu'il était il y a trente ans.

Les étapes de ce développement sont jalonnées par les installations suivantes de l'AEP:

² voir chapitre II/2a dans le rapport de E. H. Etienne sur la Session Partielle de Montréal, 1958; Cours d'eau et énergie 1959, p. 204/5.

¹ 1 TWh = 1 Mrd kWh

Nom de la centrale et n° du groupe	Mise en service	Puissance du groupe MW	Caractéristiques de vapeur		Consommation nominale spécifique de chaleur kcal/kWh
			kg/cm²	°C	
Philo 3	1929	160	42	385/385	3020
Philo 4	1941	95	91	510	2730
Philip Sporn 1	1949	150	140	565/535	2320
Breed et Philip Sporn 5	1960	450	245	565/565/565	2140

Il convient de noter que, pour le groupe générateur expérimental Philo 6, de 107 MW, mis en service en 1957, les caractéristiques de vapeur suivantes avaient été choisies: 315 kg/cm² et 620/565/565 °C. Pour cette installation supercritique, la consommation nominale de chaleur atteint 2180 kcal/kWh.

En ce qui concerne la rationalisation intervenue dans l'exploitation des centrales thermiques, il est intéressant de noter que la conduite du groupe de 160 MW *Philo 3*, mis en service en 1929, exigeait des équipes de 11 hommes, alors que les groupes de 450 MW *Breed* et *Philip Sporn 5* sont manœuvrés par 4 hommes.

Des progrès analogues ont été accomplis dans de nombreux autres pays, tels que la France³, la Grande-Bretagne, etc. En ce qui concerne ce dernier pays, les auteurs du rapport II A₁/7 « Développement des groupes générateurs d'énergie électrique de grande puissance », *E. S. Booth* et *J. W. H. Dore* (Grande-Bretagne), précisent que la tendance actuelle du Central Electricity Generating Board est plutôt d'accroître la puissance unitaire des groupes qu'à pousser encore les caractéristiques de vapeur. D'après les expériences faites durant les 10 dernières années, le doublement de la puissance des groupes générateurs correspond à une réduction de l'ordre de 20 % du coût total du kW installé. De plus, l'ensemble des progrès techniques et de l'amélioration des procédés de fabrication ont contribué à une réduction effective annuelle de 2,5 % de ce coût.

D'autre part, on peut dire qu'actuellement, en doublant la puissance des groupes, on obtient une amélioration de 1 % du rendement, pour des caractéristiques de vapeur égales. Dans le cas d'une centrale ayant un facteur d'utilisation annuelle de 50 %, le coût de production du kWh est approximativement le suivant en Grande-Bretagne dans des conditions de rendement optimales:

groupe de 100 MW	3,39 ct. s./kWh
groupe de 200 MW	3,14 ct. s./kWh
groupe de 400 MW	2,93 ct. s./kWh

Enfin, l'adoption de caractéristiques de vapeur plus poussées donnant un rendement plus élevé de 1¼ % que celui qui correspond au coût de production minimum — en choisissant par exemple des températures plus élevées de 40 °C environ — se traduit par une augmentation du coût qui ne dépasse pas ½ %. C'est donc à peu de frais qu'on peut « stimuler » les progrès de la technique des centrales thermiques classiques.

Toutefois, ainsi que le relève *Philip Sporn* dans son rapport, les progrès futurs dans ce domaine dépendront de la possibilité d'obtenir à des prix raisonnables des aciers capables de supporter des températures de l'ordre de 595 à 675 °C par exemple. Si tel est le cas, on pourra alors envisager d'utiliser des caractéristiques de vapeur encore plus élevées que jusqu'ici. De toute façon, il est peu probable que l'accroissement rapide des puissances unitaires constaté durant les dernières années se répète dans la prochaine décennie. Mais de nombreuses améliorations de détail sont encore possibles, et de nouvelles perspectives s'ouvrent, telle que l'emploi du cycle combiné turbine à gaz — turbine à vapeur dans des centrales brûlant du charbon.

Il convient de relever, à ce propos, que selon le rapport belge II A₁/4 « Valorisation de bas-produits miniers et d'autres combustibles secondaires dans les centrales à caractéristiques poussées », de *C. Wilwertz* (Belgique), dans les conditions régnant en Belgique, les installations utilisant des températures de vapeur de 600 °C sont d'ores et déjà plus économiques que celles dont les caractéristiques sont moins poussées. C'est ainsi qu'un groupe de 115 MW construit par *Escher-Wyss* est actuellement en service et qu'un autre est commandé, avec les caractéristiques de vapeur suivantes: 165 kg/cm² et 595/565 °C à l'admission de la turbine, soit 170 kg/cm² et 600/570 °C à la chaudière. Un groupe de ce genre consomme 75,5 kcal/kWh de moins, par exemple, qu'un groupe à 140 kg/cm², 540/540 °C; l'économie ainsi réalisée compense et au delà la différence entre les frais totaux d'installation de l'une et de l'autre solution.

Les progrès techniques dans le domaine des transports d'énergie

De tous temps, la répartition inégale des sources d'énergie, l'insuffisance ou l'épuisement progressif de certaines d'entre elles, ainsi que la concentration de la consommation dans certaines zones, ont incité les spécialistes à rechercher les solutions les plus économiques au problème des transports d'énergie. Bien entendu, cet optimum économique dépend, ainsi que le font remarquer *S. Alvarez* et *R. Navarro* dans le rapport général de la Section III, des conditions régnant dans les divers pays au point de vue des facteurs géographiques, des caractéristiques des gisements de combustibles et de la qualité de ces derniers, des tarifs de transport, du coût de la main-d'œuvre, du taux de l'intérêt, etc.

Un champ d'application particulièrement intéressant de ces études d'optimisation est celui qui a trait au choix de l'emplacement des centrales thermiques. Souvent le dilemme suivant se présente au producteur d'énergie: vaut-il mieux transporter le combustible ou transporter l'énergie électrique? En Europe Occidentale, au cours des dernières années, les conditions fondamentales de ce choix se sont profondément modifiées à la suite des progrès techniques qui ont permis, d'une part, d'accroître la puissance des centrales thermiques et la tension d'exploitation des grandes lignes de transmission d'énergie électrique et, d'autre part, d'envisager la réalisation de systèmes de transport continu pour les combustibles liquides ou gazeux (oléoducs et gazoducs).

³ voir fig. 6 dans le rapport sur la Session Partielle de Montréal, 1958; Cours d'eau et énergie 1959, p. 204.

Ces questions ont été traitées à Madrid dans les 4 rapports de la section III, dont nous analyserons ici le plus intéressant pour les pays d'Europe Occidentale, à savoir le rapport III/2 de *G. Falomo* (Italie) « Comparaison économique entre les transports des combustibles et la transmission d'énergie électrique à grande distance ». Dans cette étude, le problème, examiné à l'origine pour l'Italie, a été étendu aux conditions vala-

bles dans la zone du Marché Commun, c'est-à-dire que l'on a pris en considération des puissances électriques allant jusqu'à 1000 MW et des distances comprises entre 100 et 1000 km.

Après un examen des diverses formes d'énergie et des divers moyens de les transporter, l'auteur a retenu les possibilités suivantes:

1. charbon (7000 kcal/kg) transporté par route jusqu'à 275 km et par chemin de fer au delà de 275 km, ou par voie navigable;
2. pétrole brut (10 400 kcal/kg) transporté par oléoduc;
3. gaz naturel fourni sous pression à la sortie du gisement et transporté par gazoduc;
4. gaz naturel fourni à la pression atmosphérique et transporté par gazoduc;
5. énergie électrique transmise par des lignes à 220 kV ou 380 kV.

La plupart des tarifs de transport utilisés dans les calculs sont ceux valables en Italie. Pour les transports par eau, cependant, les auteurs ont distingué deux cas: celui de l'Italie avec des voies navigables à faible capacité (péniches de 230 t) et celui des autres pays, possédant des voies navigables à gabarit international. Dans le premier cas, le transport du charbon coûte 2,9 ct. s./t · km, dans le second 1,6 ct. s./t · km seulement, celui du pétrole 3,15 ct. s./t · km, respectivement 1,75 ct. s./t · km.

En ce qui concerne l'utilisation annuelle de la centrale thermique, deux variantes ont été envisagées: 4000 heures et 8000 heures. Le rendement de la centrale est supposé égal à 32 %. Enfin, le taux d'immobilisation adopté pour les investissements nécessaires est de 15 %.

Quant à la transmission d'énergie électrique, on admet qu'elle est assurée pour des puissances de 100 MW et 200 MW par une ligne à 220 kV simple dans le premier cas, double dans le second; pour 400 MW, on a choisi une ligne simple à 380 kV à conducteurs jumelés; pour 800 MW enfin, une ligne simple à 380 kV à conducteurs en faisceaux quadruples. La section des conducteurs en Al—Ac est uniformément de 450 mm², et le coût de la ligne est respectivement de 52 500, 89 500, 98 000 et 147 000 fr. s. par km. Pour des longues distances de transport, on a tenu compte également des batteries de condensateurs nécessaires. Enfin, l'énergie perdue durant la transmission a été prise en compte à raison de 5,25 ct. s./kWh.

Les conclusions générales de l'étude sont les suivantes:

1. L'installation de la centrale près des gisements de combustible, ou près des ports de débarquement, est plus intéressante du point de vue économique:

- a) dans le cas du gaz naturel
 - pour des distances supérieures à 400 km, si une station de compression n'est pas nécessaire;
 - pour toutes les distances lorsque le gaz est fourni à basse pression;
- b) dans le cas du charbon
 - toujours, lorsque le charbon est de mauvaise qualité; seulement pour des durées d'utilisation élevées et, indépendamment de l'utilisation, pour de grandes puissances, lorsque le charbon possède un haut pouvoir calorifique et que des voies navigables à grande capacité ne sont pas disponibles.

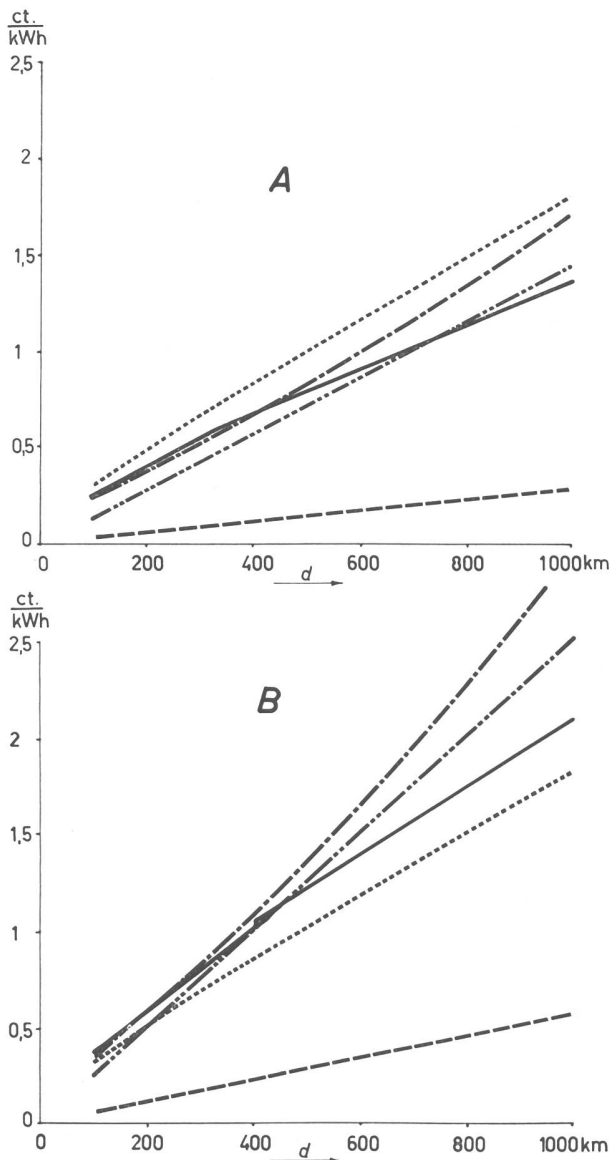


Fig. 14 Comparaison économique entre différents transports de combustibles et la transmission d'énergie électrique dans le cas d'une centrale de 400 MW.

Les courbes représentent le coût de transport de l'énergie en ct. s./kWh en fonction de la distance du transport d en km.

- énergie électrique transmise par ligne à haute tension
- pétrole brut transporté par oléoduc
- gaz naturel fourni à basse pression transporté par gazoduc
- gaz naturel fourni à haute pression transporté par gazoduc
- charbon transporté par route ($d < 275$ km) et par chemin de fer ($d > 275$ km)

Durée d'utilisation annuelle de la centrale:

- A 8000 heures
- B 4000 heures

(Graphique tiré du rapport III/2, facteur de conversion des monnaies: 1 Lit = 0,7 ct. s.)

2. Au contraire, il vaut mieux construire la centrale à proximité des centres de consommation et transporter le combustible :

- a) dans le cas du pétrole brut
pour les transports par oléoduc et, en partie, par voie navigable;
- b) dans le cas du gaz naturel
pour les transports par gazoduc, lorsque la distance n'excède pas 400 km, excepté pour le gaz fourni à basse pression;
- c) dans le cas du charbon à haut pouvoir calorifique
pour des transports par voie navigable à grande capacité;
pour des transports par route ou par chemin de fer lorsque la durée d'utilisation de la centrale est faible, ou, indépendamment de celle-ci, pour des puissances réduites.

Pour donner un exemple, le coût du transport par kWh calculé par l'auteur dans le cas d'une centrale de 400 MW utilisée annuellement durant 4000 heures est le suivant :

distance de trans- port km	coût de transport par kWh				
	énergie électrique ct.s.	charbon		pétrole brut	
		par chemin de fer ct.s.	par voie navigable ct.s.	par oléoduc ct.s.	par voie navigable ct.s.
400	1,05	0,87	0,36	0,25	0,21
800	1,75	1,52	0,67	0,45	0,40

Dans le cas d'une longue durée d'utilisation (8000 heures), les conditions sont plus favorables pour le transport d'énergie électrique, qui devient plus économique que le transport de charbon par chemin de fer, tout en restant sensiblement plus coûteux que les trois autres modes de transport envisagés. De même, le transport du pétrole brut par oléoduc devient alors plus avantageux que le transport par voie navigable.

En résumé, il est évident, et sur ce point tous les auteurs des rapports de la section III sont d'accord, que le système le meilleur marché est le transport du pétrole brut par oléoduc, à condition que le volume à transporter soit suffisant et les distances à parcourir élevées. Mais le transport du combustible par chemin de fer est souvent aussi plus économique que la transmission d'énergie électrique. Il convient cependant, dans ce dernier cas, de ne pas oublier que le transport de charbon pour alimenter des centrales de très grande puissance peut poser de graves problèmes pour les compagnies de chemin de fer dans les régions industrielles où le trafic est déjà dense; ce transport peut exiger, en effet, 2 à 20 trains par jour pour des puissances de la centrale allant de 100 à 1000 MW. D'autre part, les conditions changent et sont davantage en faveur de la construction de lignes de transmission électriques lorsque celles-ci peuvent être utilisées, en même temps, soit pour des échanges d'énergie hydraulique et d'énergie thermique, soit pour des échanges entre pays où les réseaux de distribution d'énergie électrique ont des caractéristiques de charge complémentaires.

Les résultats de l'étude de *G. Falomo* sont confirmés, en ce qui concerne la comparaison entre les différents

moyens de transporter le pétrole brut, par le rapport III A/8 « Les oléoducs comparés à d'autres formes de transport (particulièrement dans les conditions européennes) » de *M. E. Hubbard* (Grande-Bretagne). Se fondant sur les conditions économiques valables en Grande-Bretagne, en Allemagne occidentale et en France, l'auteur de ce rapport compare le coût unitaire par t·km du transport de pétrole brut par route, par chemin de fer, par voie navigable et par mer avec le coût du transport par oléoduc. Examinant les caractéristiques économiques de ce dernier mode de transport, il fait apparaître clairement l'influence primordiale que le volume du combustible à transporter exerce dans ce cas sur le coût unitaire, ainsi que l'invariabilité pratique de celui-ci avec la distance de transport.

Inversément, le coût unitaire du transport par moyens discontinus est pratiquement indépendant du volume à transporter, mais varie assez fortement avec la distance, par suite des frais fixes importants que causent dans ce cas le chargement et le déchargement du combustible.

Sur le Rhin et la Seine, le coût du transport de pétrole brut par chalands varie actuellement entre 2,2 et 3,3 ct. s./t·km. Dans les trois pays considérés, les tarifs par rail se situent entre 6,2 et 11,0 ct. s./t·km; pour les transports par route, ils varient entre 9,4 et 14,1 ct. s./t·km.

Quant au coût de transport par oléoduc, il se place, sur des distances allant de 150 à 1500 km, aux environs de 8 ct. s./t·km pour un transport annuel de 500 000 t, 3 ct. s./t·km pour 1 000 000 t et 1 ct. s./t·km pour 5 000 000 t.

Malgré la difficulté de tirer d'une telle étude des conclusions valables de façon tout à fait générale, étant donné les nombreux facteurs qui peuvent varier dans d'assez grandes proportions suivant le pays considéré, les conditions du tracé, etc., on peut dire que le transport par oléoduc commence à devenir moins cher que le transport par rail pour des quantités annuelles dépassant 500 000 t, et moins cher que la plupart des transports par voie fluviale pour 1 000 000 t par an et plus. Il y a lieu de considérer, toutefois, que la distance entre deux points donnés est en général plus courte par oléoduc que par rail (de 10 à 20 %) ou que par voie navigable (souvent de 80 %), de sorte que les quantités pour lesquelles l'égalité des coûts est réalisée sont souvent inférieures à celles que donne la comparaison à distances égales.

Relevons à ce propos qu'une centrale de 400 MW, telle que celle envisagée dans le rapport de *G. Falomo*, consomme annuellement environ 400 000 t de pétrole brut pour une durée d'utilisation de 4000 heures, et 800 000 t pour une durée d'utilisation de 8000 heures. Bien entendu, les quantités à transporter sont de beaucoup supérieures si la centrale ne brûle que les sous-produits lourds d'une raffinerie avec laquelle elle serait combinée.

Ainsi que le fait remarquer *M. E. Hubbard*, il ne faut pas oublier, cependant, qu'en Europe Occidentale, où la consommation totale annuelle de pétrole atteint environ 100 millions de tonnes, les zones de consommation compactes, où celle-ci dépasse par exemple 5 millions de tonnes annuellement, sont en nombre fort limité.

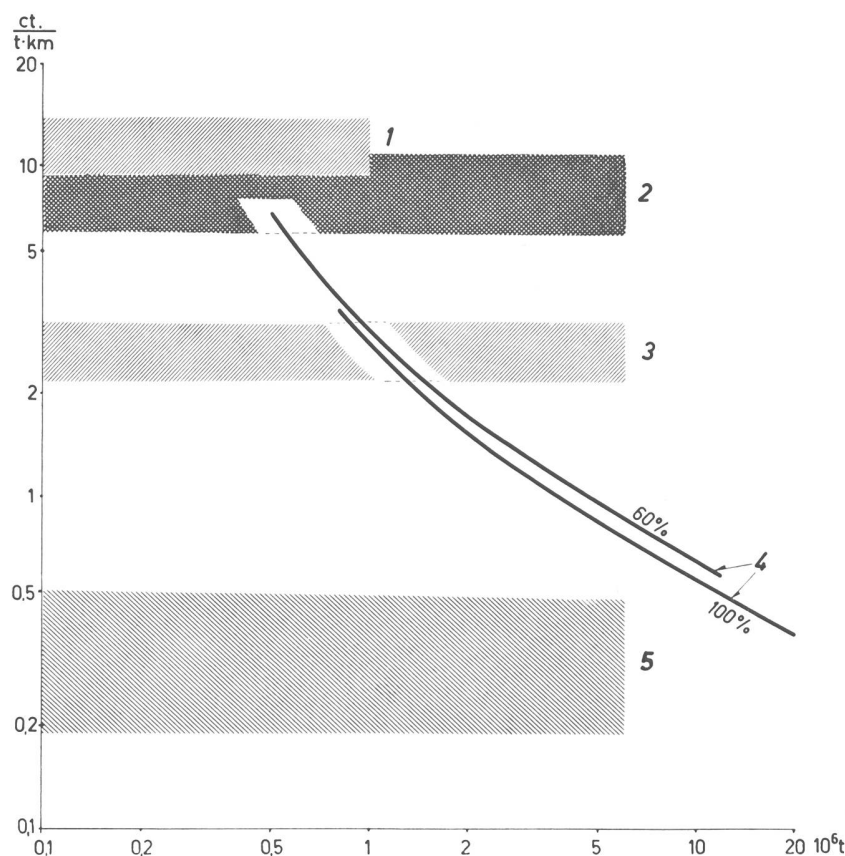


Fig. 15 Comparaison économique entre différents moyens de transport du pétrole brut.

Le coût du transport en ct. s./t · km est porté en fonction de la quantité annuelle du pétrole brut à transporter.

- 1 zone approximative des transports par route
- 2 zone approximative des transports par chemin de fer
- 3 zone approximative des transports par chalands sur la Seine et le Rhin
- 4 coût du transport par oléoduc (paramètre: utilisation annuelle en pour-cent)
- 5 zone très approximative des transports par mer (limite supérieure: petits pétroliers; limite inférieure: superpétroliers).

(Graphique tiré du rapport III A/8, facteur de conversion des monnaies: 1 penny = 5 ct. s.).

Actuellement, les seuls centres de consommation de cette importance sont les régions industrielles de Londres, de Paris et de la Ruhr. D'autre part, si la consommation continue à se développer rapidement dans la zone de Strasbourg/Karlsruhe, elle pourra également y atteindre 5 à 6 millions de tonnes par an, mais ce chiffre semble représenter un maximum.

Parmi les études traitant des progrès techniques récents dans le domaine du transport des combustibles liquides et gazeux, signalons les rapports III A/3 « Capacité des superpétroliers de 100 000 tonnes et installations de déchargement (mouillage) » de K. Kitawaki (Japon) et III A/4 « Transport maritime du méthane liquide » de L. J. Clark (Grande-Bretagne). Dans certains cas, le coût du transport unitaire par des superpétroliers tels que celui décrit dans la première étude se réduit jusqu'à 50 % du coût de transport par des navires de capacité moyenne. D'autre part, l'expérience du « Methane pioneer », sujet du second rapport, semble indiquer que le coût du transport du gaz par ce moyen commence à être plus intéressant que le transport par gazoduc pour des distances supérieures à 1600 km.

Les aspects économiques des progrès techniques dans la transmission de l'énergie électrique, thème de la section III B, ont retenu l'attention des auteurs de six rapports. Les considérations développées dans ces travaux

ont trait à l'évolution des systèmes de transmission de façon tout à fait générale, à la transmission de l'énergie par courant alternatif à des tensions supérieures à 380 kV et par courant continu à très haute tension, ainsi qu'aux interconnexions nationales et internationales.

Le rapport III B/5 sur « Le développement des transports d'énergie électrique et l'échelon de 380 kV dans la montée des tensions », de P. Ailleret (France), est particulièrement intéressant en raison de la largeur de vues avec laquelle le problème y est abordé par l'auteur.

Selon P. Ailleret, le développement des transports d'énergie électrique à très haute tension est régi par les circonstances fondamentales suivantes:

1. Actuellement, dans l'ensemble du monde, le développement des consommations d'énergie électrique entraîne une augmentation à peu près proportionnelle des transports d'énergie électrique.

2. Egalement pour l'ensemble du monde, la distance moyenne de transport n'augmente plus guère; elle diminue légèrement dans l'ensemble des régions industrialisées depuis longtemps, tandis qu'elle augmente localement dans quelques pays neufs.

3. Il est vraisemblable que l'accroissement des puissances transmises se poursuivra à l'avenir au même rythme que celui des consommations. Lorsque le prix de revient de l'énergie nucléaire se sera suffisamment rap-

proché de celui de l'énergie classique pour que la construction de centrales nucléaires puisse se développer massivement, il est probable que la nécessité de les faire très puissantes pour qu'elles soient économiquement viables, et l'opportunité de les écarter des agglomérations, compensera au point de vue des lignes électriques à très haute tension le fait que leur localisation ne sera plus influencée par le transport du combustible.

4. Le développement des densités de population et la tendance mondiale à enserrer toute construction nouvelle dans des formalités de plus en plus étroites, sans bien se rendre encore compte du freinage économique qui en résulte, a pour effet de concentrer les transports d'énergie électrique en des artères moins nombreuses et plus puissantes que selon la structure théoriquement la plus économique. C'est là un élément favorable au relèvement à la fois des tensions et des sections dans les régions à forte densité de consommation.

De même que le coût unitaire des transports par oléoduc, ainsi qu'on l'a vu ci-dessus, est d'autant moins élevé que les débits en cause sont plus grands, de même le coût unitaire de la transmission de l'énergie électrique décroît lorsque les puissances en jeu s'accroissent. L'oléoduc augmente alors son diamètre, tandis que la ligne électrique élève sa tension. Dans un schéma élémentaire de transport où la puissance à transporter et la distance de transport sont données, il existe un optimum de tension auquel correspond un prix de revient minimum de transport.

Dans son rapport, P. Ailleret examine ce qui se passe lorsqu'on s'écarte un peu de l'optimum de tension répondant à un problème bien défini. Pour des tensions de l'ordre de 350 à 400 kV, aussi bien pour des transports

à ligne unique qu'à ligne double, il trouve la relation :

$$\frac{\Delta C}{C} = 0,5 \cdot \left(\frac{\Delta U}{U} \right)^2$$

entre l'accroissement relatif du coût (C) et l'écart relatif de la tension de transport (U) par rapport à son optimum économique.

Ainsi, si l'on choisit 380 kV comme tension de transport dans un cas où l'optimum aurait été de 345 kV, soit un écart de 10 % environ, l'accroissement du coût de transport est de 0,5 % seulement.

De même, entre les deux valeurs normalisées de 225 kV et 380 kV, la situation la plus mauvaise où l'on pourrait se trouver correspondrait au cas où la tension optimum théorique présenterait un écart de 20 % par rapport à 380 kV; en choisissant cette tension, on ne majorerait le coût du transport que de 2 % environ, ce qui est à peine significatif.

En d'autres termes, l'optimum économique de tension est assez plat, et il ne doit pas se juger séparément sur chaque transport, car les avantages de l'interconnexion sont compromis s'il existe des frontières entre réseaux à tensions voisines, mais différentes. On ne peut donc que regretter, avec l'auteur, que, malgré que l'échelon de 380 kV ait été normalisé dès 1947 par la *Commission Electrotechnique Internationale*, cette tension ait bien été introduite en Europe Occidentale, mais que dans d'autres parties du monde on ait choisi des tensions différentes en croyant qu'elles seraient d'un peu plus près l'optimum dans chaque cas particulier.

De même, pour l'avenir, lorsqu'une nouvelle augmentation de la tension deviendra nécessaire, il faudra essayer de concentrer les réalisations sur un seul nouvel échelon de tension, en évitant de rééditer la fâcheuse dispersion actuelle. C'est là un problème dont les producteurs et distributeurs d'énergie doivent prendre conscience dès aujourd'hui, car il est essentiel pour la jonction entre les réseaux.

Il convient de signaler, à ce propos, que selon le rapport III B/6 « Les systèmes à très haute tension et les progrès de l'industrie de l'énergie électrique aux Etats-Unis » de P. A. Abetti et I. B. Johnson (Etats-Unis d'Amérique), les constructeurs voudraient introduire dans ce pays durant la prochaine décennie une nouvelle tension de 460 ou 500 kV, et à partir de 1970 éventuellement un échelon encore plus élevé de l'ordre de 690 kV. On procède actuellement aux Etats-Unis à une série d'expériences allant jusqu'à 750 kV dans des installations pilotes, dont l'une comprend une ligne à pylônes « en portique » de 7 km de longueur, avec les sous-stations terminales correspondantes.

En Allemagne occidentale, par contre, selon le rapport III B/3 « Aspects économiques du transport de courant triphasé d'une tension supérieure à 380 kV en République Fédérale d'Allemagne », de la *Deutsche Verbundgesellschaft*, les études faites ont montré que le choix d'une tension de 500 ou 600 kV n'est justifié que si la capacité de transport d'une ligne double à 380 kV ne suffit pas, soit pour des puissances initiales de l'ordre de 1000 MW; même si l'on considère l'augmentation future probable des puissances à transmettre,

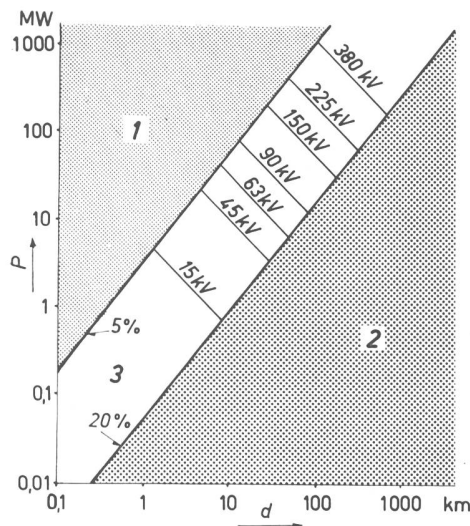


Fig. 16 Tension optimum pour le transport de l'énergie électrique dans le cas d'une forte utilisation.

P puissance à transporter

d distance de transport

1 zone des transports peu coûteux, où les charges terminales sont prépondérantes

2 zone des impossibilités économiques de transport

3 zone de la basse tension

Paramètre indiqué auprès des courbes délimitant les zones 1 et 2: coût du transport en pour-cent du coût de l'énergie électrique transportée.

(Graphique tiré du rapport III B/5)

il ne semble pas, autant que l'on puisse en juger sur la base des conditions actuelles, qu'il devienne un jour économiquement justifié dans ce pays de prévoir une tension dépassant 380 kV.

La situation et les perspectives de l'énergie nucléaire

Dans l'ensemble, les débats de Madrid ont concrétisé un ajournement des prévisions relatives à la possibilité de l'énergie nucléaire de devenir compétitive, ainsi qu'une prudence accrue quant à la date opportune de l'intégration sur une grande échelle de cette nouvelle source d'énergie dans les systèmes de production d'électricité existants. Parmi les causes d'incertitude qui expliquent cette attitude réservée, les rapports et les interventions au cours de la discussion ont fait ressortir notamment les aléas qu'implique toute hypothèse relative à la durée d'utilisation des centrales nucléaires, étant donné le manque d'expérience en ce qui concerne la disponibilité effective de ces centrales.

Seuls les spécialistes britanniques sont apparus optimistes, ainsi qu'à l'ordinaire. Cependant, s'ils ont défendu leur vaste programme de centrales nucléaires, ils l'ont fait en avançant des arguments empreints d'une plus grande prudence que dans le passé.

De façon générale, la Session partielle de Madrid a confirmé que, dans la situation actuelle, l'utilisation de l'énergie nucléaire ne présente aucune urgence. Les disponibilités assurées de combustibles traditionnels, aussi bien solides que liquides, et le rythme des découvertes de nouveaux gisements ont dépassé de beaucoup les prévisions faites il y a quelques années. Aujourd'hui donc, et pour de nombreuses années encore, un développement massif de l'énergie nucléaire n'apparaît pas justifié, puisque cette nouvelle source d'énergie n'est pas encore en mesure de concurrencer les sources traditionnelles sur le plan économique.

Ainsi que le souligne le rapporteur général de la section IV A, consacrée à « l'installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires, champs d'application », l'objectif immédiat des constructeurs et des exploitants est de réaliser des centrales nucléaires produisant de l'énergie électrique capable de concurrencer celle que fournissent les sources traditionnelles dans les zones où le coût de ces dernières est le plus élevé. Or, la majorité des spécialistes admettent aujourd'hui qu'un tel objectif ne pourra pas être atteint avant 1970.

On sait que les principales raisons qui empêchent les centrales nucléaires de pouvoir concurrencer les installations de production classiques sont le niveau élevé du coût de premier établissement de ces centrales, et l'incertitude qui pèse sur le coût du combustible nucléaire. Sur le plan technique, on cherche donc à réaliser des puissances unitaires aussi élevées que possible, à perfectionner la connaissance de la physique interne des réacteurs afin de diminuer les marges de sécurité et d'employer des matériaux plus courants, à développer, enfin, des éléments de combustibles permettant de réaliser des taux d'irradiation meilleurs que jusqu'ici.

Il semble donc raisonnable que les pays qui ont entrepris ou envisagent d'entreprendre un programme nucléaire — soit parce qu'ils manquent de ressources énergétiques nationales, soit parce que le coût de l'énergie électrique produite par des moyens classiques est chez eux particulièrement élevé — mettent à profit le répit que leur procure la détente apparue sur le marché des combustibles traditionnels pour ajourner des décisions susceptibles de les entraîner dans une voie unique, qui pourrait ne pas se révéler être la plus avantageuse.

Que l'objectif visé d'une énergie nucléaire concurrentielle est encore fort éloigné, les rapports et la discussion de la section IV B consacrée aux « facteurs économiques et sociaux de l'installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires » l'ont clairement montré. Les travaux de cette section ont attiré, en particulier, l'attention sur l'ampleur des problèmes qui restent à résoudre dans les domaines de l'assurance des installations nucléaires, de l'enseignement et de la formation du personnel scientifique et technique et de la métallurgie de l'uranium. Mais ils ont fait ressortir, également, l'importance d'une question qui a été souvent négligée jusqu'ici, celle du choix de programmes de réacteurs permettant d'obtenir le plus haut degré de conversion possible des combustibles nucléaires et d'exploiter ainsi de façon optimale les réserves mondiales d'uranium et de thorium.

La troisième section consacrée à l'énergie nucléaire, la section V, avait pour thème: « La liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire ». Les travaux de cette section confirment le fait bien connu que le niveau élevé du coût spécifique de premier établissement des centrales nucléaires exige la construction d'aménagements de grande puissance, qui doivent fonctionner sous des facteurs d'utilisation aussi élevés que possible. L'intégration de centrales de ce type dans des systèmes de production existants ne crée certes pas d'inconvénients majeurs lorsque le diagramme de charge du réseau possède une base suffisamment large, c'est-à-dire de l'ordre de quelques centaines de MW. De telles conditions ne sont réalisées, toutefois, que dans les pays qui ont déjà atteint un haut degré d'industrialisation et qui possèdent par conséquent des réseaux électriques d'interconnexion de grande capacité.

La mesure dans laquelle les centrales nucléaires peuvent participer à la couverture de la charge d'un réseau existant dépend, bien entendu, de la disponibilité des sources d'énergie traditionnelles et du coût de la production classique comparé à celui de la production nucléaire dans le pays considéré. C'est pourquoi les travaux de cette section arrivent, eux aussi, à la conclusion qu'il est prudent d'adopter une attitude d'expectative et de préparation technique, ceci jusqu'à ce que les expériences faites et le perfectionnement des connaissances acquises dissipent les doutes actuels — en particulier en ce qui concerne le facteur de disponibilité que peuvent atteindre les centrales nucléaires — et permettent de réduire le coût de premier établissement spécifique et par conséquent le coût de production du kWh nucléaire pour des durées d'utilisation normales.

On a vu que la compétitivité de l'énergie nucléaire dépend fortement des conditions régnant dans le pays ou la région considérée, de sorte qu'en dehors de la tendance générale déjà relevée à une prudence accrue, il est souvent difficile de tirer des conclusions universellement valables d'un ensemble de rapports tel que ceux qui ont été présentés à Madrid. Nous passerons donc en revue successivement la situation et les perspectives de l'énergie nucléaire dans les principaux pays qui possèdent un programme de développement important.

Etats-Unis d'Amérique

Dans le rapport IV A/2 sur le « Développement des réacteurs nucléaires de puissance de type commercial », Walker L. Cisler, président de la Detroit Edison Company, analysant l'état actuel de la technique nucléaire aux Etats-Unis, constate que la phase initiale de développement, qui fut caractérisée par des efforts orientés dans de multiples directions, a fait place à une nouvelle conception, plus critique, consistant à analyser soigneusement les perspectives techniques et économiques de chaque type de réacteur afin de concentrer les recherches sur ceux qui apparaissent les plus prometteurs. En d'autres termes, on s'est aperçu que « le fait de construire une centrale nucléaire pour le seul plaisir d'en avoir une peut devenir un luxe fort coûteux » et que « si l'on veut faire un bon usage des ressources intellectuelles, techniques et financières du pays, il est indispensable d'avoir de bonnes raisons pour la construction de chaque centrale nucléaire ». Puisque nous avons la chance — ainsi s'exprime Walker L. Cisler — d'avoir, grâce à l'amélioration de la situation sur le marché des combustibles classiques, le temps de procéder de façon rationnelle et économique au développement de l'énergie nucléaire, nous nous devons de fonder les décisions que nous prenons dans ce domaine sur des critères techniques et économiques, laissant de côté toute considération de nature politique et toute question de prestige national. Chaque réacteur doit être « payant », si ce n'est sous la forme d'une production de kWh à bon marché, tout au moins grâce aux informations nouvelles qu'il permet de rassembler.

Walker L. Cisler dresse un tableau de la situation actuelle de la technique nucléaire aux Etats-Unis, d'où il ressort qu'il se passera encore plusieurs années avant que l'on puisse réunir suffisamment de renseignements précis sur des questions aussi essentielles que le taux d'irradiation du combustible nucléaire réalisable dans les réacteurs, le traitement ultérieur des éléments de combustible irradiés et l'économie du cycle de combustible. Donnant la liste des types de réacteurs considérés actuellement comme les plus prometteurs, Walker L. Cisler précise que l'on pense généralement que ce n'est pas avant 1968 que les réacteurs du type « thermique » utilisant de l'uranium légèrement enrichi deviendront compétitifs dans les régions des Etats-Unis où le coût des combustibles classiques est élevé — c'est-à-dire atteint ou dépasse 6 fr.s. par million de kcal — et que c'est en 1975 que l'on espère atteindre avec ces réacteurs la compétitivité sur l'ensemble du territoire des Etats-Unis.

La centrale nucléaire *Enrico Fermi*, d'une puissance électrique nette de 90 MW, qui est construite actuellement par la Power Reactor Development Co. à Lagoona

Beach, dans le Michigan, et qui utilise un réacteur du type couveuse lent, pourrait également être le début d'une « filière » intéressante, qui permettrait la réalisation de centrales nucléaires compétitives en 1968, à condition que leur puissance électrique soit au moins de 300 MW.

Ces perspectives intéressantes ne changent rien au fait qu'une centrale nucléaire de 150 MW, qui serait utilisée actuellement à pleine puissance durant 7000 heures par an par exemple et produirait de l'énergie électrique à un coût supérieur de un mill, soit 0,43 ct. s., à celui de l'énergie classique, coûterait à l'exploitant 4,5 millions de francs suisses annuellement. Cependant, ainsi qu'on l'a vu ci-dessus en analysant le rapport II A/8, l'accroissement des puissances des groupes générateurs classiques est extrêmement rapide: à la fin de 1959, aux Etats-Unis, plusieurs groupes de 300 MW et davantage étaient en cours de montage, deux groupes de plus de 500 MW étaient commandés et les études se poursuivaient pour des groupes de 600 à 800 MW. Il n'est donc pas étonnant qu'une puissance électrique de 150 MW pour des groupes électronucléaires commence à être considérée comme insuffisante, et qu'un intérêt très vif se manifeste aux Etats-Unis pour des réacteurs plus puissants, malgré les difficultés que comportent l'étude et la construction de telles installations. De l'avis des spécialistes, c'est en effet là la voie la plus rapide permettant d'arriver à la compétitivité de l'énergie nucléaire.

L'insertion de groupes générateurs d'une telle dimension dans des systèmes électriques existants pose, bien entendu, des problèmes qui ne sont pas toujours faciles à résoudre. A ce propos, Walker L. Cisler souligne qu'à son avis un facteur d'utilisation annuelle de 75 %, qui est admis dans de nombreuses études économiques, est trop élevé et qu'il faut escompter qu'à mesure de leur insertion en plus grand nombre dans les réseaux, le facteur d'utilisation des centrales nucléaires tombera à 65 % environ.

Grande-Bretagne

Le rapport IV B/8 « L'économie de l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne », de Sir Christopher Hinton, F. H. S. Brown et L. Rotherham, est caractéristique pour le changement qui s'est opéré dans ce pays en ce qui concerne l'estimation des chances que l'on donne à l'énergie nucléaire de concurrencer un jour l'énergie classique. Bien que les spécialistes anglais soient toujours relativement optimistes, ils font preuve cependant d'une prudence accrue, et insistent sur les aléas que comporte toute prévision économique à long terme, c'est-à-dire pour une période de 15 à 20 ans. La seule certitude dans toute prophétie de ce genre, disent-ils, est « celle de commettre des erreurs ».

Les auteurs du rapport IV B/8 constatent qu'actuellement les producteurs d'énergie électrique ont le choix en Grande-Bretagne entre trois sources d'énergie: le charbon, l'huile lourde et l'énergie nucléaire, et que le développement de ces trois secteurs dépend du rapport entre les coûts de production du kWh que chacun des trois types de centrales permet de réaliser.

C'est pourquoi Hinton, Brown et Rotherham essayent de prévoir l'évolution durant les prochaines années du

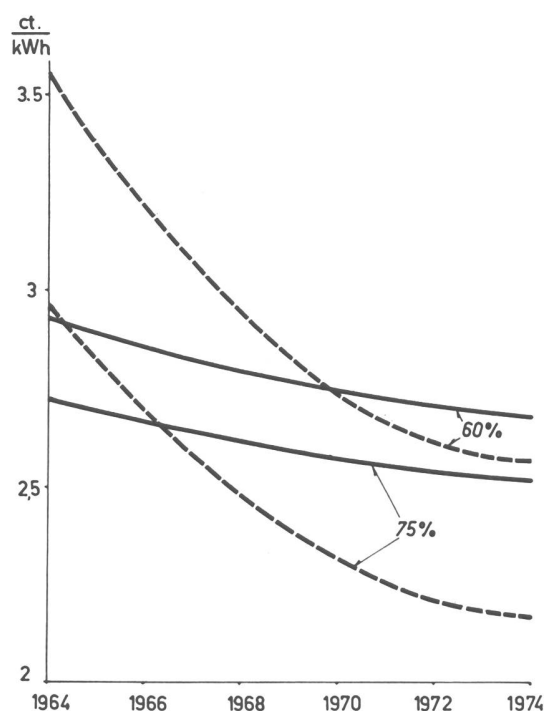


Fig. 17 Tendence comparée des coûts de production de l'énergie électrique dans des centrales classiques et nucléaires selon les prévisions faites en Grande-Bretagne.

Le coût de production estimé en ct. s./kWh est porté en fonction de la date de mise en service des centrales.

— centrales classiques brûlant du charbon
 - - - centrales nucléaires

Paramètre: facteur d'utilisation annuelle de la centrale en pour-cent.

(Graphique tiré du rapport IV B/8, facteur de conversion des monnaies: 1 penny = 5 ct. s.)

coût de production de l'énergie classique, d'une part, et de l'énergie nucléaire, d'autre part, pour comparer ensuite ces prévisions et en tirer des conclusions sur la date à partir de laquelle l'énergie nucléaire sera compétitive.

Il est assez facile de calculer, en fonction de sa durée d'utilisation, l'évolution probable du coût de production du kWh dans une centrale thermique classique supposée optimale. Pour un facteur d'utilisation de 60 %, on estime que le coût de production du kWh passera en Grande-Bretagne de 2,90 ct. s. environ en 1964 à 2,70 ct. s. environ en 1974.

L'extrapolation est beaucoup plus difficile pour l'énergie nucléaire, étant donné le peu d'expérience que l'on possède encore dans ce domaine. Les auteurs ont construit néanmoins des courbes donnant la réduction probable du coût de production du kWh nucléaire en fonction de l'utilisation de la centrale. Pour un taux d'utilisation de 60 %, on prévoit que ce coût passera de 4,75 ct. s. par kWh en 1961 à 3,55 ct. s. par kWh environ en 1964 à 2,60 ct. s. en 1974. Une telle réduction suppose que les réacteurs du type de Calder Hall seront remplacés à partir de 1965 par des réacteurs du type AGR (Advanced Gas-cooled Reactor), dont le premier est actuellement en construction à Windscale, et que ceux-ci seront remplacés à leur tour à partir de 1970 par des réacteurs «couvercle» lents du genre de celui qui est expérimenté à Dounreay.

En comparant les prévisions faites pour les deux types de centrales, on arrive à la conclusion que les centrales nucléaires pourraient devenir compétitives à partir de 1966 pour un taux d'utilisation de 75 %, et à partir de 1970 pour un taux d'utilisation de 60 %. Les auteurs font remarquer à ce propos que, si les premières centrales nucléaires pourront fonctionner à un taux d'utilisation très élevé, ce taux baissera ensuite à mesure de l'introduction de centrales nucléaires toujours plus nombreuses dans le système de production britannique, pour tendre finalement vers le facteur d'utilisation de ce système, qui sera de 50 % environ en 1970. Toutefois, le taux d'utilisation des centrales classiques diminuera encore plus rapidement.

Les problèmes posés par l'intégration des centrales nucléaires dans le système de production britannique sont étudiés plus en détail dans le rapport V/6 «L'intégration de l'énergie nucléaire dans un système étendu de production d'électricité» de D. Clark, P. W. Cash et F. Faux.

Le programme nucléaire du Central Electricity Generating Board comprend 5 centrales nucléaires à deux réacteurs, d'une puissance totale de 2000 MW environ, qui seront mises en service entre 1961 et 1964. Ce programme représente environ 20 % de l'ensemble du programme d'équipement relatif à cette période. A la fin de 1964, la puissance maximum possible des centrales en service atteindra 35 000 MW, de sorte que la proportion du nucléaire sera de 6 % environ.

Selon les auteurs du rapport V/6, les cinq centrales nucléaires du type de Calder Hall qui sont en construction coûteront de 1450 à 1800 fr. s. par kW de puissance maximum possible nette, alors que les centrales thermiques classiques fonctionnant au charbon reviennent à 480 ... 600 fr. s. par kW. Par contre, les frais de combustible estimés ne sont que de 1 ct. s./kWh dans le premier cas, contre 1,65 à 2 ct. s./kWh dans le second — selon le charbon utilisé et les distances de transport du combustible.

Une durée d'utilisation aussi grande que possible est donc essentielle pour les centrales nucléaires. Tant que la puissance de ces centrales ne dépasse pas 6 % de la capacité de production totale du réseau, leur durée d'utilisation ne sera limitée que par la disponibilité des centrales elles-mêmes. On admet qu'au début cette disponibilité atteindra 75 % en moyenne annuelle, et 85 % au moment de la pointe de charge du réseau.

Une étude approfondie, fondée sur un facteur d'utilisation global de 50 %, a montré que la proportion du nucléaire pourrait augmenter jusqu'à 30 % avant que le facteur d'utilisation de la prochaine centrale mise en service tombe au-dessous de 70 %.

Les auteurs estiment qu'en 1964/65 la production d'énergie électrique en Grande-Bretagne se répartira de la façon suivante:

nucléaire	9 %
hydraulique	négligeable
huile lourde	10 %
charbon	81 %
Total	100 %

A cette époque, la consommation de charbon atteindra 51 millions de t par an, au lieu de 43 millions de t

actuellement. Il convient de souligner l'importance des frais de transport de ce combustible; il en résulte une variation considérable du prix de la calorie d'une région à l'autre du pays. C'est ainsi que le charbon coûte fr. s. 5.70 par million de kcal dans les Midlands et fr. s. 8.80 par million de kcal dans la région de Londres. Les centrales nucléaires seront construites en priorité dans les régions où le coût de la calorie est le plus élevé, de sorte que le charbon sera à l'avenir de plus en plus consommé à proximité des bassins miniers.

Canada

Le rapport canadien V/9 « L'introduction d'une charge de base d'énergie nucléaire dans un système mixte hydraulique et thermique », de H. A. Smith et J. S. Foster, présente un intérêt particulier, puisqu'il traite d'un réseau — celui de l'Hydro-Electric Power Commission of Ontario — où la production est presque entièrement d'origine hydraulique et dont l'importance est comparable à celle qu'atteindra le réseau suisse dans quelques années.

En 1958, la charge maximum de ce réseau a atteint en effet 4680 MW et la production d'énergie s'est élevée à 25 670 GWh; le facteur d'utilisation était donc de 0,626. La même année, la puissance maximum possible des centrales hydroélectriques du réseau atteignait 4020 MW; venaient s'ajouter à cette puissance 616 MW thermiques et 595 MW provenant de contrats avec d'autres entreprises. On admet que l'accroissement futur de la puissance appelée du réseau sera de 7,3 % par an en moyenne, de sorte que 3406 MW devront être mis en service entre 1958 et 1965, dont 2666 seront thermiques.

Une étude précise a montré que, dans ces conditions, une centrale nucléaire de 200 MW pourrait atteindre un facteur d'utilisation de 0,76 en 1965 si l'énergie nucléaire peut être produite à un coût compétitif.

Pour être compétitive, une centrale nucléaire devrait, dans les conditions canadiennes, produire de l'énergie à un coût d'environ 2,2 ct. s./kWh sous un facteur d'utilisation de cet ordre de grandeur. Les études faites ont montré qu'un réacteur modéré au graphite du type de Calder Hall ne pourrait jamais produire de l'énergie à un coût inférieur à 2,9 ct. s./kWh, si l'on tient compte du fait que le coût de premier établissement d'une telle centrale serait au Canada de 45 % supérieur à celui qui peut être obtenu en Grande-Bretagne.

Par contre, avec un réacteur à eau naturelle on devrait pouvoir obtenir des coûts de production variant de 2,35 à 2,55 ct. s./kWh pour le type à eau sous pression et de 2,5 à 2,7 ct. s./kWh pour le type à eau bouillante. Pour être indépendant des fournitures de combustible enrichi que nécessiteraient de tels réacteurs, le Canada a choisi cependant de développer un réacteur modéré et refroidi à l'eau lourde, utilisant comme combustible de l'uranium naturel produit dans le pays même. La filière comprend une centrale dite NPC de 20 MW, qui est en construction, et une centrale dite CANDU, de 200 MW, qui entrera probablement en service en 1965.

Sur la base d'un coût de premier établissement de 1550 fr. s./kW (coût moyen de deux tranches), d'un facteur d'utilisation de 80 %, d'un prix de 275 fr. s./kg d'uranium pour le combustible et d'un taux d'irradiation de 9500 MW · d/t d'uranium, les auteurs calculent que le

coût de production de la centrale projetée pourra atteindre 2,27 ct. s./kWh lorsque la deuxième unité sera en service. Ce coût ne pourra pas être obtenu toutefois pour la première tranche, qui doit être terminée en 1965, et les auteurs font les réserves d'usage en ce qui concerne les prévisions sur lesquelles se fondent leurs calculs.

France

Les exploitants français sont encore beaucoup plus prudents en ce qui concerne les estimations du coût de revient futur de l'énergie nucléaire. A Madrid, leur point de vue a été exposé très clairement, au cours de la discussion des rapports de la section IV A, par D. Olivier Martin, directeur de l'équipement de l'Electricité de France. Selon lui, on ne peut pas parler de déception au sujet du coût de l'énergie nucléaire, puisqu'on ne le connaît pas et qu'on ne le connaîtra pas avant plusieurs années. Par contre, les exploitants doivent mettre à profit le répit que leur laisse la situation actuelle du marché de l'énergie pour étudier de façon approfondie l'économie des diverses parties d'une installation nucléaire et pour rechercher par des calculs d'optimisation précis les améliorations susceptibles de permettre finalement d'obtenir dans une filière donnée le coût de revient minimum.

Telle est l'idée directrice du programme nucléaire de l'EDF, auquel est consacré le rapport IV A/8 « Les centrales nucléaires de puissance du programme français », de C. Leduc et J. P. Roux.

Dans la filière uranium naturel, graphite, CO₂ — qui est partie des réacteurs G₂ et G₃ de Marcoule — le programme français comprend les centrales EDF₁ et EDF₂ en cours de construction et la centrale EDF₃ en cours d'étude, qui constituent ensemble la centrale de Chinon. Le rapport insiste sur la croissance très rapide des puissances électriques nettes: 70 MW pour EDF₁, 200 MW pour EDF₂, 320 à 430 MW pour EDF₃. Ces trois tranches seront sans doute suivies d'une quatrième, d'une puissance encore supérieure.

D'autre part, les études d'une nouvelle filière de réacteurs à eau lourde se sont poursuivies au Commissariat à l'Energie Atomique, et la première installation EL₁, d'une puissance de l'ordre de 100 MW, sera probablement mise en service en 1965.

Le rapport IV A/8 énumère les progrès techniques et les améliorations successives qui ont été réalisés dans divers domaines entre les trois tranches EDF₁, EDF₂, et EDF₃, progrès et améliorations qui devraient permettre finalement la mise au point d'une technique optimale.

Italie

Le rapport V/2 « Perspectives d'une insertion de la production nucléo-thermo-électrique dans la production d'énergie électrique traditionnelle en Italie » de G. Padoan, M. Mainardis, A. Rota et E. Verducci, donne un exemple des problèmes que pose l'intégration des centrales nucléaires dans un système de production à base hydraulique. Les ressources hydro-électriques économiquement exploitables sont estimées en Italie à 60 000 ... 65 000 GWh par an, dont 60 % sont

déjà aménagés. Il vient s'y ajouter un complément de ressources géothermiques, qui ne pourra sans doute jamais dépasser le chiffre actuel de 2000 GWh. La part de la production thermique est passé de 9,8 % en 1951 à 21,0 % en 1958, et continuera à augmenter au fur et à mesure de l'épuisement des sites hydro-électriques économiquement utilisables; il convient de noter également que $\frac{2}{3}$ du combustible brûlé en 1958 par les centrales thermiques italiennes provenaient d'importations.

Pour étudier le problème de l'insertion de centrales nucléaires dans un tel système de production, les auteurs ont tout d'abord évalué les besoins futurs en énergie électrique de l'Italie. Sur la base d'un accroissement annuel moyen de 7 %, la production totale d'énergie électrique dans ce pays passerait de 45 500 GWh en 1958 à 75 000 GWh en 1965 et 150 000 GWh en 1975.

D'autre part, le programme nucléaire italien actuel comprend la réalisation, au cours des prochaines années, de trois aménagements, d'une puissance électrique nette totale d'environ 500 MW. Les réacteurs sont de trois types différents (eau sous pression, eau bouillante, gaz-graphite). Le coût de premier établissement spécifique de telles installations est actuellement en Italie de 3 à 4 fois plus élevé que celui des centrales thermiques classiques, de sorte qu'il est indispensable de s'orienter vers des puissances élevées, d'au moins 150 à 200 MW, et vers des durées d'utilisation aussi longues que possible.

Dans l'hypothèse la plus favorable d'une durée d'utilisation très élevée de 6000 à 7000 heures, on estime en Italie que le coût de production de l'énergie nucléaire sera pour les centrales en construction de 30 à 40 % supérieur à celui de l'énergie produite par une centrale thermique classique de même durée d'utilisation. Les auteurs soulignent que le fait de couvrir avec les centrales nucléaires la base du diagramme de charge conduira à pousser davantage la modulation de la charge des autres types de centrales et à réduire par conséquent leur utilisation moyenne. Cela se traduira par la nécessité d'augmenter, tout d'abord, autant que possible les possibilités de régulation journalière et hebdomadaire des centrales hydrauliques, et de construire, d'autre part, des centrales thermiques classiques à caractéristiques flexibles.

Examinant ensuite la répartition probable en 1965 et 1975 de la production d'énergie électrique entre les centrales hydrauliques, thermiques classiques, géothermiques et nucléaires, les auteurs estiment qu'en 1965 la production nucléaire atteindra au maximum 3000 GWh sur un total de 75 000 GWh. La puissance des centrales nucléaires en service à cette date dépassera donc difficilement les 500 MW correspondant aux installations en cours de construction actuellement. Pour juger du rôle que les centrales nucléaires joueront en 1975, il faut faire des hypothèses sur le degré de compétitivité qu'elles auront atteint à cette date.

Si l'on admet que l'énergie nucléaire deviendra compétitive à partir de 1970, et que dès cette date pour faire face à l'accroissement de la charge de base on ne construira plus que des centrales nucléaires, on peut calculer que la production de ces centrales atteindra 30 000, ou au maximum 35 000 GWh en 1975. La production totale sera alors de 150 000 GWh, dont 60 000 GWh d'origine hydraulique, 2000 GWh d'origine géothermique et 53 000 ou 58 000 GWh — selon le niveau atteint par la production nucléaire — pour les centrales thermiques

classiques. Dans cette hypothèse, la puissance maximum possible des centrales nucléaires en 1975 serait de 4500 à 5200 MW, et leur participation à la pointe de charge maximum — qui atteindra 26 400 MW — de 3400 à 4200 MW.

Les auteurs soulignent la prudence avec laquelle il convient de considérer toute prévision de ce genre, étant donné les incertitudes qui subsistent encore aujourd'hui sur le coût de l'énergie nucléaire, et l'absence d'expériences de fonctionnement de centrales nucléaires de type commercial.

Belgique

L'importance du sacrifice économique que représente pour un petit pays dans l'état actuel de la technique nucléaire la construction d'une centrale de ce type est très bien mise en lumière par F. Louis dans le rapport belge IV B/7 « Les problèmes que pose la production d'énergie nucléaire aux producteurs d'électricité ».

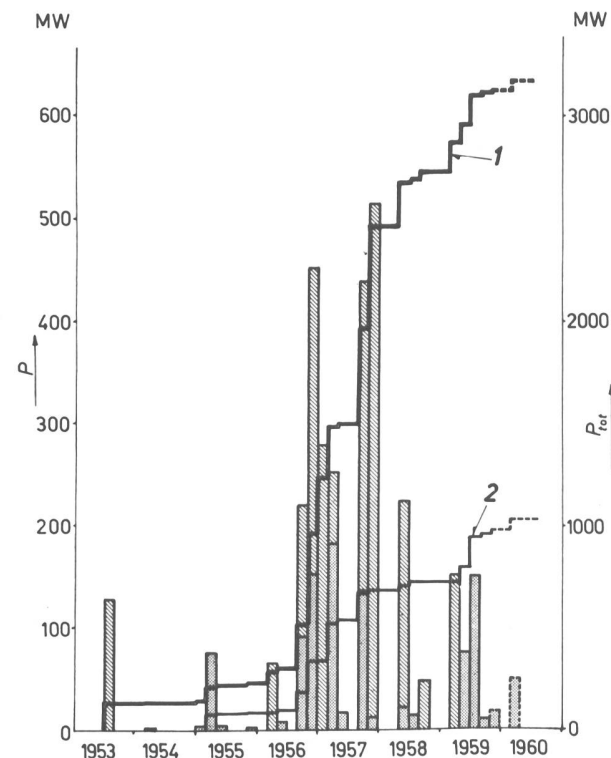


Fig. 18 Développement des réacteurs de puissance aux États-Unis et en Europe Occidentale.

La puissance des centrales nucléaires est portée en fonction de la date correspondant au début de leur construction.

P puissance électrique nette des centrales nucléaires
(total réacteurs à uranium naturel et enrichi)

■ Uranium enrichi

■ Uranium naturel

P_{tot} puissance électrique nette cumulée des centrales nucléaires
(1 total réacteurs à uranium naturel et enrichi,
2 réacteurs à uranium enrichi seulement).

On distingue nettement trois phases du développement: la première antérieure à la mi-1956, la seconde allant de la mi-1956 à la fin de 1957, la troisième dans laquelle nous nous trouvons encore. Cette dernière laisse apparaître un net ralentissement dans le développement des programmes d'installation des centrales nucléaires de grande puissance.

(Graphique tiré du rapport IV B/7)

F. Louis établit une équation de compétitivité de l'énergie nucléaire, dans laquelle il introduit les chiffres valables actuellement en Belgique. Il arrive ainsi à la conclusion que dans le cas d'une centrale de 170 MW et d'une durée d'utilisation annuelle de 7000 heures, la perte annuelle pour l'exploitant serait de l'ordre de 15 millions de francs suisses, si les conditions de puissance, d'utilisation, de taux d'irradiation etc. escomptées sont réellement atteintes.

Etudiant ensuite les conditions dans lesquelles les centrales nucléaires pourraient devenir compétitives, il démontre qu'il n'est pas possible d'atteindre un tel objectif par la seule réduction du coût du combustible nucléaire. En d'autres termes, une centrale commandée aujourd'hui ne peut devenir ultérieurement compétitive grâce à une réduction éventuelle du coût du combustible. Pour que l'énergie nucléaire devienne compétitive dans le cas d'installations d'une puissance de l'ordre de 150 à 200 MW en Belgique, il faudrait que le coût spécifique de premier établissement et celui du combustible nucléaire soient réduits tous deux de 30 %. Pour des puissances plus élevées, la réduction nécessaire pourrait être plus faible.

Suède

Le rapport suédois IV A/1 « Energie et chauffage nucléaire pour la ville de Stockholm. Projet collectif suédois », de E. G. MalmLöw, C. Miliekowsky, S. Ryman et J. Wivstad, traite de l'application des réacteurs nucléaires à la production de chaleur dans un pays manquant de combustibles fossiles, mais disposant en revanche de gisements d'uranium et de moyens de production de matériaux nucléaires. Il est intéressant de noter que plus d'un tiers des combustibles importés est actuellement utilisé en Suède pour le chauffage des habitations durant l'hiver, et que plusieurs villes suédoises ont déjà construit des centrales de chauffage à distance brûlant de l'huile et disposant d'une puissance thermique de l'ordre de 100 MW.

Quant aux besoins en énergie électrique, ils sont couverts en Suède à raison de 95 % par la production hydraulique. L'accroissement annuel de la demande est de 6 à 7 % et les ressources hydrauliques seront probablement épuisées en 1980, tandis qu'à partir de 1970 il deviendra nécessaire de construire des centrales thermiques de type classique ou nucléaire.

L'importation de combustibles classiques grèverait fortement la balance des paiements suédoise, de sorte qu'on cherche à développer dans ce pays un type de réacteur nucléaire utilisant au maximum les ressources nationales. Le programme suédois comprend pour le moment la construction d'un réacteur à uranium naturel, modéré à l'eau lourde, dit *R 3/Adam*, qui sera situé à Agesta, près de Stockholm. Ce projet sera réalisé en deux étapes. La première installation, qui entrera probablement en service en 1962, comprendra un groupe générateur à contre-pression d'une puissance électrique de 10 MW — qui sera transféré d'une centrale ancienne —; la centrale fournira en outre une puissance thermique de 55 MW au réseau de chauffage à distance. Dans une deuxième étape, la puissance thermique du réacteur sera portée à 125 MW, et la turbine sera remplacée par une machine moderne comprenant un resur-

chauffeur utilisant des combustibles fossiles. La puissance maximum possible électrique nette de la centrale augmentera alors à 45 MW et l'aménagement pourra fournir en même temps 36 MW de puissance électrique et 70 MW de puissance thermique de chauffage.

Le réacteur sera placé en caverne, la partie classique et les services restant à l'extérieur. Le rapport IV A/1 décrit en détail la centrale. Sur la base des études faites pour celle-ci, les auteurs ont calculé le coût du kWh qui pourrait être obtenu pour une centrale du même type, mais d'une puissance supérieure.

Dans l'état actuel de la technique, ce coût ne pourrait descendre en-dessous de 4,85 ct. s./kWh, même pour une puissance électrique nette de 200 MW. Si l'on admet cependant que les frais d'immobilisation puissent être diminués à l'avenir de 20 à 25 % — pour une centrale non souterraine — et les frais de combustibles de 15 % environ, le coût de production d'une centrale de 200 MW se réduirait à 3,35 ct. s./kWh; l'énergie nucléaire deviendrait ainsi compétitive en Suède avec l'énergie thermique classique. Selon les auteurs, un tel objectif ne pourra cependant pas être atteint avant 1970.

On peut conclure de ce tour d'horizon que dans aucun des pays passés en revue l'énergie nucléaire n'est en mesure de concurrencer actuellement l'énergie thermique classique. De façon générale, on s'accorde pour repousser à 1970 la date à laquelle la compétitivité de l'énergie nucléaire sera atteinte dans les régions où le coût de l'énergie classique est relativement élevé. De toute façon, une grande prudence s'impose, ainsi qu'on l'a répété à plusieurs reprises, quant à l'estimation des progrès réalisables dans le secteur nucléaire.

Il convient de souligner, d'autre part, qu'une production nucléaire économique exige des puissances unitaires très élevées, d'où certaines difficultés d'intégration dans les systèmes de production existants, notamment en ce qui concerne l'obtention d'une grande durée d'utilisation. Enfin, il ne faut pas oublier que l'insertion de centrales nucléaires dans un réseau donné se répercute sur les autres modes de production d'énergie électrique. Il est donc indispensable pour les exploitants d'étudier soigneusement dans chaque cas leur programme nucléaire et d'examiner attentivement l'influence qu'auront les nouvelles usines sur le fonctionnement des aménagements de type classique existants ou futurs.

Si l'on compare finalement la situation en Europe Occidentale et aux Etats-Unis, il n'est pas déraisonnable d'admettre que les centrales nucléaires pourront se révéler compétitives dans nos régions avant qu'elles ne le deviennent dans la plus grande partie du territoire des Etats-Unis. On assistera probablement alors à un développement industriel dans le domaine nucléaire plus rapide chez nous qu'outre Atlantique. C'est pourquoi — malgré les charges très lourdes et les risques que cela comporte — la plupart des pays européens estiment nécessaire de donner le plus tôt possible à leurs constructeurs de machines l'occasion de réaliser des centrales nucléaires de grande puissance, afin qu'ils soient armés, lorsque le moment sera venu, pour prendre une part importante au vaste développement escompté dans le secteur nucléaire.

D. Excursion aux usines de l'Alberche

par Fernand Chavaz, ingénieur EPF, sous-directeur du Service fédéral des eaux, Berne

DK 621.29:91 (46)

Parmi les excursions d'une journée consacrées à la visite d'usines hydroélectriques voisines de Madrid, celle permettant de visiter une partie des aménagements de l'Alberche devait intéresser particulièrement les participants suisses au Congrès. En effet, nombre d'ingénieurs de notre pays se souviennent volontiers du temps où — grâce aux intérêts que possédait alors l'Electrobank¹ dans les «Saltos del Alberche S.A.» — ils ont eu la possibilité de collaborer à la mise en valeur des forces de cette rivière, à Burguillo et à Charco del Cura notamment (fig. 19). Aujourd'hui encore, un de ces ingénieurs, depuis longtemps professeur à l'Ecole polytechnique fédérale, est appelé de temps à autre à donner des avis très appréciés.

Comme il ressort de la figure n° 20 et du tableau page 23 donnant les caractéristiques principales des aménagements de l'Alberche, ce groupe d'usines, une fois terminé, utilisera intégralement cette rivière — un cours d'eau alimenté surtout par des affluents provenant de la Sierra de Gredos et qui se jette dans le Tage près de Talavera de la Reina — entre les cotes 1267 et 461. Plus à l'aval, les eaux fortement régularisées grâce aux accumulations relativement importantes de ce système, permettent déjà d'irriguer une zone de 10 000 hectares qui sera portée successivement à 40 000 hectares, tout en assurant une protection efficace contre les inondations.

Comme la plupart des cours d'eau espagnols, l'Alberche est une rivière au caractère éminemment torrentiel. C'est ainsi qu'au barrage de Burguillo par exemple, ses débits oscillent entre un minimum de 0,5 m³/s — débit normal d'étiage — et 1420 m³/s, débit accusé lors de la plus grande crue survenue depuis que des observations systématiques sont faites et qui correspond à un débit spécifique de 1,42 m³/s · km², le bassin versant étant de 1000 km². Quant aux apports cumulés au barrage de Burguillo, ils ont varié entre un minimum de 69 millions de m³ durant l'année hydrographique 1944/45 et un maximum de 1266 millions de m³ en 1935/36, le débit moyen des 30 dernières années ayant été de 13,9 m³/s ce qui correspond à un volume annuel cumulé de 435 millions de m³. Le graphique annexé (fig. 21) représente les débits cumulés de 5 années hydrographiques caractéristiques, soit 2 années extrêmes et 3 années sensiblement moyennes.

Etant donné ces variations considérables des débits disponibles au cours des années et surtout le fait que des périodes prolongées de sécheresse peuvent se produire, la société des Saltos del Alberche s'est demandé s'il ne serait pas possible d'améliorer la situation en ayant recours aux procédés modernes permettant de provoquer des précipitations. C'est ainsi que des essais de pluie artificielle ont été effectués en collaboration avec la «Water resources development corporation» de Denver, dans le Colorado. Au début, durant les années 1952/53 et 1953/54, les résultats furent favorables, mais ils furent négatifs l'année suivante. Les brûleurs de

¹ prédécesseur de l'actuelle Electro-Watt S. A. à Zürich



Fig. 19 Barrages de Burguillo (amont) et de Charco del Cura (aval)

Caractéristiques principales des aménagements de l'Alberche

Nom de l'aménagement	Barrage		Retenue	Usine			Année mise en service
	Hauteur m	Volume béton 10 ³ m ³	Capacité mio m ³	Chute brute m	Puissance installée kVA	Production annuelle GWh	
Venta del Obispo	77,5	261	155	237	31	75	Projet
Navarrevisca	50	81	5	170	29,5	66	Projet
Morisco	43,5	112	24	113,5	27,5	60	Projet
Burguillo	90	300	209	84	37,5	60	1930
Charco del Cura	25	32	3,5	67,5	20	55	1929
San Juan	70	190	148	63	38	86	1955
Las Picadas	58,5	85	15	57,5	25	60	1952
					208,5	462	

charbon imprégné d'iodure d'argent avaient été répartis sur la crête limitant le bassin versant de l'Alberche dans la direction des vents dominants. Ils étaient allumés puis éteints sur instructions données de Madrid, selon les prévisions météorologiques. Pour pouvoir estimer l'influence de ces essais sur les précipitations, on choisit cinq stations pluviométriques situées en dehors du bassin versant de l'Alberche et on établit la corrélation entre la hauteur moyenne des précipitations annuelles à ces 5 stations durant les 30 dernières années d'une part et les apports au bassin de Burguillo durant cette même série d'années, d'autre part. Durant l'année hydrologique 1952/53, on constata que la hauteur de pluie afférente aux 5 stations de référence correspondait à un volume d'apports à Burguillo de 208,5 millions de m³; en réalité ces apports s'élevèrent à 318,5 millions de m³. En 1953/54, les apports, selon la corrélation, auraient dû être de 196 millions de m³; en fait ils atteignirent 404,5 millions de m³. Il sembla que de telles différences, de l'ordre de 50 à 100%, pouvaient être attribuées, en partie tout au moins, à l'insémination des nuages. Mais l'année suivante 1954/55, les résultats furent négatifs et pour diverses raisons les essais furent arrêtés. On les a repris tout récemment avec l'intention de les prolonger pendant une durée assez longue et l'espoir d'arriver à des conclusions plus définitives.

*

Les participants à l'excursion ont eu l'occasion de visiter les deux dernières usines de la chaîne appartenant aux Saltos del Alberche S. A. Ce sont aussi les plus récentes puisqu'elles ont été mises en service ces dernières années seulement, San Juan en 1955 et Las Picadas en 1952.

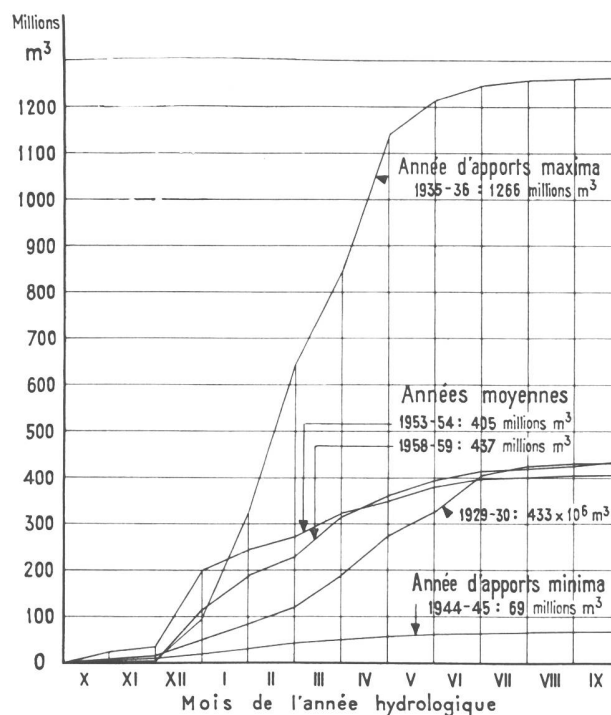


Fig. 21 Apports cumulés du Rio Alberche en années extrêmes et intermédiaires

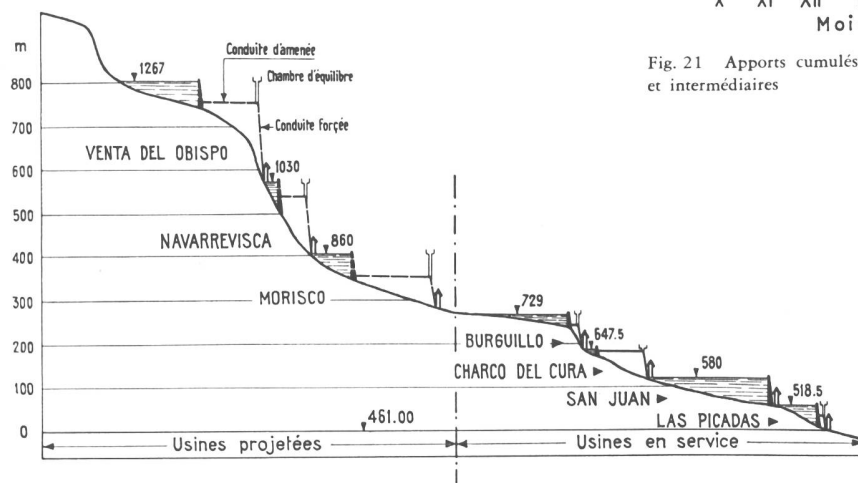


Fig. 20 Aménagements hydroélectriques de l'Alberche Profil en long schématisé

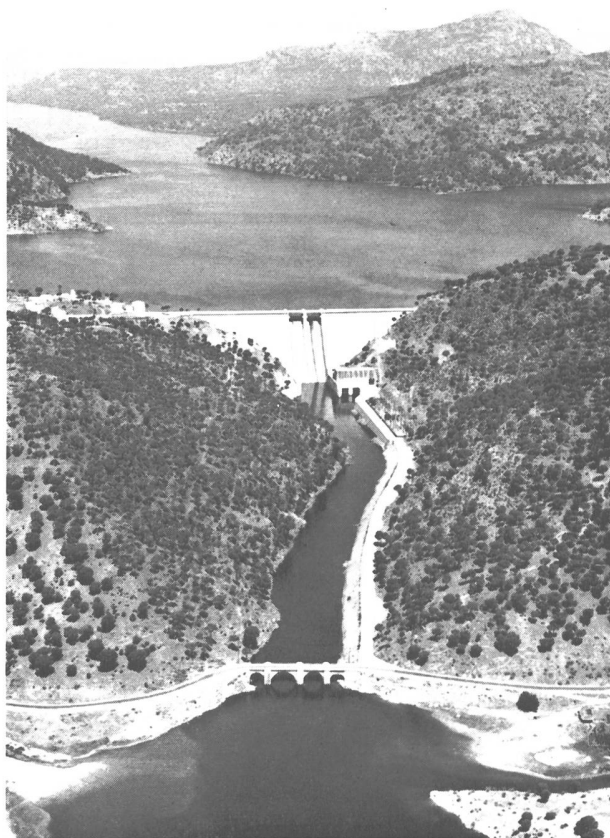


Fig. 22 Usine de San Juan

L'aménagement de San Juan (fig. 22) est constitué essentiellement par un barrage-poids de 70 m de hauteur créant une retenue de 148 millions de m^3 et de 12 km de longueur. Il est fondé sur un gneiss riche

en quartz traversé par de nombreuses intrusions de granit. Une dépression du terrain sur la rive droite de la retenue a nécessité la construction d'un barrage secondaire de 16 m de hauteur maximum. L'évacuation des crues est assurée par 2 vannes segments, capables de débiter $1600 m^3/s$, placées sur la crête du barrage principal, en tête du déversoir en saut de ski que forme le parement aval du barrage. Lors de la visite de l'aménagement, nos hôtes n'ont pas hésité à ouvrir les vannes pendant quelques minutes afin que leurs invités puissent jouir du spectacle impressionnant que constitue toujours le déversement d'importantes masses d'eaux par-dessus un barrage élevé. Grâce à l'hydraulicité extrêmement favorable de la période précédente, toutes les retenues de l'Alberche — comme la plupart des retenues espagnoles — étaient alors pleines; c'est ce qui a permis de réaliser sans inconvénient cette légère infraction au régime normal d'exploitation.

La centrale, située à l'air libre au pied du barrage, sur la rive gauche, est équipée de 2 groupes de 19 000 kVA chacun. Les turbines Voith sont du type Francis, les alternateurs de construction suédoise (ASEA). Quant aux transformateurs, ils ont été construits par la General Electric espagnole. La production annuelle moyenne est de 86 GWh.

De son côté, l'aménagement inférieur de Las Pícdas (fig. 23) comporte aussi un barrage-poids assez important (hauteur 58,5 m), mais dont la retenue ne contient que 15 millions de m^3 . Le rocher de fondation est constitué par des bancs de gneiss fracturés avec intercalations de quartz et fentes ouvertes ou remplies d'argile, ce qui a nécessité un traitement spécial par injections de ciment. Ici, comme à San Juan, les crues sont évacuées par dessus le barrage, 3 vannes levantes de 15 m de largeur et 5,5 m de hauteur commandant le déversoir correspondant. Quant à la centrale située à 350 m à l'aval, sur la rive gauche du rio, elle compte

Fig. 23
Usine de Las Pícdas

2 groupes de 12 500 kVA chacun (turbines Francis à axe vertical Morgan Smith, alternateurs et transformateurs General Electric). La production annuelle de cette usine est de 60 GWh en moyenne.

L'énergie produite dans les Saltos del Alberche S. A. — actuellement une filiale de l'«*Union Electrica Madrileña*» — contribue à l'alimentation de la région de Madrid où elle est transportée par l'intermédiaire d'un réseau à 138 kV. Une fois tous les aménagements terminés, il s'agira d'une quantité totale de l'ordre d'un demi-milliard de kWh.

Etant donné qu'ils servent également à l'irrigation et à la protection contre les crues, les 4 barrages régulateurs de Burguillo, Charco del Cura, San Juan et Las Picadas ainsi que les expropriations correspondant aux retenues qu'ils forment ont été subventionnés par l'Etat dans la mesure suivante:

Subvention à fonds perdu	50%
Avance à la société concessionnaire	40%

Cette avance, consentie moyennant un intérêt annuel de 3 %, doit être remboursée en 20 ans. En définitive, il n'est donc resté à la charge du concessionnaire, lors de la construction des barrages, que le 10 % du montant du devis approuvé par l'Etat. Par contre, il va de soi que les usines proprement dites avec tout l'appareillage nécessaire à la production, à la transformation et au transport de l'énergie électrique ont été financées intégralement par la Société.

Bien entendu, l'exploitation des retenues est soumise à un régime spécial donnant la priorité aux irrigations du bassin aval de l'Alberche, toute l'eau nécessaire à ces irrigations pouvant toutefois être utilisée auparavant par les centrales.

Au début de la période d'irrigation, au mois de mai, l'Etat par l'intermédiaire de l'organisme officiel chargé de la construction et de l'exploitation des ouvrages d'irrigation proprement dits, la Confédération Hydrographique du Tage dans le cas particulier, fixe les volumes d'eau qui doivent être retenus à la fin de chaque mois ainsi que ceux que doit donner chaque jour la centrale inférieure de Las Picadas. Ces derniers débits sont régularisés grâce à une petite retenue que l'Etat a construite plus à l'aval, en tête du réseau d'irrigation.

Selon les indications données par la société, ce régime ne gêne que relativement peu l'exploitation des centrales électriques du groupe.

Dans le voisinage des aménagements visités, un hameau en style régional groupe les logements du personnel d'exploitation et les bâtiments au service de leurs habitants: chapelle, école, salle de cinéma, etc. Et c'est dans la grande salle de cette riante colonie, resplendissante de blancheur sous le chaud soleil d'été, qu'au cours d'une charmante réception aimablement offerte par les Saltos del Alberche, leurs hôtes d'un jour ont eu l'occasion de leur dire tout l'intérêt et le plaisir que leur avait procuré cette excursion si réussie.

E. Exkursion zur Kraftwerkgruppe am oberen Tajo

G. A. Töndury, dipl. Ing., Zürich/Wettingen

DK 621.29:91 (46)

Bei schönem und nicht zu warmem Wetter fahren am 8. Juni 1960 mehrere Cars zu dem vom Kongreß organisierten Tagesausflug in das Flußgebiet des oberen Tajo, eine Rundfahrt von insgesamt 260 km. Die Route folgt vorerst der Hauptstraße Madrid—Barcelona bis

zur Stadt Guadalajara — in der Ferne sind im NW die verschneiten Bergzüge der Sierra Guadarrama sichtbar —, und dann geht es nach Südosten abbiegend in das bergige Gebiet des oberen Tajo. Hier führen schmale, ungeteerte Sträßchen in eine durch verschie-

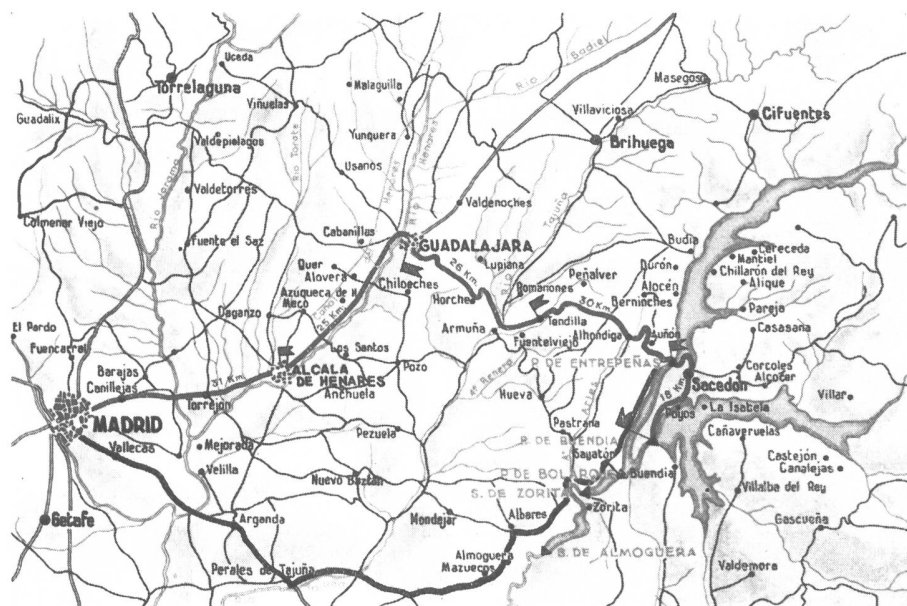


Bild 24

Routenplan von Madrid zu der Kraftwerkgruppe am oberen Tajo mit den großen Speicherseen Entrepeñas und Buendía von zusammen 2,293 Mrd m³ Nutzinhalt



Bild 25
Blick auf die Gewichtsstaumauer
Entrepeñas in der Schlucht
des oberen Tajo

dene Höhenzüge charakterisierte Landschaft — die Bergkämme kahl und felsig, die Täler von Kornfeldern und Olivenkulturen durchsetzt. Nach etwa 110 km gelangen wir in der steilen Schlucht des Tajo auf eine Felszinne, von wo man einen prächtigen Blick auf die unwirtliche enge Tajoschlucht und auf Talsperre und Stausee Entrepeñas hat (Bild 25). Um so erfreulicher wirkt in dieser sonst kahlen Einöde eine hübsche Blumenanlage, die auf einem Plateau über der senkrechten Felswand beim linken Staumauerwiderlager geschaffen wurde — ein für unser dicht besiedeltes Land nachahmenswertes Beispiel. Ausgezeichnet schmeckt uns hier ein Aperitif mit Imbiß als Stärkung für die nachfolgende eingehende Besichtigung der Wasserkraftanlagen.

Am Oberlauf des Tajo — etwa 70 bis 100 km östlich der spanischen Hauptstadt — betreibt die «Union Eléctrica Madrileña S. A. (UEM)» eine fünfstufige Kraftwerkgruppe und überträgt die hier erzeugte elektrische Energie, insgesamt etwa 400 GWh pro Jahr, auf 138 kV- und 50 kV-Hochspannungsleitungen nach Madrid und auf einer 50 kV-Leitung nach der etwa

50 km nordöstlich von Madrid gelegenen Stadt Guadalajara am Rio Henares (Lageplan siehe Bild 24). Diese Kraftwerkgruppe kann sich wasserwirtschaftlich auf zwei gewaltige Speicherseen (Überjahresspeicher) stützen, die der Staat in der Periode 1948—1953 geschaffen hat und auch diesem gehören; die feierliche Einweihung dieser Anlagen fand 1958 durch General Franco statt.

Der Tajo, mit 1120 km Länge der längste Strom der iberischen Halbinsel, entspringt in der Sierra de Albarracín — nur etwa 150 km westlich der Mittelmeerküste —, durchfließt das große kastilische Hochland sowie Extremadura und Portugal in westsüdwestlicher Richtung — wie die meisten großen Flüsse Iberiens — sich immer mehr eintiefend und mündet bei Lissabon, in Portugal Tejo genannt, in langem Ästuar in den Atlantischen Ozean; das gesamte Stromgebiet umfaßt 80 950 km². Da das Abflußregime der spanischen Flüsse ganz allgemein sehr unregelmäßig ist — große Winterabflüsse und sehr geringe Sommerabflüsse, aber auch sehr große Unterschiede von Jahr zu Jahr — waren vor Jahrhunderten schon die Römer und die Mauren bestrebt, Speicherbecken zu schaffen, um das Land groß-

Speicherseen am oberen Tajo

Tabelle 1

Name des Speichersees	Flußlauf	Stauziel m ü. M.	Seefläche ha	Spiegelschwankung m	Speicherinhalt hm ³ Mio m ³	Sperrbauwerk			
						Typ	Höhe m	Kronenlänge m	Kubatur 1000 m ³
Entrepeñas	Rio Tajo	720,5	3400	50,5	891,0	G ¹	87,4	383	445,9
Buendía	Rio Guadiela	712,0	8000	43,0	1571,0	G	78,7	350	446,3
Bolarque	Rio Tajo	642,0	482	9,5	30,7	G	45,5	292	160,0
Zorita	Rio Tajo	600,0	0,57	2,0	2,6	S ²	25,5	65	21,4
Almoguera	Rio Tajo	585,0	1,86	2,0	6,6	S	25,5	65	25,0
Zusammen					2501,9				1098,6

¹ G = Gewichts-Staumauer

² S = Stauwehr



Bild 27
Staumauer und Zentrale Buendía
am Rio Guadiela, einem Nebenfluß
des oberen Tajo

zünftig zu bewässern. In neuer und neuester Zeit wurden in Spanien sehr viele große Speicherbecken verwirklicht, meist als Mehrzweckanlagen: für Bewässerung, Hochwasserschutz, Wasserversorgung und Wasserkraftnutzung.

Am Tajo sind mehrere große Speicherseen in Betrieb oder im Entstehen begriffen, und zwar die nachfolgend beschriebenen Anlagen am oberen Tajo, verschiedene Speicher am Rio Alberche — einem rechten Nebenfluß, der bei Talavera de la Reina in den Tajo mündet —, worüber an anderer Stelle in diesem Heft orientiert wird, und am Mittellauf, d. h. vor dem Übertritt des Tajo nach Portugal; über letztere wird im Abschnitt H über die Studienreise in die Südwestzone Spaniens berichtet.

Eine besondere wasserwirtschaftliche Bedeutung haben die beiden großen Speicherseen Entrepeñas und Buendía (siehe auch Stauseen- und Talsperren-Angaben in Tabelle 1), die oberhalb der Kote 711.46 durch einen 3,5 km langen Freispiegel-Stollen mit 1,1 km langen Kanalanschluß-Strecken miteinander verbunden sind. Es handelt sich um Überjahresspeicher; der mittlere jährliche Zufluß beider Flußgebiete erreicht etwa 1,4 Mrd m^3 , also nur etwa 60 Prozent des nutzbaren Speichervermögens von 2,462 Mrd m^3 . Wie bereits erwähnt, sind beide Speicheranlagen durch den Staat gebaut worden und in dessen Besitz, doch stehen sie für die Wasserkraftnutzung unter bestimmten Bedingungen der Elektrizitätsgesellschaft UEM zur Verfügung. Der durch eine 87 m hohe Gewichtsstaumauer (Bilder 25 und 26) geschaffene Stausee Entrepeñas von 891 Mio m^3 (Nutzinhalt 851,8 Mio m^3) staut den Tajo 210 km von dessen Quellen entfernt; das Einzugsgebiet mißt hier bereits 4060 km^2 . Das Stauziel des 54 km langen Sees mit einer Oberfläche von 3400 ha liegt auf 720,5 m. Die Spanier rechnen hier mit einer jährlichen Verdunstung von 20 Mio m^3 . In unweit vom Tajo verlaufender Schlucht des Nebenflusses Rio Guadiela wurde

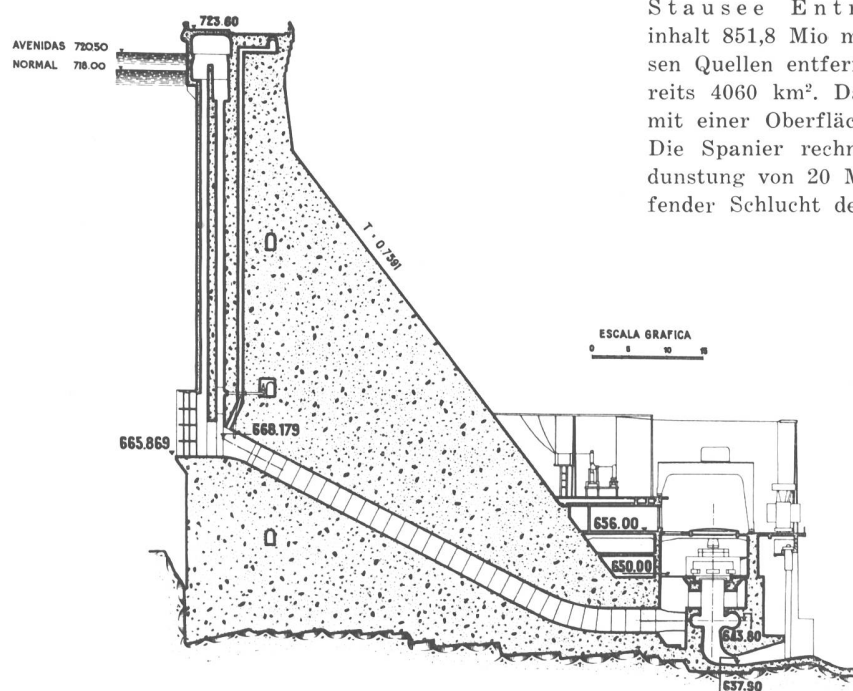


Bild 26
Querschnitt durch Gewichtsstaumauer und
Zentrale Entrepeñas

Kraftwerkgruppe der UEM am oberen Tajo

Tabelle 2

Name des Kraftwerks	Ausbau-Wassermenge in m ³ /s	Max. Gefälle m	Total installierte Leistung in		Mittl.jährliche Elektrizitäts- erzeugung GWh	Inbetrieb- nahme Jahr
			PS	kW		
Entrepeñas	66,0	80,0	2 × 25 500	32 000	115	1954
Buendía	99,0	74,0	3 × 25 500	48 000	60	1955
Bolarque	85,0	42,0	2 × 22 850	29 000	130	1910; 1955
Zorita	63,0	15,0	2 × 5020	7 000	40	1947
Almoguera	63,0	15,0	2 × 5020	7 500	42	1947
Zusammen				123 500	387	

durch eine 78,7 m hohe Gewichtsstaumauer (Bilder 27 und 28) — wie bei der Staumauer Entrepeñas mit Hochwasser-Schußrinne, hier für 2000 m³/s, bei Entrepeñas für 2500 m³/s, auf der luftseitigen Mauerflucht konstruiert — der mächtige Stausee Buendía von 1571 Mio m³ (Nutzinhalt 1441 Mio m³) geschaffen. Das Stauziel dieses 51 km langen stark verzweigten fjordähnlichen Sees mit einer Oberfläche von 8000 ha ist auf Kote 712,0, also 8,5 m tiefer als beim kommunizierenden Stausee Entrepeñas; das Einzugsgebiet des Rio Guadiela mißt hier 3265 km². Die Verbindung wurde getroffen, um überschüssige Abflüsse des viel größeren und abflußreicheren Einzugsgebietes am Tajo in den großen Speicher am Guadiela hinüberleiten zu können.

Das wasserwirtschaftliche System Entrepeñas-Buendía ist das Resultat der Zusammenfassung zweier früher getrennt und unabhängig voneinander studierter Projekte, die vor allem die Bewässerung von 160 000 ha bezweckten; die zusätzlich damit erzielbaren Vorteile wurden von Anfang an berücksichtigt, waren aber eher zweitrangiger Natur. Die Förde-

rung der Wasserkraftnutzung für die industrielle Entwicklung des Landes erlaubte eine raschere Verwirklichung dieses großzügigen Vorhabens, vor allem durch die Wasserrechtsverleihung für fünf Kraftwerkstufen mit einem gesamten Gefälle von 150 m an die UEM, die schon seit den zwanziger Jahren die Zentrale Bolarque mit etwas geringerem Gefälle als heute betrieb. Mit der Schaffung der großen Speicher ist die Hochwassergefahr am oberen und mittleren Tajo bis in die Gegend von Aranjuez gebannt, und das regulierte Wasser wirkt sich für Bewässerungen und Wasserkraftnutzung bis nach Portugal aus. Die einzigartige Bedeutung des Speicher-Systems Entrepeñas-Buendía ist durch folgende Tatsachen begründet:

- das wasserwirtschaftliche Speichervermögen ist mit 2,46 Mrd m³ das größte sämtlicher Stauseen in Europa;
- das energiewirtschaftliche Speichervermögen stellt mit nahezu 5 Milliarden kWh (gemäß theoretisch bis zum Meer vorhandenem Bruttogefälle) den größten Energiespeicher Spaniens dar;
- die zentrale Lage der Speicher im hochgelegenen ariden Hochplateau ist für die Bewässerung weiter Landstriche besonders günstig;
- die geringe Distanz zur spanischen Hauptstadt ist besonders energiewirtschaftlich bedeutsam;
- durch die zentrale geographische Lage schafft es bedeutende Möglichkeiten für allfälligen späteren wasserwirtschaftlichen Ausgleich verschiedener Flußgebiete auf nationaler Ebene.

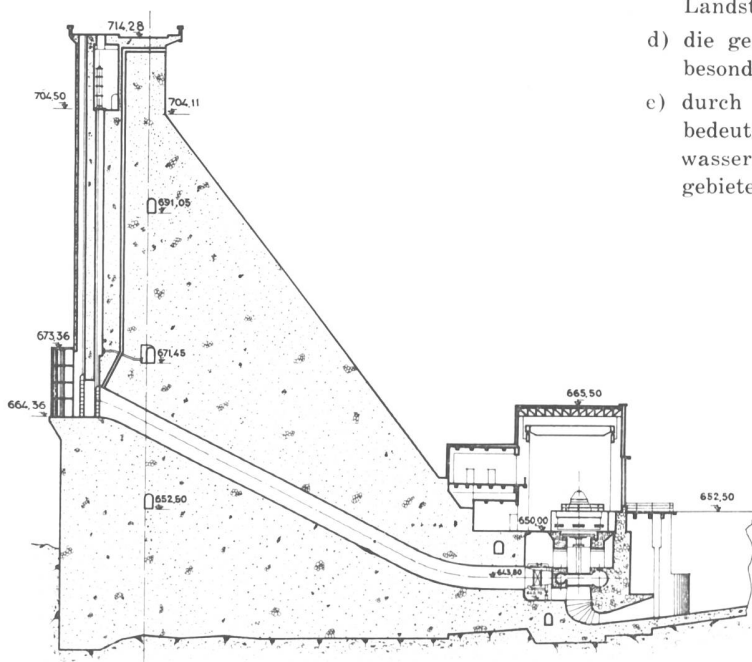


Bild 28
Querschnitt durch Gewichtsstaumauer
und Zentrale Buendía

Die Kosten für die Schaffung der beiden großen Speicher (Staumauern, Installationen, Bauunterkünfte, Zufahrtsstraßen usw.) und des Verbindungskanals bzw. Stollens stellten sich auf 282 Millionen Pesetas für Entrepeñas = $0,317 \text{ Ptas/m}^3$ Stauraum und 404 Millionen Pesetas für Buendía = $0,257 \text{ Ptas/m}^3$ Stauraum, insgesamt also auf 686 Mio Pesetas.

Am Fuße der beiden Staumauern wurden die zwei Kraftwerke Entrepeñas und Buendía erstellt, die mit zwei bzw. drei Francisturbinen von Voith/Deutschland, Generatoren von ASEA/Schweden und Transformatoren der General Eléctrica Española ausgerüstet sind; die fünf Maschinengruppen der beiden Kraftwerke sind gleich konstruiert. Tabelle 2 vermittelt einige charakteristische Angaben der ganzen Kraftwerkgruppe. Bei den hier angegebenen Produktionsziffern elektrischer Energie handelt es sich um die dem Projekt zugrundegelegten Annahmen; die effektive durchschnittliche jährliche Produktion der 6 Betriebsjahre 1955 bis 1960 erreichte in der ganzen Werkgruppe aber nur 265 GWh und schwankte zwischen 162 GWh im Jahre 1955 und 451 GWh im Jahre 1960, woraus auch gut die sehr starken Abweichungen von Jahr zu Jahr erkennbar sind.

An dem etwa 17 km unterhalb der Sperrstelle Entrepeñas in enger Schlucht gelegenen Zusammenfluß von Tajo und Rio Guadiela wurde schon vor einem halben Jahrhundert das Kraftwerk Bolarque

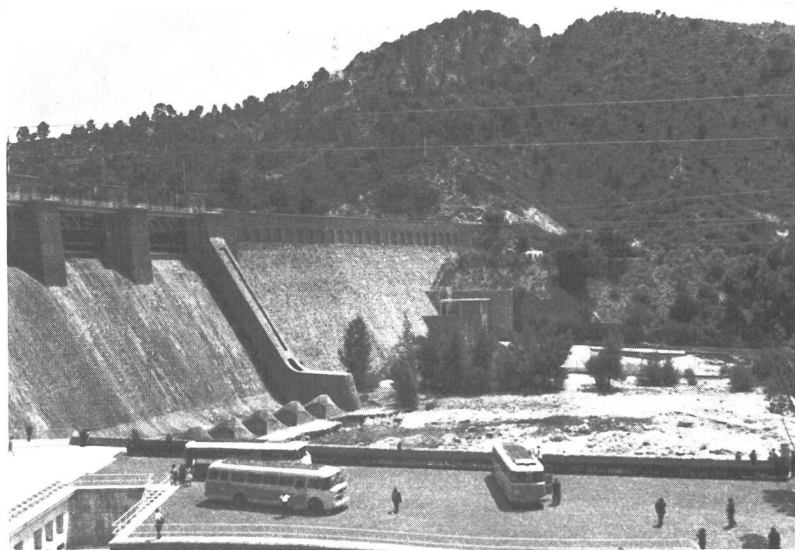


Bild 29 Die 1910 eingeweihte und 1955 um 10 m erhöhte Staumauer Bolarque am Tajo

gebaut und am 23. Juni 1910 im Beisein von König Alfons XIII. eingeweiht. Um kein Gefälle zwischen dem Stau von Bolarque und der am Fuß der Staumauern Entrepeñas und Buendía errichteten Zentralen zu verlieren, mußte die alte Staumauer Bolarque um 10 m erhöht werden, und es wurden auch neue, den geänderten Verhältnissen angepaßte Maschinengruppen installiert.

Die untersten beiden Kraftwerkstufen der hier beschriebenen Gruppe in der Tajoschlucht, die Wasserkraftanlagen Zorita und Almoquera wurden 1947 dem Betrieb übergeben. Diese beiden Zentralen sind so ausgerüstet, daß sie von Bolarque aus ferngesteuert werden können. Sämtliche Talsperren und Stauwehre sind so gestaltet, daß sie ein Hochwasser von $2000 \text{ m}^3/\text{s}$ schadlos abführen können.

Nach dem eingangs erwähnten Imbiß fahren wir vom Stausee Entrepeñas zum weiten Stausee Buendía, besuchen die beiden gleichnamigen Zentralen am Fuße der beiden hohen Gewichtsstaumauern und begeben uns anschließend dem Tajo flußabwärts folgend zur Staumauer und Zentrale Bolarque. Der Besuchergruppe wird hier während einiger Zeit ein Überfall von $200 \text{ m}^3/\text{s}$ über die 45 m hohe Schußrinne der Staumauer demonstriert, die für einen Hochwasserüberlauf von $2000 \text{ m}^3/\text{s}$ dimensioniert ist — ein eindrucksvolles, aber teures Schauspiel zur Vorführung der dröhnenden Wasserkraft. Das Jahr ist aber außerordentlich wasserreich, die riesigen Speicherseen sind zu dieser Zeit vollständig gefüllt, und die spanischen Ingenieure sagen, sie seien dieses Jahr sehr reich, so daß man einen solchen Wasser- und Energieverlust verschmerzen könne! Hierauf sind wir im Garten des Verwaltungsgebäudes der Kraftwerksgesellschaft «Union Eléctrica Madrileña S.A.» Gäste für ein spätes, aber umso besser schmeckendes ausgezeichnetes Mittagessen. Dann folgt die lange Rückfahrt von Bolarque über Ventenovilla — Araganda nach Madrid, wobei wir wiederum bei der Durchfahung der Vorstädte der großen spanischen Kapitale feststellen können, daß überall ausgedehnte, ganz moderne Wohnquartiere gebaut werden.

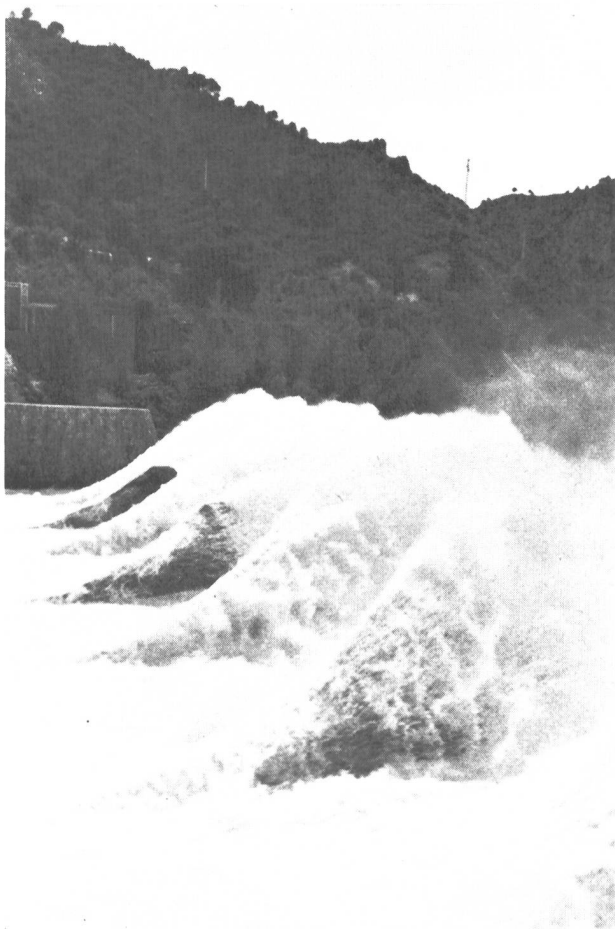


Bild 30 Demonstration eines Durchflusses von $200 \text{ m}^3/\text{s}$ über den Hochwasserüberlauf der Staumauer Bolarque

F. Studienreisen der Weltkraftkonferenz

DK 061.3 (100) : 620.9 : 91

Im Anschluß an die Weltkraftkonferenz wurden von der zentral gelegenen spanischen Hauptstadt aus nach allen Richtungen der Windrose in Spanien sechs etwa einwöchige Studienreisen durchgeführt, die größtenteils ihren Abschluß wieder in Madrid hatten, um von da aus gute Heimkehrmöglichkeiten zu bieten (Bild 31). Es handelt sich um folgende Studienreisen:

1. *Nordwestzone (NO)*¹: Madrid — Salamanca — Villafranca del Bierzo — La Coruña — Santiago de Compostela — Vigo — Orense — Madrid (Wasserkraftanlagen Saucelle und Aldeadávila am Duero, Elektrizitätswerke Compostilla I und II, Stausee Barcena, Industrieanlagen Puentes de García Rodríguez, Talsperre Eume, Bauarbeiten für das Elektrizitätswerk Belesar, Talsperren Los Peares und San Esteban).

2. *Nordzone (N)*: Madrid — Oviedo — Gijón — Ribadeo — Oviedo — Santander — San Sebastian — Madrid (Stahlwerke der «Empresa Nacional Siderúrgica SA» in Avilés, Wasserkraftanlagen Navia und Salime, Fabrik «Babcock et Wilcox» in Bilbao, Kraftwerk der «General Eléctrica Española»).

3. *Nordostzone (NE)*: Madrid — Zaragoza — Caldas de Boi in den Pyrenäen — Barcelona — Madrid (Wasserkraftanlagen Mequinenza, Talsperre Caldas und Wasserkraftwerke des Val d'Arau in den Pyrenäen, Talsperren Escales de Puente montañana und Canelles,

Stausee Santa Ana, thermische Zentrale Badalona nördl. Barcelona, Internationale Mustermesse von Barcelona).

4. *Ostzone (E)*: Madrid — Cartagena — Escombreras — Alicante — Valencia — Sagunto — Palma de Mallorca — Barcelona (Einrichtungen der «Refineria Española de Petróleos SA» in Cartagena, Thermische Zentrale Escombreras, Hochofenwerk «Altos hornos de Vizcaya SA» in Valencia, Thermische Zentrale Alcudia auf der Insel Mallorca).

5. *Südzone (S)*: Madrid — Bailen — Córdoba — Málaga — El Chorro — Granada — Madrid (Industrieanlagen der «Empresa Nacional Calvo Sotelo», Fabrik der «Constructora Nacional de Maquinaria Eléctrica SA» in Córdoba, Thermische Zentrale in Málaga, Wasserkraftanlagen El Chorro am Guadalhorce).

6. *Südwestzone (SO)*²: Madrid — Trujillo — Cáceres — Sevilla — Cádiz — Córdoba — Madrid (Talsperre Valdecañas am Tajo, Stausee Orellana, Meliorationsanlagen für den «Plan Badajoz», Schiffwerft der «Empresa Nacional Elcano» in Sevilla, Thermische Zentrale, Hochspannungsanlage und Schiffswerft in Cádiz, Anlagen für Kernenergie in Andujar nordöstlich von Córdoba).

¹ Berichterstattung siehe Abschnitt G

² Berichterstattung siehe Abschnitt H

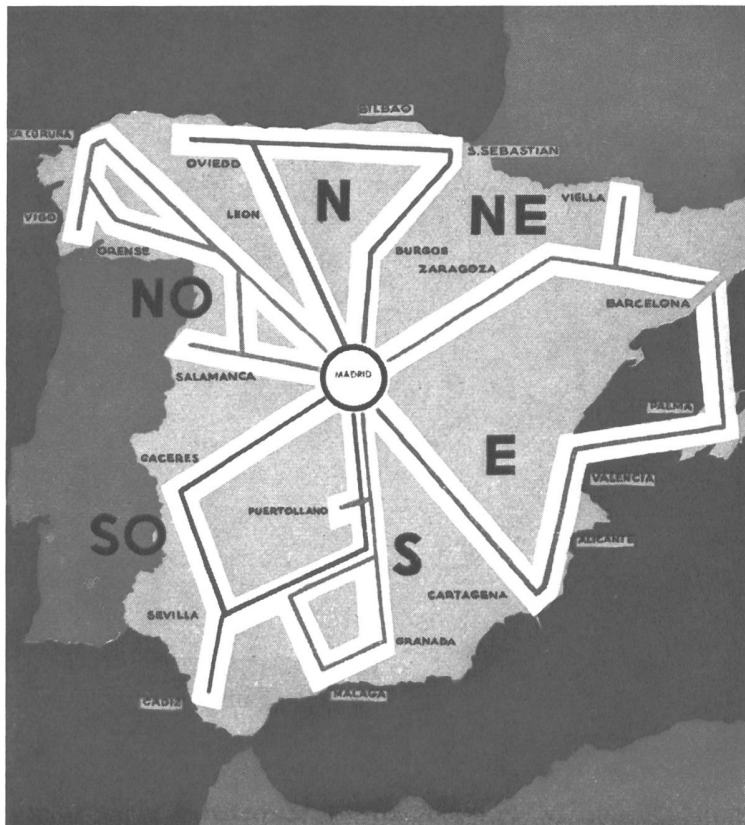


Bild 31 Übersichts-Skizze der sechs Studienreisen im Anschluß an die Madrider Weltkraftkonferenz

G. Voyage d'études dans le nord-ouest de l'Espagne

par *Fernand Chavaz*, ingénieur EPF, sous-directeur du Service fédéral des eaux, Berne

DK 621.29 : 91 (46)

Le matin du 10 juin 1960, une soixantaine de congressistes, répartis en 3 autocars selon la langue officielle choisie: français, anglais ou espagnol, quittaient Madrid pour un périple de 8 jours qui devait les conduire au travers des anciennes provinces de la Castille, du Léon et de la Galice jusqu'à la frontière du Portugal et sur le littoral atlantique (fig. 32). Pèlerins de l'ère moderne, ils se réjouissaient de suivre les traces de leurs ancêtres en visitant les cités fameuses d'Avila, Salamanque (fig.33) et St-Jacques de Compostelle (fig. 46) comme aussi de pouvoir visiter les importants aménagements hydroélectriques prévus au programme. Disons d'emblée que leur attente ne fut pas déçue et qu'ils se souviendront toujours avec un plaisir particulier de ces belles et intéressantes journées passées dans une atmosphère des plus sympathiques.

Voici quelques indications concernant les installations visitées, celles-ci étant données dans l'ordre de ces visites et sous le titre des sociétés auxquelles ces installations appartiennent.

I. Iberduero

Le Douro¹, un des plus grands fleuves de la péninsule ibérique, forme la frontière entre l'Espagne et le Portugal sur une centaine de kilomètres. Du point de vue énergétique, c'est la partie la plus intéressante de son cours. En effet, le débit naturellement très irrégulier est déjà fortement régularisé par l'aménagement de Ricobayo sur l'Esla — un des principaux affluents

du Douro — qui comporte une retenue de 1200 millions de m³. C'est aussi le long de ce tronçon international où le fleuve coule au fond de gorges granitiques très encaissées que sa pente est particulièrement forte puisqu'il s'abaisse de 400 m environ.

Sur ce parcours frontalier, le partage des forces hydrauliques du Douro a été réglé par une convention hispano-portugaise conclue en 1927. A l'encontre de la solution classique dans laquelle les deux Etats riverains de cours d'eau contigus se partagent les droits de souveraineté de chaque usine aménagée sur de tels tronçons, l'Espagne et le Portugal ont partagé les forces hydrauliques de la section commune du Douro en trois parties successives dont les deux extrêmes ont été attribuées au Portugal et la médiane à l'Espagne, la chute brute totale revenant à chaque pays étant la même. Chaque pays peut alors aménager le ou les tronçons qui lui ont été attribués comme si, le long de ce ou ces sections, le fleuve et ses deux rives lui appartenaient intégralement. La convention internationale prévoit toutefois que les ouvrages de dérivation et les centrales seront situées sur le territoire du pays auquel a été attribué la section de cours d'eau correspondante. Cette dernière clause peut, dans certains cas, nécessiter le choix de dispositions qui ne sont peut-être pas les plus économiques. Par contre, l'exécution des travaux d'une chute donnée, comme si l'ensemble du territoire affecté par ceux-ci appartenait au même pays, simplifie beaucoup l'exécution de ces travaux et l'exploitation ultérieure des usines.

¹ en espagnol Duero

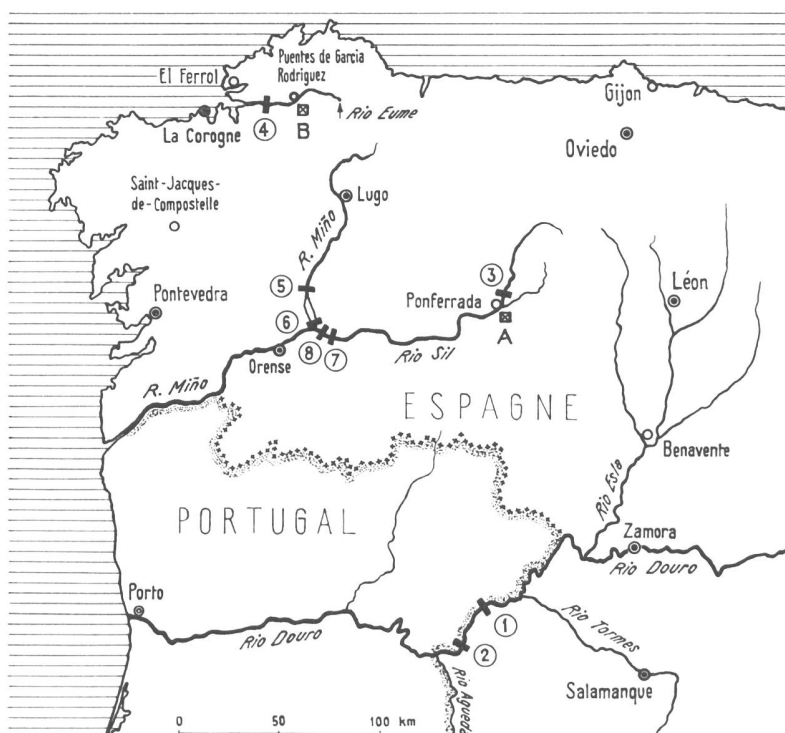


Fig. 32
Voyage d'études dans le N.-O. de l'Espagne
Emplacements des usines visitées

Centrales hydroélectriques:

- | | |
|---------------|---------------|
| 1 Aldeadávila | 5 Belesar |
| 2 Saucelle | 6 Los Peares |
| 3 Barcena | 7 San Esteban |
| 4 Eume | 8 San Pedro |

Centrales thermiques

A Compostilla I et II
B Puentes



Fig. 33 Salamanque, portail en style plateresque de l'Université, fondée en 1200

La convention ne prévoit aucune compensation spéciale pour l'Espagne bien qu'en 1927 ce pays avait déjà prévu d'aménager l'Esla. Par contre, on lui a attribué le tronçon situé à l'aval du confluent du rio Tormes car alors déjà elle envisageait de régulariser aussi ce cours d'eau. Quant à la chute de 10 m comprise entre les embouchures des rios Huebra et Agueda, elle a donc été réservée au Portugal qui a prévu de l'utiliser en l'incorporant au remous de sa future usine aval de Pocinho.

Pour faciliter l'application de la convention, une commission hispano-portugaise ad hoc a été créée. Son rôle consiste à régler l'exercice des droits bilatéraux et à éclaircir les questions juridiques et techniques résultant de cette situation. En cas de désaccord entre les gouvernements au sujet de l'interprétation de la convention, il est prévu que les questions en litige seront soumises à un tribunal arbitral formé par les membres de la commission précitée et présidé par un superarbitre désigné par le Tribunal permanent de Justice Internationale de la Haye s'il s'agit d'une question juridique, ou par l'Ecole Polytechnique fédérale de Zurich s'il s'agit d'une question technique.

Cette commission a effectué ses travaux jusqu'à maintenant dans la plus grande harmonie. Aujourd'hui, on envisage de conclure une nouvelle convention étendant le champ d'application de celle de 1927, non seulement au rio Agueda qui forme la frontière hispano-portugaise plus à l'aval, mais encore à tous les tronçons de cours d'eau communs aux deux pays.

*Caractéristiques des chutes aménagées
ou en cours d'aménagement par l'Espagne
sur le Douro moyen*

	Rico- bayo	Villal- campo	Castro	Aldea- dávila	Sau- celle
Hauteur maximum du barrage m	95	46	53	138	83
Volume de béton du barrage 10^3 m^3	380	200	90	850	230
Capacité de la retenue 10^6 m^3	1200	61	38	115	170
Longueur de la retenue km	60	37	18	24	24
Chute brute m	85	39	39	139	62
Débit moyen annuel m^3/s	60	315	320	350	360
Débit moyen équipé m^3/s	200	300	260	600	470
Débit maximum des organes d'évacuation des crues m^3/s	5800	8500	11 200	10 600	12 500
Nombre de groupes	4	3	2	6	4
Puissance installée MVA	150	96	84	750	300
Production permanente annuelle GWh	430	360	320	1800	800
Production moyenne annuelle GWh	550	500	500	2400	1050
Année de mise en service	1935	1949	1952	en constr.	1956

La convention de 1927 a permis de réaliser des aménagements très importants (voir fig. 34 et 35 ainsi que le tableau ci-dessus des caractéristiques des chutes aménagées ou en cours d'aménagement par l'Espagne sur le Douro moyen). De son côté, le Portugal a construit les usines de Miranda et de Picote, qui comprennent d'importantes fournitures suisses, et envisage de



Fig. 34 Aménagement du Douro hispano-portugais. Situation

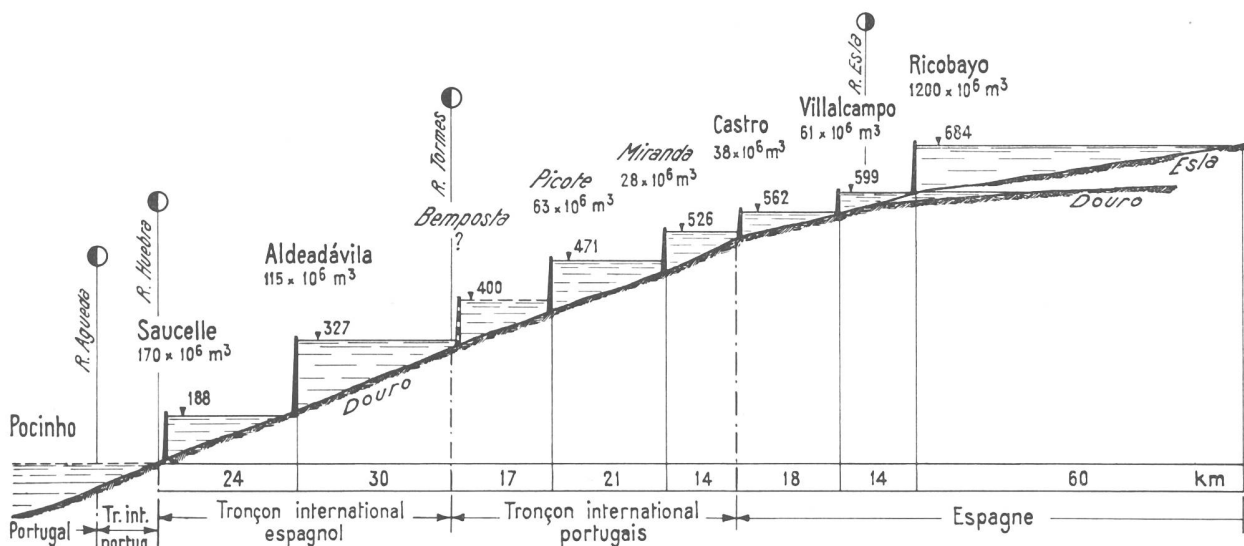


Fig. 35 Aménagement du Douro hispano-portugais. Profil en long schématique

commencer prochainement celle de Bemposta. Mais c'est avant tout sur les deux dernières usines du tronçon espagnol — spécialement sur celle en cours de réalisation d'Aldeadávila — que nous aimerions donner quelques indications, non seulement parce que ce sont celles que nous avons visitées au cours de notre tournée, mais aussi parce qu'il s'agit d'usines remarquables à plus d'un titre.

Usine de Saucelle

La disposition générale de cette usine, en service depuis 1956, ainsi que ses principaux ouvrages resser-

tent clairement de la photographie annexée (fig. 36). Le barrage déversoir, capable d'évacuer à lui seul 11 200 m³/s, est du type poids-voûte. Deux galeries parallèles de 8,90 m de diamètre conduisent les eaux captées dans une chambre de mise en charge à ciel ouvert. De là, chaque groupe (turbine Voith, alternateur Alsthom) est alimenté séparément. Quant à la centrale, elle ne comporte pas de halle élevée au-dessus des groupes, mais un portique, d'une force de levage de 325 tonnes et se déplaçant au-dessus du toit, permet de transporter ces groupes dans un local où l'on peut procéder à leur révision à l'abri des intempéries.



Fig. 36
Usine de Saucelle

En 1959, l'usine de Saucelle, dont la puissance installée est de 300 000 kVA a produit 1246 GWh, ce qui l'a placée au premier rang de toutes les usines espagnoles en exploitation.

Chute d'Aldeadávila

Cette chute est donc actuellement en cours de construction. Le barrage-déversoir, du type poids arqué comme à Saucelle, permettra d'évacuer 10 000 m³/s à lui seul, chacune des 8 travées commandant le déversoir étant obturée par une vanne segment de 14 m de largeur et de 8,30 m de hauteur. La forme du parement aval du barrage a été étudiée sur modèle réduit de telle sorte que les eaux déversées ne retombent dans le lit du fleuve qu'à la grande distance de 80 à 120 m du pied aval du barrage (fig. 37). De la prise d'eau, adjacente au barrage, partent les 6 conduites amenant l'eau à la centrale souterraine (fig. 38). Quant à la décharge des turbines du type Francis construites par Neyrpic, elle est collectée par deux galeries de fuite de 500 m de longueur et de 137 m² de section utile, recevant chacune les eaux provenant de 3 groupes. Tous les transformateurs élevant la tension de 13,2 kV à 230 kV, soit au total 19, c'est-à-dire 3 transformateurs monophasés par groupes et un de réserve, sont logés dans une chambre souterraine parallèle à la centrale proprement dite, mais aménagée au-dessus des cheminées d'équilibre. Quant au poste de couplage, il est situé sur le plateau, à près de 300 m au-dessus de la salle des transformateurs avec laquelle il est relié par un puits vertical — pourvu d'un ascenseur et d'un escalier hélicoïdal — donnant passage aux câbles Pirelli de 230 kV.

Lors de notre visite, les travaux, commencés en 1957, étaient en pleine activité. On commençait à bétonner

le barrage — les agrégats du béton provenant du concassage des excavations des galeries — alors que les ouvrages de prise étaient déjà très avancés (fig. 39). Dans la centrale souterraine de dimensions impressionnantes (longueur 140 m, hauteur totale 52 m), on procédait au montage de la première spirale. A noter la qualité exceptionnelle du granit qui permet de laisser sans revêtement la voûte et les parois (fig. 40), exception faite d'un gunitage en certains endroits. Quant aux galeries de fuite, leurs dimensions sont telles que la perforation est effectuée au moyen de deux jumbos juxtaposés; ainsi, on peut procéder à la perforation d'une nouvelle volée sur l'une des moitiés du front d'attaque alors que le marinage de l'autre moitié n'est pas encore terminé. On prévoit de mettre en service les 3 premiers groupes dans 2 ans, les 3 autres l'année suivante.

Une fois terminée, l'usine d'Aldeadávila sera la plus importante d'Espagne. Avec ses 750 000 kVA installés, ce sera aussi la centrale hydroélectrique la plus puis-

Fig. 37 Usine d'Aldeadávila.
Coupe par le barrage ▼

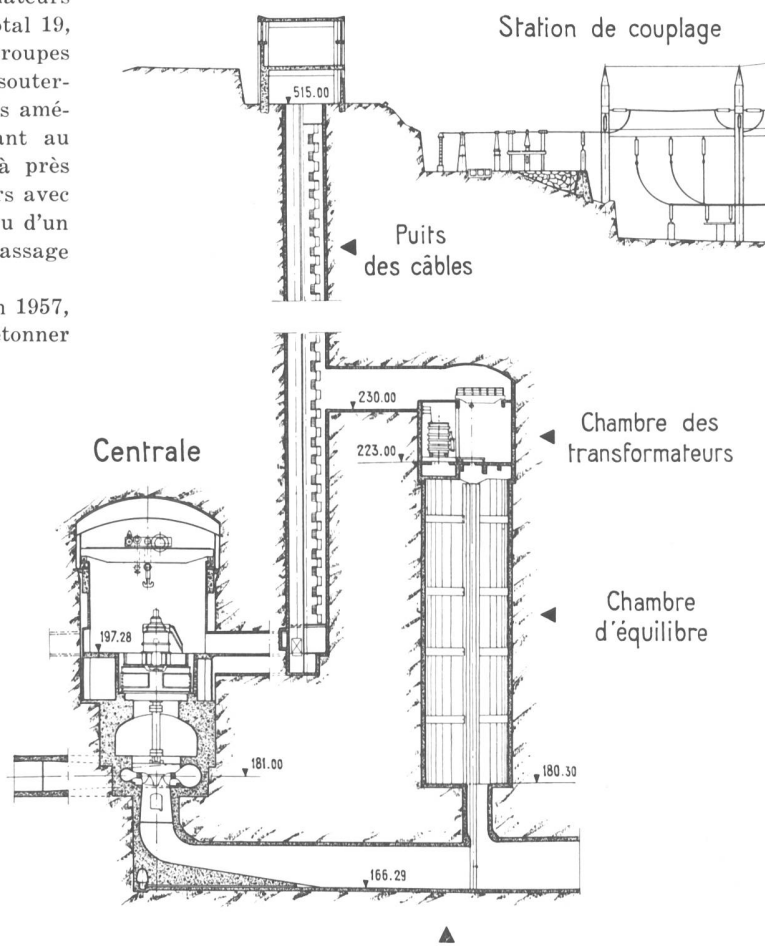
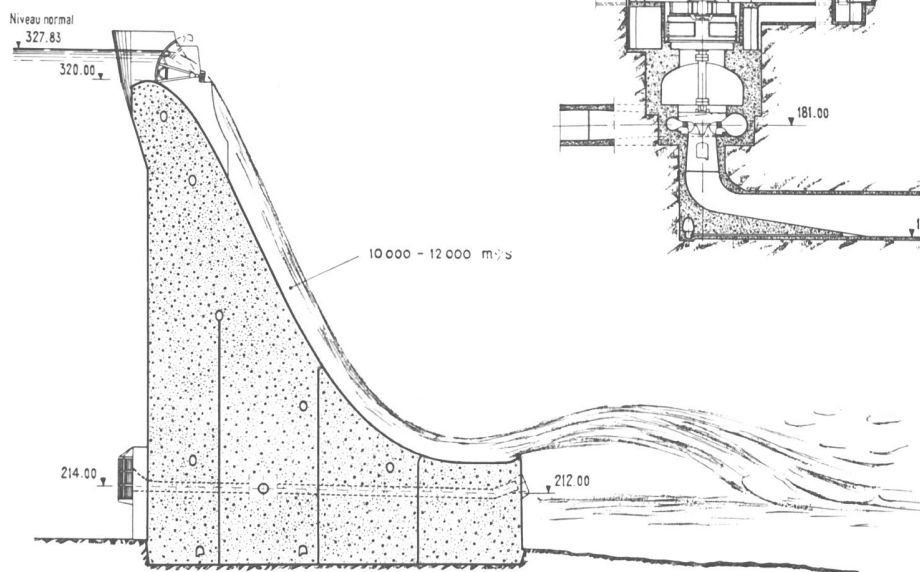


Fig. 38 Usine d'Aldeadávila.
Coupe par la centrale et la chambre d'équilibre ▲

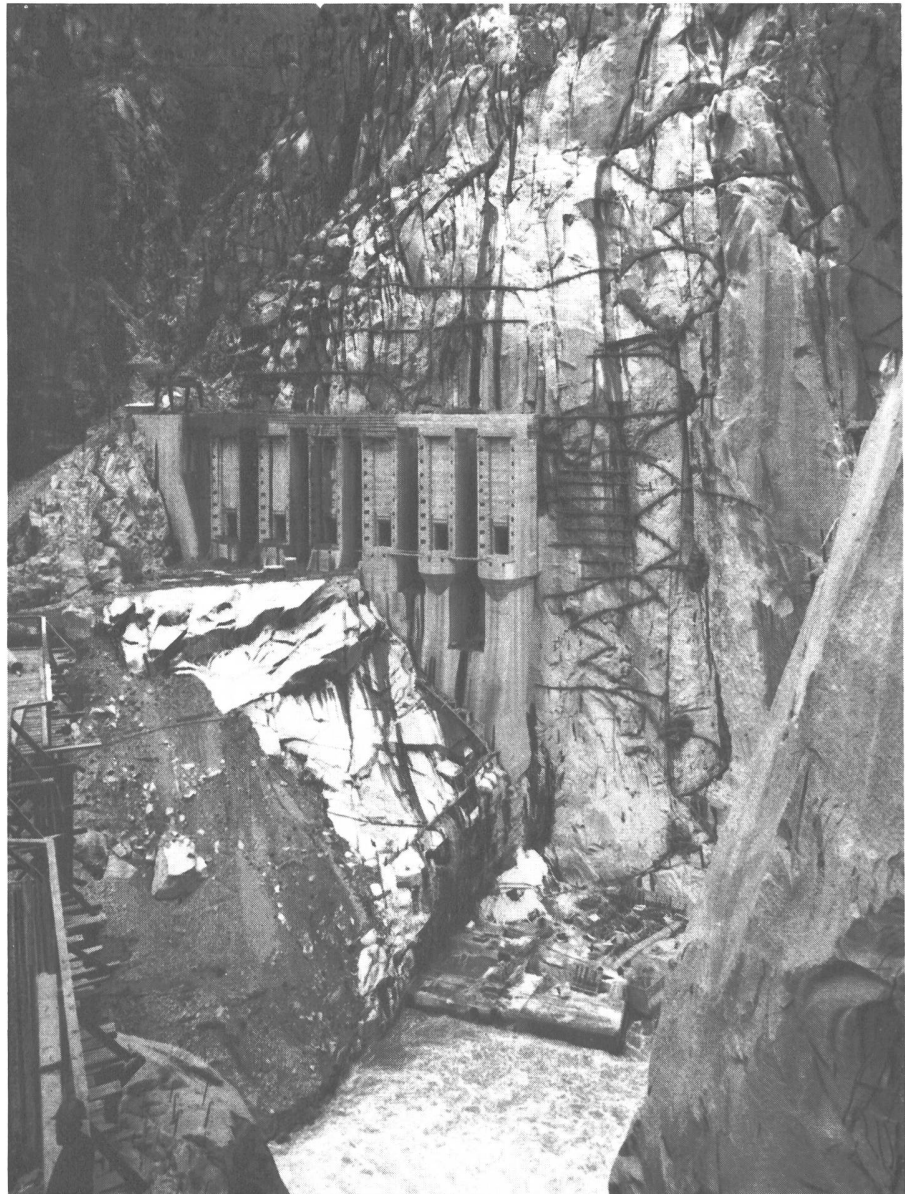


Fig. 39 Usine d'Aldeadávila.
Fondations du barrage et prise d'eau

sante de l'Europe occidentale. Quant à sa production annuelle, elle sera de 2400 GWh en moyenne, la production permanente, c'est-à-dire l'énergie régularisée minimum disponible 9 années sur 10 étant de 1800 à 2000 GWh.

Nous ne saurions achever ces courtes notes sans relever l'excellente impression qu'a laissée la visite de ce chantier d'une ampleur exceptionnelle à tous les participants du voyage d'études. Partout on utilise les procédés et le matériel d'équipement les plus modernes. La grande distance qui sépare le chantier des agglomérations les plus proches a nécessité la construction de nombreux bâtiments et barraquements pour loger le personnel employé aux travaux; dans ce domaine aussi, on n'a rien négligé pour que ces logements ainsi que les bâtiments auxiliaires nécessaires à une population de près de 2000 personnes répondent aux exigences actuelles.

Toutes les usines espagnoles du Douro moyen sont étudiées et construites en régie directe par le maître de

l'œuvre l'Iberduero S.A. à Bilbao. Un des rares collaborateurs extérieurs qu'elle consulte depuis de nombreuses années est le Dr h. c. A. Kaech, ingénieur-conseil à Berne. C'est ainsi que ce dernier a participé à l'établissement du projet et à l'exécution de l'aménagement de Aldeadávila et qu'il examine actuellement le projet d'aménagement du Rio Tormes établi par Iberduero. On envisage de créer sur ce cours d'eau, à une quinzaine de kilomètres de son confluent avec le Douro, un barrage de 190 m de hauteur. La retenue qu'il créerait contiendrait 2,5 milliards de m³, ce qui permettrait d'assurer la régularisation interannuelle du Tormes et même du Douro plus à l'aval. Quant à la chute brute de 400 m environ comprise entre la retenue et le Douro, elle serait équipée non seulement de 4 groupes turboalternateurs absorbant 40 m³/s chacun et développant une puissance totale de 500 000 kW, mais encore de 2 pompes d'une capacité globale de 80 m³/s ce qui ferait de cet aménagement, destiné surtout à produire de l'énergie de qualité, le plus puissant de ce genre en Europe occidentale.

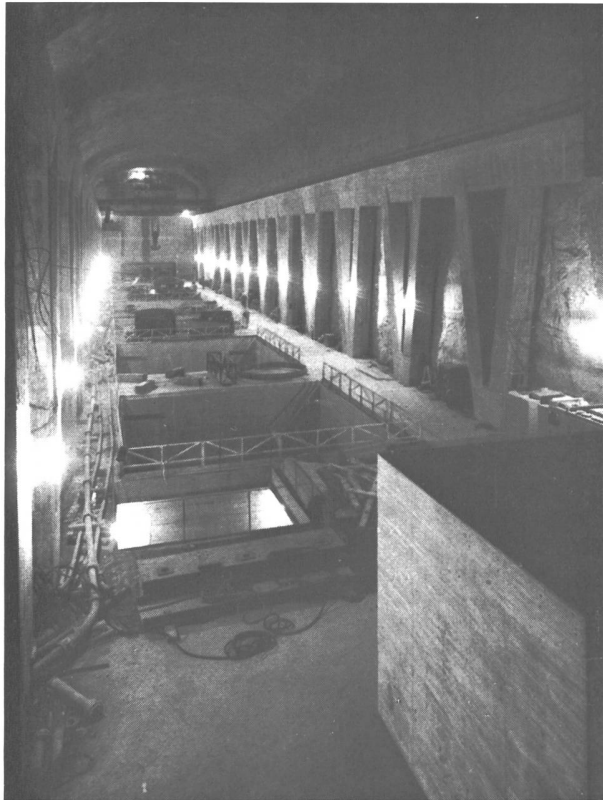


Fig. 40 Usine d'Aldeadávila. La centrale en cours de construction

Notons enfin qu'actuellement déjà, les usines en service de l'Iberduero ont une puissance de près d'un million de kW correspondant à une production annuelle de $3\frac{1}{2}$ milliards de kWh, ce qui représente le 20 % de la production totale de l'Espagne. Grâce aux grands projets que cette société met au point, sa production va pouvoir doubler et même tripler dans un proche avenir.

Signalons encore qu'actuellement déjà, Iberduero procède à des échanges d'énergie avec la France par l'intermédiaire de deux lignes à haute tension traversant les Pyrénées. Ces échanges sont basés sur le fait qu'en Espagne l'hydraulique est beaucoup plus favorable en hiver qu'en été. Ne verrons-nous pas un jour cette énergie d'hiver parvenir jusqu'en Suisse?

II. Empresa nacional de electricidad S. A. (ENESA)

Cette entreprise — filiale de l'Instituto Nacional de Industria (INI), le grand organisme d'Etat fondé en 1941 au lendemain de la guerre civile avec mission d'aider à la reconstruction du pays et au développement de son industrie — a été créée en 1944. Son but est de produire de l'énergie électrique, notamment en utilisant les anthracites de deuxième qualité du bassin du Léon, seule la première qualité trouvant des acquéreurs. A cet effet, ENESA a construit en plusieurs étapes s'échelonnant entre 1949 et 1956, la centrale thermique de Compostilla I, près de Ponferrada; celle-ci comprend actuellement 4 groupes turboalternateurs d'une puissance totale de 167 000 kW, soit 2 groupes Brown Boveri de 25 000 kW chacun et 2 groupes Oerlikon de

57 000 et 60 000 kW (température de la vapeur 435°C , pression 43 kg/cm^2).

A noter qu'ENESA dispose depuis 1946 d'une dizaine de centrales thermiques d'une puissance de 1000 à 5000 kW montées sur wagons de chemin de fer, donc faciles à transporter, qu'elle met à disposition des intéressés, surtout des ports maritimes. Elle dispose aussi, comme groupe mobile plus important, d'un ancien destroyer d'escorte qui, après avoir subi les transformations nécessaires, a été aménagé en centrale flottante remorquable de 9 MW. En été 1960, elle était en service dans le port de Barcelone.

Les bons résultats obtenus à Compostilla I et la présence de fines d'anthracites dans la région en quantités encore considérables ont incité ENESA à construire une deuxième centrale thermique à proximité de la première. Le premier groupe monobloc de cette nouvelle centrale — appelée Compostilla II et qui, une fois terminée en comprendra quatre — était en cours de montage lors de notre visite. Il s'agit d'un groupe de 125/140 MW Westinghouse (525°C , 125 kg/cm^2) dont la mise en service était prévue pour fin février 1961.

En ce qui concerne les aménagements hydroélectriques, ENESA a construit une première petite centrale au pied d'un barrage élevé sur la rivière voisine du Sil afin de disposer de l'eau de réfrigération nécessaire. Par la suite, elle a entrepris l'aménagement intégral d'un tronçon du Sil en commençant par l'usine de Barcena (72 MVA) déjà partiellement en service, alors que les usines plus à l'aval de Quereño (34 MVA) et de Cornatel (121 MVA) sont aussi en construction, mais à un stade moins avancé.

Voici quelques indications concernant l'usine de Barcena que nous avons visitée:

Le barrage à gravité, rectiligne, d'une hauteur maximum de 109 m, crée une retenue de 341 millions de m^3 , dont 281 utiles. L'évacuation des crues, d'un débit maximum de $1050\text{ m}^3/\text{s}$, a lieu en saut de ski par dessus le barrage. Quant à la centrale, totalement automatique et télécommandée à partir de la centrale thermique de Compostilla I, elle est située au pied du barrage et comporte 2 turbines Neyrpic, capables d'absorber $50\text{ m}^3/\text{s}$ chacune sous une chute de 84 m, ce qui donne une puissance maximum à la sortie des alternateurs Alsthom de $2 \times 36 = 72\text{ MVA}$ et une production d'énergie permanente annuelle de 135 GWh. Etant située à l'amont du tronçon du Sil aménagé par ENESA, la retenue de Barcena améliore aussi fortement la qualité et la quantité de l'énergie productible dans les usines d'aval.

Lors de notre visite, la centrale était déjà en service, mais sous une chute réduite. Il restait en effet à terminer la construction de 4 digues en terre destinées à obturer des dépressions du terrain sur la rive droite de la retenue, comme aussi celle de la prise de l'eau de refroidissement de Compostilla II qui proviendra et retournera à la retenue de Barcena où elle sera prélevée à un niveau inférieur de 40 m à celui de la retenue maximum.

L'exploitation en pointe de l'usine de Barcena sera coordonnée avec les besoins de l'irrigation d'une vaste zone agricole où l'on construit plusieurs villages modèles destinés à recevoir notamment les habitants de plusieurs localités submergées par la retenue. C'est la

raison pour laquelle, ici comme sur l'Alberche, la construction du barrage a été financée presque exclusivement par l'Etat.

III. Empresa nacional Calvo Sotelo (ENCASO)

Cette entreprise — fondée également par l'INI — a été créée en 1942 en vue d'obtenir notamment des carburants et des graisses minérales par distillation de roches bitumineuses. Elle a aussi pour mission d'utiliser des lignites sans valeur commerciale.

ENCASO a construit 3 complexes industriels dont celui de Garcia Rodriguez dans la province de La Corogne que nous avons visité. Dans cette région se trouvent d'importants gisements de lignite qui restaient pratiquement inutilisés. Par ailleurs, dès que l'hydraulique était faible, une pénurie d'énergie électrique sévissait. Enfin l'Espagne manque d'engrais azotés. Le complexe industriel de Garcia Rodriguez qui occupe près de 1000 personnes a été construit sous ce triple aspect. C'est ainsi qu'un gisement considérable de lignite, exploité à ciel ouvert à proximité des installations, alimente une usine thermique, en service depuis 1949, qui fournit l'énergie nécessaire non seulement à l'usine d'engrais qui fait partie intégrante du complexe mais encore au réseau alimentant la région en électricité. Le lignite intervient aussi directement dans la fabrication de l'ammoniaque, celle-ci étant obtenue par synthèse de ses deux éléments constitutifs, l'hydrogène et l'azote. L'hydrogène est obtenu par gazéification du lignite tandis que l'azote est extrait par fractionnement de l'air liquide sous basse pression. La production d'ammoniaque anhydre se monte à 90 tonnes par jour ce qui correspond en définitive à une production journalière de 325 à 350 tonnes d'engrais contenant 20,5% d'azote.

A l'état naturel, le lignite utilisé contient environ 45 % d'eau et 35 % de cendres; son pouvoir calorifique varie entre 1600 et 2800 Kcal par kg. Le gisement exploité contient 60 millions de tonnes, ce qui représente une réserve capable d'assurer la marche du complexe — aux rythmes actuels — d'une centaine d'années. En effet, la consommation est actuellement de l'ordre de 1200 à 1300 t par jour pour la centrale thermique et de 60 à 70 t pour la gazéification.

La centrale thermique comprend deux turbines Escher-Wyss équipées de chaudières Sulzer (435° C, 37 kg/cm²) accouplées à des alternateurs Brown-Boveri de 20 MVA chacun. Lors de notre visite, l'usine d'engrais absorbait elle-même une puissance de 8000 kW, celle-ci pouvant atteindre 14 000 kW en pleine charge. Seul un des groupes était alors en service, les débits très favorables cette année permettant aux usines hydro-électriques de la région d'assurer à elles seules l'alimentation du réseau général.

IV. Fuerzas Electricas del Noroeste S.A. (FENOSA)

Cette société privée a été constituée en 1943 pour mettre en valeur, conformément à son nom, les forces hydrauliques du nord-ouest de l'Espagne, celles-ci étant particulièrement favorables vu la topographie accidentée et le climat relativement humide de cette région. Alors qu'à cette époque, la Galice devait importer de

l'énergie électrique d'autres zones de production espagnoles pour subvenir à ses propres besoins, elle en exporte actuellement, grâce à sa liaison au réseau national, à 220 kV. Tout dernièrement, elle a même commencé à en exporter en France.

Notre groupe a eu l'occasion de visiter les usines suivantes de Fenosa:

1. Usine de Los Peares sur le Rio Miño

Terminée en 1953/54, elle était alors la centrale la plus importante d'Espagne, grâce à sa puissance installée de 187 MVA et à sa production annuelle de 450 GWh dont 350 de moyenne annuelle régularisée.

Le barrage-poids, curviligne, d'une hauteur de 94 m, a été fondé sur une intrusion de granit dans des schistes ardoisiers, ces derniers ayant nécessité d'importants travaux d'étanchements du sous-sol au moyen d'injections de ciment (13 000 m de forages, 3 000 t de ciment). Il crée une retenue de 182 millions de m³, dont 160 sont utilisables. Les crues, d'un débit maximum de 3500 m³/s, sont évacuées par dessus le barrage, le déversoir étant muni de 4 vannes Stoney de 15,00 m de largeur sur 9,25 m de hauteur. Des essais sur modèle réduit effectués au Laboratoire d'hydraulique de l'Ecole des Ponts et Chaussées de Madrid ont permis de déterminer les caractéristiques du bassin amortisseur aval.

La centrale, en partie souterraine, est sise sur la rive droite du Miño, au pied du barrage; une galerie de fuite avec chambre d'équilibre en tête restitue les eaux turbinées dans le fleuve à quelques centaines de mètres plus à l'aval. Alors que le débit moyen du Miño



Fig. 41 Usine de Eume. Modèle de la coupe par le barrage

est de 100 m³/s, le débit équipé est de 200 m³/s; la chute nette varie entre 93,50 et 67,50 m. L'équipement électro-mécanique comprend 3 groupes identiques: turbines Francis à axe vertical de Bowing & Co. de Londres de 74 000 CV et alternateurs British Thompson-Houston de 62 400 kVA. Quant au poste de transformation et de couplage situé contre la falaise, à hauteur du toit de la centrale, les difficultés de transport ont conduit aux choix de transformateurs monophasés 11/132 kV.

2. Usine d'Eume sur le Rio Eume

L'Eume est un fleuve relativement modeste du versant nord des Monts Cantabres qui se jette dans l'Atlantique entre El Ferrol et La Corogne. Son lit, creusé dans les roches cristallophyliennes de cette région, était particulièrement favorable à la construction d'un barrage relativement mince. C'est ainsi que l'on a construit, de 1955 à 1959, un élégant barrage à double courbure dont la coupe ressort de la photo annexée (fig. no 41). Comme nombre de barrages italiens du même type, il est symétrique par rapport à l'axe médian. D'une hauteur de 103 m, il crée une retenue de 125 millions de m³. Les crues, qui ne dépassent pas 600 m³/s, sont évacuées par dessus la crête du barrage dont 60 m ont été aménagés en forme de déversoir. Vu le peu de valeur du terrain le long de la retenue, on a renoncé à installer des vannes sur ce déversoir

dont la lame d'eau peut atteindre 2,50 m de hauteur. Une galerie d'amenée de 2800 m de longueur, diamètre 3,30 m, revêtue sur toute sa longueur, puis 2 conduites forcées conduisent le débit aménagé de 26,2 m³/s à 2 groupes de 75 000 CV chacun situés dans une centrale à l'air libre sise sur la rive gauche du rio. Comme à Los Peares, les turbines du type Francis ont été fournies par Bowing & Co., et les alternateurs par Thompson Houston. La sous-station, elle, est située également au pied de la falaise, en prolongation de la centrale.

Travaillant sous une chute qui varie entre 249 et 189 m, cette usine produit en moyenne 180 GWh par année.

3. Usine de Belesar sur le Rio Miño

Durant l'été 1957, FENOSA a commencé la construction de cette nouvelle usine (fig. 42) dont l'exploitation sera conjuguée avec celle de Los Peares située plus à l'aval. Grâce à l'accumulation de 640 millions de m³ qu'elle comportera — accumulation qui sera la plus volumineuse de Galice — FENOSA disposera d'une production totale annuelle régularisée de 1450 GWh, ce qui représentera un pourcentage très élevé de sa production totale.

Lors de notre passage sur le chantier, on commençait à bétonner le barrage, une coupole de 127 m de hauteur s'appuyant sur 2 culées latérales aménagées en déversoirs de crue; les crues du Miño peuvent atteindre 3300 m³/s en cet endroit.

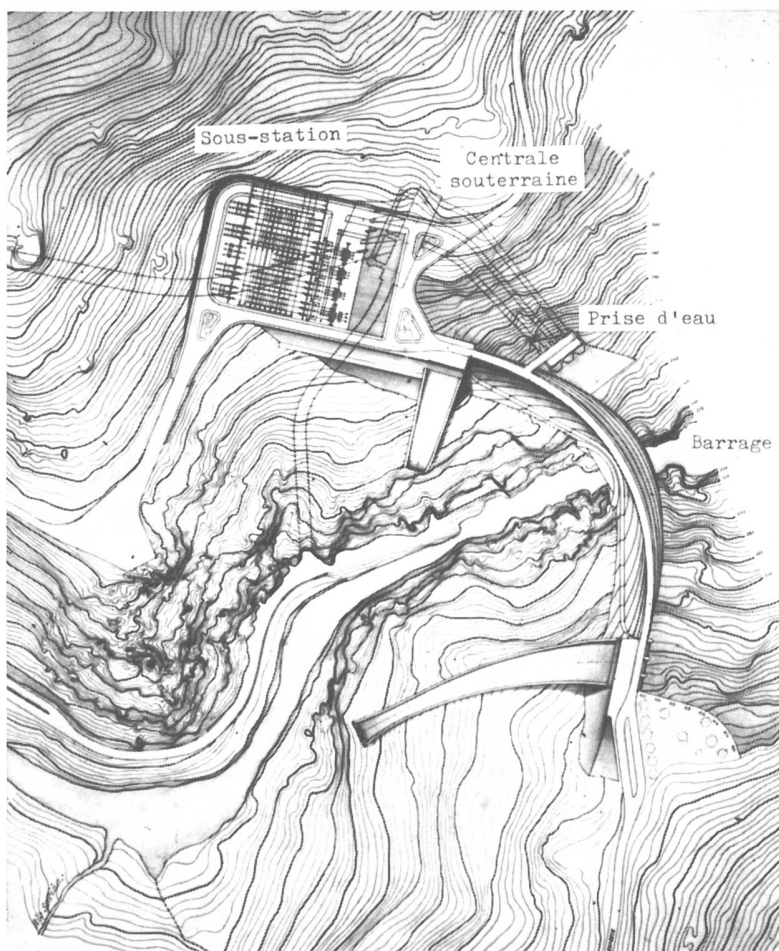


Fig. 42 Usine de Belesar.
Situation



Fig. 43 Usine de San Esteban sur le Sil.
Vue générale

La centrale souterraine, excavée dans un beau granit qui sera laissé nu, sauf la voûte et les piliers supportant le pont roulant, sera équipée de 3 groupes de 88 MVA chacun (turbines Bowring & Co., alternateurs The Associated Electrical Industries), travaillant sous une chute pouvant atteindre 136 m. Certaines installations seront de fabrication française et seront payées, au moins en partie, par des fournitures d'énergie espagnole s'intégrant dans un contrat d'échange d'énergie entre les deux pays.

Une chambre d'équilibre aval et une galerie de fuite de 1200 m de long complètent le dispositif hydraulique. Quant au poste de transformation et de couplage, il est situé à l'air libre, au-dessus de la centrale, avec laquelle il correspond par un puits de 7 m de diamètre et de 130 m de hauteur, donc selon une disposition qui rappelle celle choisie pour l'usine de Aldeadávila.

La production annuelle de cet aménagement sera de 600 GWh environ; il permettra en outre d'augmenter de 180 GWh celle de l'usine aval de Los Peares. A noter que le transport de l'énergie ainsi produite sera effectué par une ligne à 220 kV, rejoignant à Ponferrada le réseau national à haute tension.

V. Saltos del Sil S. A.

La société Saltos del Sil S. A. a été créée en 1945 en vue de produire de l'énergie et de la vendre en gros aux sociétés alimentant de grands centres de consommation, notamment Madrid, ville à laquelle ses usines sont reliées par une ligne de 220 kV. Comme son nom l'indique, cette société s'est donné pour tâche principale d'aménager le cours inférieur du Rio Sil, un des principaux affluents du Miño. Cet aménagement impliquait l'assurance que les débits du Sil seraient régulés au moyen d'un certain nombre de retenues sur ses affluents débouchant plus en amont. Ceci fut ob-

tenu, partie en ce sens que les Saltos del Sil obtinrent eux-mêmes les concessions nécessaires et partie du fait qu'une autre société, l'Hidroelectrica Moncabril S. A. s'est engagée à réaliser les autres accumulations d'amont nécessaires pour régulariser le Sil. C'est grâce à ce plan d'aménagement commun que la Société du Sil a pu entreprendre les grands travaux prévus sur le Sil inférieur.

Outre quelques usines de moindre importance, les Saltos del Sil entreprirent dès 1946 la construction de l'usine de San Esteban, l'usine actuellement encore la plus importante d'Espagne. Malheureusement la difficulté, et même à un moment donné l'impossibilité de se procurer les devises nécessaires pour acheter à l'étranger l'appareillage électro-mécanique provoquèrent un arrêt des travaux jusqu'au jour où l'on put obtenir l'autorisation d'importer les machines. Il fallut aussi obtenir l'autorisation de réajuster les prix de vente de l'énergie pour assurer une rentabilité suffisante des installations.

Voici quelques caractéristiques de cette chute de San Esteban, qui est du type usine à accumulation avec centrale au pied du barrage (fig. 43).

La retenue qui occupe une gorge assez étroite a une longueur de 43 km, une superficie de 737 ha et un volume de 213 millions de m³ dont 195 millions peuvent être utilisés. Le barrage, fondé sur le granit, est du type poids-voûte; il a une hauteur de 115 m et une longueur de 295 m; le parement amont est vertical alors que le fruit du parement aval est de 0,576. Le volume total de béton de l'ouvrage est de 475 000 m³. L'organe principal d'évacuation des crues est constitué par le barrage lui-même sur lequel 8 pertuis de 15 m de largeur et 8 m de hauteur, fermés par des vannes segments, permettent d'évacuer 4500 m³/s. Des essais sur modèle réduit ont permis de résoudre favorablement le problème difficile que constituait la destruc-



Fig. 44 Usine de San Pedro sur le Sil.
Le barrage en cours de construction

tion de l'énergie d'une telle masse d'eau sans que le pied du barrage risque d'être érodé. On a pu obtenir ce résultat économiquement au moyen de tremplins et de parois-guides qui rompent la convergence de la lame.

Deux galeries de 6,80 m de diamètre intérieur conduisent le débit équipé de 300 m³/s dans la centrale située à quelques centaines de mètres à l'aval du barrage sur le flanc gauche de la vallée. 4 groupes Francis de 80 000 CV chacun permettent de produire 860 GWh en année moyenne, quantité qui s'élèvera à 920 GWh environ une fois terminées les retenues d'amont. Vu le peu de place disponible, la station de transformation et de couplage est située sur le toit de la centrale. C'est donc de là que partent les 2 lignes à 220 kV allant vers Ponferrada d'une part et Madrid d'autre part.

A noter que le Sil a subi durant l'hiver 1959/60 une crue considérable puisque le 26 décembre 1959, elle a atteint un maximum de 3600 m³/sec. Cette crue a permis de contrôler la pertinence des dispositions adoptées, car elle n'a provoqué à San Esteban que de petits inconvénients d'où quelques adaptations d'importance mineure qui étaient en cours de réalisation lors de notre visite. Par ordre d'importance, c'est la troisième crue observée depuis le début du siècle, la plus forte datant de 1909 et la seconde de 1934.

Si la crue de décembre 1959 n'a pas causé de dommages appréciables à San Esteban, il n'en a pas été de même pour la chute aval de San Pedro (fig. 44), en cours d'achèvement lors de notre visite. En effet, bien que la distance qui sépare les deux usines ne soit que de 8 km, le débit maximum de la crue fut ici de 4200 m³/s, un affluent du Sil débouchant entre les deux chutes.

Lors de la crue, deux des quatre vannes segments du barrage de San Pedro étaient en cours de montage; il en était de même des parties fixes du deuxième

groupe dans la centrale alors que le premier groupe venait de subir ses premiers essais de marche. L'eau de la retenue, contiguë à la centrale, a pénétré dans celle-ci en passant par dessus le batardeau situé en tête du groupe en montage et elle finit par dépasser de 1,50 m le toit de la centrale (fig. 45).

Il n'y eut heureusement aucun accident de personnes, mais on peut s'imaginer sans peine les ennuis qui résultèrent de cette situation. La turbine ne subit pas grand dommage; par contre il a fallu refaire à neuf une bonne partie des installations électriques. Quant à l'alternateur qui était resté pendant 3 jours dans l'eau, on a essayé de le sécher à l'air pendant plusieurs semaines, mais sans résultat appréciable si bien qu'on a dû enlever les bobines et les envoyer dans un atelier de Bilbao où on les a séchées sous vide selon un procédé patenté de Sécheron.

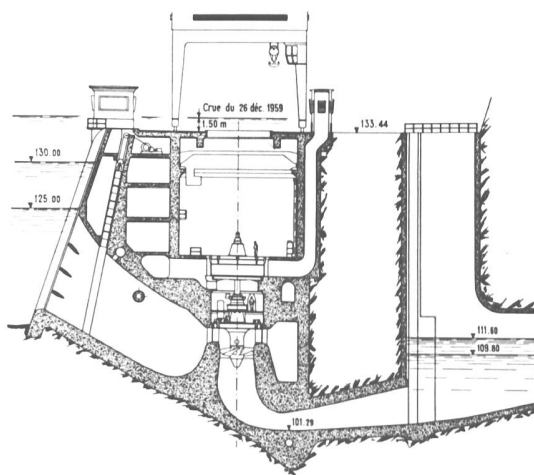


Fig. 45 Usine de San Pedro sur le Sil. Coupe par la centrale

Les essais du premier groupe, après remise en état, ont dû avoir lieu en juillet 1960, ceux du 2^e groupe vers la fin de 1960.

Voici les principales caractéristiques de cette usine de San Pedro :

- Disposition générale analogue à celle de Rheinau sur le Rhin, c'est-à-dire centrale en bordure de la retenue à l'amont immédiat du barrage, chambre d'équilibre aval et deux galeries de fuite de 200 m de longueur environ.
- Centrale à toit surbaissé et ouvrant surmonté d'une grue portique permettant le levage et le transport des machines par dessus la centrale.
- Deux groupes verticaux composés chacun d'une turbine Kaplan construite par Escher-Wyss, Zurich (capacité maximum de 112,5 m³/s) pour une chute pouvant varier entre 18,40 m et 9,50 m et d'un alternateur Sécheron de 20 MVA.
- Un seul transformateur, 40 MVA, 15/220 kV, de construction allemande.

*

Je ne saurais achever ce bref aperçu sans redire encore ici l'intérêt qu'a présenté ce voyage d'études comme l'enrichissement et le plaisir qu'y ont trouvés tous les participants.

Du point de vue technique tout d'abord, nous avons visité des aménagements importants, voire considérables, terminés récemment ou en cours de réalisation malgré des conditions souvent difficiles. En effet, si la géologie est en général favorable — on se trouve souvent dans de vieux massifs granitiques ou primaires — l'hydraulicité varie énormément, non seulement au cours d'une même année, mais encore d'une année à l'autre. Les crues, rapides et intenses, nécessitent

des organes d'évacuation de dimensions parfois extraordinaires. Les efforts qui ont permis de quadrupler la production d'énergie en Espagne depuis la fin de la guerre civile et de porter à 17 milliards de m³ la capacité des retenues en sont d'autant plus remarquables.

De leur côté, les régions parcourues ont été aussi diverses que pittoresques. A l'austère grandeur des hauts plateaux de la Meseta, brûlés de soleil et aux horizons presque infinis, ont succédé les vallonnements de la Galice où les roches anciennes, revêtues d'un manteau de verdure, sont rafraîchies sans cesse par les nuées de l'Atlantique. Puis apparurent les rias, ces golfes profonds et ramifiés qui caractérisent le littoral nord-ouest de la péninsule ibérique. Quant aux antiques et nobles cités qui se trouvaient sur notre itinéraire et que nous avons visitées, trop vite malheureusement, ce sont de véritables villes-musées bien dignes de leur réputation.

Mais ce que je ne saurais manquer de relever tout spécialement, c'est la généreuse hospitalité avec laquelle nous avons été reçus tout au long de notre voyage. Que ce soit par les alcaldes de Salamanque ou de St-Jacques de Compostelle (fig. 46) dans les salons d'apparat de leurs magnifiques hôtels de ville ou par les entreprises d'électricité sur leurs chantiers ou dans leurs casas de ingenieros, partout nous fûmes accueillis avec cette noblesse, mais aussi avec cette aimable cordialité qui font le charme de la légendaire hospitalité espagnole.

Qu'il me soit encore permis de remercier ici le Dr h. c. A. Kaech ainsi que MM. E. Gruner et R. Saudan — qui tous deux ont aussi participé au voyage d'études — car ils m'ont obligeamment fourni nombre de renseignements qui ont permis de compléter heureusement cet aperçu.



Fig. 46 Vue générale de St-Jacques de Compostelle

H. Studienreise in die Südwestzone Spaniens

G. A. Töndury, Dipl. Ing., Zürich/Wettingen

DK 621.29 : 91 (46)

Die im Abschnitt F generell skizzierte Studienreise SO dauerte vom Freitag, 10. Juni bis Donnerstag, 16. Juni 1960 und umfaßte eine gesamte, im Autobus zurückgelegte Strecke von 1820 km; an dieser Studienreise nahmen etwa 100 Damen und Herren verschiedener Nationen teil, die sich auf drei bequeme Autocars verteilten.

Madrid – Trujillo (365 km)

Die Abfahrt von Madrid erfolgte am Freitag, 10. Juni früh bei schönem Wetter und einer Temperatur von 24° C, die später bis 32° C anstieg. Vorerst der guten Hauptstraße V folgend, die Madrid mit der portugiesischen Hauptstadt Lissabon verbindet, fahren wir zunächst durch eine ziemlich eintönige Gegend, später in einer durch vereinzelte, allmählich durch reichere Kornfelder charakterisierten Landschaft mit großen Eichenbeständen, Korkeichen und vereinzelt Feigenbäumen. Bald gelangen wir in die Landschaft von Extremadura, ein, wie schon der Name sagt, durch gewaltige Gegensätze ausgezeichnetes Land mit scharf ausgeprägtem Binnenklima, abwechselnd zwischen extremer Hitze und empfindlicher Kälte. Die Landschaft mit gelber und roter Erde ist denn auch zum Teil steppenartig. In der Ferne, im Nordwesten, sind die verschneiten Bergketten der Sierra de Gredos sichtbar. Nach etwa 120 km erreichen wir die Stadt Talavera de la Reina am mittleren Tajo und fahren von hier aus weitere 70 km in westlicher Richtung bis nach Almaraz, wiederum nahe am Tajo gelegen, und von hier auf einer staubigen Baustraße nach Südosten, dem Tajo flußaufwärts folgend zur Baustelle Valdecañas, wo vor kurzem mit dem Bau einer großen Talsperre begonnen wurde (Bild 47).

Die Kraftwerkgruppe am mittleren Tajo

Am eigentlichen Mittellauf des Tajo — die Spanier sprechen hier bereits vom unteren Tajo —, d. h. auf der 300 km langen Strecke von Talavera de la Reina in der Provinz Toledo bis zur spanisch-portugiesischen Grenze — also im untersten spanischen Becken dieses

großen Flusses — ist seit einigen Jahren eine mächtige Kraftwerkgruppe mit bedeutenden Speicherseen im Entstehen begriffen (Bild 48). Die erforderlichen Wasserrechtsverleihungen wurden vom Staat am 3. April 1956 der 1907 gegründeten «Hidroeléctrica Española S. A.» verliehen. Diese Gesellschaft verfügte bei ihrem 50jährigen Bestehen über 30 Wasserkraftanlagen und 4 thermische Elektrizitätswerke mit einer gesamten Leistung von 681 MW, wovon 314 MW in thermischen Anlagen und 367 MW in hydroelektrischen Anlagen, letztere mit einer mittleren jährlichen Produktionskapazität von etwa 1100 GWh; sie besitzt ein Hochspannungsnetz von etwa 18 000 km Länge und zählt heute etwa eine Million Abonnenten elektrischer Energie mit einem jährlichen Strombedarf von mehr als 2 Milliarden kWh, bei einer mittleren Bedarfssteigerung von 8%. Das Versorgungsgebiet dieser Gesellschaft umfaßt die Gegend von Toledo und Umgebung, einen Teil von Madrid und eine Zone im Nordwesten der Hauptstadt, vor allem aber das Küstengebiet Castellón de la Plana—Valencia—Alicante am Mittelmeer.

Die oben erwähnte Kraftwerkgruppe am mittleren Tajo sieht vier Stufen vor (siehe Tabelle 1) mit einer Produktionskapazität von 2,4 Mrd kWh; dazu kommt noch eine zweistufige Kraftwerkgruppe (Gabriel y Galan und Valdeobispo) am Rio Alagón, einem rechten Zufluß des Tajo, der in das zukünftige Staugebiet von Alcantara münden wird, mit einer Produktionskapazität von weiteren 110 GWh. Auf der an Alcantara anschließenden spanisch-portugiesischen Grenzstrecke des Tajo können schließlich weitere 500 GWh gewonnen werden. Die vier in Spanien geplanten Kraftwerkstufen am mittleren Tajo umfassen je einen Speichersee (siehe Tabelle 1) mit Kraftwerkanlage am Fuße der Staumauer. Gegenwärtig befinden sich die zwei mittleren Stufen Valdecañas und Torrejón im Bau. Das größte Bauvorhaben dieser Gruppe, das Kraftwerk Alcántara — unmittelbar vor der spanisch-portugiesischen Grenze — mit einem gewaltigen Speicherbecken von 3,3 Mrd m³ ist fertig



Bild 47 Sperrstelle Valdecañas in der Tajo-Schlucht; Blick talaufwärts

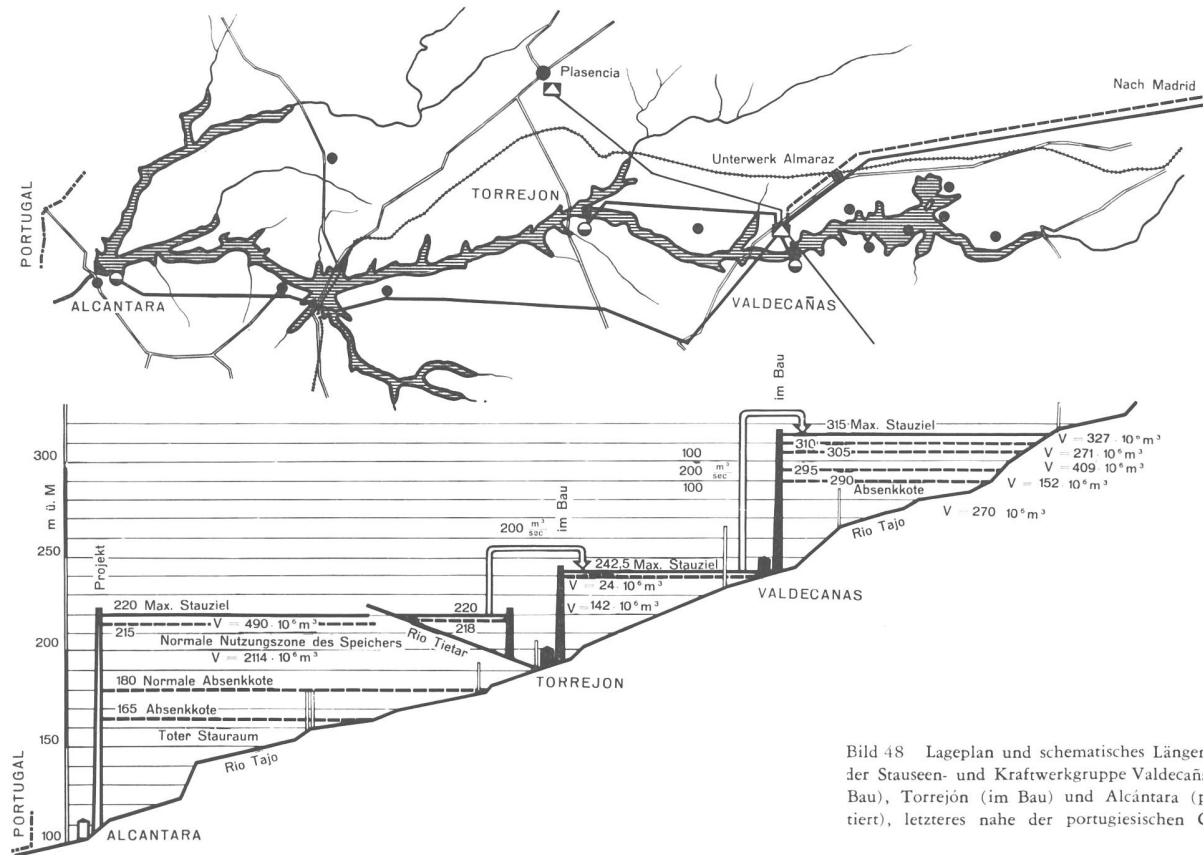


Bild 48 Lageplan und schematisches Längenprofil der Stauseen- und Kraftwerkgruppe Valdecañas (im Bau), Torrejón (im Bau) und Alcántara (projektiert), letzteres nahe der portugiesischen Grenze

projektiert, soll bald in Angriff genommen werden und 1966 betriebsbereit sein; mit dem Bau der obersten Stufe — dem Kraftwerk Azután — soll erst nach 1965 begonnen werden.

Auf der Studienreise SO der Weltkraftkonferenz besuchen wir das in enger Schlucht am Tajo gelegene Baugelände für das Kraftwerk Valdecañas (Bilder 47 bis 51). Mit dem Bau dieser Anlage wurde 1957 begonnen, und sie soll 1962 vollendet sein; zur Zeit des Besuches waren etwa 1200 Arbeiter auf den verschiedenen Baustellen beschäftigt, für 500 Arbeiter mußte eine besondere Siedlung geschaffen werden. An der Sperrstelle mißt das Einzugsgebiet des Tajo bereits 36 540 km² (Rhein bei Rheinfelden 34 550 km²). Der mittlere jährliche Abfluß beträgt 103,4 m³/s (Rhein bei Rheinfelden 1023 m³/s), und man rechnet mit einem Jahrhundert-Hochwasser von 4700 m³/s. Durch den Bau einer 92 m hohen Kuppelstaumauer mit einer Kronenlänge

von 290 m und einer Betonkubatur von 262 500 m³ wird ein 55 km langer Speichersee von 1429 Mio m³ mit 1159 Mio m³ nutzbarem Stauraum geschaffen. Die Hochwasser-Entlastungsorgane — zwei Grundablässe in symmetrisch angeordneten, je 300 m langen Umleitungsstollen — erlauben bei gefülltem Stausee die Ableitung von 5000 m³/s; im Speichersee ist ein 2 m hoher Hochwasserschutzraum von 140 Mio m³ vorgesehen. Der auf der linken Talseite angeordnete Bau-Umleitungsstollen hat ein Schluckvermögen von 1200 m³/s. Die drei konstruktiv mit der Staumauer verbundenen, für den Betrieb der Abschlußorgane der Wasserrfassung vorgesehenen Türme sind 78 m hoch und haben einen Durchmesser von 8,40 m. In der zentral am Fuße der Staumauer zu bauenden Zentrale werden drei Maschinengruppen installiert und zwar vertikalachsige Deriaz-Turbinen von je 110 000 PS (die größten Einheiten dieses Typs), 150 Umdrehungen/min. mit einer zwischen

Speicher- und Kraftwerkgruppe am mittleren Tajo

Tabelle 1

Name des Speichersees bzw. Kraftwerks	Höhe der Staumauer m	Stauziel m ü. M.	Spiegelschwankung für Kraftnutzung m	Speicherinhalt in Mio m ³			Kraftwerk				
				total	Nutzinhalt	Hochwasserschutzraum	Ausbauwassermenge m ³ /s	Bruttogefälle m	Total inst. Leistung MW	Mittl. jährl. Elektrizitätserz. GWh	Inbetriebnahme
Azután	43	353,0	—	—	—	—	400	31	100	200	Bau nach 1965
Valdecañas	92	315,0	25,0	1429	1159	327	414	50/75	225	407	1962
Torrejón	65	242,5	2,5	166	24	—	350	25/50	120	293	1963
Alcantara	150	220,0	30,0	3005	2604	490	600	110	500	1500	1966
zusammen									945	2400	

Legende

- 1 Bogenstaumauer
- 2—3 Hochwasser-Überläufe
- 4—5 Grundablaß
- 6 Drei Türme der Wasserfassung
- 7 Bogenstaumauer als Fangdamm
- 8—3 Umleitungsstollen
- 9 Zentrale und Schaltanlage

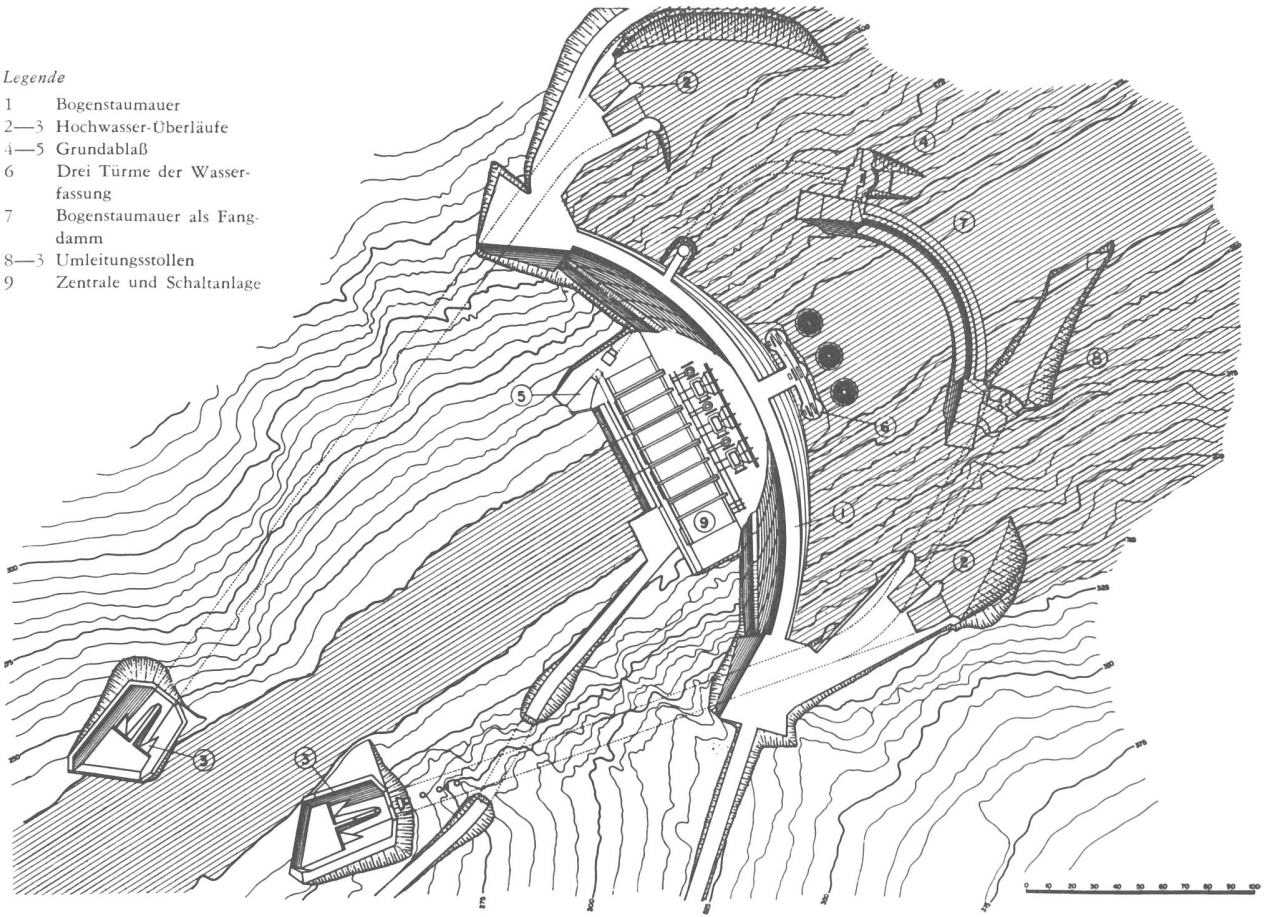


Bild 49 Lageplan von Bogenstaumauer und Zentrale Valdecañas am Tajo

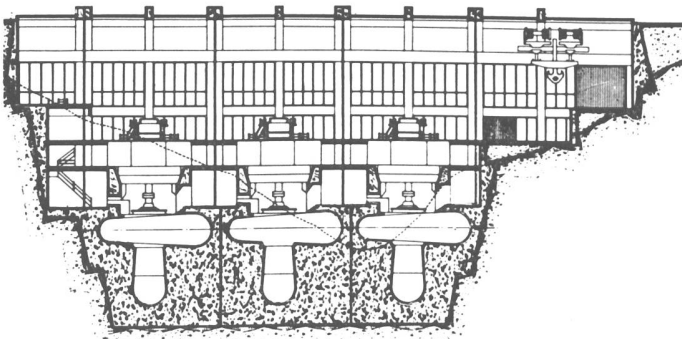
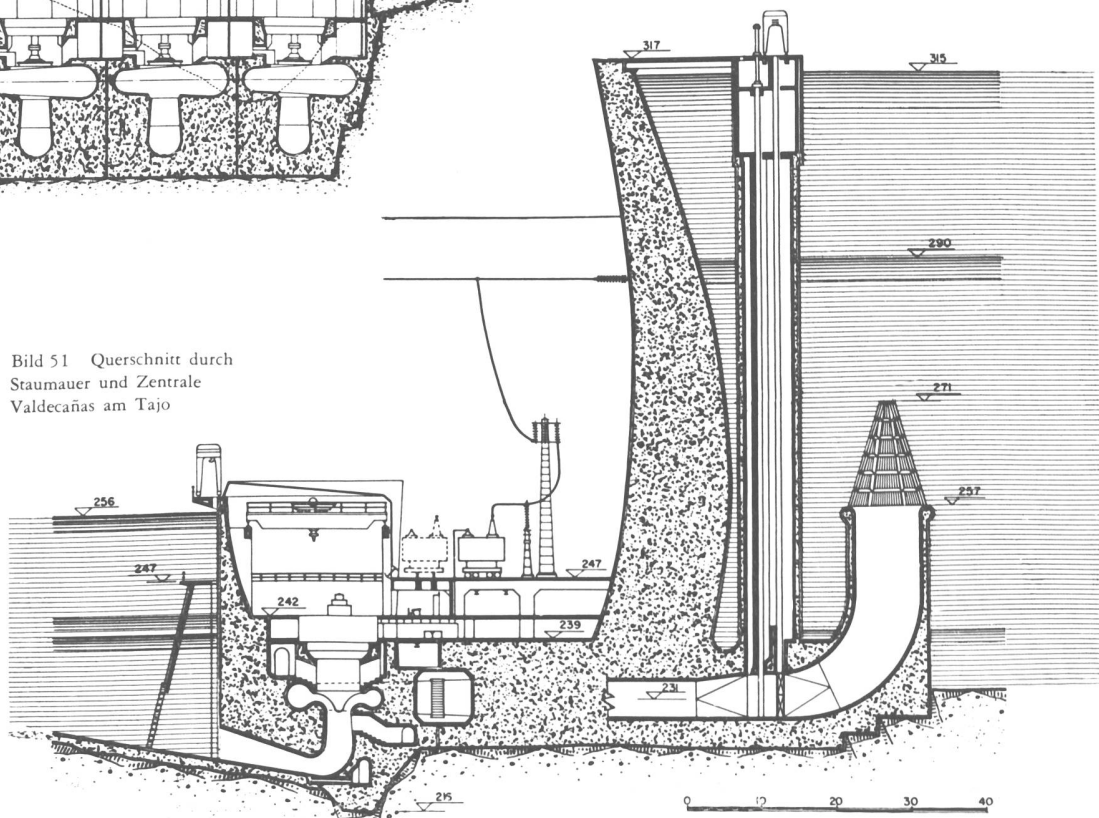


Bild 50 Längsschnitt durch die Zentrale Valdecañas

Bild 51 Querschnitt durch Staumauer und Zentrale Valdecañas am Tajo



75 und 47,5 m variierenden Fallhöhe und einer Schlickfähigkeit von je 138 m³/s; es handelt sich bei diesem Typ um kombinierte Turbinen-Pumpen-Aggregate mit hohem Wirkungsgrad auch bei stark wechselndem Gefälle und Pumpenbetrieb. Die Zentralen Valdecañas und Torrejón sind so disponiert, daß man jeweils Wasser vom unterliegenden in den oberen Stausee pumpen kann.

Von der nahegelegenen großen Schaltanlage Almaraz gehen 11 Hochspannungsleitungen à 220 kV, 7 Leitungen à 138 kV und 6 Verbindungsleitungen ab.

Sämtliche Bauarbeiten (provisorische Bau-Talsperre, Kuppelstaumauer, Grundablässe, Wasserfassung, Druckleitungen, Zentrale usw.) werden etwa 445 000 m³ Fels- und Erdaushub, 392 000 m³ Beton und 2560 t Stahl erfordern.

Nach dem Mittagessen, als Gäste der Gesellschaft Hidroeléctrica Española S. A. in ihrem nahegelegenen Verwaltungsgebäude für die Kraftwerkgruppe, geht die Fahrt durch eine heiße Landschaft, lange Zeit stark ansteigend (im Autocar herrscht eine drückende Hitze von 38° C!), weiter bis auf ein kahles Hochplateau zur reizvollen alten Stadt Trujillo, auf 517 m Höhe gelegen. Dieses Städtchen mit prächtigem Platz und hübschen winkligen Gassen ist dominiert von einer weitläufigen maurischen Burganlage. Trujillo ist die Geburtsstadt von Francisco Pizarro, dem Eroberer von Peru, sowie vieler anderer Konquistadoren. Ein Monument des kühnen wilden Eroberers hoch zu Pferd beherrscht den Hauptplatz mit der großen gotischen Hauptkirche Santa Maria la Mayor und die den schönen Platz umsäumenden Patrizierhäuser (Bild 52). Die Türme der reizvollen Stadt sind von ganzen Storchenfamilien bevölkert. Nur ungern trennen wir uns nach kühlendem Trunk von dieser Stadt mit dem schönsten Platz, den ich bisher in Spanien gesehen habe und fahren noch 50 km weit in westlicher Richtung zur alten Stadt Cáceres. Die Landschaft zwischen diesen beiden Städten ist sehr kahl und wird beherrscht von rotfelsigem Terrain und ausgedorrter Steppe. Im rasch abnehmenden Abendlicht besichtigen wir noch das von mittelalterlichen Mauern mit Türmen und Toren beherrschte Städtchen Cáceres, das wie Trujillo ganz mittelalterliches Gepräge hat, uns aber weniger gut gefällt als Trujillo. Spät essen wir zu Nacht im schönen Garten des Hotels Extremadura, und dann fährt unser Car zwischen 23.30 und 0.30 Uhr nach Trujillo zurück, weil wir dort in dem einige km östlich dieser Stadt gelegenen neuen Hostel del Conquistador untergebracht sind, während die Insassen der beiden andern Cars in Cáceres um Unterkunft zu kämpfen haben!

Trujillo—Sevilla (465 km)

Bei sehr schönem Wetter — schon um 7 Uhr messen wir 24° C — fahren wir am Samstag um 9.30 Uhr, nach Ankunft der anderen beiden Cars aus Cáceres, von Trujillo direkt in südlicher Richtung die Sierra de Marchaz-Sierra de Guadalupe überquerend in das weite Becken des Rio Guadiana. An diesem großen Fluß ist durch die Schaffung bedeutender Speicherseen am Oberlauf und am Mittellauf und durch den Bau ausgedehnter Bewässerungsanlagen, bis zur spanisch-portugiesischen Grenzstadt Badajoz, das größte Meliora-



Bild 52 Plaza Mayor und Kathedrale im mittelalterlichen Städtchen Trujillo in der Provinz Cáceres

tionswerk Spaniens im Entstehen begriffen, und die einst öde Gegend wird in fruchtbares Land verwandelt; zudem werden zahlreiche Neusiedlungen gebaut. Etwa 60 km nach Trujillo bzw. 30 km vor Mérida zweigen wir von der Hauptstraße auf im Bau begriffene neue Straßen ab und fahren etwa 50 km in östlicher Richtung zum großen soeben geschaffenen Speichersee Orellana, einem der bedeutendsten Speicheranlagen für den «Plan von Badajoz».

Der Plan von Badajoz

(großzügiges Meliorationswerk)

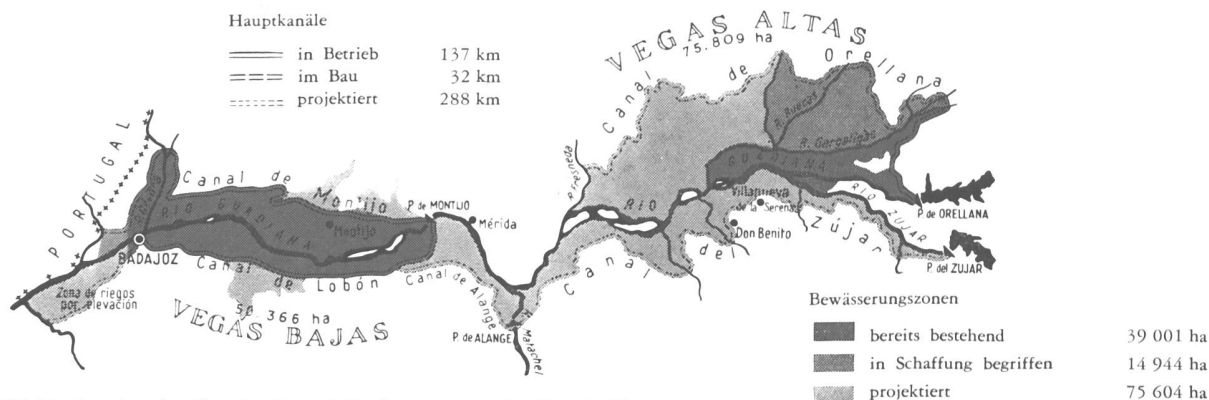
In einem weiten Gebiet des Flusses Guadiana ist auf spanischem Boden seit 1952 ein gewaltiges und großzügiges Bewässerungswerk im Entstehen begriffen — das größte spanische Bauvorhaben dieser Art —, das bis zum Jahre 1965 zum Abschluß gebracht werden soll: der sog. «Plan Badajoz» (Bilder 53 bis 63). Der 820 km lange Rio Guadiana mit einem gesamten Einzugsgebiet von 67 840 km² entspringt nördlich der Sierra Morena, fließt vorerst nach NW und biegt dann an den südlichen Ausläufern der Sierra de Guadalupe nach SW und W um; unweit der Stadt Badajoz biegt er nach SW—S ab und bildet von hier an, und vor seiner Mündung im Golf von Cádiz, 130 km westlich von Sevilla, in den Atlantischen Ozean, auf langen Strecken die spanisch-portugiesische Grenze.



Auf Dekret des spanischen Staatsoberhauptes General Franco wurde am 7. April 1952 die Verwirklichung des Plans von Badajoz beschlossen, um derjenigen spanischen Provinz, welche die größten sozialen Probleme stellte, eine weitgehende staatliche Hilfe und Förderung zu gewährleisten; die Provinz Badajoz — die größte

Spaniens — umfaßt 21 657 km² und zählt heute nur 896 237 Einwohner. (Siehe Kärtchen oben links.)

Der Plan von Badajoz stellt den Menschen und seine unmittelbaren Bedürfnisse in den Vordergrund; er soll für die Kolonisatoren Bebauungszonen schaffen und vielen Bauern und Arbeitern würdige Unterkunft und



Die Speicherseen am Rio Guadiana
(Bewässerungs-System für den Plan Badajoz)

Tabelle 2

Name des Speichersees	Flußlauf	Staumauer			Speichersee			Hochwasserentlastung für m ³ /s	Bauperiode
		Höhe m	Kronenlänge m	Beton-Kubatur in 1000 m ³	Länge in km	Seeoberfläche ha	Speicherinhalt Mio m ³		
Cijara	Rio Guadiana	80	295	368	45	6300	1670	4800	in Betrieb seit 1956
García de Sola	Rio Guadiana	58	225	259	35	3550	530	4700	im Bau; Inbetriebnahme 1961
Orellana	Rio Guadiana	61	748	467	35	5550	800	3140	im Bau; Inbetriebnahme 1960
Zújar	Rio Zújar	60	350	325	35	4500	723	2000	im Bau; Inbetriebnahme 1963
Alange	Rio Matalchel	32	247	71	10	1066	63	1000	projiziert
zusammen				1490		20966	3786		



Bild 55 Der weite Stausee Orellana von 800 Mio m³ Nutzinhalt am Rio Guadiana; erster Aufstau

Arbeitsmöglichkeiten bieten. Die bedeutendsten Ziele des großen Meliorations-Werkes können folgendermaßen umrissen werden:

1. Weitgehende Abflußregulierung des Rio Guadiana und zweier Seitenflüsse;
2. Schaffung fruchtbarer Bebauungszonen im großen Flußbecken durch ein weitverzweigtes Bewässerungssystem;
3. Kolonisierung der meliorierten Gegenden;
4. Aufforstung bestimmter Zonen, insbesondere im Gebiet der Speicherseen;
5. Anpassung des Verkehrsnetzes an die neuen Besiedlungen und an die gesteigerten Verkehrsbedürfnisse;
6. Industrialisierung der durch die Bewässerungen gewonnenen Produkte und der natürlichen Bodenschätze der Provinz;
7. Elektrifizierung der Provinz.

Der Rio Guadiana ist wie die meisten spanischen Flüsse durch sehr unregelmäßige und ganz extreme Wasserführung charakterisiert; bei einer mittleren Abflußmenge von 100,7 m³/s im Jahre 1947 schwankten die Abflüsse von 4 m³/s bis 10 000 m³/s! Der mittlere jährliche Abfluß der Beobachtungsperiode 1936—1955 erreichte 2476 Mio m³ oder 78,5 m³/s. Hier eine grundlegende Änderung zu schaffen durch weitreichende Regulierung der Abflüsse war erste und wichtigste Forderung. Diese soll durch ein System von fünf großen Speicherseen am Mittellauf des Hauptflusses und an zwei linken Zuflüssen oberhalb der Fluß-Strecke Mérida-Badajoz verwirklicht werden. Es handelt sich um die am Guadiana in unmittelbarer Aufeinanderfolge gelegenen Stauseen Cijara, García de Sola und Orellana, um den Stausee Zújar am gleichnamigen Seitenfluß parallel zu Orellana und um einen kleineren, später zu schaffenden Stausee Alange am Rio Matachel,

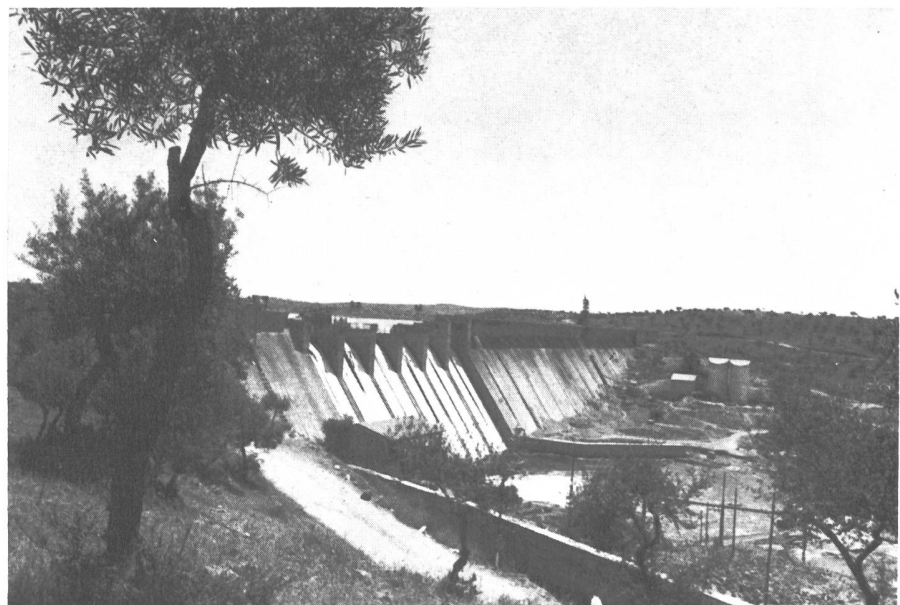


Bild 56 Die nahezu vollendete Gewichtsstaumauer Orellana am Rio Guadiana

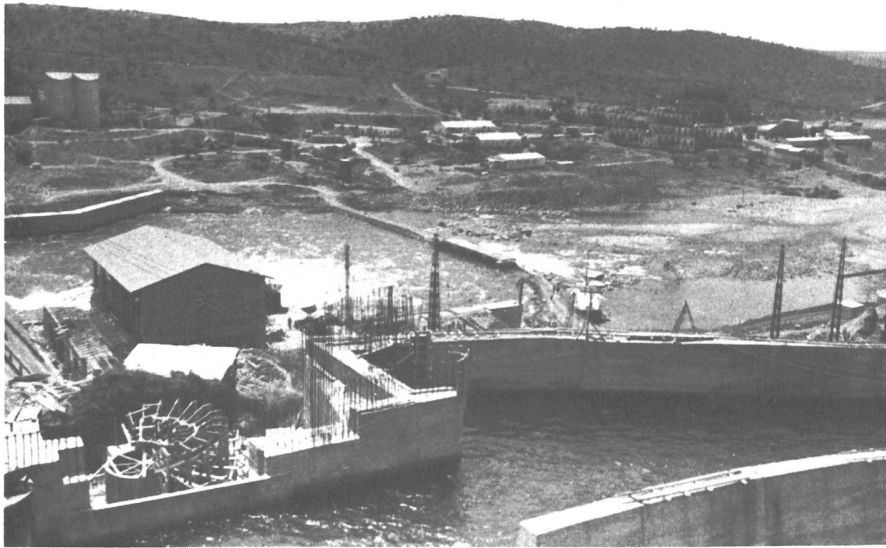


Bild 57 Blick auf die Anlagen für die Wasserkraftnutzung des Stausees Orellana, und zwar Zentrale am Guadianafluß zur Nutzung der Dotierwassermenge mit der ganzen Aufstauhöhe und kleine Zentrale (Schalung der Einlaufspirale für die Turbine) zur Wasserkraftnutzung mit reduziertem Gefälle der in den Bewässerungskanal abzugebenden Wassermenge

einem südlichen Zufluß, der oberhalb der Stadt Mérida in den Rio Guadiana mündet. Verschiedene Angaben über die Staumauern und die durch diese geschaffenen Speicherseen sind aus Tabelle 2 ersichtlich.

Der oberste größte Stausee Cijara mit 1670 Mio m³ ist als Kernstück des ganzen Reguliersystems bereits seit 1956 in Betrieb. Der anschließende Speicher García de Sola hat den Hauptzweck, das Bewässerungssystem von der Wasserkraftnutzung in der Zentrale am Fuße der Staumauer Cijara unabhängig zu machen; das in dieser Zentrale genutzte Wasser ergießt sich in den Stausee García de Sola, der vor allem die Funktion der Wasserbewirtschaftung für die Bewässerungsbedürfnisse während der Sommerperiode hat. Das Kraftwerk García de Sola kann durch die damit erfolgende Dotierung des anschließenden Stausees Orellana in der Regel während langer Perioden Konstantenergie liefern. Der Stausee Orellana (Bilder 55 bis 59) ist beim Austritt des Rio Guadiana aus der gebirgigen Zone gelegen. Die besonderen Funktionen dieses Speichers sind folgende:

- Bewässerung der Zone von Orellana, der 75 809 ha umfassenden «Vegas Altas» durch den hochgelegenen, sehr langen, am rechten, nördlichen Hang des Flußbeckens verlaufenden «Canal de Orellana» und diesem angeschlossenen Bewässerungssystem (für die Bewässerung der Zone linksseitig, bzw. südlich des Rio Guadiana dient der vom Stausee Zújar dotierte, noch längere «Canal de Zújar»);
- Dotierung des natürlichen Flußlaufes mit der für die Bewässerung der großen, zwischen den Städten Mérida und Badajoz gelegenen Zone «Vegas Bajas», die 50 366 ha mißt.

Für beide Fallhöhen, d. h. bis zum hochgelegenen Bewässerungssystem und für die Flußdotierung dient das Bewässerungswasser vorerst der Kraftnutzung in getrennten Zentralen (siehe Bilder 57 und 58). Der Stausee Zújar am gleichnamigen Fluß erfüllt für den südlichen Teil der Vegas Altas, wie bereits er-

wähnt, die gleiche Funktion wie Orellana für die nördliche Zone. Durch den gegenüber dem ursprünglichen Plan von 248 auf 723 Mio m³ vergrößerten Speicher wird es möglich sein, das zu bewässernde Areal von 11 000 auf 23 777 ha zu vergrößern und allenfalls noch

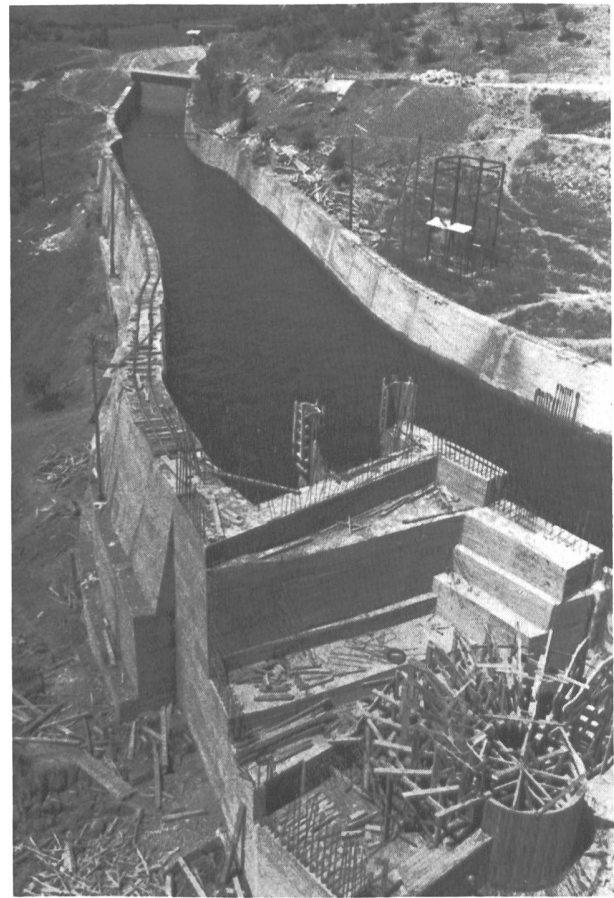


Bild 58 Vom Stausee Orellana abgehender Bewässerungskanal (Canal de Orellana); im Vordergrund das im Bau stehende kleine Kraftwerk (siehe Legende Bild 57)

Bild 59 Esel und Maultiere, die nützlichsten und genügsamsten Nutztiere der Mittelmeerzone werden hier kolonnenweise sogar noch für den Sand- und Kiestransport bei einer modernen Großbaustelle eingesetzt (Staumauer Orellana)



Wasserreserven für den später zu erstellenden Stausee Alange am Rio Matachel zu haben.

Das ganze Seensystem mit einer gesamten Seen-Oberfläche von etwa 210 km² umfaßt nach Vollausbau rund 3,8 Mrd m³. Das Speichersystem dient vorwiegend der Abflußregulierung, dem Hochwasserschutz und besonders der Bewässerung; die Wasserkraftnutzung ist hier nur von sekundärer Bedeutung, aber doch wichtig für die Elektrifizierung des ganzen Gebietes als Basis für die geplante Industrialisierung der weiten Zone.

Unterhalb der Stadt Mérida wurde am Rio Guadiana die 3,1 km lange Damm- und Wehranlage mit der Wasserfassung Montijo gebaut (Bilder 60, 61), von der aus nördlich der 70 km lange «Canal de Montijo», südlich der 50 km lange «Canal de Lobón» abzweigen, die für das Bewässerungsgebiet «Vegas Bajas» dieselbe Rolle spielen, wie die Hauptkanäle Orellana und Zújar für die «Vegas Altas». Diese Hauptkanäle, welche die Bewässerungszonen abgrenzen, geben das Wasser an ein sekundäres Kanalnetz ab, in dem die Wasserteilung erfolgt; von hier gehen die Bewässerungsabzweigungen in weiteren Rigolen und Gräben ab, welche das Wasser schließlich auf die zu bewässernden Parzellen leiten. Um eine solche sog. Einstau-Bewässerung aber erfolgreich, d. h. ohne Verluste und Überschwemmungen oder Erosionen durchzuführen, ist es erforderlich, den zu bewässernden Terrains carrés zuvor durch sehr sorgfältige Planierung das nötige Gefälle zu geben, was durch modernste Materialbewegungsgeräte erfolgt.

Die Hauptkanäle sind gesamthaft 457 km lang, wovon 1960 etwa 140 km in Betrieb und 30 km in Bau waren; das sekundäre Bewässerungsnetz soll nach Vollendung des großen Werkes rund 4000 km umfassen, wovon 1960 schon 2000 km erstellt und 700 km in Bau waren. Vom geplanten Bewässerungsgebiet von insgesamt rund 130 000 ha oder 1300 km² waren 1960 etwa 30 % bereits bewässert, 12 % im Entstehen begriffen, die restlichen 58 % sollen fortlaufend folgen.

Durch das im Entstehen begriffene Werk steigt der Bodenwert der bewässerten Zone wohl um das Acht- bis Zehnfache. Die Inkulturnahme des Bodens erfolgt nach dem Kolonisations- und Bodenverteilungsgesetz vom 21. April 1949, das in großen Zügen folgendermaßen charakterisiert ist:

- Erwerb großer, nicht bewässerter Ländereien durch den Staat, wobei den früheren Eigentümern eine der Zahl seiner Familienmitglieder entsprechende Zone reserviert wird;
- Bewässerung der Gebiete und Aufteilung in Parzellen von 4 bis 5 ha, die den neuen Kolonisten («colonos») zu entgegenkommenden, im voraus bekannten Preisen zu Eigentum abgegeben werden;
- Ausgleich zwischen den individuellen und sozialen Interessen, indem einerseits den Besitzern des exproprierten Landes der Wert des nicht bewässerten Bodens als Grundkapital für die Bodenbewirtschaftung vergütet wird und andererseits der Öffentlichkeit, vertreten durch den Staat, eine langfristige Rückvergütung der für das Bewässerungswerk aufgebrachten Kosten nach Maßgabe der zunehmenden Wirtschaftlichkeit der Einzelbetriebe eingeräumt wird. In den neu bewässerten Ländereien sollen 31 neue Siedlungen für Kolonisten und landwirtschaftliche Arbeiter, wovon 19 in Vegas Altas und 12 in Vegas Bajas, außerhalb dieser Zonen weitere vier neue Siedlungen gebaut werden, wovon sämtliche Siedlungen der unteren Zone und sechs der oberen Zone sowie die vier außerhalb liegenden bereits erstellt sind; zwei Siedlungen sind im Bau. Jeder Neusiedlung wurde eine Einflußzone von 2—3 km zugeordnet. Im April 1960 waren bereits 2942 Kolonisten mit 4—5 ha Land niedergelassen, dazu 456 mit einer zusätzlichen Parzelle von 0,5 ha. Jeder Kolonist erhält provisorisch neben den 4 bis 5 ha bewässerten Landes das für die landwirtschaftliche Tätigkeit erforderliche Gerät, eine Anzahl Nutztiere sowie eine Wohnung; er steht wäh-

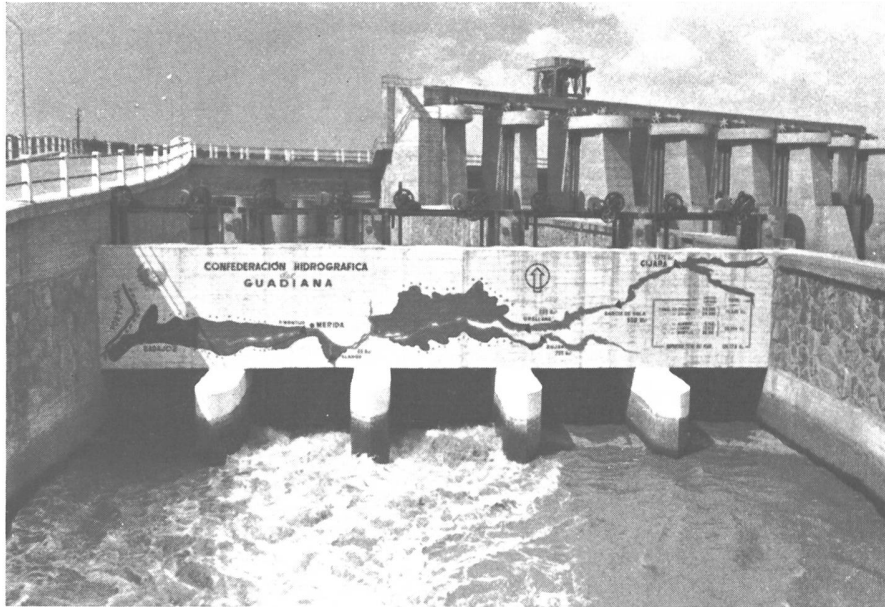


Bild 60 Teilansicht des Stauwehrs Montijo am Rio Guadiana, etwas flußabwärts der Stadt Mérida. Die sehr lange Wasserfassung dient der Entnahme des Bewässerungswassers für die Zone «vegas bajas» im Gebiet Mérida-Badajoz (siehe auch Bild 54)

rend der ersten fünf Betriebsjahre unter der Vormundschaft des «Instituto Nacional de Colonización» und muß während dieser Zeit den Wert des landwirtschaftlichen Gerätes und der Nutztiere abzahlen. Den Besitz von Parzelle und Wohnung erwirbt sich der Kolonisator durch Rückzahlung von 60% ihres Wertes innert 25 bis 30 Jahren. Jeder landwirtschaftliche Arbeiter erhält neben der Wohnung eine Parzelle von 0,5 ha zur Nutzung als Gemüse- und Fruchtgarten. Die zukünftigen Kolonisatoren werden besonders geschult, wobei bereits in den Primarschulen damit begonnen wird und später in praktischen Kursen auf 50 Kolonisatoren ein Meisterknecht tätig ist. Die sauberen und gefälligen Neusiedlungen sind mit allen notwendigen öffentlichen Bauten wie

Rathaus, Kirche, Schulen, Spitäler usw. wohlversehen (Bild 62).

Wie eingangs erwähnt, hat man, besonders im Gebiet der Stauseen, auch eine großzügige Aufforstung an die Hand genommen, und es wurden bereits etwa 25 000 ha aufgeforstet, während 5000 ha in der Vorbereitungsphase stehen.

Bedeutende Anforderungen werden durch die Inkulturnahme auch an die völlig neuen Verkehrsbedürfnisse gestellt; so wurden bis 1960 bereits 117 km neuer Straßen erstellt und 84 km bestehender Straßen verbessert, während gegenwärtig 34 Straßenkilometer im Bau sind. Zudem wird eine 168 km lange neue Eisenbahnlinie gebaut, wovon 57 km bereits erstellt und 86 km im Bau sind.



Bild 61 Weitere Teilansicht der Wasserfassung Montijo

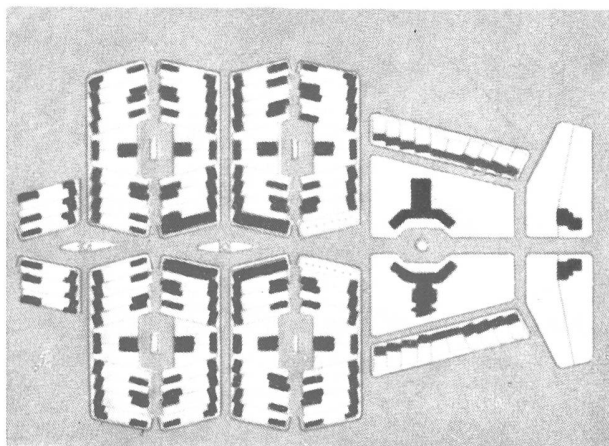
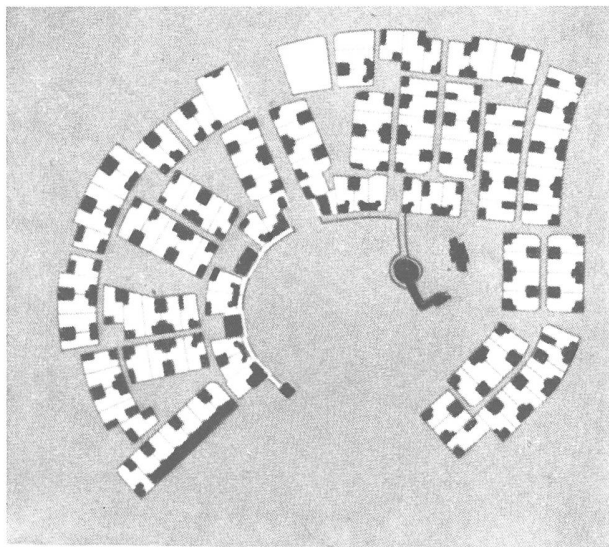


Bild 62 Zwei Beispiele schematischer Pläne für neue Siedlungen in den in Kultur genommenen Gebieten des Plans Badajoz

Für die Industrialisierung der Gegend sieht der Plan die Entwicklung besonderer Industrien für die Verarbeitung der landwirtschaftlichen Produkte

(Gemüse- und Früchtekonserven, Leinen- und Hanffabrikation, Seidenspinnerei, Wollwäschereien, Textilfasern, Milchverarbeitung usw.) und für die Nutzung der regionalen Bodenschätze (Calciumoxyd, Stahlwerke, Zementfabriken, Keramikprodukte, Superphosphate usw.) vor, wovon die meisten Anlagen in Betrieb sind.

Auch die Elektrifizierung dieser Gegend schreitet rasch vor sich. Bis vor kurzem war die Provinz Badajoz für die Elektrizitätsversorgung noch auf die Energieeinfuhr aus anderen Provinzen angewiesen. 1956 kam die Wasserkraftanlage Cijara mit 34 340 kW installierter Leistung in Betrieb und 1960 folgten die Anlagen der Staumauer Orellana mit einer inst. Leistung von 18 530 kW. Bereits steht eine 132 kV-Leitung zwischen Cijara und Mérida in Betrieb.

In der Periode 1952 bis 1959 wurden durch die fortlaufende Verwirklichung des Planes von Badajoz bereits folgende Resultate erzielt:

- Wirtschaftliche Leistungen: Inbetriebnahme von 31 480 ha bewässerten Arealen, Kostenaufwand 1900 Mio Pesetas, Wertvermehrung um 3100 Mio Pesetas.
- Soziale Leistungen: Ansiedlung von 3326 neuen Kolonisatoren, mittlerer jährlicher Arbeitsaufwand von 10 000—12 000 Arbeitern für die Ausführung des Projektes, 16 000 Arbeitern für die Bodenbewirtschaftung, 2500 Arbeitern für die Bewirtschaftung noch unbewässerter Zonen, 1500 Arbeitern in neuen Industrien.

Bei der Staumauer Orellana herrscht anlässlich unseres Besuches eine außerordentliche Hitze, und auf der mit Schilfrohrdach gegen Sonnenbestrahlung geschützten Staumauerkrone wird uns von der Unternehmung ein wohlschmeckender Imbiß serviert; die Staumauer ist fast fertig konstruiert. Trotz der sehr großen Hitze steige ich von der Mauerkrone in das Flußtal hinunter, denn ich habe eine interessante Entdeckung über die Transportart gemacht und möchte diese unbedingt im Bild festhalten. Für dieses Großbauwerk moderner Art ist nämlich auch noch der Esel als billiges Lasttier für den Sandtransport eingesetzt und zwar im Großeinsatz ganzer Eselkolonnen! (Bild 59) Der weite Stausee —



Bild 63 Beispiel neuer Siedlungsbauten des Plans Badajoz

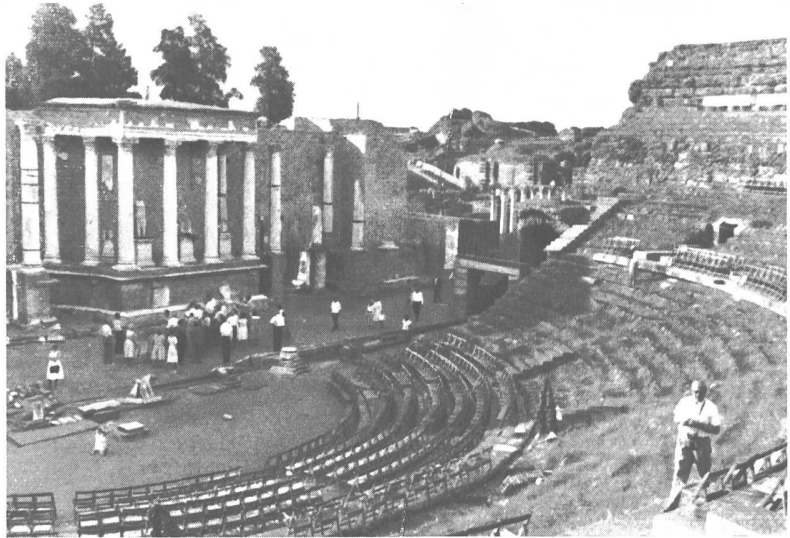


Bild 64 Teilansicht des im 1. vorchristlichen Jahrhundert für 6000 Zuschauer erstellten römischen Theaters der Stadt Mérida

er ist etwa 35 km lang — liegt in öder braunroterdiger Landschaft, die nur hie und da durch knorrige Olivenbäume belebt ist. Bei der Abfahrt herrschen im Wagen 38°C , so daß wir nun endlich mit typischer südlicher Temperatur auf unsere Rechnung kommen. Wir fahren durch das, dank der Bewässerung fruchtbare weite Tal des Guadiana zur alten Stadt Mérida, die noch die meisten römischen Bauwerke Spaniens aufweist. Auf dieser Strecke sehen wir viele Reisfelder, Feigenkulturen, und überall tummeln sich zahlreiche Störche. Nach dem Mittagessen in Mérida unternehmen wir eine lange Fahrt in das eigentliche Gebiet der Neusiedlungen, wobei wir vorerst noch das große Stauwehr Montijo am Rio Guadiana ansehen (Bilder 60 bis 63). Nach der Rückkehr besuchen wir einige interessante Ruinen aus der Römerzeit, und zwar das noch guterhaltene römische Theater für 6000 Zuschauer, das zur Zeit des Agrippa im ersten vorchristlichen Jahrhundert gebaut wurde (Bild 64), die stark abgetragenen und eingewachsenen Ruinen des seinerzeit 15 000 Zuschauer fassenden römischen Amphitheaters, das in der Zeit des Kaisers Augustus um 8 v. Chr. gebaut wurde

und die aus dem ersten vorchristlichen Jahrhundert stammende 790 m lange römische Brücke, die den Guadianafluß mit 60 Rundbogen überbrückt (Bild 65).

Erst um 19.30 Uhr — einige Stunden später als im Programm vorgesehen — verlassen wir Mérida und fahren auf sehr schlechter Straße direkt in südlicher Richtung nach der 200 km entfernten andalusischen Hauptstadt Sevilla. Schon bald nach Mérida geraten wir auf kahler Hochebene in ein sehr heftiges Gewitter; das Donnern, Blitzen und der strömende Regen begleiten uns bis Sevilla, wo wir nach rüttelnder und daher außerordentlich ermüdender Fahrt erst nach Mitternacht eintreffen. Da wir fast die ganze Fahrt bei Nacht durchführen, sehen wir leider sehr wenig von dieser sicher interessanten und sehenswerten Landschaft. Nach Zuteilung der Zimmer — die Insassen unseres Cars sind im Hotel Cristina untergebracht, die andern im viel sympathischeren Hotel Madrid — begeben wir uns um 1 Uhr nachts zum Nachtessen in die geräumige unterirdische Bar und essen, begleitet von rassigen Flamencos und ausgezeichneten anderen Tanzdarbietungen.

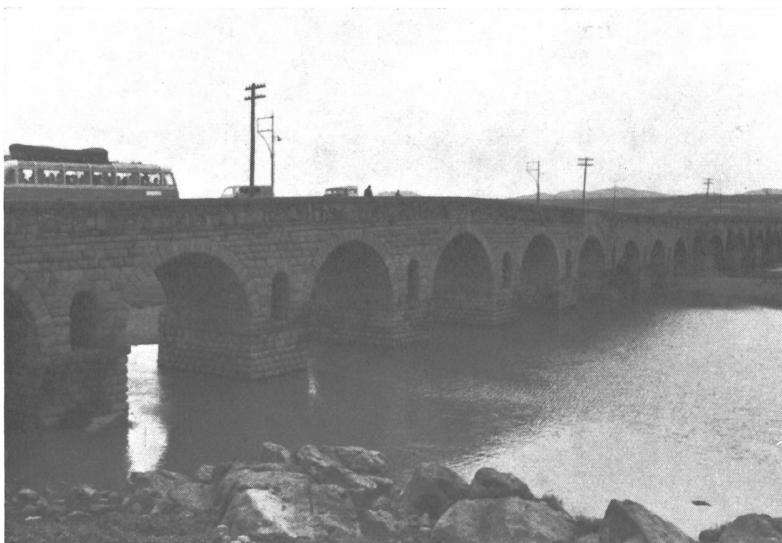


Bild 65 Die 790 m lange, ebenfalls im 1. vorchristlichen Jahrhundert gebaute römische Brücke, die den Rio Guadiana in Mérida mit 60 Bogen überbrückt

Sevilla

Zwei ganze Tage stehen uns für den Besuch dieser so bekannten und lebensfreudigen andalusischen Stadt zur Verfügung. Sevilla liegt in einer weiten, fruchtbaren Tiefebene am Guadalquivir, etwa 90 km flußaufwärts der Mündung dieses Flusses, der ein Gebiet von 57 120 km² entwässert; der Guadalquivir, mit einer Länge von 580 km einer der größten Flüsse der iberischen Halbinsel, ist vom Atlantischen Ozean her bis Sevilla für kleinere Seeschiffe befahrbar, so daß die meisten Brücken in Sevilla und unterhalb der Stadt als Klappbrücken konstruiert sind.

Der Sonntagvormittag gilt einem geführten Besuch von Sevilla, vor allem der mächtigen 1402—1506 an Stelle der maurischen Hauptmoschee errichteten Kathedrale, einem der größten und reichsten gotischen Dome der Christenheit. Neben der Kathedrale steht noch die 93 m hohe Giralda — das weithin sichtbare Wahrzeichen Sevillas — 1184/96 als Minarett der Hauptmoschee errichtet, heute leider gekrönt durch eine barocke Glockenstube aus dem Jahre 1568; die Glockenstube ist durch eine Rampe im Innern ersteigbar und bietet einen prachtvollen Rundblick auf die engbebaute große Stadt mit ihrer noch heute erkennbaren maurischen Bauweise und großen Patios — Innenhöfe — aus denen, von der Vogelperspektive aus gesehen, die hohen Palmen herausragen. Giralda und Kathedrale sind angebaut an den Orangerienhof, auch aus maurischer Epoche stammend. Ein Besuch gilt auch dem Palast des Alcázar, ebenfalls in reichverziertem maurischem Stil, zum Teil jedoch eine Imitation späterer Jahrhunderte, so daß die Atmosphäre und Wirkung lange nicht zu vergleichen ist mit derjenigen der großartigen Alhambra in Granada. Besonders schön sind aber die weitläufigen Parkanlagen des Alcázar mit vielen sehr hohen Palmen, zum Teil von Bougainvilleas oder blühendem Oleander umrankt, Orangeriebäumen und anderen subtropischen Pflanzen. Wir fahren auch in die nördlichen Vororte zu der bei den Ruinen der römischen Stadtmauer gelegenen Kirche Macarena, der Kirche mit der Schutzheiligen der Stierkämpfer, mit außerordentlich reichem



Bild 66 Die im 12. Jahrhundert errichtete «Giralda», das Wahrzeichen von Sevilla. Der aus maurischer Zeit stammende Turm diente als Minarett der Hauptmoschee; der Glockenturm mit Aufbau wurde einige Jahrhunderte später aufgesetzt

Kirchenschatz, der bei der berühmten Osterprozession durch die Straßen Sevillas getragen wird. Großartig sind auch die weiten Park- und Blumenanlagen von Maria Luisa in der Nähe der heute eigenartig und



Bild 67 Originelles Ochsengefährt in den Straßen des ärmeren Triana-Quartiers von Sevilla



Bild 68 Von sicherer Warte aus beobachten verschiedene Teilnehmer der Studienreise WPC das Einholen von Kampfstieren auf «Rancho El Rocío», einer bekannten Zucht südwestlich von Sevilla



Bild 69 Auf herrlichen Vollblutpferden reiten mit langen Lanzen bewehrte Züchter zum Einfang der Kampfstiere im gelbgebrannten Steppengelände der «marismas»



Bild 70 Don Angel de Peralta, der bekannteste Stierkämpfer zu Pferde (rejoneador), zeigt auf einem Vollblutpferd die spanische Hofreitschule in höchster Vollendung und führt anschließend mit dem gleichen, ungeschützten Rassepferd alle Phasen eines Stierkampfes bis zum tödlichen Schwertstoß hervorragend durch

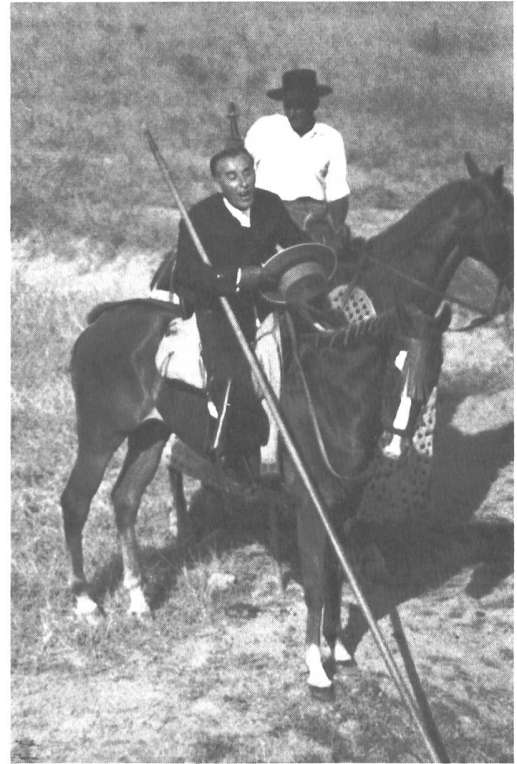
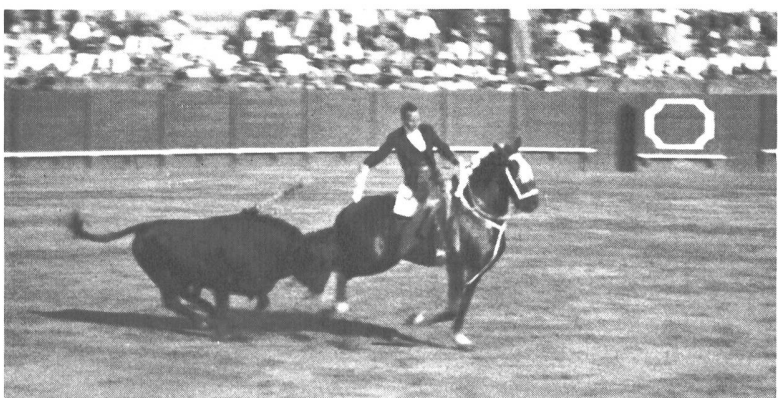


Bild 71 Der gastgebende Señor Valdenevro, Marqués de Jódar, kehrt nach Einholen eines Kampfstiers auf sein Gut «El Rocío» zurück



Bild 72 Die Gastfreundschaft des Marquis erstreckt sich auch auf Darbietungen hervorragender andalusischer Tänze; hier wird der «flamenco» gezeigt



Bilder 73 und 74
Kampfszenen einer Corrida de toros in Sevilla

fremd anmutenden Bauten der ibero-amerikanischen Ausstellung aus dem Jahre 1929.

Für den Nachmittag und Abend steht ein besonderer Genuß bevor, sind wir doch eingeladen, eine in der Umgebung von Sevilla gelegene Kampfstierzucht

zu besichtigen. Mit unseren drei Autocars fahren wir also in südwestlicher Richtung in die sog. «marismas» zum etwa 60 km entfernten Rancho El Rocío, das dem Señor Valdenevra, Marqués de Jódar, gehört. Hier sehen wir nun, vorerst im flachen Gelände, dann von



Bild 75 Fröhliche Stimmung
auf Rancho «El Rocío»



Bild 76 La Macarena, die volkstümlichste Madonna von Sevilla und eine der berühmtesten ganz Spaniens; sie wird auch besonders als Schutzpatronin der Stierkämpfer verehrt und bei den berühmten Osterprozessionen durch die Straßen Sevillas getragen

sicherer Warte vom Dach des Autobus aus zu, wie der Marquis, seine Söhne, seine Tochter und weitere Gehilfen in andalusischer Tracht auf prächtigen, tänzelnden Araber-Vollblutpferden mit langen Stangen be-

waffnet in die gelbgebrannte Savanne hinausreiten, um schwarze Kampfstiere einzufangen. Nachher werden unserer Reisegruppe — bestimmt ein seltenes Ereignis — in der kleinen privaten Arena ein prachtvoller Stierkampf und weitere Spiele mit jungen Stieren gezeigt. Vorerst führt uns der bekannteste «rejoneador», d. h. Stierkämpfer zu Pferd, *Don Angel de Peralta*, auf einem Vollblutpferd die spanische Reitschule vor und liefert dann mit diesem ungeschützten prachtvollen Tier einen atemraubenden, aber wirklich sehr edlen Stierkampf, und zwar vom Einsetzen der banderillas im raschen Galopp und dem Einstecken eines kurzen rosen geschmückten Stilets in den Nacken bis zum augenblicklich wirksamen Todesstoß mit langem Schwert. Dann folgen Kampfspiele mit jungen kleinen Stieren, an denen sich auch halbwüchsige Burschen beteiligen, und schließlich werden die Zuschauer unserer Reisegruppe aufgefordert, mit einem Jungstier das Spiel zu versuchen, wobei dem Stier vorher allerdings Holzhülsen über die spitzen Hörner gestülpt werden! Von dieser Aufforderung an das Zuschauerpublikum macht nur eine mutige Spanierin, die Führerin eines der drei Cars, erfolgreich Gebrauch und behauptet, daß es sich um ihren ersten Versuch handle. Nach diesem privaten Stierkampf sollten auf vorbereitetem Podium im Freien andalusische Tänze vorgeführt werden; inzwischen setzt aber in der einbrechenden Abenddämmerung ein ziemlich heftiger und kühler Westwind ein (Andalusien Mitte Juni 1960!), so daß sich alles nach Einnahme eines Apéritifs in einen engen Raum eines nahegelegenen, dem Marquis gehörenden Hauses begibt. In dieser bedrängten Enge, teils an den Wänden stehend, auf Stühlen und am Boden sitzend, entsteht aber rasch eine fröhliche Stimmung bei edlen Getränken (Champagner und schwere andalusische Weine) und köstlichen Eßwaren (Sandwichs, Kaviar usw.), während der Darbietung hervorragender Tänze anmutiger Andalusierinnen und Zigeuner. Selbst der berühmte rejoneador Don Angel de Peralta läßt es sich nicht nehmen, einen rassigen temperamentvollen Tanz mit einer Zigeunerin vorzuführen. Unter den ausländischen Gästen vermischt



Bild 77 Torre del Oro und Giralda, zwei typische maurische Bauwerke der andalusischen Hauptstadt Sevilla, spiegeln sich im Guadalquivir



Bild 78 Empfang durch die Stadtbehörden von Sevilla in den prachtvollen Gärten des Alcázar

sieht man auch schöne, feurige Andalusierinnen. Die Stimmung auf dem Landgut des Marquis wird immer fröhlicher, und nur allzubald heißt es von diesem schönen Feste Abschied nehmen. Wir kehren erst um 1 Uhr nach Sevilla zurück, und unser Car sammelt als letzter die Festlustigsten, die auf der Fahrt fröhlich singen und im fahrenden Car sogar noch tanzen!

Der ganze Montag gilt dem individuellen Besuch von Sevilla, und abends begibt sich die Reisegruppe gesamthaft in die Palasträume und großartigen Gärten des Alcázar, wo wir vom Bürgermeister der Stadt empfangen und wohl bewirtet werden.

Sevilla – Cádiz (160 km)

Am Dienstag, 14. Juni, folgt die Weiterfahrt nach Süden. Auf einer guten Straße queren wir die weite, topfebene Aluvionslandschaft des Guadalquivir, die durch ein engmaschiges Kanal- und Grabennetz bewässert wird. Im Flußbecken des Guadalquivir sind weite Landstrecken von Kornfeldern und riesigen Olivenkulturen bedeckt, von Zeit zu Zeit sehen wir Reisfelder und überall wieder Störche. Nach 100 km gelangen wir in die durch den Wein berühmte Stadt Jerez de la Frontera. Hier treffen wir um Mittag ein und besuchen vorerst die ausgedehnten Kellereien der englischen Firma Sandeman, die da ihren weltberühmten Sherry pflegt und von hier aus in alle Welt versendet. Degustationsproben fehlen natürlich nicht im Programm, und flaschenbewehrt verlassen wir wieder alle die geräumigen kühlen Keller, um anschließend ein ausgezeichnetes Essen im tropisch-üppigen Park des Hotels Los Cisnes einzunehmen.

Es trennt uns nur noch eine Strecke von 56 km von der nahegelegenen, an der Spitze einer langen schmalen Halbinsel errichteten Stadt Cádiz, wo wir im Hotel Atlántico gut untergebracht sind. Währenddem sich die Damen zu einem Meerbad begeben, folgen die Herren der Stimme der Pflicht und besuchen programmgemäß die neue, große thermische Zentrale beim Hafen.

Durch die kürzlich als Tochterunternehmen des Instituto Nacional de Industria (INI) gegründete «*Empresa Auxiliar de la Industria S.A. (AUXINI)*» zum Studium, Bau und Betrieb thermischer Kraftwerke und elektrischer Fernleitungen sind vorerst drei thermische Elektrizitätswerke in Andalusien, einer der trockensten Provinzen Spaniens, gebaut und teilweise in Betrieb genommen worden, und zwar in den südlichen Hafenstädten Cádiz (Vollausbau 134,5 MW; bereits im Be-



Bild 79 Thermische Zentrale der Stadt Cádiz in Südsanien, links südlicher Hauptmast für die 1640 m weit gespannte 138-kV-Leitung über die Meeresbucht von Cádiz. Im Vordergrund die drei Cars der Reisegruppe SO der WPC

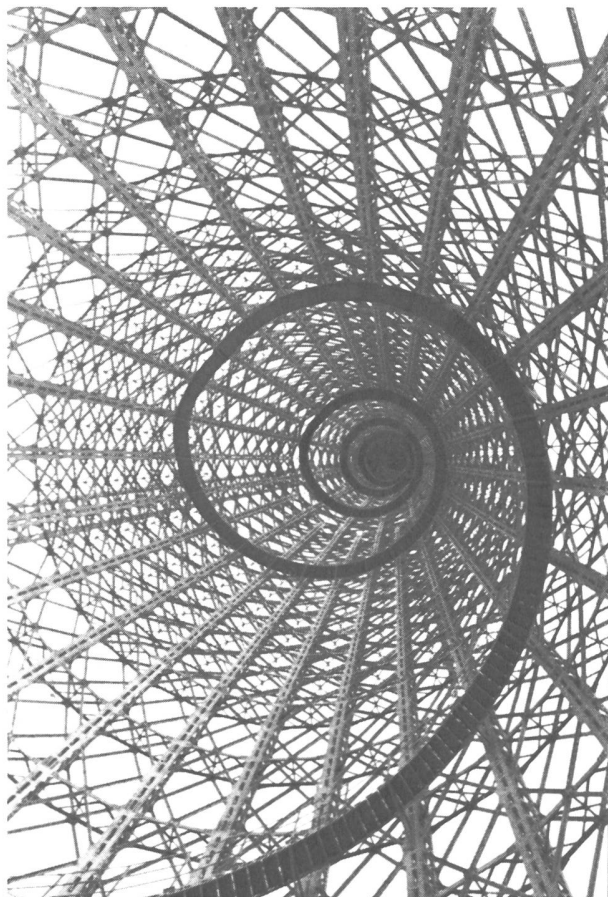


Bild 80 Blick in die Gitterwerkstruktur des 146,2 m hohen kegelförmigen Tragmastes für die weitgespannte Hochspannungsleitung, welche Cádiz mit dem andalusischen Hochspannungsnetz Sevilla-Málaga verbindet

trieb 72 MW), Málaga (98,5 MW; 36 MW) und Almería (98,5 MW; 36 MW); in diesen thermischen Zentralen werden Öl und pulverisierte Kohle aus den nordspanischen Gruben Asturiens als Energieträger verbrannt. In der thermischen Zentrale Cádiz, die wir besuchen (Bild 79), sind zwei Maschinengruppen von je 36 MW in Betrieb (Dampfdruck 63 kg/cm² bei 485° C), die dritte Einheit von 62,5 MW in Montage.

Für eine der in Cádiz abgehenden Hochspannungsleitungen von 138 kV, mit Anschluß an das andalusische Hochspannungsnetz Sevilla-Málaga im Unterwerk Puerto Real, wurde eine Konstruktion ungewöhnlich großer Spannweite von 1639 m zur Überquerung der Meeresbucht von Cádiz gebaut; die beiden Tragmaste in kegelförmiger Gitterwerkstruktur (Vierendeel) für diese außerordentliche Spannweite sind 146,2 m hoch (Bilder 79, 80) und wiegen je 510 Tonnen. Bei der Leitung handelt es sich um eine Stahl-Aluminiumlegierung mit einem bedeutend größeren Stahlanteil (37,6%) als sonst üblich; der Stahl ist besonders hochwertig. Die Konstruktion ist so dimensioniert, daß später eine 220-kV-Leitung in Betrieb genommen werden kann.

Nach der Besichtigung dieser Anlagen begeben wir uns noch auf einen flüchtigen Gang durch die nahegelegene Werft und schließlich zu einem Freiluftrestaurant der Badeanstalt von Cádiz, wo uns von der Stadtbehörde bei kühler Witterung ein Imbiß kredenzt

wird — angesichts eines prachtvollen farbenreichen Sonnenuntergangs am Atlantik.

Am folgenden Morgen verläßt die Reisegruppe Cádiz für die lange und anstrengende 700 km lange, zweitägige Rückfahrt über Sevilla—Córdoba nach Madrid (siehe auch Abschnitt F). Der Berichterstatter hatte vorgängig der Weltkraftkonferenz in Madrid Gelegenheit, auf einer privaten dreiwöchigen Ferienreise einige Gebiete Nordmarokkos (Tanger, Tetuan, Xauen) und Andalusiens (Algeciras, Torremolinos, Málaga, Granada, Sevilla, Córdoba) eingehender zu besuchen und zog daher eine individuelle und weniger mühsame Heimfahrt vor.

Individuelle Heimreise

(Cádiz—Algeciras—Tanger—Marseille—Baden)

Am Mittwoch, 15. Juni, ist das Wetter sehr schön, morgens 24,5° C, und ich widme diesen Tag noch einem eingehenden Besuch der so gerühmten andalusischen Hafenstadt Cádiz (una taza de plata = eine silberne Schale), die mich aber gründlich enttäuscht. Die allerdings in einzigartiger Lage auf der äußersten Spitze einer sehr schmalen Landzunge auf Muschelkalkfelsen inmitten des tiefblauen Meeres von den Phöniziern 1100 v. Chr. als Stapelplatz für Zinn und Silber gegründete Hafenstadt macht heute leider in den üppigen Parkanlagen und im Stadttinnern einen vernachlässigten Eindruck. Auf den größeren Plätzen sind zurzeit überall fiebrige Vorbereitungen im Gange, um tags darauf das große Fronleichnamsfest mit den bekannten und berühmten Prozessionen zu begehen. Sehr typisch für diese südlichen Länder wird ein riesiger, bunter Kitsch aufgezogen mit vielen Bildern aus der heiligen Geschichte, Lämpchen, Girlanden, Triumphbogen usw. Ich sehe mir unter anderem auch die große nicht besonders schöne Kathedrale an, sowie einige sehr beachtenswerte Murillogemälde, darunter das letzte Bild dieses großen sevilanischen Malers in einem Kloster, bei dessen Malarbeit Murillo vom hohen Gerüst stürzte und sich schwer verletzte.

An Fronleichnam, Donnerstag, 16. Juni, reise ich bei sehr schönem Wetter unter Benützung des normalen öffentlichen Autobusdienstes zwischen 8 und 11 Uhr von Cádiz nach der 120 km entfernten Hafenstadt Algeciras gegenüber der Felsbastion von Gibraltar. Diese Reiseart ist auf Grund meiner persönlichen Erfahrungen auf langen und teilweise gebirgigen Strecken (Algeciras — Málaga — Granada — Sevilla — Córdoba) ohne weiteres empfehlenswert, vermittelt die interessante Möglichkeit einer größeren Kontaktnahme mit dem einfachen spanischen Volk und ist zudem äußerst billig; die Fahrzeiten wurden durchwegs peinlich genau eingehalten, und es ist möglich und zweckmäßig, gute Sitzplätze im voraus zu reservieren; die Gepäckbeförderung erfolgte kosten- und verlustlos.

Von Cádiz weg ist die Landschaft sehr schön, längs der Straße stehen hohe Agavenstauden, die von weitem wie Telefonstangen anmuten in der seltenen Blüte — gelbe Blumen. Nach etwa 40 km Fahrt durch die andalusische Tiefebene gelangen wir, unweit der Küste fahrend, in gebirgiges Gelände mit außerordentlich interessanten Siedlungen, die an Berberstädtchen erinnern. An der südlichsten Spitze Europas, bei Tarifa, wo wir von Nordwesten kommend nach Nordosten umbiegen,

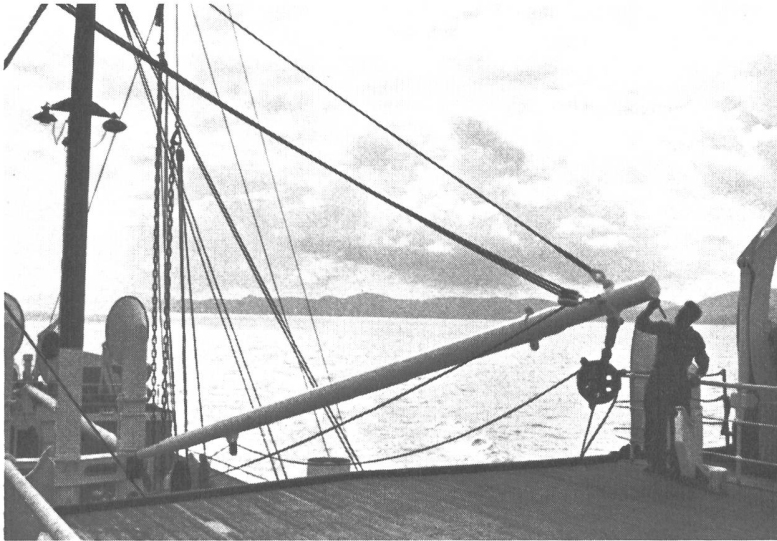


Bild 81 Fahrt durch die Meerenge von Gibraltar nach Marokko; im Hintergrund die gebirgige Nordküste Afrikas

gelangen wir in den Bereich außerordentlich starken Windes und in das gebirgige Gelände hinauf fahrend schon bald in dichten Nebel, der alles verhüllt. Der feuchte, kühle Nebel begleitet uns bis zur Hafenstadt Algeciras, und nicht einmal die nahegelegene Fels-bastion von Gibraltar ist sichtbar. Die Einwohner nennen diesen Wind den Levante und erzählen, daß er nun seit drei Tagen ununterbrochen wehe. Ich habe



Bild 82 Blick auf die Altstadt der an prachtvoller Meeresbucht gelegenen nordmarokkanischen Stadt Tanger, für die erst vor Jahresfrist das Jahrzehnte währende internationale Statut aufgehoben wurde

hier vier Stunden Aufenthalt und schlage diese Zeit mit einem Bummel in der uninteressanten Stadt und mit einem nicht gerade hervorragenden Mittagessen in einer Hafenkneipe tot. Sobald wie möglich, schon eine halbe Stunde vor Abfahrt, begeben sich an Bord des mir nun schon bekannten Fährschiffes «Virgen de Africa» der Compañía Trasmediterránea, das den täglichen Verkehr zwischen Spanien und Marokko versieht, und von 15 bis 17 Uhr — mit Stundenrückstellung auf 16 Uhr — dauert die zweistündige Überfahrt nach Tanger bei sehr heftigem Ostwind und daher ziemlich bewegtem Meer. Hohe Wellen schäumen, und der Gischt zerspritzt bis hoch in die Luft. Die Einfahrt in die prachtvolle Bucht der marokkanischen Stadt Tanger, die amphitheaterartig ansteigt — westlich das alte Araberviertel, östlich die moderne europäische Stadt —, erfolgt diesmal bei prächtiger Beleuchtung. Wegen der heftigen Brandung — die hohen Wellen rollen unaufhörlich weit über den Sandstrand — und wohl auch wegen des kühlen sturmartigen Windes ist der Strand menschenleer. Die hohen Palmen beugen sich stark unter der Wucht des Sturmes, und feiner Sand weht durch die Luft. Bei den Grenzformalitäten treffe ich bekannte Gesichter der ersten Einfahrt, und wiederum ergießt sich sofort gestikulierend eine bunte Schar von Dienstmännern und verschiedenen Funktionären in allen möglichen Sprachen auf die Passagiere einstürmend an Bord, um Gepäck und Ankomme in Empfang zu nehmen und durch die Paß- und Zollkontrolle zu schleusen! Im Taxi fahre ich zum Hotel und diesmal logiere ich für zwei Nächte im feudaleren Rif-Hotel, das direkt neben dem auf der ersten Reise bewohnten sympathischen Hotel Miramar an der Strandpromenade liegt.

Nur 13 km, die Meerenge von Gibraltar, trennen Europa vom afrikanischen Festland — doch betritt man unvermittelt eine ganz andere, uns fremde Welt. Tanger ist eine sehr alte Stadt, spielte schon zur Römerzeit (Tingis) dank der hervorragenden Lage eine bedeutende Rolle und teilte im Mittelalter die Geschicke von Algerien und Marokko. Nach wechselreichem Besitz wurden die Stadt und deren nähere Umgebung — eine Zone von 349 km², die heute 175 000 Einwohner



Bild 83 Verschleierte Araberinnen bei der auf hohem Felsen errichteten «Kasbah» von Tanger

zählt — 1912 durch englisch-französisch-spanischen Vertrag zur internationalen Zone erklärt; das Tangerstatut von 1923 regelte bis 1959 die von einem internationalen Ausschuss verwaltete Zone, die nominell dem Sultan unterstellt wurde. Die Stadt erlebte dank der Internationalität, ihrer unvergleichlichen Lage und des günstigen milden Klimas eine außerordentliche Blütezeit, die nun nach der Einverleibung in das seit 1957 unabhängige Königreich Marokko in ihrem besonders regen Leben und Treiben einen jähen Abbruch erlitt.

Die Stadt vermittelt aber trotzdem noch einen ganz besonderen Reiz, vor allem wegen der engen Verflechtung zwischen alter maurischer bzw. arabischer Kultur und Lebensweise sowie der Lebhaftigkeit und Sauberkeit einer modernen Stadt westlichen Gepräges mit großen Wohnblöcken, Hochhäusern, Bankpalästen, breiten Straßen, schönen Geschäften, ausgezeichneten Hotels usw. Ein langer und breiter, feinsandiger, flacher Strand schwingt sich in großem Bogen von der Hafenstadt ostwärts in die unbebaute bergige Zone.

Über dem weißen Häusermeer der von Mauern und Toren umschlossenen Altstadt, mit engen, winkligen und steilen Gäßchen erhebt sich die Kasbah, eine im 15. Jahrhundert erbaute Burg mit prächtigem Blick auf die tiefblaue Meeresbucht, die Meerenge von Gibraltar und die leicht erkennbare gebirgige Küste Südspaniens. Am interessantesten ist zur Marktzeit — die größten Märkte finden am Donnerstag und Sonntag statt — der große Platz «Grand Socco» mit buntem und farbenfrohem Treiben, mit vielen ganz verschiedenartig verschleierten Araberinnen und unverschleierten Berberinnen mit ihren charakteristischen großen Strohützen. An Markttagen ist schon in aller Frühe das eigentümliche Getrappel der Eselkolonnen, die

schwer beladen zum Markt trippeln, zu vernehmen. Malerische Gruppen von Arabern und Berbern begleiten die treuesten und nützlichsten Tiere der Mittelmeerlande, und auch die Menschen wandern meist tief gebeugt unter der schweren Last, die von weither aus dem Landesinnern zum Stadtmarkt gebracht wird: Holzkohle, Gemüse, Früchte, Speisewürsten — ja oft nur ein Bündel Gras! Der Besuch gilt auch den eigentlichen Marktplätzen, wo für die einzelnen Waren getrennte Zonen oder Straßenzüge reserviert sind. Auch der Freitag gilt einem erneuten und erweiterten Besuch der Stadt — vorerst allein, dann mit guten alten Bekannten, die sich ebenfalls von der Reisegruppe SO getrennt haben und nach einem privaten Abstecher nach Granada nach Tanger kommen, um gemeinsam die Heimfahrt anzutreten.

Von Samstag, 18. Juni, 9.15 Uhr, bis Montag, 20. Juni 1960, morgens dauerte die prächtige Fahrt durch das Mittelmeer von Tanger nach Marseille. Im Taxi begeben wir uns anordnungsgemäß schon um 7 Uhr zum Hafen und an Bord



Bild 84 Unverschleierte Berberinnen aus dem Rif-Gebirge mit den typischen großen Strohützen bieten ihre Ware feil

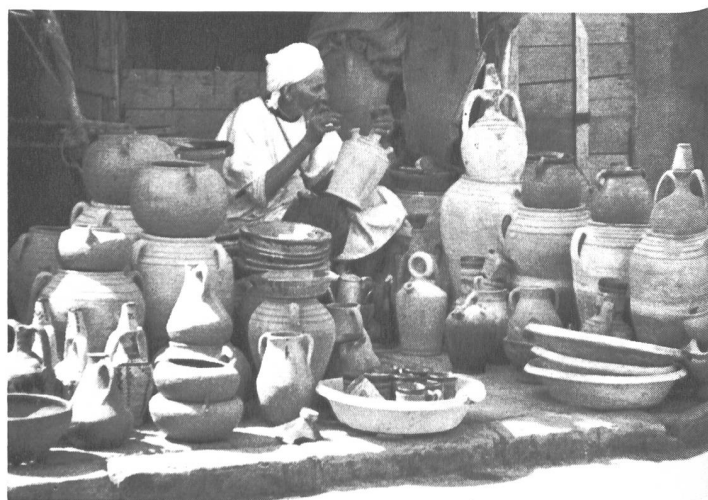


Bild 85 Alter Mohammedaner beim Bemalen schöner Tonkrüge

der «Koutoubia», einem der größeren Schiffe der Compagnie Navigation Paquet (CNP). Das Schiff fährt dann allerdings erst um 9.15 Uhr ab, doch ist die Wartezeit recht kurzweilig, weil wir wiederum dem lauten, lebhaften Feilschen um geschmackvolle bunte Erzeugnisse des marokkanischen Handwerks und andere Erzeugnisse beiwohnen können. Dann löst sich das Schiff vom Lotsen geleitet allmählich aus dem Hafen, und wir entfernen uns von der schönen Küstenstadt. Der Ostwind ist immer noch so heftig, daß man sich auf Deck nur mit allergrößter Anstrengung aufrecht halten kann. Auch das Meer ist auf der ersten Strecke etwas bewegt, aber schon nach zwei- bis dreistündiger Fahrt gelangen wir an Gibraltar vorbei in ruhigeres Fahrwasser. Es folgt nun wieder — wie auf der Herfahrt Mitte Mai — eine prachtvolle geruhsame Reise auf ruhigem Meer, die wiederum zwei Tage und zwei Nächte dauert. Das Schiff ist sehr stark besetzt, vor allem von vielen französischen Familien mit Kindern, die von Marokko kommend entweder in die Ferien reisen, oder definitiv nach Europa zurückkehren. Die kleinen Kinder machen viele Spiele und sind sehr nett, stören gar nicht. Wir liegen viel an der Sonne, lesen, vor allem aber ruhen wir uns aus von der langandauernden, anstrengenden Reise. Im Gegensatz zur Hinfahrt kommen wir am Sonntag, abends 19 Uhr bei untergehender Sonne ganz nahe an der großen katalanischen Hafenstadt Barcelona vorbei, so nahe, daß wir die dichten Reihen sonntäglicher Spaziergänger im Hafengelände gut erkennen können. Bei einbrechender Dunkelheit kreuzen wir der schönen und heute so viel besuchten, gebirgigen Costa Brava entlang und später weisen die stets kurz aufblinkenden Lichter der Leuchttürme daraufhin, daß wir nicht weit vom Land entfernt sind.

Nach wohligem Schlaf und gut ausgeruht, stehe ich schon sehr früh auf, um die Vorbeifahrt an den maleischen Felsklippen des Château d'If nicht zu versäumen. Es ist etwa 6 Uhr, als ich auf Deck komme, gerade noch rechtzeitig, um von der eben passierten festungsumkrönten Felsinsel noch einige Schnappschüsse zu machen. Dann fahren wir schon bald in die weite Hafenbucht von Marseille ein, wo uns nach 7 Uhr noch langwierige Paß- und Zollformalitäten bevorstehen, bis wir an Land gehen können. Wir machen noch zu Dritt einen kurzen Besuch der Stadt, insbeson-



Bild 86 Reich mit vielfarbiger Majolika verzierter Eingang zu einer der größten Moscheen von Tanger; in Marokko ist den Nicht-Mohammedanern jeder Zutritt zu einer Moschee streng verboten

dere beim idyllischen alten Hafen, dann geleiten mich meine Bekannten zum Bahnhof, wo ich punkt Mittag mit dem Pariser Schnellzug abreise. In rasender Fahrt durch die schöne Provence erreiche ich innert kürzester Frist schon Lyon, wo ich leider stundenlang auf den Anschlußzug nach Genf warten muß. Bei der nächsten Einfahrt in Genf sehe ich, daß die Stadt reich beflaggt ist. Das festfreudige Schweizervolk begeht eben das eidg. Sängerfest 1960. Nach gutem Passieren der Zollschranken reise ich mit dem letzten Nachtzug von Genf nach Baden, wo ich am Dienstag früh 00.40 Uhr eintreffe, wohlbehalten, bereichert durch außerordentliche Erlebnisse — aber müde.

Bilder 84, 85 und 87

Malerische Marktszenen auf dem «Gran Socco» in der «Medina», dem mohammedanischen Viertel von Tanger



Bild 87

Originell und praktisch ist die Tragweise für Kleinkinder



Bild 88

Altstadt von Tanger und neue Hotel-promenade am prächtigen feinsandigen Strand in der Meerenge von Gibraltar, mit Blick auf den sich hier öffnenden Atlantischen Ozean

Abschließend sei auch an dieser Stelle in herzlicher Dankbarkeit der großzügigen Gastfreundschaft gedacht, der wir in Spanien überall begegneten; auch spreche ich den Behörden und Unternehmungen sowie den spanischen Fachkollegen — insbesondere Ing. *Domingo Díaz-Ambrona* —, die es übernommen haben, meine Ausführungen kritisch zu prüfen und verschiedene interessante Ergänzungen anzubringen, hier meinen besten Dank aus.

Bilder

- 1, 4/10, 12, 25, 27, 29, 30, 52, 55/61, 63/67, 69, 71/74, 76/88 Photos G. A. Töndury
 19, 22, 23 Paisajes españoles, reportajes aéreos, Madrid
 36, 39, 40 Photos Iberduero S. A., Bilbao
 41, 46 Photos Ed. Gruner, Basel
 43 Photo Hylton Warner, Cardiff
 44 Photo Oronoz, Madrid
 68, 70, 75 Photos José Sanchez Ortega, Sevilla

Liste des rapports présentés à la Conférence Mondiale de l'Énergie, 13^e session partielle du 5 au 9 juin 1960 à Madrid

Thème: «Procédés pour résoudre les problèmes que pose l'insuffisance d'énergie»

(Titre des rapports dans la langue originale du rapport)

Section I A₁ Méthodes de recherche des ressources énergétiques Généralités; Combustibles solides, liquides et gazeux

Rapporteur général: Prof. Dr. *José M. Ríos*, prof. à l'Ecole Technique Supérieure des Ingénieurs des Mines, ing. en chef de l'Institut Géologique et Minier d'Espagne.
 Rapporteur général adjoint: *M. Agustín Navarro Alvargonzález*, ing. de l'Institut Géologique et Minier d'Espagne.

- (I A 1/1) *M. Vicart et G. Rutman*: Exploitation du gisement de gaz de Lacq — Evaluation des réserves — Méthodes de forage — Problèmes de commercialisation. (France)
 (I A 1/2) *M. F. Bollo*: Aplicación de la geofísica a la prospección de combustibles sólidos en España. (Espagne)
 (I A 1/3) *C. C. Anderson and T. W. Hunter*: Methods for Evaluating Sources and Requirements for Solid and Liquid Fuels in the United States. (Etats Unis)
 (I A 1/4) *J. Henderson and C. L. C. Allan*: Energy Resources and Growth of Consumption in Scotland. (Grande Bretagne)
 (I A 1/5) *G. Armstrong*: Exploration for Coal Resources in Great Britain. (Grande Bretagne)
 (I A 1/6) *S. A. F. Medeiros*: Bilan énergétique du Portugal. (Portugal)
 (I A 1/7) *A. Bentz and H. Boigk*: Results and Prospects of Oil and Natural-Gas Research in Western Germany. (Allemagne)
 (I A 1/8) *K. F. Lauding*: Methods for Establishing Overall Energy Balance Sheets. (OECE)
 (I A 1/9) *P. K. Ghos, K. K. Dar, V. Mahadevan, V. G. Shirke, N. R. Mehta, B. C. Chatterji*: Survey for Minerals Needed for Atomic Energy Program: Methods of Exploration for Estimation of Ore Reserves. (Inde)

Section I A₂ Méthodes de recherche des sources d'énergie hydraulique

Rapporteur général: *Pedro Martínez Artola*, ing., «Iberduero S. A.», Bilbao.

- (I A 2/1) *F. E. Dominy*: Methods of Investigating Hydroelectric Energy Potential on Multiple-Purpose Reclamation Projects. (Etats Unis)

- (I A 2/2) *G. A. Mazza*: Algunos criterios para valorar el potencial de fuentes de energía hidráulica. (Argentine)
 (I A 2/3) *E. Blomqvist and K. A. Scherman*: Investigation of Hydro Power Resources in Sweden. (Suède)
 (I A 2/4) *E. Uriarte Humarán y Antonio Martínez Cattaneo*: Posibilidades hidroeléctricas en España. (Espagne)
 (I A 2/5) *Norwegian Watercourse and Electricity Board*: Methods of Investigation of Norwegian Hydraulic Energy Resources. (Norvège)
 (I A 2/6) *K. Shinohara*: Survey of Potential Hydro Power in Japan. (Japon)
 (I A 2/7) *F. W. G. White*: Rainmaking and Prevention of Evaporation as Means of Increasing the Water Resources of Australia. (Australie)
 (I A 2/8) *T. Ingledow*: Methods Used for a Rapid Appraisal of the Hydro Potential of the Peace and Liard Rivers in Western Canada, Covering 84 000 Square Miles. (Canada)
 (I A 2/9) *E. Becerril*: Un método probabilístico para el estudio de la regulación interanual de los ríos. (Espagne)
 (I A 2/10) *A. J. Dilloway*: Comparative Study of Hydro-Electric Resources as Exemplified by European Experience. (ONU)

Section I B Méthodes de recherche des besoins énergétiques

Rapporteur général: *S. Castro Cardús*, Directeur de «Saltos del Sil».
 Rapporteur général adjoint: *F. Goicolea Zala*, ing.

- (I B/1) *L. Gouni*: Perspectives de l'économie énergétique française. (France)
 (I B/2) *T. Narita*: Methods of Estimating Energy Demand (Japon)
 (I B/3) *A. D. Spottswood*: Capital for Electric Energy Requirements. (International Bank for Reconstruction and Development)
 (I B/4) *M. Hayath, S. Swayambu*: India's National Planning for Power Production. (Inde)
 (I B/5) *J. Deschamps et J. Hentschel*: L'énergie électrique au Maroc; production, transport, aspects économiques. (Maroc)

- (I B/6) A. S. Griswold, F. Douglas Campbell: Forecasting Electric Power Requirements and Generating Facilities. (Etats Unis)
 (I B/7) H. J. Beard and A. W. Pedder: Forecasting Electricity Requirements. (Grande Bretagne)
 (I B/8) H. F. Mueller and H. Schaefer: The Investigation of Industrial Energy Demands and its Importance in the Study of the Economic Development and Use of Energy. (Allemagne R.F.)
 (I B/9) J. Lepidi: Utilisation des procédés mécanographiques pour une meilleure connaissance du marché charbonnier. (France)
 (I B/10) F. Biaggi: Développement industriel et disponibilité de sources d'énergie. (Italie)
 (I B/11) J. Castañeda y J. L. Redonet: Incidencia de las restricciones eléctricas sobre la economía nacional. (Espagne)
 (I B/12) K. M. Chinnappa, P. C. Kohli, A. R. Jagannatham: Power Shortage Problems and their Solution in the Bombay Poona Region by Tata Power Companies. (Inde)
 (I B/13) D. Chiesi, L. Sicca: Income Development and Increase of Domestic Electricity Consumption. (Italie)
 (I B/14) P. Baldauff: Les ressources énergétiques du Grand-Duché de Luxembourg et les moyens envisagés pour couvrir les besoins futurs du pays en énergie électrique. (Luxembourg)
 (I B/15) M. Gallardo Bravo, J. Iribarren Negro, F. Prieto Marsal, F. Barceló Matutano, J. M. Trejo Díaz: Las restricciones eléctricas y su repercusión en la economía española. (Espagne)
 (I B/16) G. Chandler, R. Pridde: The influence of Economic Fluctuations on the Demand for Energy. (Grande Bretagne)
 (I B/17) G. A. Mazza: Criterios de evaluación, a corto plazo, de las tendencias en la demanda total de energía. (Argentine)
 (I B/18) M. A. B. El Koshairy and M. K. Nabih: Electrical Power Generation and Distribution in the Egyptian Region of the United Arab Republic. (République Arabe Unie)
 (I B/19) V. I. Veits, L. A. Melentiev and M. A. Styrikovich: Principles of Compiling Energy Balance in the USSR. (URSS)

Section II Aspects généraux du rendement et de la coordination dans la production et l'utilisation de l'énergie

Rapporteur général: J. M. Martín Mendiluce, ing., Ministère des Travaux Publics, Madrid.

- (II/1) A. M. Alexandre, L. Navarro: La economía energética en el transporte terrestre y su proyección sobre los ferrocarriles españoles. (Espagne)
 (II/2) P. González-Bueno: El problema energético y la Electrificación ferroviaria. (Espagne)
 (II/3) B. Ploton et M. Therme: Aspects et influence de la modulation dans la consommation d'énergie. (France)
 (II/4) V. M. Gornstein, A. G. Moscalyev: Methods of Optimum Load Distribution among the Power Plants of an Electric System. (URSS)
 (II/5) T. Akashi: Railway Transportation Viewed from the Angle of Rational Application of Energy. (Japon)
 (II/6) Miloš Brelih: The Evaluation of Energy from the Various Power Plants in the Interconnected System. (Yougoslavie)
 (II/7) R. Urgoiti: «Escala energética», metodo practico para evaluar y computar magnitudes energéticas. (Espagne)
 (II/8) A. Schwefelberg, T. Popovici, A. Cogalniceanu: Méthode pour la détermination de la proportion optima dans l'utilisation des différentes ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique (Roumanie)

Section II A, Efficacité de la production et utilisation de l'énergie obtenue à partir des combustibles traditionnels Les centrales thermo-électriques

Rapporteur général: E. Carcamo Redal, ing., sous-dir. «Empresa Nacional de Electricidad».
 Rapporteur général adjoint: F. March Qués, ing. adj., «Fuerzas Eléctricas de Cataluña S. A.»

- (II A 1/1) K. Hansen: Some Experience of Firing Small Boiler Plants with Straw, Chaff, etc. (Danemark)
 (II A 1/2) F. Roma, F. Castelli, L. Chiappa: Latest Achievements in Italy in Connection with the High-Efficiency Use of Fuel for Generation of Electric Power. (Italie)
 (II A 1/3) H. Weldingh: Some Problems and Results Concerning the Supply and Utilisation of Fuel for Danish Power Stations. (Danemark)
 (II A 1/4) C. Wilheert: Valorisation de bas-produits miniers et d'autres combustibles secondaires dans les centrales à caractéristiques poussées. (Belgique)
 (II A 1/5) F. S. Aschneer and A. Kikinis: Economic Control of Cooling Water Flow in Steam Power Stations. (Israël)
 (II A 1/6) J. K. Dillard: Operations Research Study of Peaking Power Economics. (Etats Unis)
 (II A 1/7) E. S. Booth and J. W. H. Dore: The Development of Large Electricity Generating Units. (Grande Bretagne)
 (II A 1/8) Ph. Sporn and S. N. Fiala: 30 Years of Development in Improving Efficiency and Reducing Cost of Thermo-Electric Generation of Electric Energy. (Etats Unis)
 (II A 1/9) W. Fiszler: Economic Premises for the Utilization of Fuels of Low Calorific Value for the Production of Electric Power. (Pologne)
 (II A 1/10) Wasserröhressel-Verband, Düsseldorf: Arrangement for Burning Low-Grade Fuel and Different Kinds of Fuels in a Boiler. (Allemagne R.F.)
 (II A 1/11) K. Iijima: Progress of Thermal Power Plants in Japan. (Japon)
 (II A 1/12) G. Bouttes: Aspects techniques de la combustion des charbons cendreux et intérêt de l'utilisation de ces combustibles en fonction des conditions économiques. (France)
 (II A 1/13) V. Zeman and L. Tintner: The Combustion of Low-Grade Fuels in Czechoslovak Power Installations. (Tchécoslovaquie)

Section II A₂ Efficacité dans la production et utilisation de l'énergie obtenue des combustibles traditionnels — Diverses applications

Rapporteur général: Dr. ing. F. Pintado, Dir. de l'Institut National du Charbon.

- (II A 2/1) J. E. Davis: The Use of Oil Refinery Products for the Manufacture of Town Gas. (Grande Bretagne)
 (II A 2/2) W. Wunsch: Possibilities of Adapting the Gas Supply to Altered Bases. (Allemagne)
 (II A 2/3) F. Schuster: The Interchangeability Limits of Fuel Gases. (Allemagne)
 (II A 2/4) O. Berg, Ch. Elgérus, S. Lalander: Back-Pressure Power Production for Industrial and District Heating Purposes in Sweden. (Suède)
 (II A 2/5) K. Leist: Gas Turbine Development in the Federal Republic of Germany. (Allemagne R.F.)
 (II A 2/6) L. Marquet Torrens: Sobre la intercambiabilidad de los gases combustibles. (Espagne)
 (II A 2/7) R. de Brouwer: La production de gaz d'appoint pour la couverture des pointes de consommation. (Belgique)
 (II A 2/8) A. Serfaty et H. Garreau: Les efforts réalisés au Maroc en vue de la substitution de l'antracite de Djerada aux autres combustibles. (Maroc)
 (II A 2/9) H. Melan: Progress in Heat-Power Stations. (Autriche)
 (II A 2/10) M. Alvarez-Garcillán: Los combustibles y su economía en el transporte por carretera. (Espagne)
 (II A 2/11) G. F. J. Murray: Petroleum—Basic and complementary Uses as a Source of Industrial Energy. (Grande Bretagne)
 (II A 2/12) P. Delbourg: Améliorations apportées en France dans le domaine de la combustion des gaz. (France)
 (II A 2/13) A. Baba: The Effective Use of Coal Through Gasification. (Japon)
 (II A 2/14) N. D. Whitehouse, A. Stotter: The Uses of Waste Heat from Diesel and Dual Fuel Engines. (Grande Bretagne)
 (II A 2/15) K. Kopecki: The Use of Combined Power and Heating in Industrial Plants as a Means of Increasing Energy Generation Efficiency in Poland. (Pologne)
 (II A 2/16) F. Vigil Bernardo: Explotación racional e integral de los criaderos de lignito españoles. (Espagne)
 (II A 2/17) H. Stepien: The Technical and Economic Problems of Heat- and Power Economy in Towns with Highly Concentrated Industry. (Pologne)
 (II A 2/18) E. R. Pérez: La conversión de gas manufacturado a gas natural en la ciudad de Buenos Aires. (Argentine)
 (II A 2/19) D. Suárez Candeira, L. Castellano Barrenechea: Posible aprovechamiento en España del gas natural nacional, del Sahara y del suroeste de Francia. (Espagne)
 (II A 2/20) M. Juri: El gas natural combustible de la racionalización. (Argentine)
 (II A 2/21) J. Vlach: Ways and Means to Economize Energy Supplied for Heating Purposes. (Tchécoslovaquie)
 (II A 2/22) V. Primser, A. C. Vasilescu, S. Faur: Utilisation de l'énergie obtenue par la détente des gaz naturels. (Roumanie)
 (II A 2/23) I. D. Stancesco, St. Radulesco, M. Voinea: L'opportunité de la thermification urbaine dans les villes alimentaires ou susceptibles d'alimentation au gaz naturel. (Roumanie)
 (II A 2/24) M. N. Pavlov: Utilization of Secondary Power Resources in Metallurgical Industry. (URSS)

Section II B L'efficacité dans la production et l'utilisation de l'énergie hydraulique

Rapporteur général: G. Millet Maristany, ing., «Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorçana».
 Rapporteur général adjoint: O. Viñas Piza, ing., «Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorçana».

- (II B/1) J. Wm. Leslie: Passamaquoddy Harnessing Tidal Power for Energy. (Etats Unis)
 (II B/2) E. J. Meier: Some comparative Considerations on the Economics of Pumped Storage Schemes Using Pump-Turbines as Against Segregated Machines. (Suisse)
 (II B/3) S. Stage and Y. Larsson: Utilization of Long Term Storage in Combined Hydro and Thermal Power Systems. (Suède)
 (II B/4) Part I. I. Deguise, N. F. Macfarlane, D. King: Various Means of Securing Maximum Output of Existing Hydro-Electric Facilities. Part II. F. C. Lawson, R. D. Nevison: Economic Dispatch of a Hydro-Steam System. (Canada)
 (II B/5) K. Jackowski, E. Koban, A. Laski: L'utilisation des ressources énergétiques de la basse Vistule. Le problème de l'application des turbines-pompes tubulaires. (Pologne)
 (II B/6) C. Castellani: Les besoins d'énergie et l'emplacement des productions électrochimiques à proximité des sources d'énergie. (Italie)
 (II B/7) T. Biernacki, B. Rudnicki: Avantages techniques et économiques résultant de l'installation de groupes de pompage dans les centrales hydroélectriques à grands réservoirs en Pologne. (Pologne)
 (II B/8) J. Cruz Morais: Aspects de l'intégration d'aménagements de régularisation hyperannuelle dans le système producteur portugais, essentiellement hydraulique. (Portugal)
 (II B/9) S. Paes: Moyens de coordination employés dans le réseau primaire portugais, en vue du rendement de l'exploitation. (Portugal)
 (II B/10) F. Gonçalves Henriques et R. Preza: Solution de quelques problèmes de l'aménagement hydroélectrique du tronçon international du Douro, dans la zone réservée au Portugal. (Portugal)
 (II B/11) K. Haager, F. Hartmann, O. Uitting: Some Aspects of the Planning of Pumped-Storage Plants without Natural Inflows. (Allemagne R.F.)
 (II B/12) J. Garrido Moyrón: Coordinación de los usos energéticos y agrícolas del agua, como fórmula para abaratar el coste de la energía eléctrica. (Espagne)
 (II B/13) H. Pozar: Un procédé pour la détermination d'une répartition plus économique des charges dans les réseaux où prédomine la production d'énergie hydro-électrique. (Yougoslavie)
 (II B/14) P. G. Shenguelia: Methods of Reducing Head Losses in Regulation of Run-Off in Power Stations. (URSS)

- (II B/15) *J.A. Vicens*: Aplicación del cálculo estadístico a la explotación coordinada de sistemas de centrales hidroeléctricas. (Espagne)
 (II B/16) *C. Berenhausen jr.*: Electrification Plan for the Northeast of Brazil. (Brésil)
 (II B/17) *L. Votruba* and *J. Tvarůžek*: Some Problems of Economic Cooperation of Hydro Power Stations to Cover Peak Loads. (Tchécoslovaquie)
 (II B/18) *J.R. Cotrim*: The Hydroelectric Development of the Rio Grande in Brazil. (Brésil)

Section IIC Ressources énergétiques autres que celles que l'on considère comme fondamentales. Recherches et efficacité dans leur utilisation

- Rapporteur général: *P. Blanco*, Dir. Commission Nationale d'Energies Spéciales, Madrid.
 Rapporteur général adjoint: *L. Fontán*, Commission Nationale d'Energies Spéciales, Madrid.
 (II C/1) *H. Heywood*: Solar Energy Applications in the United Kingdom and Commonwealth. (Grande Bretagne)
 (II C/2) *A.G. Cisa*: Utilización de generatrices asíncronas para la producción de energía eléctrica por motores eólicos. (Uruguay)
 (II C/3) *L. de Azcárraga*: Aprovechamiento de las energías solar y eólica. (Espagne)
 (II C/4) *E. Cambilargiu*: Experiencias con anemómetros para el estudio del aprovechamiento de la energía del viento. (Uruguay)
 (II C/5) *E. Cambilargiu*: Experiencias sobre la variación del viento con la altura en el Uruguay. (Uruguay)
 (II C/6) *E. Vallarino y Cánovas del Castillo*: Evaluación del potencial mareomotriz de las costas españolas y análisis del valor económico de los posibles aprovechamientos. (Espagne)
 (II C/7) *E. Vallarino y Cánovas del Castillo*: Aprovechamiento hidroeléctrico de una gran depresión del Sahara utilizando el agua del mar y la evaporación solar. (Espagne)
 (II C/8) *E. Cambilargiu y F. de Medina*: Investigaciones para la utilización de la energía del viento en el Uruguay. (Uruguay)

Section III Les progrès techniques dans les transports en général

- Rapporteurs généraux: *S. Alvarez*, ing. de la Direction Générale de l'Industrie. Ministère de l'Industrie, Madrid, et
R. Navarro, ing. en chef de la Division des Approvisionnements du Réseau National des Chemins de Fer, Madrid.
 (III I/1) *W.N. Foster* and *K.W. Finch*: Relative costs of Transmitting Energy as Electricity or as Natural Gas. (Trinité)
 (III I/2) *G. Falomo*: Economics of Long-Distance Fuel Transportation and Electric Transmission. (Italie)
 (III I/3) *M. Velasco*: Limites économiques du transport de combustible pour centrales thermiques. (Espagne)
 (III I/4) *A. Probst, V. Savellier*: Location of the Fuel and Power Industry and Comparative Economic Effectiveness of Different Types of Fuel and Power Transport. (URSS)

Section IIIA Les progrès techniques dans les transports de combustibles traditionnels

- Rapporteur général: *L. Figueras Dotti Cabot*, ing.
 (III A/1) *P. Aubathier*: Le transport hydraulique du charbon. (France)
 (III A/2) *R.B. Toombs*: Methods Used in Canada to Achieve Economic Transportation of Fuels by Pipeline. (Canada)
 (III A/3) *K. Kitawaki*: Capability of 100 000-Ton Mammoth Tankers and discharging Facilities (Sea Berth). (Japon)
 (III A/4) *L.J. Clark*: Sea Transport of Liquid Methane. (Grande Bretagne)
 (III A/5) *K.B. Nagler*: Transportation and Storage of Gaseous Fuels. (Etats Unis)
 (III A/6) *A. Bolzinger* et *H. Descazeaux*: Développement et technique des grands transports de gaz par pipe-lines en France. (France)
 (III A/7) *A. Fonó*: Means of Improving the Economy and Safety of Long-Distance Gas Pipelines. (Hongrie)
 (III A/8) *M.E. Hubbard*: Pipelines in Relation to other Forms of Transport. (Grande Bretagne)

Section IIIB Aspects économiques des progrès techniques dans le transport de l'énergie électrique

- Rapporteur général: *A. Baztán*, ing., Département d'Electricité de l'Institut National de l'Industrie.
 Rapporteur général adjoint: *S. Puentes*, ing., Entreprise Auxiliaire de l'Industrie S.A., Département d'Electricité.
 (III B/1) *UCPTE*: Interconnexions et échanges d'énergie électrique entre les Pays de l'UCPTE.
 (III B/2) *G. Riccio, S. Bortolotti*: Possibilités économiques offertes par l'interconnexion électrique en Italie. (Italie)
 (III B/3) *Deutsche Verbundgesellschaft Heidelberg e. V.*: Aspects économiques du transport de courant triphasé d'une tension supérieure à 380 kV en République Fédérale d'Allemagne. (Allemagne R.F.)
 (III B/4) *I. Sirvent, E. Mouton, M. de la Fuente*: Consideraciones sobre el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en España. (Espagne)
 (III B/5) *P. Ailleret*: Le développement des transports d'énergie électrique et l'échelon de 380 000 volts dans la montée des tensions. (France)
 (III B/6) *P.A. Abetti* and *I.B. Johnson*: EHV Systems in the Progress of the Electric Utility Industry of the USA. (Etats Unis)

Section IVA Installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires. Champs d'application

- Rapporteur généraux: *J. Calleja González-Camino*, sous-directeur du Département d'Electricité de la «Empresa Auxiliar de la Industria S.A.» et *F. Bosch Chafér*, ing. «Hidroeléctrica Española S.A.»
 (IV A/1) *E.G. Malmföw, C. Mileikowsky, S. Ryman* and *I. Wirstad*: Nuclear Heat and Power for the City of Stockholm. The Joint Swedish Project. (Suède)
 (IV A/2) *W.L. Cislér*: Development of Commercially Practical Nuclear Power Reactors. (Etats Unis)
 (IV A/3) *P.G. Afable, C.P. Nuguid* and *M.R. Eugenio*: The Prospects for Nuclear Power in the Philippines. (Philippines)
 (IV A/4) *M.B. Leo, M.L. Maillard*: Réacteurs Nucléaires. (France)
 (IV A/5) *G. Cesoni*: Installation de réacteurs nucléaires sur les navires marchands à propulsion atomique. (Italie)
 (IV A/6) *G.E. Villar*: Reactores nucleares de baja potencia para la generación de electricidad y calor. (Uruguay)
 (IV A/7) *F.K. Pittman*: Nuclear Energy Applications other than Central Station Power. (Etats Unis)
 (IV A/8) *C. Leduc, J.R. Roux*: Les centrales nucléaires de puissance du programme français. (France)

Section IVB Installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires. Facteurs économiques et sociaux

- Rapporteur général: *A. Colino*, Vice-Président de la JEN.
 Rapporteur général adjoint: *F. Pascual*: Secrétaire Général Technique de la J.E.N. (Junta de Energía Nuclear).
 (IV B/1) *A. Durán*: La formación de técnicos nucleares en sus diversos grados en España. (Espagne)
 (IV B/2) *A.G.M. Batten* and *G.F. Bullock*: Problems Arising out of the Insurance of Land Based Nuclear Projects. (Grande Bretagne)
 (IV B/3) *J. Debiesse*: Politique et réalisations du commissariat français à l'énergie atomique en matière de formation du personnel. (France)
 (IV B/4) *J. Muñoz Rojas*: Los problemas de seguridad y previsión en centros e instalaciones nucleares. Su consideración jurídica. (Espagne)
 (IV B/5) *M. Scheidwimmer*: Coverage of Nuclear Risks, a Question of Vital Importance for Operators and Suppliers of Reactors. (Allemagne R.F.)
 (IV B/6) *H. Cartwright*: The Factors Influencing the Development of a Nuclear Power Program. (Grande Bretagne)
 (IV B/7) *F. Louis*: Les problèmes que pose la production d'énergie nucléaire aux producteurs d'électricité. (Belgique)
 (IV B/8) *Ch. Hinton, F.H.S. Brown* and *L. Rotherham*: The Economics of Nuclear Power in Great Britain. (Grande Bretagne)
 (IV B/9) *W.H. Zinn* and *J.R. Dietrich*: Nuclear Fuel Resources and Reactor Fuel Costs. (Etats Unis)
 (IV B/10) *G.T. Shepherd* and *J.C. Stewart*: The Training of Operating Staff for the first British Civil Nuclear Power Stations. (Grande Bretagne)
 (IV B/11) *R.D. Vaughan*: The Technical and Economic Development of the Gas-Cooled Reactor. (Grande Bretagne)
 (IV B/12) *L.G. Jodra*: La técnica española de la metalurgia del uranio. (Espagne)
 (IV B/13) *G. Cuocolo*: Installation of Nuclear Reactors on an Industrial Scale: Training of Personnel. (Italie)
 (IV B/14) *J. Mac-Veigh Alfes*: Posibilidades de la industria española en la construcción de centrales nucleares. (Espagne)

Section V La liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire

- Rapporteur général: *D. Suárez Candeira*, ing., Chef National du Syndicat de l'Eau, Gaz et Electricité et Membre du Comité Consultatif des Réacteurs Industriels de la Commission de l'Energie Nucléaire.
 Rapporteur général adjoint: *F. Saleta Sanabria*, Prof. à l'Ecole Polytechnique de l'Armée.
 (V/1) *E.T. Hughes* and *N.C. Nelson*: Technological and Economic Factors Affecting the Rate of Development of Nuclear Power in the United States. (Etats Unis)
 (V/2) *G. Padoan, M. Mainardis, A. Rota, E. Verducci* et d'autres collaborateurs: Perspectives d'une insertion de la production nucléomoléculaire dans la production d'énergie électrique traditionnelle en Italie. (Italie)
 (V/3) *F.A.P.M. Theunissen*: The Economic Use of Conventional and Nuclear Fuel in an Electricity Supply System. (Hollande)
 (V/4) *C.C. Welchel*: Base Load Nuclear Power Plants in an Integrated Hydroelectric and Thermal Electric Power System. (Etats Unis)
 (V/5) *F.I. Gonçalves*: Les perspectives de l'intégration des centrales nucléaires dans le réseau électrique portugais. (Portugal)
 (V/6) *D. Clark, P.W. Cash* and *F. Faus*: The Integration of Nuclear Power into a Large Electricity Generating System. (Grande Bretagne)
 (V/7) *A. Lévi*: Mutual Influences of Nuclear Power Stations and Co-Operating Power Plant Systems. (Hongrie)
 (V/8) *F. Sykes*: The Development of the Public Electricity Supply Industry in Australia. (Australie)
 (V/9) *H.A. Smith, J.S. Foster*: Base Load Application of Nuclear Power to a Mixed Hydro and Thermal System. (Canada)
 (V/10) *O. Herbatschek*: Improvement of Load Characteristics of Nuclear Power Plants by Electro-Heat. (Autriche)
 (V/11) *Fr. Marguerre* et *Fc. Marguerre*: The Application of Heat Storage in Nuclear and Conventional Power Stations. (Allemagne R.F.)
 (V/12) *M.N. Chakravarti* and *M.R. Srinivasan*: Siting of India's First Atomic Power Station. (Inde)
 (V/13) *J. Molina Fajardo, F. Pascual Martínez*: Incorporación de la energía de origen nuclear al abastecimiento eléctrico español y su desarrollo. (Espagne)
 (V/14) *N.B. Prasad*: Fuel Cycles for a Power Program in India. (Inde)
 (V/15) *E. Friedmann, R.E. Salazar*: Perspectivas de la energía nuclear en Chile. (Chili)