

TECHNISCHE HOGESCHOOL DELFT

Afdeling der

Civiele Techniek

Witte steenkool in Nederland :

Waarom niet ?

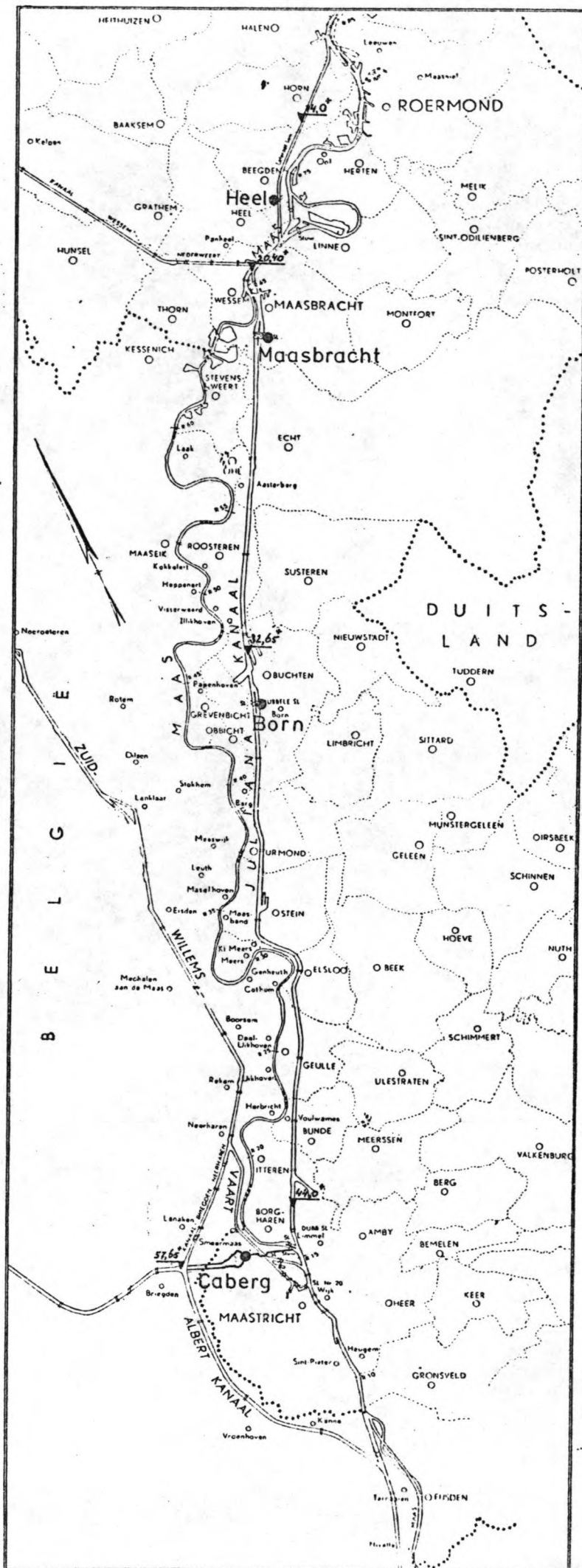
Afstudeerverslag in de
vakgroep Rivieren & Kanalen
door :

Steven Neerken
Pootstraat 94
2613 PN Delft

hfdst	blz
1 Samenvatting	
2 Inleiding	
2.1 Geschiedenis	2
2.2 Energie-geschiedenis	2
2.3 Problematiek binnen Nederland	3
2.4 Energiebronnen	4
2.5 Opslag	5
2.6 Waterbouw & Energie	6
3 Turbines	
3.1 Indeling	8
3.2 Lage vervaltturbines	9
3.3 Straflo	13
3.4 Andere ontwikkelingen	14
3.5 Technische benedengrens	14
3.6 Economische benedengrens	16
3.7 Synthese	17
4 Situatie in Nederland	
4.1 Elektriciteitsvoorziening	21
4.2 Toekomst	23
4.3 Besparing op installatiekosten	24
4.4 Economische aanpassing	25
4.5 Locaties	26
4.6 Kosten/baten analyse	27
4.7 Conclusies	27
5 Factoren	
5.1 Waterkrachttechnisch	30
5.2 Morfologisch	31
5.3 Nautisch	32
5.4 Hydraulisch	35
5.5 Kosten/baten	39
6 Synthese	
6.1 Inleiding	45
6.2 Proces	45
6.3 Conclusie	45
6.4 Keuze	47

Bijlagen :

- I wereldenergievoorraden (specificatie)
- II ,, (totaal + prognose)
- III voorbeeld van vegetatie als energiebron
- IV broeikaseffekt
- V opslagsystemen
- VI^{a+b} lage-vervalcentrales + bulbcentrales
- VII straflo- contra bulbcentrale
- VIII^{a-e} Gordon-theorie
- IX afleiding van de specifieke kW-kosten
- X thermisch geïnstalleerd vermogen in Nederland
- XI^{a-c} prijs-index cijfers
- XII vervallen binnen Nederland
- XIII specifieke kosten uitwateringssluizen
- XIV a-c staffelausbau in de Rijn
 - d+e getijdewerken Grevelingen/Volkerak
 - f+g locatie Hinkelenoord
 - h-l Oosterschelde-getijcentrale
 - m Maaspijklastcentrale
- XV^{a+b} debietmetingen Borgharen
- XVI relatie : potentieel-vermogen met elektriciteitsvraag
- XVII^{a+b} afvoergoot
- XVIII kanaalprofielen
- XIX hydraulische benaderingen
- XX kosten-bepaling
- XXI precisering kosten-bepaling
- XXII bepaling bekkengrootte



1. Samenvatting

Doelstelling van dit onderzoek is geweest om na te gaan in welke mate waterkracht bij de huidige energie-situatie (1980) al of niet toepasbaar (rendabel) is binnen Nederland.

Wij hebben hier alleen kleine natuurlijke vervallen tot onze beschikking ($H < \text{ca. } 20 \text{ m}$), waardoor reeds een afbakening zich aftekent : lage-vervalcentrales. Na uitgebreid vorsen is uiteindelijk getracht enige algemene conclusies voor dit soort waterkrachtwerken -in een standaardsituatie- in kaart te brengen (zie hfdst 3).

Op dit resultaat zijn de verdere beschouwingen in hfdst 4 gebaseerd; na de belangrijkste vervallen binnen Nederland gelocaliseerd en gekwantificeerd te hebben is een keuze gemaakt -mede op grond van de te benutten debieten- voor een viertal aantrekkelijke situeringen.

Daarnaast zijn een aantal andere studies op dezelfde manier geëvolueerd, zodat er vergeleken kan worden. Resultaat van deze beschouwingen is de uiteindelijke projectkeuze aan de Maas geweest.

Na het afschatten van een aantal randvoorwaarden : debietmetingen, energiesituatie, waterkrachttechnische-, nautische-, hydraulische- en morfologische- is in hfdst 6 de uiteindelijke dimensionering voor deze Maas-energie-centrale (MEC) gevonden.

In hfdst 7 is het technisch ontwerp van de staffel-ausbau Caberg-Born-Maasbracht-Heel behandeld :

$$Q_{\text{geg}} = 200 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$H_n = 11,5 + 11,0 + 12,0 + 6,5 \text{ m}$$

$$LF = 0,5 + 0,67 + 0,67 + 0,52$$

$$N = 20,7 + 19,8 + 21,6 + 11,7 \text{ MW}$$

$$N_{\text{geg}} = 75 \text{ MW}$$

$$E_{\text{jr}} = 400 \text{ GWh}$$

Het in Nederland geïnstalleerd vermogen is anno 1980 15000 MW, terwijl het verbruik ca. 55 TWh is.

Het is dus relatief geen grote bron van energie maar wel een schone -stromings-bron !

Inleiding

2.1 Geschiedenis

Naarmate de mensheid zich is gaan ontwikkelen naar 'hogere' culturen is zij meer afhankelijk geworden van mechanismen (materialen en materieel). De mens maakte in vroegere tijden gebruik van eigen spierkracht en die van dieren voor haar mechanische energiebehoefte, voor de warmte zorgden met hout gestookte vuren.

Later werd ook gebruik gemaakt van windenergie en energie uit stromend water. Vooral de opkomst van de stoommachine heeft de behoefte aan fossiele brandstoffen (lees : kolen) groter gemaakt.

Aan het eind van de 19^e eeuw is door de uitvinding van de verbrandingsmotor de vraag naar olie ontstaan. Voor verlichting en verwarming is men in deze tijd ook gas (uit steenkool) gaan gebruiken.

Opmerkelijk is de toename van de vraag sinds die tijd geweest. Reeds voor de tweede wereldoorlog was de behoefte aan vooral fossiele brandstoffen al geweldig opgelopen, maar de hoogconjunctuur van na de tweede wereldoorlog heeft het verbruik tussen 1950 en 1973 verdrievoudigd.

2.2 Energie-economie

Deze exponentiele groei heeft geleid tot een heel eigen plaats van de energie-problematiek binnen het wereld-politiek en -economisch gebeuren.

De grootte van de energievraag (in 1980 : 428 EJ) wordt primair door een tweetal factoren bepaald : het gemiddeld verbruik per persoon én het aantal mensen (voor de toekomst : de groei hiervan).

De vraag kan onderverdeeld worden in vier deelmarkten : warmte, grondstoffen, transport en licht & kracht.

Voor wat betreft het energieaanbod kan onderscheid worden gemaakt in een aantal soorten bronnen, waarvan in 2.4 een beperkte opsomming ~~van~~ zal worden gegeven. De invloed per soort zal mede afhankelijk blijven van de huidige situatie en hangt samen met de aansluiting van het aanbod op de vraag per deelmarkt.

Verschuivingen in het energieaanbod -aangepast aan de vraag- vragen tijd (penetratiesnelheid). Deze wordt enerzijds bepaald door economisch/politieke omstandigheden en anderzijds door de techniek (ontwikkelings-snelheid, 'winning', infrastructuur).

Een overzicht van de huidige (1980) stand van zaken voor wat betreft leveranties van eindige energiebronnen is weergegeven op bijlage I. Prognoses voor de toekomst kunnen geweldig uiteenlopen. Een gemiddelde prognose met daarbij de technische mogelijkheden om aardolie te vervangen (op wereldschaal) staat op bijlage II.

2.3 Problematiek binnen Nederland

De chemische en metallurgische industriële ontwikkeling samen met de huishoudelijke welvaart (cv.) hebben geleid tot een geweldige groei van de energiebehoefte. De gevolgen van dit proces zijn weliswaar een hoge arbeidsproduktiviteit, maar tevens relatief weinig arbeidsplaatsen en een zwakkere concurrentiepositie. Drijfveer van deze ontwikkeling is onze Slochterse gasbel.

In de huidige situatie waarin ons totaalverbruik in 1980 2650 PJ bedraagt, zijn we sterk afhankelijk geworden van de olie.

Voor wat de toekomst betreft kan een ^{soort} dergelijk schema worden opgesteld als ~~dat~~ op bijlage II op wereldschaal is ^{daar} gebeurd:

vervanging van aardolie	1980	2000	(PJ)
aardgas	1285	1470	
kolen	170	640	
uranium	175	245	
zon			
waterkracht	-	4	
wind	-	80	
LT-warmte	-	35	
getijden	-	2?	
aardwarmte	- +	11 +	
totaal	1630	2487	
tot. vraag	2650	4000	
te dekken door aardolie	1020	1513	

Voor 2000 is hier een conservatief gemiddelde aangehouden voor het verbruik van 4000 PJ. Het VDEN stelt in haar publicatie 'Het Energievraagstuk' een verbruik in 2000 van 115 mtoe (= 4850 PJ).

In 1980 werd er een hoeveelheid benutbare afvalwarmte gelooosd van 160 PJ; afhankelijk van de prioriteit die hieraan wordt toegekend zal ook deze energie aardolie kunnen vervangen.

Uit het bovenstaande zijn binnen het kader van dit onderzoek twee konklusies te trekken :

- onze afhankelijkheid van aardolie zal ondanks de vele inspanningen groter worden

- de plaats die waterkracht voor wat betreft opwekking inneemt is geen vooraanstaande.

Eén van de mogelijkheden die ons nog resten is bezuinigen. Als proces kan dit planmatig worden aangepakt.

Voor de korte termijn (0-5 jr.) wordt daarbij gedacht aan tegengaan van de verspillingen (isoleren, bewuster verbruik). Voor de middellange termijn kan gekeken worden naar technische verbeteringen (rendement, bouwkundig/planologische aanpassingen), terwijl op de langere termijn (10-15 jr.) het eindverbruik beïnvloed kan worden (materiaal- en proces-aanpassingen, nieuwe~~re~~ technologieen).

2.4 Energiebronnen

Afhankelijk van de snelheid waarmee een energiebron ontstaat wordt er onderscheid gemaakt tussen stromingsbron en eindige bron.

Stromingsbronnen komen voort uit kosmische processen : stralings-processen op de zon, aantrekkingskrachten tussen aarde en zon. Ze blijken door hun natuurlijke positie binnen de ecologie weinig milieu-belastend te zijn. Enkele vormen van stromingsbronnen zijn : soorten vegetatie (vruchten, hout : bv. babassunoot (bijl. III)), wind, golfenergie, waterkracht, ocean thermal energy conversion (OTEC) en zonneenergie.

Onder eindige energiebronnen wordt verstaan die vorm van energie die opgeslagen ligt in de aard(korst).

Zij bevinden zich daar sinds de vorming van de aarde (uranium, aardwarmte) of zijn in een voorgaand geologisch tijdperk ontstaan (fossiele brandstoffen : kolen, gas en olie).

Daarnaast bestaan nog enkele 'secundaire' -gebruiksge-rede- vormen van energie. Zij zijn afgeleid van de voor-noemde -primaire- bronnen. Hierbij wordt gedacht aan elektriciteit, (opgewekte)warmte en (toekomstig) H_2 -gas. Worden de verschillende energiebronnen onderscheiden naar dichtheid dan volgt het volgende staatje :

aardolie	42	MJ/kg	aardwarmte(Ned.)	4,65	W/m ³
aardgas	35	MJ/m ³	zonneenergie	245	W/m ²
kolen	26	MJ/kg	wind , ,	500	W/m ²
uranium	2850	MJ/g	waterkracht	ca.10 ⁷	W/m ²

De toepasbaarheid van een energiebron zal samenhangen met de bestemming (deelmarkt), met de dichtheid en met de mogelijkheid voor overslag.

In de vervoerssector bijvoorbeeld zal steeds behoefte blijven aan een energievorm met een hoge dichtheid die gemakkelijk in te nemen is (benzine, dieselolie).

Nadelen van fossiele brandstoffen zijn de vrij omvang-^{gecompliceerde}rijke apparatuur om de brandstof daadwerkelijk ten nutte te maken en het niet-vernieuwbare ervan. Dit laatste leidt tot milieuvreemde verschijnselen zoals dichte concentraties restgassen, welke leiden tot -kleinschalig- luchtverontreiniging en -grootschalig- tot het 'broeikas-effekt' (bijlage IV).

2.5 Opslag

Wanneer vraag en aanbod in plaats of tijd niet overeenkomen, is opslag of buffering een erkende oplossing. Mogelijkheden bij de huidige stand van de techniek voor energieopslag ter plekke, zijn accu's (elektrisch), vliegwielen (mechanisch), drukvaten (pneumatisch) en voorraadvorming (tanks, bunkers).

Opslag in de tijd vraagt veelal om een aanmerkelijk grotere capaciteit. Onderscheid moet dan worden gemaakt

tussen seizoenopslag (warmte) én dagelijkse, wekelijkse opslag (elektriciteit). Voor de eerste kan gedacht worden aan warmteopslag in de grond, daarnaast is er de mogelijkheid van voorraadvorming bij win- of intakeplaatsen, terwijl voor wekelijkse, dagelijkse opslag verwezen kan worden naar bijlage V.

Het economische en politieke streven om tot een grotere diversiteit van energiebronnen te komen leidt tot een uitgebreidere toepassing van vernieuwbare energiebronnen. Hiermee kunnen tevens ecologische en milieukundige aspecten gediend worden.

Stromingsbronnen hebben door de tijd heen vaak een bijzonder grillig karakter, waardoor vraag en aanbod sterk kunnen verschillen. De huidige trend om stromingsbronnen op grotere schaal toegepast te onderzoeken leidt dus tevens tot de problematiek van accumulatie.

Volgens Kalhammer in Scientific American zouden voor een koppelnet zoals dat hier in Nederland er is, op technische en economische gronden alleen samengepertste lucht of waterkracht voor accumulatie op GW-schaal in aanmerking komen.

2.6 Waterbouw & Energie

Waterkracht is een stromingsbron. Door haar relatief lange geschiedenis is de ontwikkeling van waterkracht reeds op een hoog niveau, wat tot uiting komt in bijzonder gunstige rendementen (tot ca. 95 %)

De cyclus die doorlopen wordt is gebaseerd op zonne-warmte als stuwende kracht, welke in humide gebieden verdamping veroorzaakt (toevoeging van potentiële energie). Valt deze als neerslag terug op hoger gelegen gebieden dan heeft het een deel van zijn potentiële energie behouden. De technologie om deze energie te winnen heet waterkracht, zij is gebaseerd op waterstandsverschillen.

Een andere drijfveer voor waterstandsverschillen is de aantrekkingskracht tussen zon (maan) en aarde.

Instrumenten om deze energie te winnen zijn de getijdecentrales.

Binnen Nederland zijn waterstandsverschillen van enige betekenis slechts zeer beperkt te vinden. Twee streken liggen voor de hand :

- de kust met getijdecentrales
- de grote rivieren met zgn. rivierwerken

Een ^{derde} andere toepassing van waterkracht binnen Nederland is energieopslag. De pompaccumulatiewerken zoals OPAC (ondergronds) en WESP hebben de kansen voor de stromingsbronnen aanmerkelijk vergroot. Voor wat betreft de efficiency van deze opslagsystemen hoopt men op een rendement van 75 à 80 % te komen (turbine $\eta_t=95\%$, generator $\eta_g=98\%$, pompbedrijf $\eta_p=85\%$).

Een andere vorm van opslag bij windenergie in combinatie met haar toepassing -polderbemaling- is vergroting van de polderberging eventueel met een overlaat.

Turbines

3.1 Indeling

De ontwikkelingen in turbines die de vorige eeuw hebben plaatsgevonden, laten ons meerdere soorten ontwerpen na. De belangrijkste zijn, onderscheiden naar valhoogte : Pelton (30-2000 m), Francis (15-600 m), Dérias, Propeller (1-30 m) en Banki-turbines.

De hydraulische eigenschappen van de verschillende turbines kunnen getypeerd worden door het specifiek toerental n_s . Hieronder wordt verstaan dat toerental dat bij een valhoogte van 1 m een vermogen levert van 1 pk. ($n_s = 4,45 n_{\text{eng.}}$) Hiernaast staat dit grafisch weergegeven.

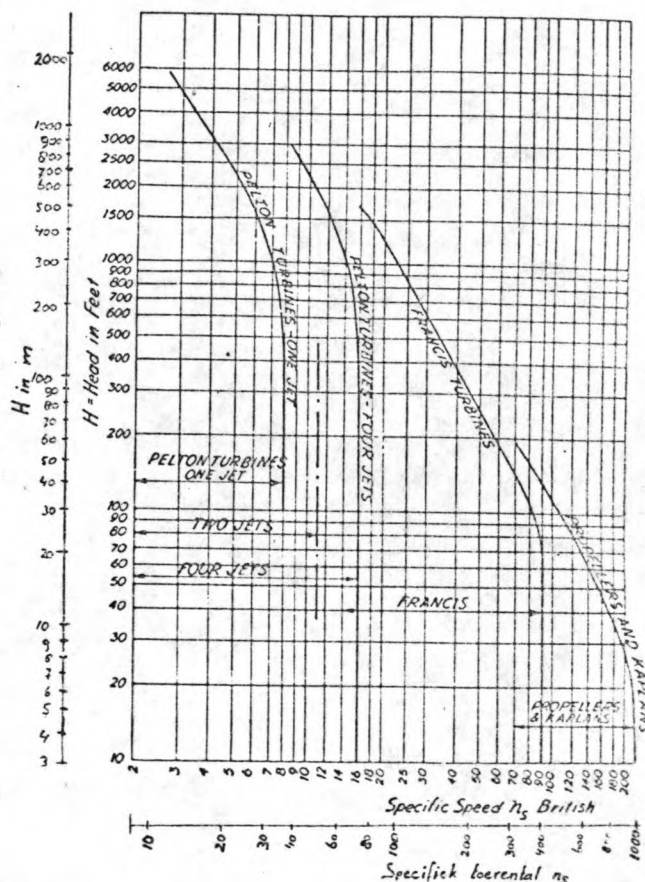
In formulevorm geldt dan :

$$n_s = \frac{N^{1/2}}{H^{5/4}} \cdot n \quad \dots (1)$$

De Dérias en de Kaplan hebben beweegbare schoepen. De voordelen van deze turbines gelden vooral onder sterk variërende valhoogtes door hun betere rendement. Indien slechts één of twee eenheden worden opgesteld dan heeft de vlakke rendementskromme ook voordeel.

Nieuwe ontwikkelingen op het gebied van turbines zijn de Bulb- en Straflo-turbines. Beide typen zijn bedoeld voor lagere vervallen. In principe kunnen ze onder gelijke omstandigheden worden toegepast, maar recente publicaties geven reeds aan dat de Straflo in het voordeel zou zijn.

Behalve de Pelton zijn alle hierboven genoemde turbines omkeerbaar, ze kunnen dus zowel als turbine als als pomp worden gebruikt.



De omvang van de machines hangt sterk samen met het te verwerken debiet en het te leveren vermogen. Bij grote vermogens en hoge vervallen worden de hoogste rendementen bereikt (tot ca. 95 %).

Bij vervallen waar dit onderzoek zich op richt ($H_n < 20\text{m}$) zullen maximale turbinerendementen worden behaald van zo'n 92 %. Het generatorrendement η_g zal afhankelijk van het vermogen (hier op MW-schaal) ca. 98 % bedagen, terwijl voor de transformator in dezelfde orde grootte gedacht kan worden.

Voor het op te wekken ^{maximale} vermogen geldt de volgende formule :

$$N = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} \cdot Q \cdot H_n = \xi \cdot Q \cdot H_n \dots (2)$$

Hierin zijn : N = vermogen in kW

g = versnelling van de zwaartekracht

Q = debiet (m^3/s)

H_n = netto valhoogte (m)

ξ = hier gesteld op 8,7

3.2 Lage vervalturbines

Uit het voorgaande blijkt dat er bij lage vervallen grote debieten nodig zijn om toch enig vermogen op te wekken. Daar bij kleine vervallen ook de stroomsnelheden kleiner zullen zijn worden de turbines groot tot zeer groot. Volgend plaatje uit Brown (1957) maakt e.e.a. duidelijk :

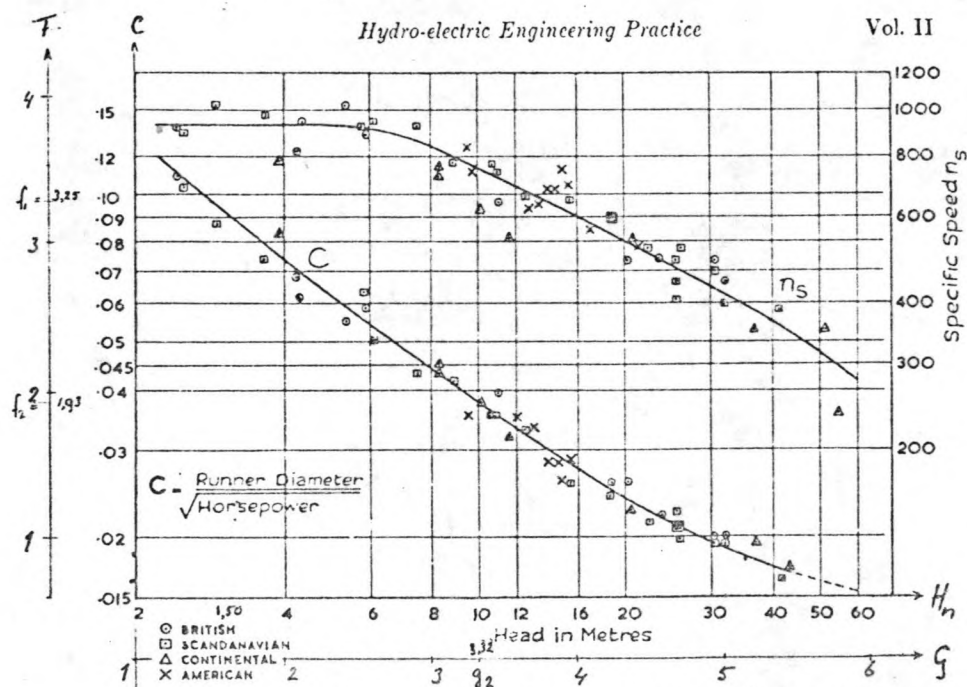


Fig. 4.19.—Curves of specific speed, head and runner diameter (Kaplan turbines)

Hieruit kan worden opgemaakt dat er tussen 2,5 en 10 m verval een zuiver lineair verband bestaat tussen F en G. Voor de vergelijking van deze lijn geldt het volgende :

$$\frac{F-f_1}{f_2-f_1} = \frac{G-g_1}{g_2-g_1} \dots \frac{F-3,25}{1,93-3,25} = \frac{G-1,50}{3,32-1,50} \dots G + 1,38F = 5,98$$

Nu geldt tevens uit de grafiek :

$$2^G = H_n \quad \text{en} \quad 0,01.2^F = C$$

zodat de vergelijking overgaat in :

$$\frac{\ln H}{\ln 2} + 1,26 \left(-\frac{\ln 0,01}{\ln 2} + \frac{\ln C}{\ln 2} \right) = 5,59 \dots H.C^{1,38} = 0,11$$

Voor C blijkt : $C = \frac{D}{V_{hp}}$ en ook is : 1 hp = 0,736 kW, waardoor de vergelijking wordt :

$$\boxed{H_n \cdot D^{1,38} \cdot N^{-0,69} = 15,97} \dots \text{met : } \begin{matrix} H_n \text{ in (m)} \\ D \text{ ,, (m)} \\ N \text{ ,, (MW)} \end{matrix} \dots (3)$$

Een dergelijk resultaat kan tevens bereikt worden uit Low Head Hydro (1978) van Gladwell & Warnick. Uit de nevenstaande figuur

blijkt de betrekking :

$$D = 1,16 \cdot H^{-1/5}$$

waarin :

$$D = \frac{D \cdot g^{1/5}}{Q^{2/5}}$$

$$H = \frac{H_n \cdot g^{1/5}}{Q^{2/5}}$$

Hierin geven D en H respectievelijk de schaalfactor en de vervalfactor

dimensieloos weer, immers $(\frac{g}{Q})^{1/5}$ is in : $(\frac{m/s^2}{(m^3/s)^2})^{1/5} = \frac{1}{m}$,

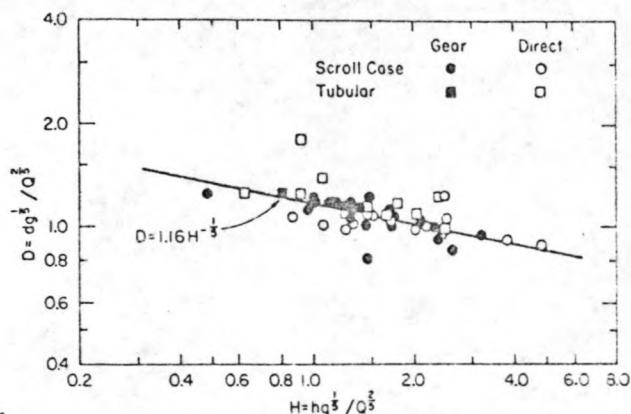
waardoor D en H dimensieloos worden.

Door invullen blijkt :

$$D^5 \frac{g}{Q} = 1,16^5 \cdot (H_n \cdot \sqrt[5]{\frac{g}{Q}})^{-1} \dots H_n \cdot D^5 \cdot Q^{-12/5} = 1,16^5 \cdot g^{-6/5}$$

$$\text{Met : } N = 8,7 \cdot Q \cdot H_n \text{ volgt} \dots H_n^{17/5} \cdot D^5 \cdot N^{-12/5} = 1,16^5 \cdot g^{-6/5} \cdot 8,7^{12/5}$$

$$\text{met } N \text{ in MW (ipv. kW)} \dots \boxed{H_n \cdot D^{1,47} \cdot N^{-,706} = 15,83} \dots (4)$$



Runner diameter as a dimensionless function of head and discharge.

Formules (3) en (4) geven beide het verband weer tussen netto valhoogte, turbinediameter en vermogen. Beide zijn gebaseerd op grote aantallen toenmalig (1957 en 1978) ^{bestaande} gebouwde centrales, die naar de inzichten van de konstrukteur ontworpen zijn. Er blijkt dus bij lage vervallen (2-10 à 20 m) dit verband te bestaan bij toepassing van dit soort reaktie-turbines.

Daarnaast is ook het totaal-rendement in deze formules verdisconteerd (hier : $\xi = 8,7 \dots \eta_{\text{tot}} = \frac{\xi}{g} = 88,7\%$).

Vergelijkingen (2), (3) en (4) leveren vergelijkingswaarden voor het rendement en de dimensie van waterkrachtwerken bij lage vervallen. Daar waar enkele standaardgegevens bekend zijn kunnen andere (binnen een bepaalde nauwkeurigheid, de trend volgend) geschat worden. Hieronder volgen enkele voorbeelden voor extreem kleine vervallen :

	jaar	$H_n(m)$	$D(m)$	$N(MW)$	$Q(m^3/s)$	ξ	φ	ψ	ψ'
Kislajlgubsk (USSR)	61	1,3 (2,5)	3,3	0,4	19,1 (8,4)		,44	12,7	14,4
Petershagen (Duitsland)	52	2,5	3,9	1,1				15,3	17,3
Gossmannsdorf (,,)	48	2,7	3,7	1,03				16,1	18,1
Randersacker (,,)	48	2,8	3,6	1,18				15,8	17,7
Monsin (Belgie)	54	3,0	5,6	5,25				10,5	11,7
Tisalak (Hongarije)	46	3,0	6,0	4,0				13,7	15,7
Rüchlig (Zwitserland)	62	3,3	3,7	1,6	60	8,1	,69	14,5	16,2
Siikakoski (Finland)	66	3,4	2,8	1,0				14,1	15,4
Saint Malo (Frankrijk)	59	3,4 (5,5)	5,8	9,0	300	(8,8)	1,1	(13,7)	(15,4)
Palzen (Duitsland)	64	3,4	3,6	1,5	50	8,8	,60	15,1	16,7
Sperlingsholm (Zweden)	67	3,7	2,45	0,8				14,8	16,7
Eeltingen (Duitsland)	64	4,0	4,8	3,5	95	8,7	,59	15,3	17,3
Neuville (Belgie)	62	4,0	3,6	2,4	72	8,0	,83	12,8	14,2
Muden (Duitsland)	62	4,1	4,6	3,6	95	9,2	,64	13,9	15,6
Isarwerk 3 (,,)	79	4,5	2,45	1,2	32,5	8,2	,73	13,7	14,8
Söderfors (Zweden)	uc.	4,5	6,1	9,4	220	9,5	,80	11,6	13,2
City of Norwich (USA)	67	4,7	2,8	1,5				14,7	16,0
Bingfoss (Noorwegen)	78	5,0	6,05	10,8	250	8,6	,88	11,6	13,1
Klosterfossen (,,)	69	5,03	4,5	5,33	119	8,9	,75	12,6	14,1
Ciechocinek (Polen)	pr.	5,1	7,1	16,8	375	8,8	,95	10,9	12,4
Enkirch (Duitsland)	65	5,1	4,6	4,3	95	8,9	,57	15,3	17,2
Bittenbrunn (,,)	65	5,2	5,35	7,2				13,5	15,2

De gegevens zijn ontleend aan bijlage VI^{a+b}. Hierin
 zijn : $\xi = \frac{N}{Q \cdot H_n}$ is de bepaling van het totale
 rendement.

$\varphi = \frac{Q}{\sqrt{4} \cdot D^2 \cdot \sqrt{2gH_n}}$ is een indicatie voor de
 stroomsnelheid

$$\psi_1 = H_n \cdot D^{1,38} \cdot N^{-0,69}$$

$$\psi_2 = H_n \cdot D^{1,47} \cdot N^{-0,706}$$

geven het verband weer tus-
 sen H, D en N bij kleine H_n

Een goede benadering van (3) en (4) leidt tot de vol-
 gende handzame formule : $H_n^{\sqrt{2}} \cdot D^2 \cdot N^{-1} = \psi_3 \dots (5)$

De parameter ψ geeft voor kleine waarden een relatief
 kleine diameter van de turbine aan, bij gelijkblijvend
 verval en vermogen (rendement). Dit komt neer op een
 relatief grote 'flow' φ , dus op een compact bouw. Een
 andere mogelijkheid is een hoog vermogen (rendement)
 bij gelijkblijvend verval en turbine. Beide factoren
 zullen de economie van de centrale gunstig beïnvloeden
 en als zodanig gekarakteriseerd kunnen worden.

Enkele opmerkingen :

- de afleiding uit Brown (1957) blijkt theoretisch
 een ongunstiger rendement te hebben ($\psi_1 > \psi_2$)
 dan de afleiding uit Low Head Hydro (1978) : de
 ontwikkeling heeft niet stilgestaan.
- gemiddeld blijkt voor deze zeer lage verval-centra-
 les uit de tabel $\psi_1 = 13,7$ en $\psi_2 = 15,4$ te zijn,
 terwijl voor de standaardafwijking $s_1 = 1,61$ en
 $s_2 = 1,76$ geldt.
- theoretisch volgt voor ψ_3 uit (3) een waarde 54,4
 (bij $H_n = \text{ca. } 4\text{m}$) en uit (4) een waarde 47,5 (bij
 $D = \text{ca. } 44\text{m}$). Uit de tabel volgt $\psi_3 = 42,7$ met s_3
 $= 7,2$: de eenvoud gaat weliswaar ten koste van
 de nauwkeurigheid, maar blijft binnen de perken.
- de getijde-centrales Kislaylgubsk en Saint Malo
 geven afwijkende waarden te zien ($\varphi = 1,1$ is fysisch
 onmogelijk). De haakjes geven aan dat de betref-
 fende waarde voor het maximale i.p.v. het gemid-
 delde verval aan.

3.3 Straflo

Van de nieuwe Straflo (straight-flow) turbines zijn nog weinig concrete gegevens bekend. Als kwalitatieve voordelen zijn er te noemen :

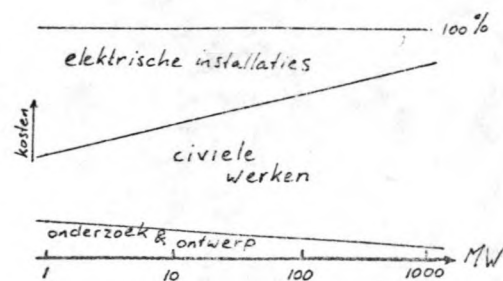
- twee keer zo grote generator-diameter als de bulb-turbine heeft, waardoor problemen als toerental, vermogensafgifte, kompaktheid en koeling minder groot worden.
- minder beperkingen v.w.b. vermogen en grootte
- 3 à 4 keer zo groot traagheidsmoment
- turbine en generator liggen in één vertikaal vlak waardoor de civiele konstruktie korter kan worden, terwijl er volstaan kan worden met één onderhoudschacht.
- goede toegankelijkheid tot het elektrisch gedeelte.

Als nadelen daarentegen kunnen genoemd worden :

- de gecompliceerde afdichting tussen turbine en elektrisch gedeelte, welke zeer kritisch luistert.
- aangezien straflo-turbines (nog) niet geleverd worden met beweegbare schoepen, zijn ze minder geschikt voor variërende vervallen.

Deze voor- en nadelen gelden veelal t.o.v. bulb-turbines en geven dus niet de grote voordelen weer die de bulbs al bezitten : ca. 15-30 % lagere konstruktiekosten en een 1 à 2 % beter rendement dan een Kaplan met slakkenhuis, door een groter netto verval. (minder entree-verliezen, rechte stroomlijnen).

Voor al door de besparing op kosten van civiele werken (ca. 10-15 %) korter en smaller), welke van 30 % voor kleine tot 80 % voor grote waterkrachtwerken, van de totale kosten kunnen bedragen, biedt de Straflo goede mogelijkheden bij lage vervallen. (bijlage VII)



(Small Hydro blz 62)

3.4 Andere ontwikkelingen

Naast de Bulb zijn er ook andere varianten op de Kaplan. Bij deze 'buisturbines' wordt met een knik in de uitstroomleiding bereikt dat de generator buiten het stromingsbeeld 'droog' opgesteld kan worden. Dit kan bereikt worden door òf de turbine met enige helling op te stellen òf door een S-bocht in de leiding te leggen.

De voordelen zijn :

- mogelijkheden voor het installeren van grotere eenheden (groter dan de 60 MW bulbs)
- mogelijkheid van het tussenschakelen van een versnelling (gear-up box) waardoor er elektrisch minder problemen met de opwekking zijn. (Recente ontwikkelingen laten ons een coaxiale wisselbak zien waardoor de vermogens van bulbs vergroot kunnen worden)

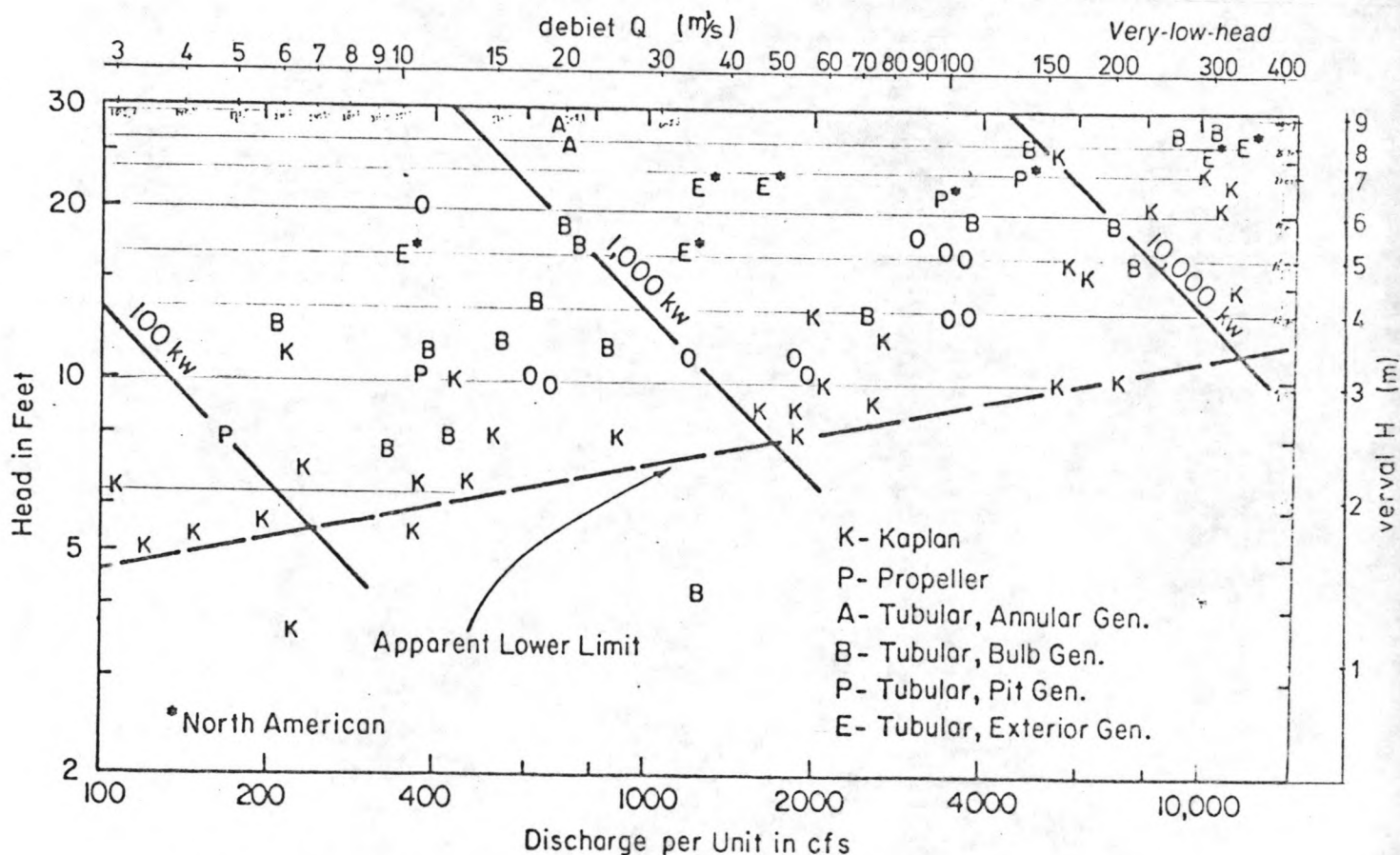
Geruchten gaan dat bij Rijn-Schelde-Verolme gewerkt wordt aan een variant op de Ossberger. Dit is een commercieel goed haalbare turbine voor kleine vermogens. Door nu beweegbare schoepen te konstrueren denkt men bij RSV ook voor grote debieten bij lage vervalleneconomisch haalbare turbines te kunnen gaan produceren. Het grote voordeel van dit type is de horizontale as loodrecht op de stroomrichting, welke konstruktief gunstig is.

3.5 Technische benedengrens

Met in het achterhoofd een energiebalans voor een bepaald projekt, moet er een absolute benedengrens voor de valhoogte (grotere turbines betekenen kwadratisch grotere civiele konstrukties) zijn; op een gegeven moment zal de 'terugverdiëntijd' langer blijken te zijn dan de levensduur van de centrale (tijdens de bouw was meer energie nodig dan de centrale ooit kan leveren).

In de praktijk zal deze grens bij grotere valhoogtes bereikt worden. Veelal zal er sprake zijn van een economische ondergrens, maar wanneer de centrale gecombineerd kan worden met een nieuw te bouwen kunstwerk, kan er op een gegeven moment gesproken worden van een technische ondergrens.

Deze laatste soort situaties staan uitgezet in het volgende plaatje :



Het is ontleend aan Low head Hydro van Gladwell & Warnick. De 'Apparent Lower Limit' blijkt afhankelijk te zijn van het debiet in een relatie :

$$H_n \cdot Q^{-0,167} = 1,27 \dots \frac{H_n \text{ in (m)}}{Q^n \text{ in (m³/s)}} \dots (6)$$

In hoeverre deze empirische grens daadwerkelijk als de technische ondergrens kan worden gekenmerkt blijft de vraag. Ze kan echter wel dienen voor de gedachten bepaling.

3.6 Economische benedengrens

De economische benedengrens is van meerdere parameters afhankelijk : situering (bouwkosten), prijsontwikkeling van de energie, verval en debiet.

Om centrales kostentechnisch met elkaar te vergelijken wordt uitgegaan van een bestaande valhoogte waar alleen een inlaat, evt. een drukleiding, een turbinehuis, elektrische installatie en een uitlaat meegenomen worden. Volgens Gordon (Water Power ... (bijlage VIII^{a-c})) kunnen deze als volgt worden ingeschat :

Inlaat : $V = 15 \cdot Q \text{ (m}^3\text{) beton}$

Leiding onder druk : $D = 0,72 \cdot Q^{0,5} \text{ (m) beton of staal}$

Turbinehuis : $V = K \cdot D_t^{2,5} \cdot (N+R) \dots 80 \text{ K } 250 \text{ afh. verval}$
 $0,3 \text{ R } 1,2 \text{ ,, reparatie}$
 $N = \text{aantal turbines}$

Elektr. inst. : $K = 40000 \left(\frac{\text{kW}}{H_n} \right)^{0,53} \dots (1,5 \text{ MW})$
 $K = 9000 \cdot \text{kW}^{0,7} \cdot H_n^{-0,35} \dots (5 \text{ MW}) \left. \vphantom{\begin{matrix} K = 40000 \\ K = 9000 \end{matrix}} \right\} \begin{matrix} K \text{ in } \$ \\ \dots (7) \end{matrix}$

Deze gegevens stellen ons volgens Gordon in staat om in een situatie waarin valhoogte en debiet bekend zijn een schatting te maken van de kosten die de bouw van een centrale sèc verbonden zijn. Uitgaande van een dergelijke situatie stelt Gordon een 'site-faktor' S van 2,6 voor ($K_{\text{centr}} = 2,6 \cdot K_{\text{elektr. inst.}}$). Daarnaast heeft Gordon in sept. '81 in Water Power .. (bijlage VIII^d) een methode gepubliceerd voor de kostenberekening -in vroegtijdig stadium- van centrales bij bestaand verval en debiet ($S = 2,6$) voor grotere vermogens.

Stelde Gordon voor kleine vermogens vgl.(7), welke met $S = 2,6$ leidt tot : $K = 2,9 \cdot 10^6 \cdot \text{MW}^{0,7} \cdot H_n^{-0,35} \dots (5 \text{ MW})$

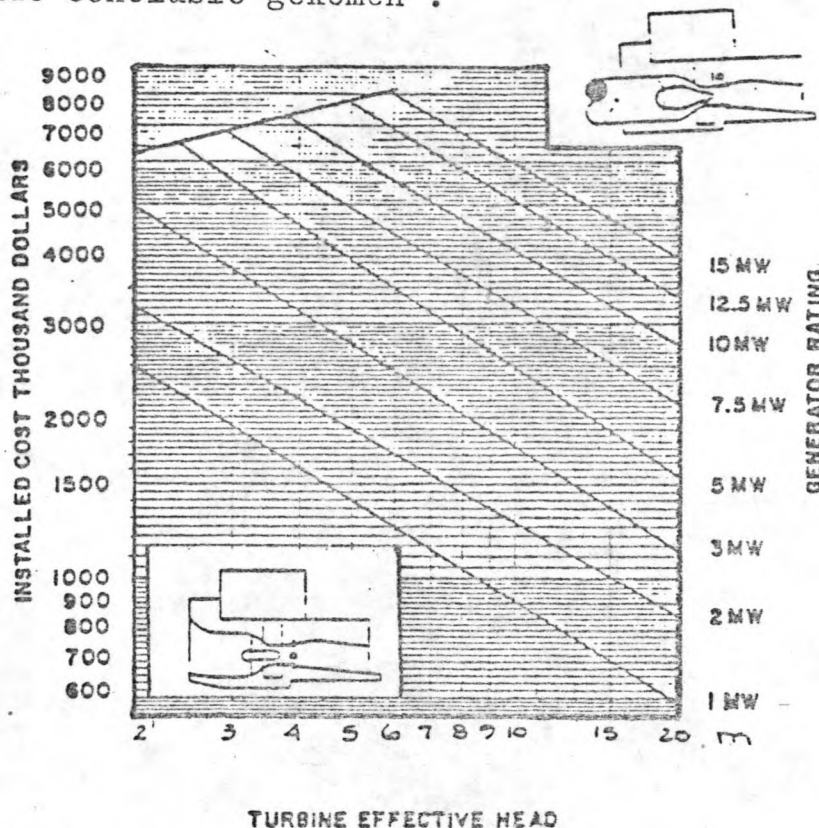
voor grotere vermogens stelt hij (met gegevens van het Department of Energy) :

$$K = 2,1 \cdot 10^6 \cdot \text{MW}^{0,92} \cdot H_n^{-0,32} \cdot \text{MW}^{0,058} \dots (8)$$

Vergelijking (8) leidt echter niet tot een bevredigend resultaat voor Nederlandse omstandigheden.

Een andere instantie die zich heeft beziggehouden met

het afschatten van kosten van elektrische installaties is het U.S. Bureau of Reclamation, dat Tudor Engineering Co hiertoe een opdracht gaf. Dit ingenieurbureau is voor bulb- en rim(straflor)turbine-generatoren tot de volgende conclusie gekomen :



Estimated bulb and rim turbine generator costs, July, 1978 (TUDOR).

Deze figuur is op bijlage IX omgewerkt voor de Nederlandse situatie ($1,00 \$_{1978} = 2,50 \text{ gld}_{1980}$). De uiteindelijke waarden zijn terug te vinden in figuur 1, waarbij tevens Gordons site faktor gebruikt is.

3.7 Synthese

Voor de Nederlandse situatie (anno 1980) zijn de in dit hoofdstuk gevonden gegevens in kaart gebracht (design-chart).

De filosofie erachter is de volgende :

- in vroegtijdig stadium projecten met elkaar te kunnen vergelijken (vergelijkingswaarde belangrijker dan de absolute waarde)

- getijde-opwekking te kunnen vergelijken met rivierwerken, waarbij de behoefte aan opslag ingeschat kan worden
- eerst landelijk, later plaatselijk tot optimalisaties te kunnen komen (v.w.b. te installeren vermogens (vaak afhankelijk van de berging) en turbine/centrale-groottes)
- onderbouwing van een eventueel landelijk op te zetten beleidsplan voor de bouw van waterkrachtwerken (welke situering wordt bij welke energieprijzen interessant onder welke randvoorwaarden)

In de figuur zijn vijf assen te onderscheiden. Op de absis $\log-Q$, op de ordinaat $\log-H_n$, onder 45° een as $\log-N$ (immers $N=8,7 \cdot Q \cdot H_n$), dan onder $22,5^\circ$ een as $\log-D$ (volgens $\psi=40=H_n^{\sqrt{2}} \cdot D^2 \cdot N^{-1}$) en daarnaast nog een kromme as waarop de specifieke kosten zijn uitgezet.

Een belangrijk aspect is de nauwkeurigheid waarmee de figuur gehanteerd mag worden.

Voor het vermogen N geldt het volgende :

N is uitgezet voor de faktor $\xi=8,7 \dots \eta_{\text{tot}}=83,7 \%$.

Voor centrales op MW-schaal zal dit totaalrendement niet meer afwijken dan 5% . ($\Delta N=5\%$)

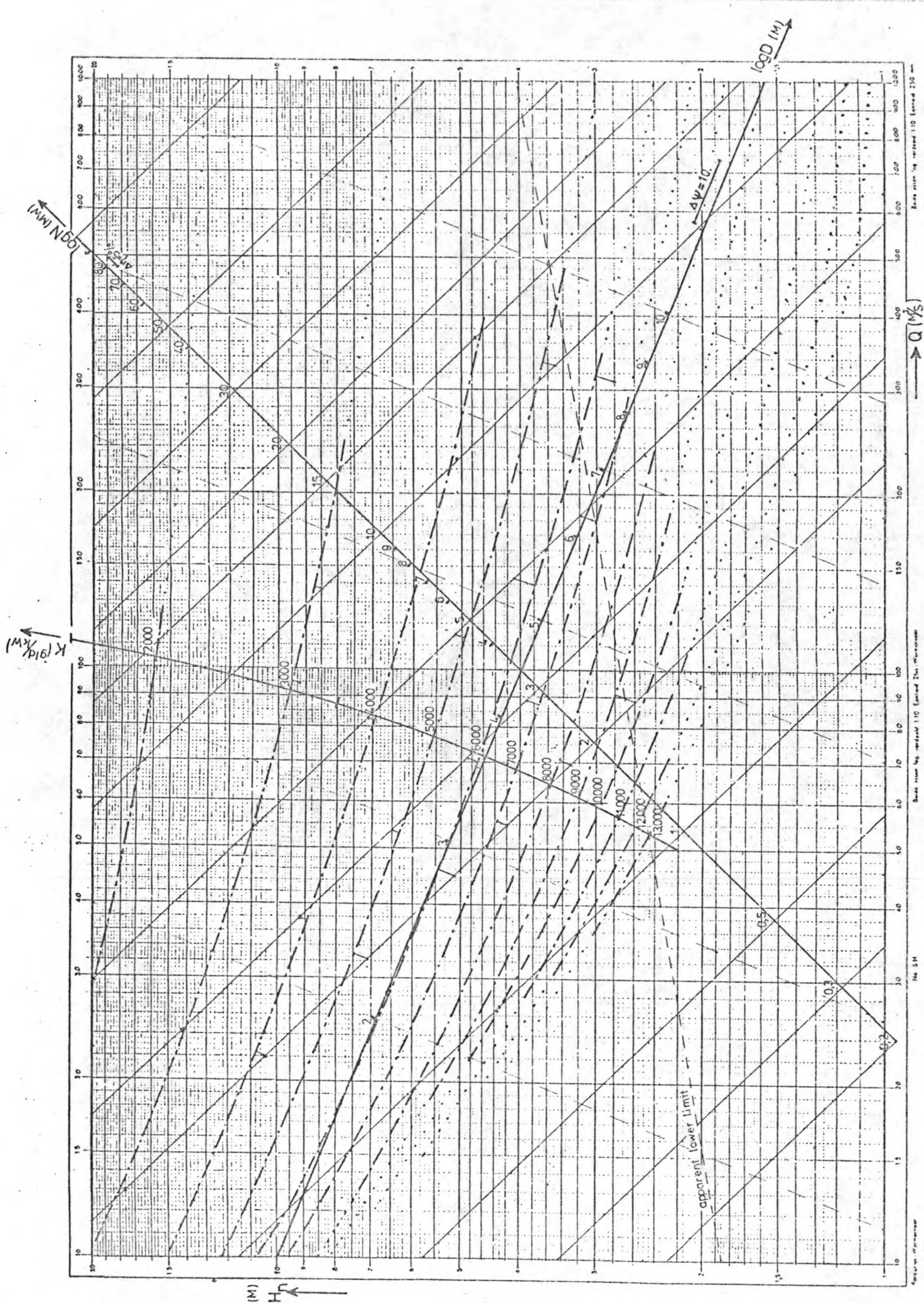
Ook turbinediameter D verschijnt logaritmisch :

D is slechts exponentieel afhankelijk (gemaakt) van Q en H_n . D is uitgezet voor $\psi=40$. Grotere vermogens kunnen leiden tot een $\psi=30$. De ontwerper kan voor een betreffende situatie de figuur aanpassen volgens $\Delta\psi=10$.

Voor de specifieke kosten geldt het volgende :

De Tudor-figuur kan met ca. 99% nauwkeurigheid afgelezen worden. De begeleidende berekeningen kunnen zo nauwkeurig als wenselijk uitgevoerd worden, terwijl de interpolatie van de iso-kostenlijnen geschat wordt op $5 \text{ cm. op } 2,5 \text{ m.} : 98 \%$.

Gordon claimt voor het gebruik van de site-faktor een fout van maximaal 25% (in 83% van de gevallen). De wisselkoers tussen dollars en



guldens varieerde in 1978 van 1,98 tot 2,35, met daarbij de inflatie over de periode 1978-1980 zal de fout hierin ca. 10 % bedragen. Voor het tekenen van vloeiende iso-kostenlijnen werd een maximale fout geïntroduceerd van 5 %.

Sommerend leidt dit tot de volgende (on)nauwkeurigheid : $0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,75 \cdot 0,90 \cdot 0,95 = 62 \%$.

Dit leidt (mede op suggestie van Gordon) tot het idee om de figuur te ijken aan projecten onder equivalente omstandigheden :

	N	H _n	K _t	K _{pr}	K _{/kW}	K _{/kW_{fig}}	ΔK
WESP	50 (800)	21	39	1280	1600	1500	6,25
Born	9	11	7,5	25	2778	2650	4,60
Maasbracht	10	12	7,5	25	2500	2500	-
Heel	11 (21)	6,5	12,5	70	3333	3200	4,00
Belfelt	2,5 (5)	2,5	7,5	40	8000	7800	2,50

Hierin zijn : N in MW

K in milj. gld.

ΔK in procenten

Deze uitkomst kan als 'onverwacht gunstig' gekwalificeerd worden.

De hele figuur zal uiteraard steeds met de nodige voorzichtigheid gehanteerd moeten worden. In het stadium van vooronderzoek zal ze bruikbare globale cijfers kunnen leveren.

Cijfers hierin kloppen?

Situatie in Nederland

4.1 Elektriciteitsvoorziening

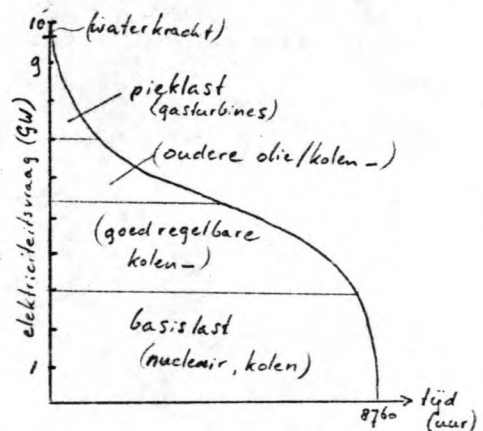
Ca. 20 % van de energiebehoefte in Nederland is een vraag naar elektriciteit (deelmarkt licht & kracht). Dat deze behoefte sterk varieert mag als bekend worden verondersteld. Om toch op elk tijdstip aan de vraag te kunnen voldoen is er in Nederland een uitgebreide structuur aan installaties en instanties ontstaan (SEP, GKN, KEMA, VEEN, VDEN). Ze produceren energie-nota's, struktuurschema's, beleidsprogrammas, terwijl ze daarnaast het beheer over de installaties verzorgen en coördineren.

Het in Nederland geïnstalleerd vermogen blijkt zeker na de nulgroei van het elektriciteitsverbruik in 1980 voorlopig -in grootte (15 GW)- ruimschoots toereikend te zijn. Dit geïnstalleerd vermogen is anno 1980 (nog) geheel opgebouwd uit thermisch vermogen.

De opbouw van dit centralepark is gebaseerd op de elektriciteitsvraag. De grootte hiervan is zoals andere energiebehoeften als volgt door de tijd heen weer te geven :

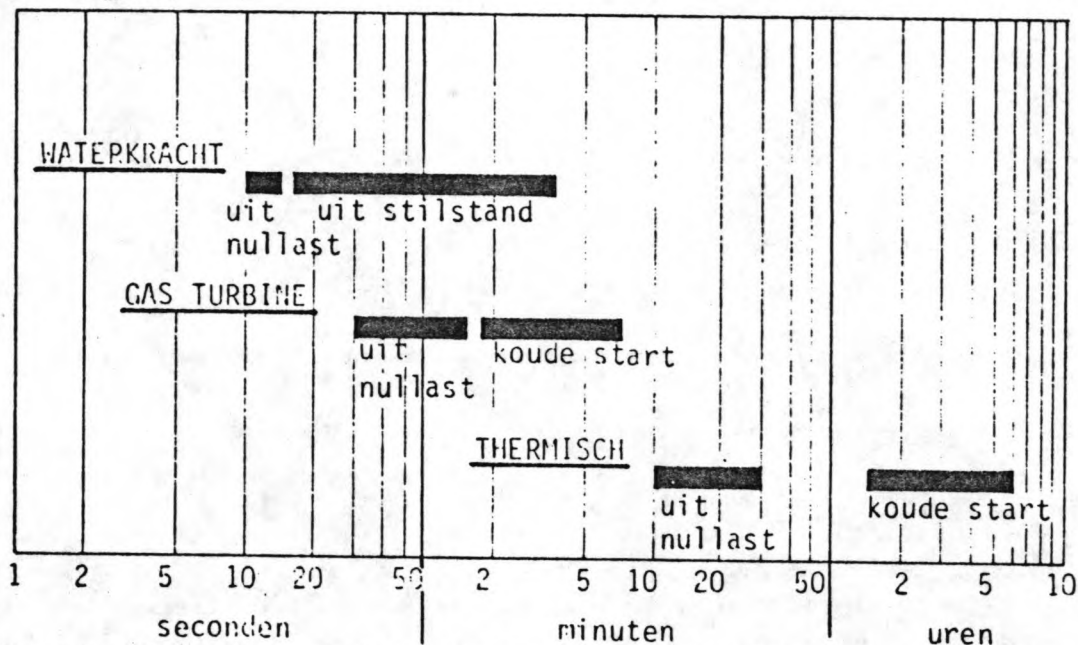
De basis- of grondlast -het vermogen dat kontinu moet worden opgewekt- wordt verzorgd door centrales met een hoog rendement en/of een goedkope brandstof (kolen-, kerncentrales, warmte-kracht-koppeling). Zij draaien continu en starten langzaam ($\frac{1}{2}$ - 14 dagen opstarttijd).

In het middenlastgebied kunnen moderne goedregelbare (vlakke rendementskromme) kolencentrales worden ingezet. Oudere centrales kunnen dienen voor geïnstalleerd vermogen, terwijl ze in het piek-middenlastgebied minder hoeven te draaien; de verouderde techniek leidt tot lagere rendementen. Oliegestookte centrales zullen ook minder gebruikt gaan worden in verband met de



diversificatie van brandstoffen (BIPC) ; olie wordt duur en politiek precair.

De echte pieken worden opgevangen door snelle gas-turbine-centrales met korte opstarttijden. Hier zal waterkracht haar steentje kunnen bijdragen door de uiterst korte opstarttijden en door haar bergend vermogen.



De goedkope brandstof zou waterkracht geschikt maken voor basislastvermogen, maar het geringe voorkomen van waterkrachtpotentieel binnen Nederland én de grote investeringen die met lage vervallen gepaard gaan, maken waterkracht hier te lande economisch aantrekkelijker voor pieklastvermogen.

Een overzicht van het in Nederland geïnstalleerde vermogen is op bijlage X weergegeven. Om de gebruiker op ieder tijdstip de garantie te kunnen geven dat hij stroom kan afnemen, is een uitvoerig systeem opgezet. In Nederland draait altijd een bepaald reserve-vermogen dat in grootte mede bepaald wordt door het uitvallen van de grootste in werking zijnde produktie-eenheid (ca. 650 MW). Daarnaast wordt voor het thermisch geïnstalleerd vermogen een reserve-faktor 1,27 meegenomen in verband met reparatie en onderhoud. Voor waterkracht kan een reservefaktor 1,10 aangehouden worden.

4.2 Toekomst

De geringe vraag 's nachts (t.o.v. overdag), 's zomers (t.o.v. 's winters) en in 't weekend (t.o.v. door de week) vergt aanpassingen in de produktie. Door de dagelijkse variatie zullen rendements- en/of stop- en opstartverliezen geïntroduceerd worden. Dit mechanisme 'het volgen van de produktie op de vraag' is van een drietal factoren afhankelijk :

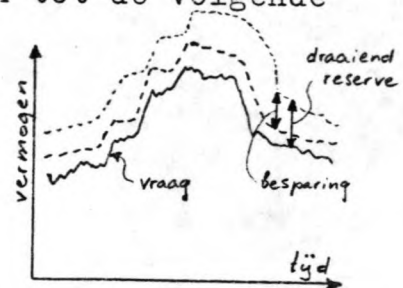
- a. de grootte van de fluctuaties in vraag (verbruik) en aanbod (wind, water)
- b. de snelheid van reageren van het hele mechanisme
- c. de nauwkeurigheid van de voorspellingen

Door aanpassing van dit hele systeem zijn rendementswinsten te behalen :

- ad a. de grootte van de fluctuaties kan door bewustmaking van het publiek (wassen op nachtstroom), of technische aanpassingen (centrale) schakeling van processen (koeling, gemalen)
- ad b. waterkracht kan een belangrijke rol gaan spelen bij dit regelingsproces : de -verkleinde fluctuaties zouden opgevangen kunnen worden met snelle hydroturbines zodat er tijdswinst geboekt kan worden voor het opstarten van thermisch vermogen. Er wordt dan bespaard op draaiend reserve (brandstofkosten + investeringen).
- ad c. verbetering van de voorspellingsmethodes (wind, temperatuur, vraag) kunnen besparingen opleveren door met de produktie beter op de vraag te kunnen anticiperen. Daarnaast vergroot dit tevens de kansen voor windenergie.

Combinaties van deze methodes leiden tot de volgende theorie :

- het te installeren vermogen van waterkrachtwerken binnen Nederland zal -mede- afhankelijk moeten zijn van de nauwkeurigheid van de voorspellingen en de opstarttijd van thermische eenhe-



alleen OPAC
IPAC

door geringe
hydraulische waterkracht
niet erg relevant

- den (ca. 2 uur) ter besparing op brandstofkosten en van draaiend reserve.
- het te installeren hydro-vermogen zal op zijn minst de hoogste pieken -in duur- volledig moeten volgen (ca. 2 uur) ter besparing op te installeren vermogen.

Deze beide criteria leiden tot een te overbruggen piekduur (leeglooptijd) van ca. 2 uur.

4.3 Besparing op installatiekosten

Bij een beschouwing van de rentabiliteit van een waterkrachtcentrale moet duidelijk onderscheid worden gemaakt tussen het gegarandeerde vermogen (kW) en de op te wekken energieinhoud (kWh).

- voor het gegarandeerde vermogen zal behalve met besparingen op brandstofkosten ook rekening gehouden mogen worden met besparingen op investeringskosten.
- de totale energieinhoud geeft aan welke opbrengsten er te verwachten zijn ten gevolge van besparingen op variabele kosten (brandstof, onderhoud ...).

Voor de investeringskosten wordt uitgegaan van de investeringskosten van thermische centrales. Hiervoor geldt anno 1980 een orde van grootte van ca. 1600,-/kW (tot 2000,-/kW bij gelijke milieukundige implicaties), welke in 20 jaar wordt afgeschreven, zodat bij 4 % reële rente met een 20 jarige annuïteit (faktor 0,0736) hierdoor 118,-/kW/jr geldt.

Aan bediening en onderhoud bespaart waterkracht ten opzichte van thermische opwekking 19,-/kW/jr.

Het eigenverbruik is voor waterkrachtcentrales naar rato $\frac{1,01}{1,03}$ gunstiger dan thermische opwekking, terwijl het geïnstalleerd reservevermogen 10 % kan zijn tegen 27 % voor fossiel gestookte centrales.

Dit levert het volgende bedrag per te installeren kW op:

$$(118 + 19) \times \frac{1,03}{1,01} \times \frac{1,27}{1,10} = 161,-/kW/jr.$$

Met een economische afschrijvingsperiode van 50 jaar (faktor 0,0465) volgt dan 3460,-/kW 'besparing'.

4.4 Economische aanpassing

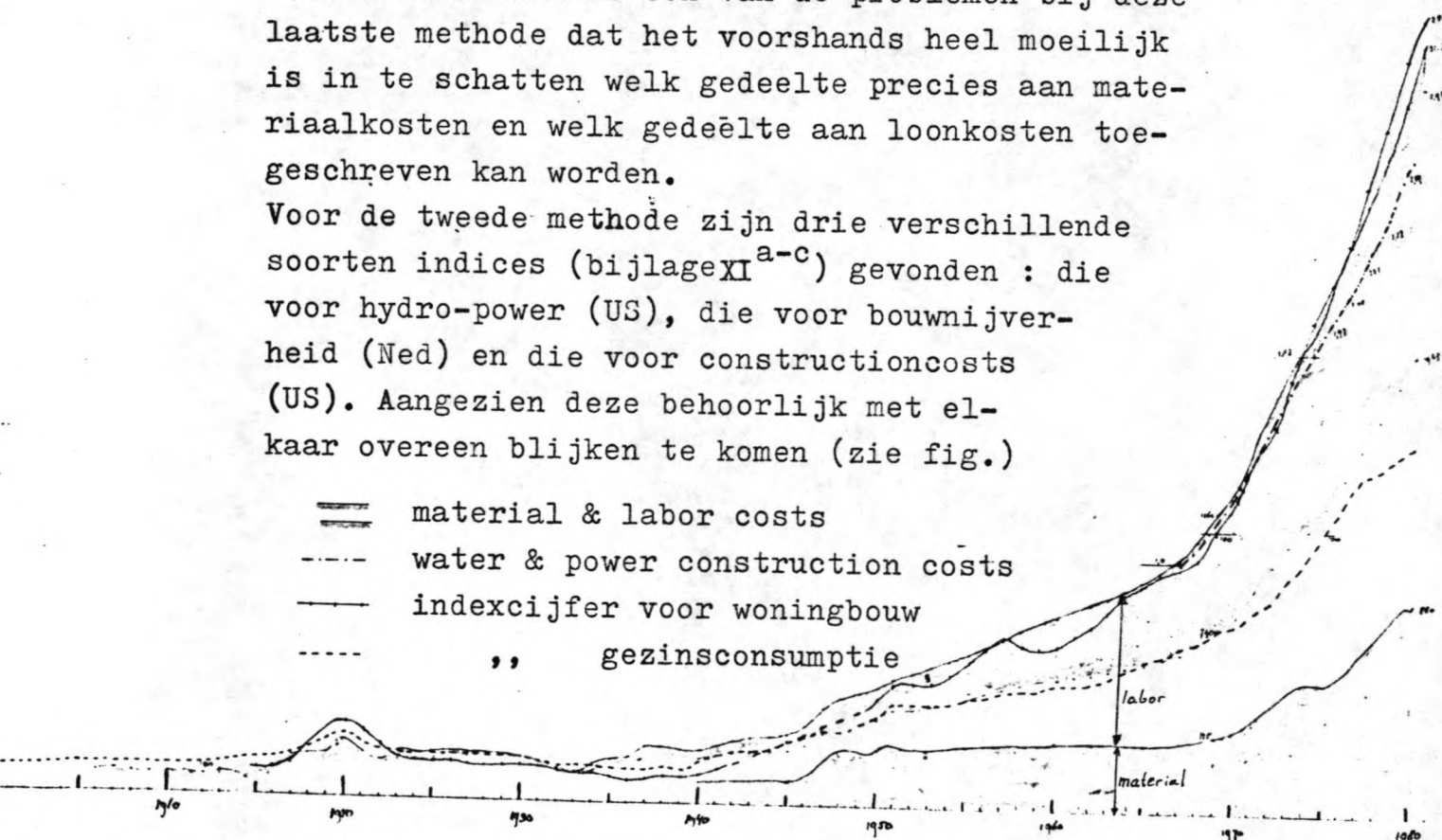
Om projecten van oudere datum met huidige te kunnen vergelijken moet een relatie gevonden worden tussen de kosten/baten tijdens het ontwerp en die van 1980.

Hiervoor bestaan drie methodes :

- het toepassen van de (gezins)inflatiekromme op de betreffende bedragen, zodat door deling van de indices in de overeenkomstige jaren een 'nieuwe' kosten/baten-raming gevonden kan worden.
- een iets nauwkeuriger methode is in principe dezelfde, waarbij in plaats van de inflatiecijfers de specifieke indexcijfers voor de betreffende bedrijfstak (voor zover aanwezig) worden gebruikt.
- verder kan naarmate de nauwkeurigheid die verlangd wordt, er verder worden opgesplitst naar kostenonderdelen van een projekt, waarbij per onderdeel het betreffende indexcijfer gezocht wordt. Een heel gebruikelijke tweedeling is dan die waarbij het indexcijfer van de loonkosten en dat van de materiaalkosten apart gespecificeerd wordt.

Voor waterkracht is één van de problemen bij deze laatste methode dat het voorshands heel moeilijk is in te schatten welk gedeelte precies aan materiaalkosten en welk gedeelte aan loonkosten toegeschreven kan worden.

Voor de tweede methode zijn drie verschillende soorten indices (bijlage XI^{a-c}) gevonden : die voor hydro-power (US), die voor bouwnijverheid (Ned) en die voor construction costs (US). Aangezien deze behoorlijk met elkaar overeen blijken te komen (zie fig.)



is hier de tweede methode gebruikt met het gemiddelde van deze drie indexcijfers.

4.5 Locaties

Binnen Nederland kan ten aanzien van waterkracht onderscheid worden gemaakt tussen :

- opwekking uit verval : a bij stuwen
b uit omloopverval
- opwekking uit getijdebeweging
- opslag door pompaccumulatie

Op bijlage XII is nagegaan welke belangrijke verval-
len er binnen Nederland voor energieopwekking in aan-
merking zouden kunnen komen.

Door het nationale karakter van onze elektriciteitsvoorziening (380 kV koppelnet) wordt hier in grootte op MW-schaal gedacht. Daarbij moet in de 'piekuren' een gegarandeerd vermogen geleverd kunnen worden, zodat er dan een behoorlijk verval én debiet aanwezig moet zijn. De kleinere rivieren zoals de Vecht, Niers, Jeker, Roer en Dinkel, regenrivieren met kleinere stroomgebieden, zullen te vaak niet aan deze criteria kunnen voldoen.

Uit bijlage XII is een keuze gemaakt van een aantal 'interessante' locaties om deze verder uit te werken: twee rivier- en twee kustlocatie. Met behulp van de figuur op blz. 19 worden verdere vergelijkingen gemaakt en uitspraken gedaan over de economische haalbaarheid.

Daarnaast worden deze projecten vergeleken met twee andere Nederlandse reeds bestaande studies over energieopwekking door waterkracht : de Oosterschelde-gedecentrale en een Maas-pieklastcentrale (door F. v.Dijken) uit respectievelijk 1974 en 1976.

Tevens bestaan er nog de twee recente studies over energieopslag : WESP en OPAC. Ook deze twee zijn met dezelfde benaderingsmethode **vergeleken**.

4.6 Kosten/baten analyse

Voor wat betreft de kosten van de aan te leggen waterkrachtwerken wordt onderscheid gemaakt tussen specifieke kosten van de centrale sèc (hfdst 3) en kosten voor additionele werken (regulerings-, milieukundige aanpassings- en werken ter verkrijging van het verval ...). De opgevoerde kosten hiervan hebben een vergelijkende betekenis, terwijl de ordegröte veelal kleiner is dan die van de betreffende centrales.

Daar waar dit niet het geval is (getijdewerken) is verder kosten-onderzoek gedaan (bijlage XIII^{a+b}).

Als baten wordt hier opgevoerd de besparing op installatiekosten van thermisch vermogen (3460,-/kW). Dit kan alleen wanneer ook daadwerkelijk zal blijken dat er nieuw thermisch vermogen geprojecteerd wordt. Door innovatie, brandstoffen-inzetplan en economische levensduur van thermische centrales ligt dit wel voor de hand. Uiteindelijk wordt op blz 28 een kWh-prijs gevonden voor de verschillende projecten welke in ieder geval een representatieve vergelijkingswaarde aangeeft. Of deze waarde-absoluut- vergelijkbaar is met de 10 ^{ct}/kWh die voor 1980 aangehouden wordt als maat voor de variabele kWh-prijs kan door ijking verder worden aangetoond. Op grond van deze waarden kan wél een beleidsbeslissing worden genomen aangaande de prioriteit van de locaties. Deze zal overigens mede afhankelijk zijn van verwachtingen van andere energiebronnen (prijs- en economisch-polemologische ontwikkelingen).

4.7 Conclusies

Enkele concluderende opmerkingen kunnen nu gemaakt worden :

- getijde-energie is ook in ons vlakke Nederland duurder dan rivierwerken, ze lijken echter bij de huidige energiesituatie niet volledig onhaalbaar.
- op blz. 19 kan nu iets algemeen worden gezegd over de economische ondergrens : deze wordt bepaald door

	H _n (m)	Q (m³/s)	N (MW)	LF	E _{jaar} (GWh)	spec. kosten (gld/kW)	Kosten (milj.gld.)		Baten		tot- besp. gld/kWh			
							cen- trale werken	toev. b tot.	P geg	besp. th.P				
Maas	Born	11,0	200	19,8	0,67	116	2650	52,5	10,0	62,5	4,9 ^d	16,9	45,6	0,017
	Maasbr	12,0	200	21,6	0,67	127	2500	54,0	10,0	64,0	5,4 ^d	18,7	45,3	0,018
	Heel	6,0	300	16,2	0,52	73,8	3500	56,7	5,0	62,0	16,0 ^f	55,3	6,7	0,004
	Belfeld	2,5	300	6,8	0,4	23,8	8500	57,8	-	57,8	-	-	57,8	0,113
Rijn	Driel	3,5	300	9,5	0,67	55,8	5500	52,2	10,0	62,2	-	-	62,2	0,052
	Amerongen	3,0	300	8,1	0,52	34,1	6500	52,6	10,0	62,6	-	-	62,6	0,085
	Hagestein	2,0	300	6,75	0,60	35,5	9500	64,1	15,0	79,1	-	-	79,1	0,104
Rijn (opslag)	Driel	3,5	300	9,5	0,15		5500							
	Amerongen	3,0	1150	31,5	0,15	0,185	6000	515	85	600			600	3243
Grevelingen/Volkerak	Hagestein	2,0	1850	34,0	0,15		8000							
		2,0	1550	27,9	0,90	220	8000	223,2	265 ^g	488	27,9	96,5	391,5	0,083
'werkhaven'	3,5	90	3,0	0,95	25		7500	22,5	67,5 ^g	90	3,0	10,4	79,6	0,148
OS-getijcentrale	1,0	55000	495	0,4x0,4	695		13500 ^a	10350	-3600	6750	-	-	6750	0,453
Maas-piekcentrale	16,3	186	27,5	0,70	169		1900	53,6	39,7 ^h	93,3	27,0	93,4	-,-	-,-
WESP	20,3	280	800	0,75	20		1600	15x85	725	2000			2000	100
OPAC	1250	75	800	0,80	5,75		340 ^a	270	850	1120			1120	195

E_{opslag}

a deze specifieke kosten zijn teruggerekend kosten

b hier zijn zeer globale schattingen gemaakt

c er is uitgegaan van een besparing op thermisch geïnstalleerd vermogen van 3458,-/kW

d bij een debiet van $Q_{\text{tr}} = 50 \text{ m}^3/\text{s}$ in het piek-verbruiksseizoen

f door de mogelijkheden van berging (geschat)

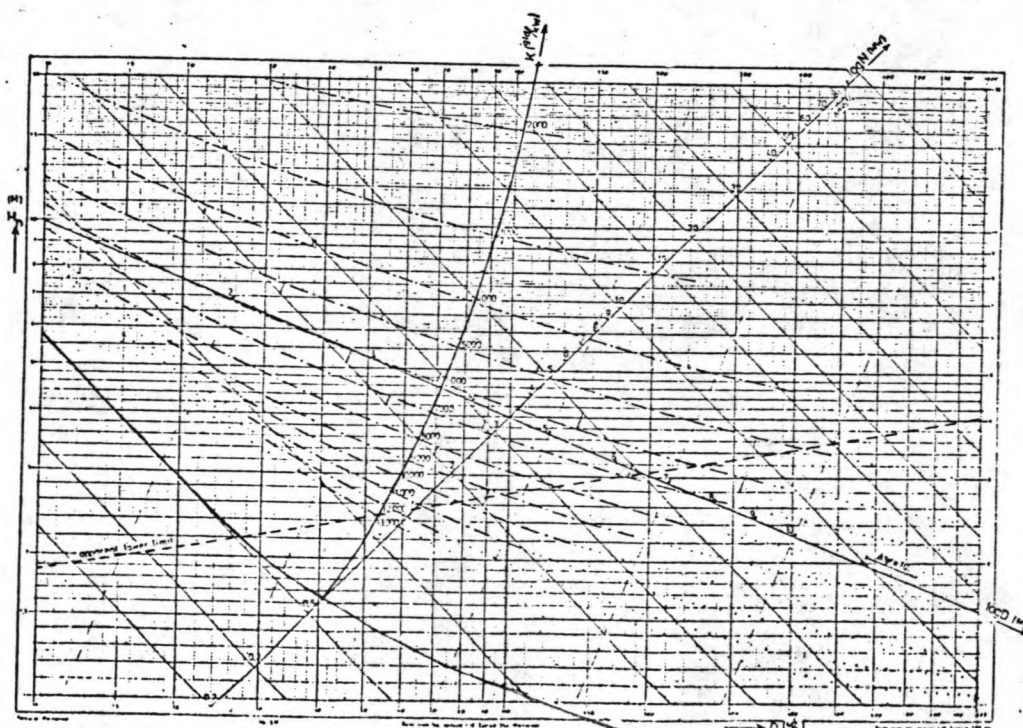
g deze kosten blijken voor de kosten/baten-analyse van grote betekenis

h hier is dezelfde verhouding aangehouden tussen centrale/toev.werken

NB. hier is gerekend met $P = 9 \cdot Q \cdot H_n$, verdere gegevens staan in bijlage XIV a-m

enerzijds de besparing op te installeren thermisch vermogen en anderzijds door de variabele kWh-prijs. Kan er maximaal worden gedraaid met een belastingsfactor $LF = 0,95$ dan volgt voor de maximale specifieke kosten : $3460,- + 0,95 \times 8760 \times 0,10 \times \frac{1}{0,0465} = 21337,-$. Dit zou een uiterst lage waarde in de figuur te zien geven.

- uit de tabel kan een keuze worden gemaakt voor de eerst nader uit te werken waterkrachtwerken. Hier is gekozen voor de staffel-ausbau : (Maaspieklast-centrale') Caberg-Born-Maasbracht-Heel. ($H_n = (16,35 - 4,85) + 11,0 + 12,0 + 6,5$ m).
- de Grevelingen-Volkerak centrale zou ook als -door het getij- aangedreven PAC-werk dienst kunnen doen, waarbij uit het Hollands Diep opgepompt water voor een groter verval zorgt met dienovereenkomstig lagere specifieke kosten.
- de som van de geïnstalleerde vermogens welke resulteren in een lagere kWh-prijs dan tien cent, kan als -conservatieve- prognose voor 2000 worden beschouwd (blz 3). Met rivierwerken zou dan zo'n 560 GWh elektrische energie te produceren zijn, terwijl minstens 220 GWh met getijdewerken geleverd kan worden. 780 GWh elektrische energie is equivalent met 8,5 PJ, hooguit 0,5 % van het totaalverbruik.



5 Factoren

Uit hfdst 4 is gebleken dat de vier locaties aan de Maas economisch het meest aantrekkelijk zijn. Eerst zullen een aantal (beperkende) factoren onderzocht worden, welke de mogelijkheden voor het te installeren- en het gegarandeerde vermogen beïnvloeden.

5.1 Waterkrachttechnisch

De Maas is een typische regenrivier met een stroomgebied van ca. km^2 , waarvan gedeeltes in Frankrijk, België en in Nederland liggen. Door haar karakter van regenrivier vertoont de Maas sterke debietvariatiën door het (stroom)jaar heen.

Deze variatiën worden versterkt door de vorm van het stroomgebied en door het afwezig zijn van bergingsmogelijkheden.

Een afbeelding van de waarschijnlijkheid van optreden van de verschillende debieten door de tijd heen is weergegeven op bijlage XV ^a. Met bijlage XV ^b zijn vervolgens de volgende 'potentiele' belastingsfactoren gevonden bij de verschillende debieten :

debiet	nov	dec	jan	febr	mrt	apr	mei	juni	juli	aug	sept	okt	jaar
50	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,86	0,80	0,80	0,84	0,93
100	0,83	0,93	1,00	1,00	1,00	0,95	0,92	0,82	0,71	0,56	0,57	0,72	0,83
150	0,77	0,90	0,96	0,95	0,95	0,91	0,85	0,65	0,54	0,45	0,47	0,60	0,75
200	0,70	0,87	0,94	0,91	0,90	0,81	0,71	0,53	0,43	0,35	0,38	0,51	0,67
250	0,64	0,83	0,91	0,88	0,86	0,74	0,62	0,44	0,35	0,29	0,32	0,45	0,61
300	0,60	0,78	0,88	0,85	0,80	0,68	0,54	0,37	0,29	0,25	0,28	0,39	0,56
350	0,55	0,73	0,84	0,81	0,75	0,62	0,48	0,32	0,25	0,21	0,24	0,35	0,51
400	0,51	0,69	0,08	0,78	0,70	0,57	0,43	0,28	0,22	0,19	0,21	0,31	0,47
700	0,34	0,51	0,59	0,57	0,47	0,36	0,25	0,16	0,13	0,11	0,12	0,19	0,31

Nu kan dus de energieopbrengst in de verschillende periodes worden berekend bij het betreffend geïnstalleerd vermogen.

Hoe groot dit te installeren vermogen moet worden is niet alleen afhankelijk van vraag en aanbod op de energiemarkt, maar hier vooral van de hydrologische mogelijkheden.

De relatie tussen de variatie van de afvoer en de schommelingen in de energievraag door het jaar heen, is op bijlage XVI weergegeven. Ten aanzien van het binnen Nederland te installeren vermogen zal vooral gekeken moeten worden naar de periode waarin de piekvraag plaatsvindt : half-november tot maart.

De afvoer van de Maas blijkt in deze winterperiode de energievraag wonderwel te volgen. Het meest kritisch zal de maand november zijn.

Wanneer in november gerekend wordt met één dag per maand onderschrijding ($Q = 20 \frac{m^3}{s}$) wordt de mate van garantie $(1,0 - \frac{5}{7} \times \frac{1}{30}) = 97,6 \%$. Immers de piekvraag treedt alleen tijdens werkdagen op. Deze mate van garantie kan bij de ordegrootte van geïnstalleerd vermogen waaraan wij denken ($\frac{1}{10}$ à $\frac{1}{5}$ van het draaiend reserve) als voldoende worden beschouwd.

Zoals in 4.2 reeds is betoogd kan deze berging gedimensioneerd worden op een leeglooptijd van ca. twee uur. De kosten-resultaten van deze redenering zijn op blz opgesomd. Benadrukt moet worden dat deze berging principieel een andere soort berging is dan die van PAC-werken; het betreft hier alleen de dagelijkse variatie, waardoor een andere berekening voor de rentabiliteit gemaakt kan worden, door de mate van garantie van het geïnstalleerde vermogen.

5.2 Morfologisch

Rivier

De Maas vervoert als (regen)rivier niet alleen water, maar tevens sediment. Dit transportmechanisme wordt aangedreven door de stroomsnelheid u , en wel in een relatie van ongeveer $s :: u^5$ (s = zandtransport per opp eenheid). De hoge exponent geeft al aan dat het sediment hoofdzakelijk bij de grotere stroomsnelheden wordt meegevoerd ; voor de Maas geldt dit in het bijzonder. Het water dat voor waterkracht zal worden onttrokken, zal zoveel mogelijk gelijkmatig (i.v.m. de afzet) over het gehele jaar benut worden. Dit impliceert dat rela-

tief de grootste ingrepen in het debiet juist dan gedaan worden, wanneer het sedimenttransport het kleinst is. Hoogwatergolven van minimaal 900 $\frac{m^3}{s}$, welke gemiddeld twee keer per jaar voorkomen zullen door een onttrekking van ca. 300 $\frac{m^3}{s}$ niet zoveel beïnvloed worden voor wat betreft de stroomsnelheid.

Boven 1500 $\frac{m^3}{s}$ (één keer per twee jaar) zullen de uiterwaarden hun functie gaan vervullen, zodat dan de stroomsnelheden op de rivier niet meer zullen toenemen.

De invloed van debiet-onttrekkingen en lozingen op het totale sedimenttransport van de Maas zullen verder onderzocht moeten worden, maar worden binnen het kader van dit ontwerp niet verder bekeken, aannemende dat eventuele aanzandingen bij kleinere afvoeren weggeerodeerd zullen worden door hoogwaters.

Kanalen

Door een aantal scheepvaartroutes te gebruiken als watervoerend profiel kunnen omloopvervallen worden gecreeerd. De multi-purpose functie die de kanalen moeten gaan vervullen leidt tot een belangentegenstelling van scheepvaart contra waterkracht : de scheepvaart zal gebaad zijn bij rustig vaarwater (geen stroom), terwijl voor de elektriciteitsopwekking geldt dat hoe meer water er stroomt des te groter vermogen opgewekt kan worden.

Eén beperkende faktor geldt voor beide : zandtransport. Voor de scheepvaart leidt dat tot ondiepten, terwijl zelfs het hardste staal van hydro-turbines niet bestand is tegen de schurende werking van zand.

Ergo, vermijd zandtransport op de kanalen. Hiervoor kan theoretisch het Shields-criterium worden gebruikt:

$$\frac{u_*^2}{\Delta g D} < 0,03 \dots \text{waarin : } u_* = \sqrt{g R i}$$

Met $D_{50} = 2 \cdot 10^{-3}$ volgt nu : $R \cdot i < 9,9 \cdot 10^5$, zodat met $u = C \sqrt{R i}$ volgt dat de stroomsnelheid u ca. 0,5 $\frac{m}{s}$ niet moet overschrijden.

Dit geldt alleen voor de stroomsnelheid ten opzichte van de onverdedigde bodem. Alternerende scheepvaart zal extra stroomsnelheid introduceren welke weliswaar migratie veroorzaakt, maar waarvan aangenomen kan worden dat ze in beide richtingen even groot is.

5.3 Nautisch

Het Albert-, Juliana- en Lateraalkanaal zijn alle in eerste instantie ontworpen als scheepvaartroute. Deze hoofddoelstelling is van breder belang dan alleen van vervoerstechnisch-economische.

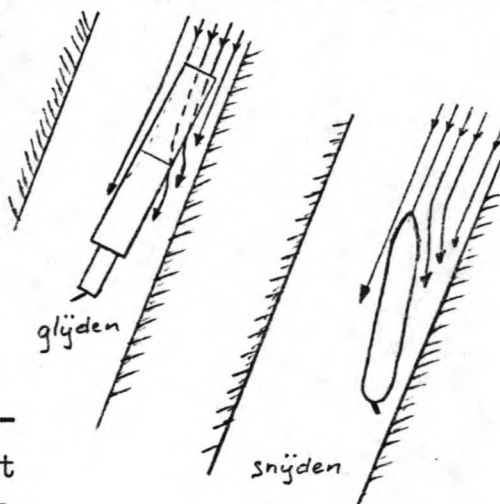
Bij wijziging van deze hoofdfunctie zal dan ook een zeer brede besluitvorming moeten worden toegepast, welke niet alleen op economische gronden, maar tevens op regionale, infrastrukturele (ontsluiting) en sociale (werkgelegenheid) argumenten gebaseerd zal moeten worden.

Onder de nautische factoren vallen een aantal aspecten: veiligheid (manoeuvrereerbaarheid), capaciteit, continuïteit en aantasting oevers.

-de bestuurbaarheid van een schip hangt in sterke mate samen met zijn snelheid t.o.v. het water : hoe meer water er langs het roer stroomt, des te groter is de (lift) kracht waarmee het schip bestuurd wordt. De problemen schuilen dan ook niet in de tegenstroomse 'bergvaart', maar in de 'afvaart'. Het schip verplaatst zich dan aanmerkelijk sneller t.o.v. de oevers, zodat (insteek)manoeuvres in havens e.d. aanmerkelijk worden bemoeilijkt. De grotere snelheid veroorzaken tevens verheftigde reacties tussen schip en kanaalprofiel. Aangezien het varen (waterverplaatsen) een retourstroom met zich mee brengt, vaart een schip altijd in een golfdal, begrensd door door zijn boeg- en hekgolf.

Afhankelijk van zijn boegvorm en $\frac{H}{T}$ -verhouding (diepte-diepgang) zal een schip 'snijden' dan wel 'glijden'. Een schip met een scherpe steile boeg en een grote $\frac{H}{T}$ -verhouding zal snijden, terwijl een duwconvooi met een platte stompe boeg meer zal

'glijden'. De beide scheepsvormen 'liggen' juist andersom varend langs een wallekant.



Door deze wisselwerking tussen kanaalprofiel en schip (opstuwing en aanzuiging) zal het schip niet zuiver rechtuit varen, maar een zekere 'vetergang' vertonen. Daarnaast speelt de bestuurbaarheid van de afvaart in bochten, geringere bestuurbaarheid in (schroef)stroom met een drie-dimensionaal karakter, een rol.

Deze beide verschijnselen die van de schipper grotere roerkorrektie vragen, veroorzaken een slingereffekt in de gang van het schip : de zgn. padbreedte.

Het onderzoek naar padbreedtes dat is gedaan werd meestal ondernomen vanuit een andere gezichtshoek : bij een vaststaande geometrie en een -bekende- stroomsnelheid is de padbreedte van scheepstypes onderzocht. Door bestaande kanalen stroomvoerend te maken wordt de vraagstelling anders : welke stroomsnelheid wordt bij een gegeven geometrie nog verantwoord geacht ?

Enkele cijfers zijn door deskundigen genoemd :

0,2 m/s : de scheepvaart merkt zeer weinig tot niets

0,4 m/s : Rijn-Herneschip : extra padbreedte : 2 m
duwconvooi (4-baks) : ,, ,, : 4 m

0,5 m/s : kwalificaties : acceptabel en kan goed

0,75 m/s : eventueel : kijken naar vernauwingen en de verhouding schip- kanaalprofiel.

-de capaciteit van een kanaal houdt verband met verschillende factoren : (grens)snelheid, padbreedte, diepgang en verscheidenheid in soorten schepen.

In verband met een eventuele bergende functie van een kanaalpand kan de diepgang een beperkende faktor zijn: voor de toelaatbare diepgang T geldt : $T = \frac{a}{1,4}$, zodat op panden met een diepte $a=5,0$ m $T_{max}=3,6$ m is. Een duwbak van $60 \times 11,4 \times 4,0$ m kan dan dus tot $\frac{3,6 - 0,6}{4,0 - 0,6} = 90 \%$ geladen worden.

Bij waterstandsverschillen op het kanaal moet dus bedacht worden dat ze gepaard kunnen gaan met verkleining van de laadcapaciteit van schepen.

Uitdiepen van de bodem leidt dus tot vergroting van het stromend profiel, vergroting van de hydraulische

straat R en vergroting van de laadcapaciteit van schepen. In verband met de kwel zal de bodemkonstruktie veelal ondoorlatend zijn, zodat vergroting van kanaal-diepte wellicht beter in verhoging van het kanaalpeil gezocht kan worden. De hoogte van de oeverbescherming en de doorvaarthoogte zullen dan bekeken moeten worden. -Door de scheepvaart op haar continuïteit te beknotten (inhalen beperken, stilleggen) zou 'winst' gemaakt kunnen worden op stroomsnelheid en berging.

Uit bijlage XVII blijkt dat de maximale retourstroom tijdens varen optreedt bij het kleinste kanaalprofiel ($u_{ret} = 0,66 \text{ m/s}$). Een oeverbescherming is in het algemeen gedimensioneerd op $1,0 \text{ à } 1,25 \text{ m/s}$, zodat er voor het stroomvoerend vermogen nog $0,34 \text{ à } 0,59 \text{ m/s}$ overblijft. (vgl. 5.2 : $u_{max} = 0,5 \text{ m/s}$ i.v.m. zandtransport) Voor wat de vaarsnelheid betreft hoeft de scheepvaart dus geen beperkingen worden opgelegd in verband met stroomvoerend vermogen.

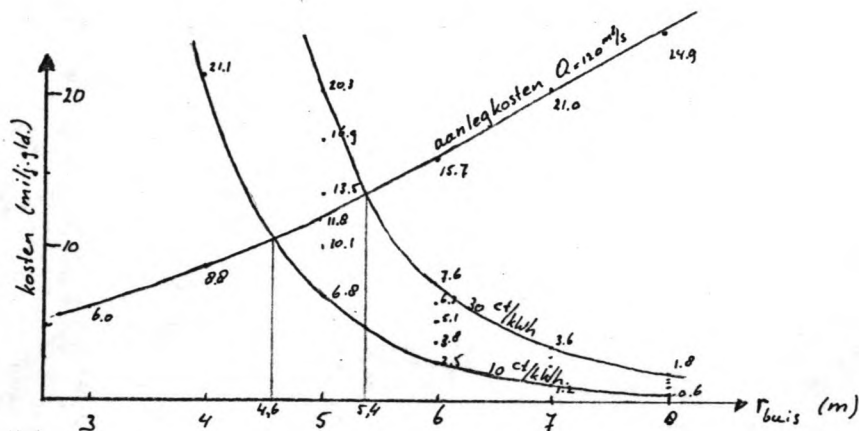
Inhalen veroorzaakt een maximale -kortdurende- retourstroom van $2,9 \text{ m/s}$, welke ongetwijfeld enige bodemverplaatsing tot gevolg zal hebben : de bodem bezwijkt echter niet. Daarnaast heeft inhalen ook een spiegeldaling Z van maximaal $0,97 \text{ m}$ tot gevolg, waarop de oeverbescherming gedimensioneerd moet worden.

De verticale hoogte wordt boven water op $1,25 \times Z$, en onder water op $2,5 \times Z$ ontworpen. Wanneer inhalen beperkt wordt is een bergende hoogte van $0,5 \text{ m}$ (bijl. XVII: Elslloo-Limmel : $0,76\text{-}0,23\text{m}$) haalbaar in verband met de beschoeiing ; diepgang en doorvaarthoogte zullen verder bekeken moeten worden.

5.4 Hydraulisch

Afvoergoot

Aan de hand van bijlage XVIII kan een raming worden gemaakt van de kosten van de afvoergoot bij de verschillende debieten (stroomsnelheden) :



Uit de grafiek kan afgeleid worden dat -mede- afhankelijk van het variabele gedeelte van de elektriciteitsprijs de goot optimaal gedimensioneerd kan worden. Met het oog op de toekomst zal deze liggen bij $r_{\text{goot}} = 5,4 \text{ m}$, welke overeenkomt met een stroomsnelheid van $1,50 \text{ m/s}$. Wanneer gebruik wordt gemaakt van een sifon zal ter plekke bij dezelfde optimale hydraulische straal $R = \frac{As}{O}$ een grotere buisstraal ($r_{\text{buis}} = 2R$ in plaats van $r_b = 1,22R$) gekozen moeten worden, omdat de sifon 'vol' staat. Voor de verschillende te benutten Maasdebieten kan nu de stroomsnelheid worden bepaald bij de betreffende gootdimensies :

$\frac{u}{r_{\text{buis}}}$	Q 50	100	150	200	250	300	350	400
3	2,04	4,07						
4	1,14	2,29	3,43					
5	0,73	1,46	2,19	2,93				
6		1,02	1,52	2,04	2,54	3,05		
7		0,75	1,12	1,50	1,86	2,24	2,61	2,99
8			0,86	1,14	1,43	1,72	2,00	2,29
9				0,90	1,13	1,36	1,58	1,81
10					0,92	1,10	1,28	1,46

Wordt in bovenstaande tabel steeds lineair geïnterpo- leerd naar $u=1,50 \text{ m/s}$, dan kan daarvan een buisstraal wor- den afgeleid, waardoor de kostenraming weer uit bijlage XVII volgt (met een lengtereductie van $\frac{1500}{2800}$).

r_{opt}	3,75	4,95	6,05	7,0	7,85	8,60	9,25	9,80
kosten	4,6	6,6	8,8	11,0	13,2	15,3	17,2	18,9

Deze waarden gelden bij $\Delta H = \frac{1500}{2800} \times 0,228 = 0,12 \text{ m}$.

Kanalen

Door in plaats van het oorspronkelijke rivierbed gebruik te maken van stroomvoerende (scheepvaart)kanalen kunnen omloopvervallen gekreeerd worden.

Het transport van water door kunstmatige waterlopen brengt veelal een veel kleiner verhang (verval) met zich mee. Op bijlage XIX staat weergegeven wat de gevolgen zijn van de verschillende debieten door de huidige -geprojekteerde- kanaalpanden.

Uit 5.2 en 5.3 kan voorshands geconcludeerd worden dat in verband met de manoeuvreerbaarheid (veiligheid), met het zandtransport en met de stabiliteit van de oeverbescherming, er een maximale stroomsnelheid van $0,5 \text{ m/s}$ toegelaten kan worden. Met dit criterium is in bijlage XX getracht een -kosten-optimum te vinden voor het te benutten debiet, waarbij de gevoeligheid is onderzocht door de stroomsnelheden $u=0,35$ en $u=0,60 \text{ m/s}$ tevens mee te nemen.

Hierbij moet worden aangetekend dat veranderingen aan het Albertkanaal extra problemen zullen opleveren in onze beschouwingen ten gevolge van internationaal-politieke complicaties.

De in bijlage XIX bepaalde vervallen zullen gereduceerd worden wanneer daadwerkelijk tot kanaalverbreding zal worden overgegaan volgens XXI ($u_{\max}=0,5 \text{ m/s}$).

Wordt all-over gerekend met een vervalverliespost van $2,70 \text{ m}$ (Albertkanaal $57,7^+$ en Belfeld $14,0^+$ met $H_n=41 \text{ m}$), dan zijn deze onder te verdelen in kanaal-wrijvings-verliezen $\Delta H=1,40 \text{ m}$, in/uitlaat-verliezen ($8 \times 0,10 = 0,80 \text{ m}$), gootverliezen (bij $250 \text{ m}^3/\text{s}$ zijn deze volgens bijl. XVIII^a met $u=1,50 \text{ m/s}$ ca. $0,10 \text{ m}$) en verliezen door vernauwingen $\Delta H = 0,40$, waaronder die van de sluizen bij Limmel. Als referentie voor de vervalverlies-kostenpost wordt hier voor de kanalen dan ook uitgegaan van $\Delta H = 1,40 \text{ m}$. Verdere afwijkingen van deze grootte zijn af te lezen in bijlage XXI.

Translatiegolven

Reeds nu al blijken er op de Maas en op het Juliana-kanaal kunstmatige translatiegolven op te treden. Deze worden respektievelijk veroorzaakt door de waterkrachtcentrale in Lixhe en het schutten van de sluizen te Born of Maasbracht.

Wanneer de debieten op de kanalen aanmerkelijk zullen toenemen, moet er wel degelijk rekening worden gehouden met het optreden van dit soort golven. Met name als er bij een calamiteit plotselinge debietveranderingen plaatsvinden, zullen grote golven kunnen ontstaan. Een aanzet tot de benadering van deze golven, uitgaande van maximale stroomsnelheden van $0,5 \text{ m/s}$ bij een stromend dwarsprofiel $A_s = \text{ca.} 500 \text{ m}^2$, kan als volgt met de B-c methode worden weergegeven :

$$c = \sqrt{\frac{g \cdot A_s}{B}} = \sqrt{\frac{9,81 \times 500}{90 \text{ à } 115}} = 7,46 \text{ à } 6,60 \text{ m/s}$$

met $\frac{dQ}{dh} = \mp B \cdot c$ volgt dan een golfhoogte $dh = 0,37 \text{ à } 0,33 \text{ m}$. Dit zijn respektabele golven voor kunstmatige vaarwegen. De oeverbescherming zal hier wel tegenop gewassen zijn, maar de scheepvaart minder, zeker bij ongunstige golflengtes of $\frac{H}{T}$ -verhoudingen. Daarnaast zullen waterkeringen onderzocht moeten worden op hun veiligheid bij deze overhoogte.

Verder rijst de vraag of er gevaar voor resonantie bestaat : in welke mate dempen deze golven uit :

$$\pm B \sqrt{\frac{g \cdot A_s}{B}} \frac{dh}{dt} + \frac{dQ}{dt} = g \cdot A_s \frac{Q |Q|}{C^2 A_s^2 R}$$

hieruit kan worden afgeleid dat :

$$dh = \frac{dQ}{B \cdot c} - \frac{g}{B \cdot c^2} \frac{Q |Q|}{C^2 A_s^2 R} dx$$

De betreffende translatiegolf van $0,37 \text{ à } 0,33 \text{ m}$ zal op een afstand van respektievelijk ($R = 5,3 \text{ à } 4,3 \text{ m}$) $19 \text{ à } 14 \text{ km}$.

Wordt de geometrie van de inlaatkonstruktie zodanig gekozen dat zij samen met de voorhavens een bufferbekken vormen, dan zal er bij een $A_s = 2500 \text{ m}^2$ de volgende golf(reduktie) optreden ($B_b = 500 \text{ m}$) :

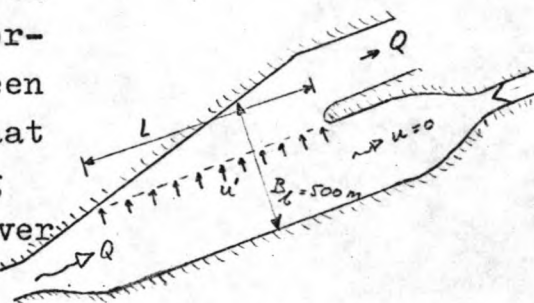
$$c = 7,0 \text{ m/s} , dh = 0,07 \text{ m}$$

zodat een dergelijk bekken zijn nut ruimschoots zal bewijzen.

Dwarsstromen

Op het voorgestelde tracée komen twee kruisingen met de Maas voor, terwijl de waterkrachtwerken het debiet aan de vaarroute zullen onttrekken om vervolgens deze volledige hoeveelheid water weer te spuien.

Op al deze plaatsen zullen niet geringe 3-D dwarsstromen optreden. Deze zullen zoveel mogelijk gereduceerd moeten worden : gedacht wordt hier aan een dusdanig te ontwerpen in/uitlaat konstruktie dat de onttrekking in langsrichting gelijkmatig over het hele profiel plaatsvindt.



De aanzuiging over de lengte L zal dan een dwarsstroming $u' = \frac{Q}{a \cdot L}$ veroorzaken.

5.5 Kosten/baten

In dit stadium van vooronderzoek waarin een economische afweging zal moeten plaatsvinden over de vraag wat er haalbaar is ten koste waarvan, moeten nu de verschillende factoren gekwantificeerd worden.

Deze beschouwing valt uiteen in enerzijds kosten-centrale (hfdst 3) en anderzijds kosten additionele werken :

- bekken (volgens v. Dijken en bijl. XXII)
- inlaat (volgens Gordon)
- afvoergoot (vgl blz. 36)
- kanalen (naar Kooiman)
- Limmel
- Lixhe

Tot de baten kunnen gerekend worden de besparing op te installeren thermisch vermogen, de opbrengsten van de opgewekte energie en een besparing/verlies aan verhang door kanaalverbredingen (ten opzichte van het gerekende vervalverlies van 1,40 m).

-bekken : zoals in 5.1 is betoogd zal er een bekken gekreeerd worden ter verzekering van gegarandeerd vermogen. Uitgaande van een leeglooptijd van twee uur en een mate van garantie van 99,4 % (bijl. XXII)

volgen de volgende inhoudgroottes en kosten :

	50	100	150	200	250	300	350	400
24-uur	0,29	0,65	1,01	1,3	1,7	2,1	2,4	2,8
laagwater	-	-	0,3	0,7	1,1	1,8	2,5	3,5
kosten	4,5	4,5	4,7	6,1	8,1	10,1	12,1	17,1

-inlaat : Gordon stelt voor inlaatwerken een beton-volume : $V = 15.Q$. Voor dit soort werken wordt nog wel eens een specifieke beton all-in kuubprijs genoemd van ruwweg fl 1200,-.

	50	100	150	200	250	300	350	400
inlaat	0,9	1,8	2,7	3,6	4,5	5,4	6,3	7,2

-afvoergoot : op blz. 36 is bij de optimalisering van deze goot tevens een kostenraming gemaakt.

-kanalen : uit Kooimans verslag blijkt dat 10,5 +10,3 km kanaalverbreding op prijspeil 1985 260 milj.gld. kost. Hierin is inbegrepen de uitbreiding van sluisen voor tweebaks-duwvaart, zodat de kanaaluitbreiding sec op ca. 220 milj.gld. komt. Omgerekend naar 1980 (7% bouwkostenstijging per jaar : $(1,07)^5 = 1,40$) volgt dan dat verbreding (ca. 210 m²) fl 7 00,-/m' kost. Voor alleen uitdiepen rekenen we hier met 5,- per m³. De resultaten hiervan staan op bijlage XX.

-Limmel : de huidige twee sluisen hebben een nat profiel van ca. 160 m². Door de steile wanden, het vernauwde profiel en de lagere vaarsnelheden zullen de reactiekrachten op het schip verhevigd en dus de toelaatbare stroomsnelheden verkleind worden. Er zullen dan, afhankelijk van de grootte van het debiet, grootse aanpassingswerken moeten komen. Gedacht kan worden aan 'doorlatende' keersluizen (bijl. XIII^{a+b}) enkelkerend, zodat de specifieke kosten ca. 100.000,-/m² opening in de keel bedragen. Bij stroomsnelheden van 0,5 m/s volgt dan :

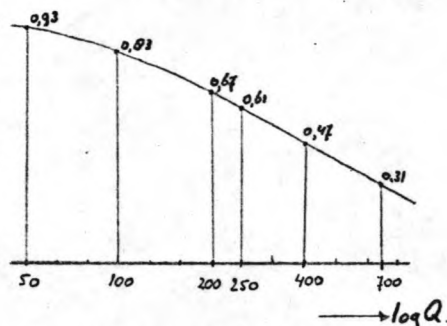
	50	100	150	200	250	300	350	400
A _s	-	200	300	400	500	600	700	800
K	-	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0

deels aan de scheepvaart toe te schrijven.

-Lixhe : uit blz 30 volgen de verschillende belastingsfactoren bij de debieten. Lixhe is een centrale waar alleen energie wordt opgewekt : er wordt geen vermogen gegarandeerd. De schade die er dus wordt geleden is af te lezen uit het verschil in belastingsfactoren bij het verschil in debieten.

Voor de Maas blijkt door het jaar heen dit plaatje :

Lixhe is uitgelegd voor $Q = 360 \text{ m}^3/\text{s}$ met $H_n = 5,9 \text{ m}$ en $E_{\text{jaar}} = 92,7 \text{ GWh}$, zodat $LF_{360} = 0,46$ (10 % afwijking) op een bovenstroomse plaats.



Uit de debietmetingen te Borgharen kan voor Lixhe als volgt de produktieverliezen geschat worden :

	50	100	150	200	250	300	350	400
LF	0,46	0,425	0,395	0,365	0,345	0,33	0,32	0,31
ΔLF	,04	,075	,105	,135	,155	,17	,18	,19
ΔE	8,1	15,2	20,7	27,4	31,5	34,5	36,6	38,6
K_{jr}	0,81	1,52	2,07	2,74	3,15	3,45	3,66	3,86

Aangezien dit jaarlijkse kosten zijn en de meeste baten ook jaarlijks bepaald worden, zullen deze kosten als negatieve baten worden opgevoerd.

De baten 'besparing op geïnstalleerd vermogen' en 'energieopbrengsten' ($10 \text{ ct}/\text{kWh}$ in 1980) zijn in 5.1 reeds behandeld, op blz 42 zijn ze terug te vinden. De post 'besparing aan verhang' komt vooral naar voren voor de kleinere debieten (bijl. XIX en XXI).

	50	100	150	200	250	300	350	400
H_{winst}	1,31	1,00	0,60	0,15	-	-	-	-
K_{jaar}	0,46	0,63	0,51	0,25	-	-	-	-

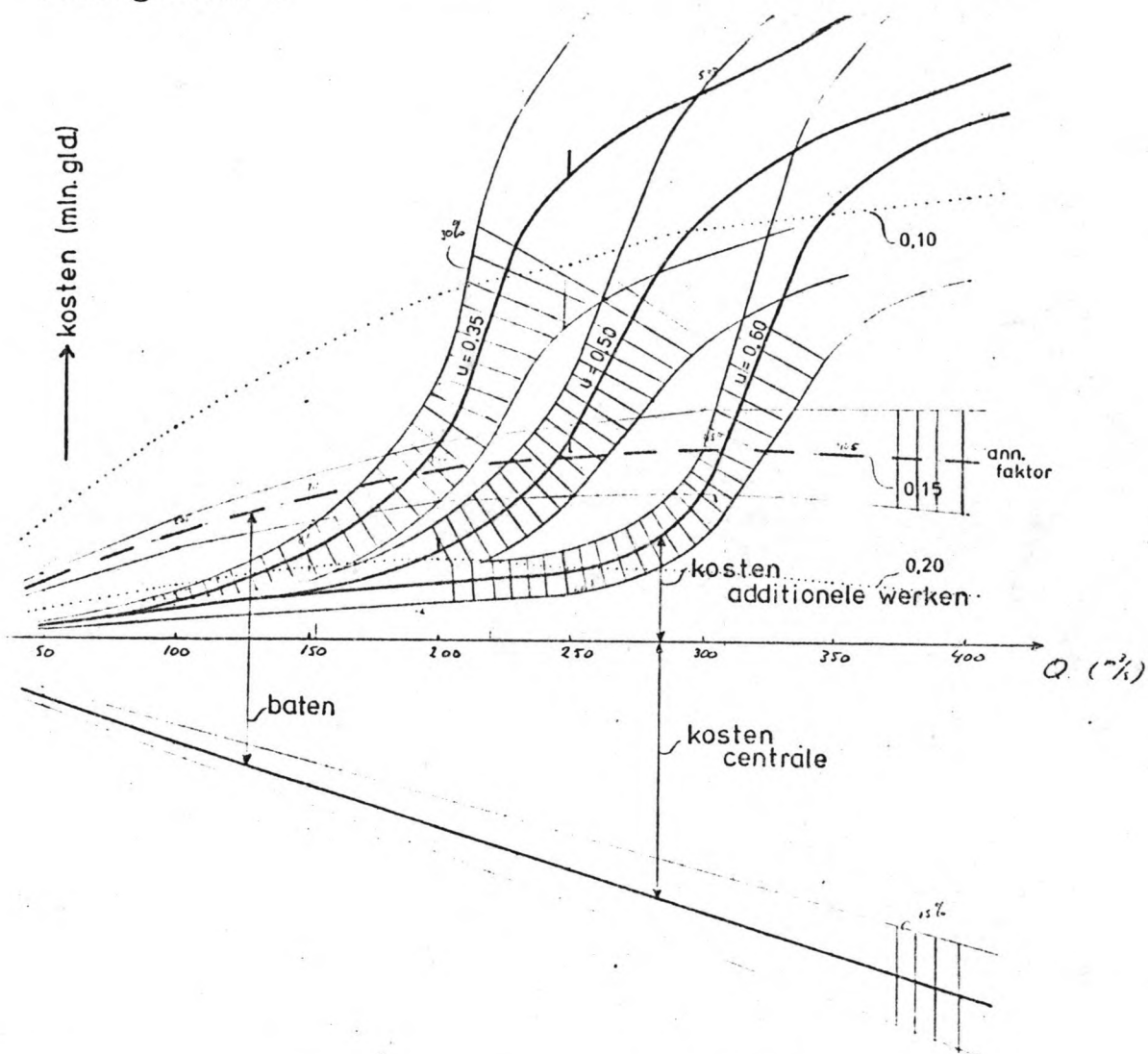
Een overzicht van de gevonden waarden is op blz 42 weergegeven, waarbij op de onderste regel -volgens de methode van de interne rentevoet- de resulterende annuïteitsfaktor is berekend.

debiet Q (m ³ s)	50	100	150	200	250	300	350	400
vermogen N (MW)	17,8	35,7	53,5	71,3	89,2	107,9	124,8	142,7
spec. kosten	11,5	2800	2575	2450	2350	2300	2300	2250
(gld/kW)	11,0	2900	2650	2500	2400	2350	2350	2300
	12,0	2750	2500	2400	2350	2300	2250	2200
	6,0	5300	4300	3900	3750	3600	3500	3400
inst. kosten K	11,5	14,0	25,8	36,8	47,0	57,5	69,0	78,8
(10 ⁶ gld)	11,0	13,9	25,4	35,9	45,9	56,2	67,5	77,0
	12,0	14,4	26,1	37,6	49,1	60,0	70,5	80,4
	6,0	<u>13,8+</u>	<u>22,4+</u>	<u>30,5+</u>	<u>39,2+</u>	<u>47,0+</u>	<u>54,8+</u>	<u>63,0+</u>
		56,1	99,7	140,8	181,2	220,7	261,8	299,2
additionele werken								
bekken	4,5	4,5	4,7	6,1	8,1	10,1	12,1	17,1
inlaat	0,9	1,8	2,7	3,6	4,5	5,4	6,3	7,2
afvoergoot	4,6	6,6	8,8	11,0	13,2	15,3	17,2	18,9
kanalen	-	-	-	40,6	109,7	325,0	394,2	429,1
Limmel	<u>-</u> +	<u>20,0+</u>	<u>30,0+</u>	<u>40,0+</u>	<u>50,0+</u>	<u>60,0+</u>	<u>70,0+</u>	<u>80,0+</u>
	10,0	32,9	46,2	101,3	185,5	415,8	499,8	552,3
totale inv. kosten	66,1	132,6	187,0	282,5	406,2	677,6	799,0	893,2
jaarlijkse 'baten'								
Lixhe	-0,81	-1,52	-2,07	-2,74	-3,15	-3,45	-3,66	-3,86
geg. verm.	2,87	5,73	8,59	12,46	14,33	17,19	20,06	22,92
energie	14,50	25,90	35,15	41,87	47,65	52,49	55,78	58,74
H _n -verlies	<u>0,46+</u>	<u>0,63+</u>	<u>0,51+</u>	<u>0,25+</u>	<u>-</u> +	<u>-</u> +	<u>-</u> +	<u>-</u> +
	17,02	30,74	42,18	51,84	58,83	66,23	72,18	77,80
annuïteitsfaktor	0,257	0,232	0,226	0,184	0,145	0,098	0,090	0,087

5.6 Resumerend

Binnen het raam van aannames en onzekerheden blijkt hier een grootschaliger aanpak van waterkracht aan de Maas een zeer goed haalbare zaak.

Van blz 42 is bij de uitgebreidheid van voorgaande beschouwingen het volgende 'plaatje' van het prijsmechanisme te maken met daarbij een aantal (on)nauwkeurigheden :



Hierin komen een aantal zaken tot uiting :

- de verhouding van investeringskosten tussen centrales en die van additionele werken
- de sterke afhankelijkheid van de te kiezen maximaal toegestane stroomsnelheid (eventueel afhankelijk van het aantal keren van optreden per tijdseenheid) in het keuze gebied ($100 < Q < 300 \text{ m}^3/\text{s}$)

- de afhankelijkheid van de nog haalbaar te achten annuïteitsfaktor (30 jr afschrijvingsduur met 6 % reële rente levert 0,073), waarbij aan centrales en additionele werken wellicht een andere faktor moet worden toegekend.

Enkele concluderende opmerkingen volgen tevens uit de figuur :

- de centrale(exploitatie)kosten worden gunstiger naarmate er een groter vermogen wordt geïnstalleerd, ondanks de afnemende belastingsfaktor
- het tot dusverre ontworpen model blijkt (nog) niet tot een optimalisering te leiden : het mondt uit in de politiek-economische vraag : welke prioriteit wordt er aan deze energiebron toegekend, zodat welke investeringen (ann. faktor) nog verantwoord wordt geacht.
- deze laatste vraag ook in verband met enerzijds de grote mate van afwezigheid van chemisch-fysische vervuiling, maar anderzijds wel 'planologische' verontreiniging (o.a. landschaps- en natuurschoon).

Synthese

6.1 Inleiding

Vanuit de abstracte vraagstelling 'wat is er ten aanzien van waterkracht voor wat betreft opwekking binnen Nederland economisch haalbaar', heb ik een convergerend model trachten te ontwerpen.

De verschillende stappen in dit proces moeten met de nodige voorzichtigheid bekeken worden, maar verdere verbeteringen kunnen dit model een bredere toepasbaarheid verschaffen.

6.2 Proces

De moderne scholen voor rationeel ontwerpen definieren allereerst een PFB (primair functionele behoefte), hier: 'wat is binnen Nederland economisch haalbaar'.

Vervolgens worden een aantal randvoorwaarden geschetst:

- elektriciteitsvraag/aanbod

- technische ontwikkeling

- hydrologische situatie

Daarnaast spelen een aantal factoren een rol:

- waterkrachttechnische, scheepvaartkundige, rivierhuishoudelijke, fysische stromingsvoorwaarden en planologische factoren.

Door nu vanuit de abstracte vraagstelling, via fundamenteel -literatuur-onderzoek een all-over beeld (hfdst 3) te schetsen, wordt voor kleine vervallen een eerste 'lus' doorlopen.

Deze wordt gevolgd door de Nederlandse situatie hierover heen te zetten (hfdst 4).

Hieruit wordt in hfdst 5 de gunstigste situatie weer verder geoptimaliseerd, waarna er teruggekoppeld kan worden (ijken).

6.3 Konklusie

Met het tot dusverre geschetste beeld kan in eerste instantie de besluitvorming inzake het onderzoeksbeleid onderbouwd worden, terwijl datzelfde onderzoek tevens

het model kan perfectioneren, zodat vervolgens ook beslissingen over locaties en investeringen volgens een dergelijke lijn genomen kunnen worden.

Daar waar in België uit 28 m verval jaarlijks 275 GWh elektrische energie uit de Maas opgewekt kan worden met vijf waterkrachtwerken, moeten voor Nederland bij een netto valhoogte van 41 m voor vier centrales toch ook mogelijkheden liggen, zoals op blz 42 blijkt.

Zeker bij het huidige politieke klimaat (energiebesparingen, BIPC (diversificering) en stimulering van stromingsbronnen) moet ruimte gevonden kunnen worden voor verder research.

Ijking van hfdst 4 (blz 28) aan hfdst 5 (blz 42) leidt tot het volgende :

Q=200 m ³ /s	H _n	N	Kosten			Baten		K-B	E _{jaar}	ct/kWh	
			centr.	add.w.	tot.	N _{geg.}	besp.				
Caberg	16,3	27,5	53,6	39,7	93,3	27,0	93,4	-	169	-	0,7
Born	11,0	19,8	52,5	10,0	62,5	4,9	16,9	45,6	116	1,7	
Maasbr.	12,0	21,6	54,0	10,0	64,0	5,4	18,7	45,3	127	1,8	
Heel	6,0	16,0	56,7	5,0	61,7	16,0	55,3	6,7	74	0,4	
Caberg	11,5	20,0	47,0								0,85
Born	11,0	19,8	45,9	101,3	282,5	71,3	246,7	35,8	419	0,85	
Maasbr.	12,0	21,6	49,1								
Heel	6,0	10,4	39,2								

De uitkomsten blijken dicht bij elkaar in de buurt te liggen (ca. 20 % verschil). Er moet echter bedacht worden dat er sprake is van verschillende schillende stadia van ontwerp, zodat er geen verregaande conclusies getrokken kunnen worden. Tevens is de berekening dusdanig afhankelijk van de annuïteitsfaktor dat ze als ijking als minder betrouwbaar aangeduid kan worden.

Wel kan wederom geconcludeerd worden dat er bij 4 % reële rente en 50 jaar afschrijving, een dusdanig gunstig beeld blijft bestaan dat verder onderzoek verantwoord geacht kan worden.

6.4 Keuze

Hoewel vorengaande beschouwingen tot dusverre (nog) niet hebben geleid tot een één-éénduidige optimalisering, kan aan de hand van -door ervaring opgedane- kennis wel een keuze worden gemaakt.

Afhankelijk van het aantal te installeren turbines kan een trapsgewijze installering van vermogen plaatsvinden.

Eventueel uitgaande van de ϕ 3,55 m straflo-turbines te Lixhe ($H_n=7,90$ m $Q=90 \frac{m^3}{s}$) en Andenne ($H_n=5,25$ m $Q=80 \frac{m^3}{s}$) volgt dan voor Caberg, Born en Maasbracht ($H_n=11,5$ 11,0 en 12,0 m) met blz 19, een debiet $Q=100 \frac{m^3}{s}$. Door eerst ervaring op te doen in deze situatie zou dan later naar $Q=200$ of zelfs $300 \frac{m^3}{s}$ uitgebreid kunnen worden (schaalvergroting).

Verder doorgevoerde fasering kan bereikt worden door eerst alleen Heel uit te bouwen, immers het Lateraal-kanaal heeft reeds een stromend profiel van $510 m^2$. Gedacht kan dan worden aan vier turbines van ca. $85 \frac{m^3}{s}$ bij $H_n=6,0$ m, vrijwel hetzelfde uitbouwdebiet als Lixhe. Opgewekt vermogen kan dan gegarandeerd worden door de grindgaten als berging te gebruiken.

6.5 Diskussie

De uitkomsten die op blz 42 staan weergegeven annuïteitsfactoren die variëren van 0,257 tot 0,087 bij respectievelijk $Q=50 \frac{m^3}{s}$ en $Q=400 \frac{m^3}{s}$ zijn dermate gunstig dat verder onderzoek naar groter te installeren pieklastvermogen op zijn plaats lijkt (bij 4% reële rente en een 50 jarige afschrijvingsperiode voor waterkrachtwerken en minstens een 30-jarige voor waterbouwkundige werken geldt bij $Q=400 \frac{m^3}{s}$ een annuïteitsfaktor van $\frac{3}{8} \times 0,046 + \frac{5}{8} \times 0,058 = 0,0535$).

De beperkende factoren die hierbij naar voren komen zijn veeleer van technische aard (maximale stroomsnelheid op de scheepvaartkanalen) dan van economische aard, waarbij de reële brandstofprijsstijging nog niet eens is meegenomen.

Wellicht moet er een discussie over de prioriteiten op gang worden gebracht waarin de tot dusverre vaststaande uitgangspunten (scheepvaart prevaleert) uit economische motieven (energie brengt soms meer op dan scheepvaart) aan de orde komen.

Mocht er daadwerkelijk aan grotere te installeren vermogens worden gedacht, dan moet ook gekeken worden naar de dieper ingrijpende milieueffekten. Debietvoerende kunstmatige waterwegen die de omvang krijgen van rivieren in zomerbed vragen een uitgebreidere planologische inpassingsprocedure (welke landschappelijke, infrastrukturele en historische waarden worden er geschaad).

Anderzijds, mochten hier mogelijkheden liggen voor een opslagcapaciteit, welke ca. $\frac{1}{4}$ is van de kleinste WESP-variant, dan moeten deze uitputtelijk onderzocht worden. Dit temeer omdat er hier sprake is van accumulatie in tegenstelling tot pompaccumulatie, welke in principe een energieverdelger is.

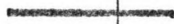
Ook de accumulatie-mogelijkheden op de Rijn moeten niet onderschat worden. De Rijn is in zijn huidige vorm vrij ongevoelig voor waterstandsvariatiën, waardoor zij een 'natuurlijke' opslagcapaciteit bezit. Een probleem is hier het geringe verval, waardoor de grote debieten een beperkende faktor gaan vormen.

Een Grevelingen-Volkerak twee-bekken variant zal nauwkeurig onderzocht moeten worden op de milieueffekten hiervan. Ook de additionele werken, als gevolg van een waterstandsverhoging op de Volkerak en een waterstandsverlaging op de Grevelingen moeten niet onderschat worden. Wellicht is deze variant op accumulatie het minst haalbaar.

Resumerend kan er gesteld worden dat er voorshands mogelijkheden lijken te zijn voor accumulatie in de orde van een kwart à de helft van de kleinste WESP-variant (350 MW geïnstalleerd vermogen bij

een leeglooptijd van ca. $1\frac{1}{2}$ uur). De voordelen van deze accumulatiwerken boven pompaccumulatiwerken moeten niet onderschat worden : geen pompverliezen, geen 'dubbele' netverliezen en daarnaast een bewust gekozen spreiding over ons land.

Een bijkomend voordeel is de mogelijkheid om door fasering (ontwerp)ervaring op te doen, terwijl de druk van de investeringskosten en de gevolgen van beslissingen bij een dergelijk gefaseerde procedure beperkt kunnen blijven :

	'85	'90	'95	2000	N
Heel					30
Caberg + accumulatie					65
Born + Maasbr. + accumulatie					120
Rijn					75
Grevelingen/ Volkerak					60
					+
					350 MW

Symbolenlijst

- a = waterdiepte
A = nat stroomprofiel
 $C = \frac{D}{N}$ hier N in horsepower (blz 9 + 10)
c = golfsnelheid
D = turbinediameter
= korreldiameter (op blz 32)
E = hoeveelheid energie
F en G zijn de lineaire assen in de figuur op blz 9
g = versnelling van de zwaartekracht
H = valhoogte
= diepte van de waterweg op blz 33
i = verhang van de waterspiegel
K = investeringskosten
L = afstand, lengte
LF = loadfaktor (belastingsfaktor)
n = toerental
N = vermogen
Q = debiet
r = buisstraal
R = hydraulische straal
s = standaardafwijking
= zandtransport per oppervlakte-eenheid
T = diepgang van schepen
u = stroomsnelheid
V = volume

 η = rendement
 $\xi = \frac{N}{Q \cdot H_n}$ = faktor ter bepaling van het op te wekken vermogen
 φ = indikatie voor de stroomsnelheid
 ψ = geeft het verband weer tussen H, D en N

subscripta

- b = bergend (B_b = bergende breedte)
geg = gegarandeerd
jr = jaarlijks
p = pomp
pr = projekt
t = turbine
tr = transformator
s = specifiek

geraadpleegde literatuur :

Hydroelectric Handbook (1950)	Greager & Justin
Hydro-electric Engineering Practice (1957)	Brown
Wasserkraftwerke 1 (niederdruck-anlagen)	Mosonyi
Diktaat f 20 (1970)	Begeman
Diktaat f 20 A (1982)	Agema e.a.
Diktaat f 21 (1970)	Begeman
Tien-jarig Overzicht 1951-1960	Rijkswaterstaat
Jaarboek der Waterhoogten 1975	RWS directie Wat & Wat
Kanalisisatie van de Maas (1963)	G. Kuiper (afst.versl.)
Herziening Maaskanalisisatie (1964)	G.L. Nieuwendijk (,,)
Onderzoek m.b.t. het Julianakanaal	J.P. Kooiman (,,)
Piekcentrale aan de Maas	F. van Dijken (,,)
Historisch overzicht van de water-wegen en -verdeling in Zuid-Nederland	RWS dir. Limburg (J.R. Hoogland)
De hydrologie van de Maas	RWS dir. Limburg
De Maas	RWS dir. Limburg (O.H. Boom)
De Waterbehoeften in België	M.J. Snel (H_2O 1972-1972-1)
Water Power & Dam Construction	verschillende nummers
Kema Jaarverslagen	1975 + 1979
De Ingenieur	nrs. 22 + 23 + 45 van 1981
Windenergie & Waterkracht	commissie Plantema
OPAC	THD + Haskoning + Volker-Stevin
Kleine Waterkrachtcentrales	Buro Ontwikkelingssamenwerking (THE)
Low Head Hydro	Gladwell & Warnick
Small Hydro	
Small and Micro Hydropower Plants (1980)	R. Noeyes
Energiewinning uit de Maas	Haskoning

Tabel 5

Wereldvoorraden aardolie (exclusief teerzanden & leisteen)

	Ekonomisch winbaar		Totaal
	[10 ¹⁸ J/j]	%	
V.S.	4.892	25,2	75.312
U.S.S.R.	3.220	16,6	142.398
China	2.897	14,9	42.135
Polen	1.746	9,0	4.095
V.K.	1.319	6,8	5.567
Z.-Afrika	1.260	6,5	2.110
B.R. Duitsland	1.008	5,2	7.231
Australië	981	4,3	17.580
India	364	1,9	2.374
Canada	124	0,6	3.464
Overigen	1.632	8,4	6.715
Totaal	19.423	100	≈ 315.000
: Verbruik 1980 *	≈ 215 x		≈ 3.480 x
: Wereldvoorraden olie	≈ 5 x (aangehouden)		≈ 26 x * (totaal)

Aangehouden stockwaarde: $29,3 \times 10^6$ J/kg

Bron: [2.12A]

*) Gebaseerd op [2.4]

**) Gebaseerd op tabel 5

Tabel 6

Wereldvoorraden aardgas (incl. vloeistoffen)

	aangehouden (1980)	
	[10 ¹⁸ J]	%
Oost-Europa, USSR	994	35,2
Midden-Oosten	802	28,5
Noord-Amerika	297	10,5
Afrika	222	7,9
West-Europa	169	6,1
Midden- en Zuid-Amerika	169	6,1
China	26	0,9
Overigen	136	4,8
Totaal	2.815	100,0
: Verbruik 1980	≈ 49 x	

Totaal inclusief vermoedelijke voorraden $\approx 17.000 \times 10^{18}$ J
= $(\approx 300 \times \text{verbruik } 1978)$.

Aangehouden gemiddelde stockwaarde: $37,6 \times 10^6$ J/m³.

	aangehouden (1977)	
	in LWR's	in kweek-*) reaktoren
VS	333	32.735
Zweden	156	15.335
Zuid-Afrika	179	17.600
Australië	153	15.040
Canada	94	9.240
Overigen	220	21.625
Totaal	1135	11.575
: Verbruik 1980	≈ 151 x	

Totaal inclusief vermoedelijke voorraden (ook voor Oost-Europa, USSR, China):

≈ 13.350 EJ in LWR's,

≈ 831.400 EJ in kweekreactoren [2.1].

Tabel 7

Wereldvoorraden kolen

	Ekonomisch winbaar		Totaal
	[10 ¹⁸ J/j]	%	
V.S.	4.892	25,2	75.312
U.S.S.R.	3.220	16,6	142.398
China	2.897	14,9	42.135
Polen	1.746	9,0	4.095
V.K.	1.319	6,8	5.567
Z.-Afrika	1.260	6,5	2.110
B.R. Duitsland	1.008	5,2	7.231
Australië	981	4,3	17.580
India	364	1,9	2.374
Canada	124	0,6	3.464
Overigen	1.632	8,4	6.715
Totaal	19.423	100	≈ 315.000
: Verbruik 1980 *)	≈ 215 x		≈ 3.480 x
: Wereldvoorraden olie	≈ 5 x (aangehouden)		≈ 26 x * (totaal)

146/81/82
rev. 1

		Aantal jaren dat de voorraad strekt, uitgaande van verbruik 1978 en jaarlijkse groei			Als veelvoud van totaal wereldenergie verbruik 2030
	[10^{18} J/j]	2%	4%	8%	
Kolen	315.000	230	135	78	
Aardolie	12.270	56	43	30	
Aardgas	17.000	133	91	60	
Uranium (LWR/kweekr.)	13.850/ /831.400	239 *)	145 *)	85 *)	≈ 1000 **)
Lithium ***)	≈ 420.000				≈ 420
Deuterium ***)	≈ 2×10^{12}				≈ 2×10^9
Zonnestraling [10^{18} J/j]	$38,6 \times 10^5$				jaarlijks ≈ 3860

Vervanging van aardolie	1980	2000	2030	Begrenzungen
<u>Aardgas</u>	50	125	120	Transport
<u>Kolen</u>	72	190	460	Winning
<u>Uranium</u>	13	55	280	1. Aandeel elektriciteit (2. Beschikbaarheid erts)
<u>Zon</u>				
- Waterkracht	19	40	110	Aardrijkskunde
- Wind	-	4	45	1. Opslag
- OTEC	-	-	20	Aardrijkskunde
- Biomassa	-	30	240	Oppervlak
- LT warmte w.p.	-	6	90	
- LT warmte coll.	-	2	20	Oppervlak/transport/opslag
- HT warmte	-	-	135	Materiaal
- Elektriciteit	-	5	35	Opslag
<u>Getijden</u>	-	verwaarloosbaar		Aardrijkskunde (60 GW in 2030)
<u>Aardwarmte</u>	-	4	40	Bodengesteldheid/transport
Tot. potentieel	154	461	1595	in: 10^{18} J
Tot. vraag	280	428	706	
Te dekken door aardolie	126	-	-	

Uit een boom energie

Een schone, veilige en onuitputtelijke energiebron. Het grote ideaal van de hedendaagse mensheid. Een droom tot nu toe. Maar niet voor de Wereldbond tot Behoud van Mens en Milieu. In de noten Babassupalm ligt onze redding. Als we ze 'kraken'. Hoe kan dat?

Op nummer 5 van de Hange Maatschappij doen voorzitter ir. A. van 't Hooft (62 jaar, wijsdendelaar en bekend als 'de energie-veerman') en vicevoorzitter A. E. J. M. (Aad) van Doeveren (34 jaar oud en beeldhouwer) van de WBM de uitdagingen van de wonderboom uit de doeken.

De Babassupalm is inheems in Brazilië. De boom brengt grote groeien zeer harde en zware vruchten voort die ruim een decimeter lang en zo'n acht centimeter in doorsnee meten.

Houtskool

Door middel van het kraakproces, in dit geval 'droge destillatie', kan uit de noten houtskool, methanol en een uitwendig kwaliteitshoutskool worden gewonnen. Vooral om te verbranden. Het na verbranding blijft er slechts één procent as over. 'Zuivere as'.

door Mark Glotzbach

De weer in de landbouw kan worden teruggevoerd', zegt Van 't Hooft.

In de zwaartekracht is uiterst zwaar. Het onderste procent, dat van steenkool 3 tot 4 procent, kan met het systeem dat de Babassupalm heeft ontwikkeld. Bepaalde leguminosolen uit een plantenfamilie die in symbiose met bacteriën zijn wortels bevochtigt, spelen daarbij de hoofdrol.

Aad van Doeveren: 'Het neemt op z'n hoogst acht jaar in beslag om de grond op die manier weer vruchtbaar te maken. Daarna plant je er de Babassupalmen op en je hebt je energiebron nog in kortere tijdschaal dan het kost om een alternatieve te bouwen en in werking te stellen'.



• De Babassupalm, groot, zwaar, nuttig en fraai.

worden gebruikt om het proces aan te gang te houden. Tenslotte valt uit de pitten uitstekende spijze te persen. 'Die grote schepen kunnen dan in plaats van olie de houtskoolbriketten over de hele wereld vervoeren', zegt Aad van Doeveren.

Zo'n twee miljard hectare van deze planeet, voornamelijk in de tropengordel of er dicht te genaan, bestaat uit verdord land, te wijten aan klimatologische omstandigheden of onbeheerste ingrepen van de mens. Er heeft daar bittere ellende, die de Babassupalm echter kan doen verkeren in welvaart.

Rijkdom

De WBM-bestuurders spreken er enthousiast over. De woestijn- en steppeworming komt tot staan, de hongersnood raakt ten einde en de Derde Wereld kan dan energie gaan uitvoeren in plaats van afhankelijk te zijn van de olie landen.

De Babassupalm maakt ontbossing voor brandstof voor eeuwig overbodig en herbebossing van getroefde streken betekent ook nog een belangrijke bijdrage aan de globale klimaatverandering. Bomen zetten namelijk onder andere energievoorziening door de invloed van het zonlicht

koolzuurgas om in suikers voor eigen gebruik. En tot nu slinkt het groen terwijl de koolstofdioxide alleen maar toeneemt door de verbrandingsprocessen van industrie, verkeer en huishoudens.

De Babassupalm levert per jaar 60 tot 90 ton noten per hectare. Ter vergelijking de opbrengst aan een gewas als suikerriet: 4 ton. Nu er steeds meer voornemens zijn energie te onttrekken aan 'biomassa', lijkt de keuze voor de hand te liggen.

De berekeningen van de noten, en daarmee de energie-opbrengst, zijn expres krap gehouden. Ze zijn gebaseerd op palmen die vier trossen voortbrengen. Er zijn echter palmen die wel dertien trossen produceren. En dat twee keer per jaar. Voor de biotechnici ligt hier een mooie taak om deze vruchtbaarheid aanzienlijk te verbreiden.

Onverspilligheid

Maar zo makkelijk zit dat niet. Enthousiasme maakt plaats voor verbetering wanneer de heren het hebben over de onverspilligheid van het hele Middeleeuwse-Zeegebied. Hele stukken zijn ook daar kaalgekap en aan erosie ten offer gevallen.

Suriname

De Surinaamse ambassadeur, Kraai, reageerde deze week enthousiast tijdens een onderhoud met de Van der Meulen en Babassupalmvoorvechters. Hij legt de plannen deze dagen in zijn land voor.

'In Suriname ligt een savanne van vijftigduizend vierkante kilometer. Een strook daarin van veertig bij honderd kilometer met Babassupalmen is genoeg om heel Nederland aan energie te helpen', aldus Van 't Hooft.

De voormannen van de Wereldbond tot Behoud van Mens en Milieu hebben stapels documentatie over Van der Meulen, diens ecologische methoden en de Babassupalmen. Lectoraat waarin de overbekende milieu-ethiek samengaat met feiten en berekeningen.

Vicevoorzitter Van Doeveren: 'Van ons mogen de deskundigen het allemaal uitroepen en narekenen. Je moet elkaar niet belazeren'.

politieke chantage, kun je terecht in een veilig land. Australië. Daar is plaats voor zoveel palmen als nodig zijn voor de totale Westerse energiebehoefte. Trouwens je een nachtoppositie van politiek instabiele landen voorkomen door de beplanting te spreiden. Het is niet nodig om de palmen in dichte bossen bij elkaar te zetten. Op weer vruchtbaar gemaakte grond kan net zo goed landbouw worden bedreven'.

De befaamde boomchirurg Alrik Copijn uit Groenekan is betrokken bij een proefproject met Babassupalmen in Brazilië. Het plan is voorlopig een miljard hectare verseld over Brazilië, de Sahel, Zuidoost-Azië en Australië, van Babassupalmen te voorzien.

Ir. Van 't Hooft wijst ook op de mogelijkheden voor Spanje, waar bij de stad Murcia al de belpalm-plantingen. En proeven worden genomen met de belpalm-plantingen. En dat lukt. 'Deze zomer gaan we in Spanje zoeken naar een plant die het in de hoogzomer uithoudt en geschikt is om op bodem te verblijven. Zo'n plant moet er zijn. Dat geldt trouwens voor het hele Middellandse-Zeegebied. Hele stukken zijn ook daar kaalgekap en aan erosie ten offer gevallen'.

Berekeningen en beschouwingen.

2004 La Den Haag
tel: 070-252851

Uit de voormalige asenverzuiging met de 'Stichting van der Meulen', achen wij, van de 'wereldbond tot behoud van Mens en Milieu', het zeer mogelijk is dat de aanplant van Babassupalmen op een oppervlakte van 1 miljard hectare, van reeds door de mensheid verlaten tropische gebieden, het vijf-voud van de huidige wereldenergiebehoefte van ca. 7 terawatt zou kunnen voorzien. Dit betekent dat op die vooraf geselecteerde gronden elke kwadrater een gemiddeld vermogen van 1,5 watt zou kunnen leveren.

Nu is 7 terawatt gelijk aan $7 \times 10^{12} \times 31,5 \times 10^6 = 220 \times 10^{18}$ Joules/jaar. $(31,5 \times 10^6$ is het aantal sec./jaar).

Volgens J.A. Over in 'TNO-Project' van 1974 en in de 'Workshop on Alternative Energy Strategies' van 1977 was in 1970 het energieverbruik onder de gehele wereld 200 x 10^{18} Joules en zou dat volgens intussen oudere prognose in het jaar 2000 tot 700 x 10^{18} J. kunnen oplopen. Dit is zichzelf in al een teken dat de gehele wereld terstond zoont streven naar een evenwichtaansluiting i.p.v. zich vast te klampen aan de groeieconomie. Nu betreft de inatraling van de zon op aarde 1,75 x 10^{15} terawatt, dus als de wereldbevolking zou stijgen tot 17,5 terawatt, dan is dit nog slechts 1/10.000 gedeelte van de zonnestraaling.

In de brochure 'Kernenergie', uitgegeven door de 'Bundesminister für Forschung und Technologie' wordt vermeld dat de gemiddelde zonnestraaling uit een D.D.E.-brochure: 'Vang de Zon' van de Organisatie voor Duurzame Energie (postbus 901, Amsterdam) bedraagt deze inatraling voor Zuid- en Noord-Amerika 120 watt/m². Dit klopt heel aardig met de gegevens van de brochure: 'Zonne-energie' van dec. 1979, uitgegeven door Shell Nederland B.V., immers $120 \text{ watt/m}^2 = 120 \times 31,5 \times 10^6 \times 10^6 = 3780 \text{ Megajoules/m}^2/\text{jaar}$ en dit klopt exact met het kleurelijk overzicht over de wereld op blz. 2 van de brochure. Voor de meeste tropische gebieden is dat 7000 x $3000 \text{ MJ/m}^2/\text{jaar}$ wat dan overeenkomt met ca. 240 watt/m². Ook de gegevens van Philips zijn hiermee in overeenstemming. Onze verwachting van 3,5 watt/m², dat overeenkomt met 175 watt/palm, betekent een nuttig rendement van 1,5%.

Ons berekend op de genoemde 3,5 watt/m² betekent dat voor 200 notendragende Babassupalmen per hectare: $3,5 \times 10.000 = 350 \text{ watt per palm}$. Een Babassupalm heeft een kroonvorm van ca. 7 m. diameter in licht intensiteit van 1000 lux. Het is bekend dat een palm met een kroon van 7 m. diameter een oppervlakte van ca. 100 m² heeft. (34 palmen vervangen dan steeds, zeg, 'de zonnestrategie' van een palm).

Volgens J.D. Carter W.M., Babassupalm solid fuel process, filed Oct. 9, 1970, nr. 3, 756.792 (welke informatie ons verspreid werd door Shell-Int., die een jaar geleden op haar laboratorium te Amsterdam analyseproeven met de Babassupalm uitvoerde en verklaarde dat de verkregen houtskool, uit droge destillatie verkregen, van goede kwaliteit is) is de verbrandingswaarde van de meest tussen de 11.000 en 14.000 Btu/lb (British thermal unit per pound).

Nu is 1 Btu = 1055 Joules en 1 lb = 0,4536 kg, waaruit volgt: $1 \text{ Btu/lb} = 1055 / 0,4536 = 2326 \text{ Joules/kg}$. Rekenen wij dat slechts 60% van de Babassupalm voor de verbranding geschikt is, dan levert 1 kg ervan gemiddeld $0,6 \times 12.500 \times 2326 = 17,5 \times 10^6$ Joules. Nu kan een Babassupalm ongeveer 60 ton/jaar leveren; dit betekent $60.000 \times 200 = 300 \text{ kg palm/jaar}$, hetgeen klopt, want zo'n palm kan zeker 4 trossen van elk 250 noten x 300 gram per jaar opbrengen. Dit betekent dat zo'n palm $300 \times 17,5 \times 10^6 \times 31,5 \times 10^6 \text{ (sec./jaar)} = \text{ca. } 175 \text{ watt levert}$. Deze berekeningen, gebaseerd op feitelijke gegevens, zijn dus niet alleen in een volledig overeenstemming.

Opgemerkt dient te worden dat in tegenstelling tot een produktie van 60 ton/jaar door Babassupalmen, de houtsoorten zoals de Eucalyptus, de Alhazria falca e.a. slechts 3 à 4 ton/jaar leveren; de aanbouw van mals, akkerbieten, suikerriet e.a. geeft heel wat meer produktie.

Door door de toepassing van bodembekokers, volgens de 'ecologische methoden, systemen G.F. van der Meulen', het vlak voor de Tweede wereldoorlog gebruikte opbrengst van een rubberplantage van het Xitum-concern bij Lissabon van 500 tot 3000 kg/jaar te verhogen, verwachten wij dat de huidige opbrengst van Babassupalmen die van 60 ton/jaar te boven kan gaan. In de periode van Babassupalmen die van 60 ton/jaar te boven kan gaan, hadden wereldwijde wetenschappers het zeer wel mogelijk dat door selectie alleen al de produktie van deze palm tot 30 ton/jaar kon oplopen. Door verhogende vermeerdering is de produktie doordat tot op 2 à 3 ton/jaar.

Besluit

Volgens onderzoeken en berekeningen (met inbegrip van alle kosten-bepalende factoren) van de CO-OPERATING CONSULTANTS (Molencij 10, P.O. Box 906, 3160 AA Rhoon, tel: 01890-5285) kan een eenheidsaantal van 10⁹ (miljard) Joules (gelijkwaardig aan die van ca. 25 liter benzine), verkregen door de directe verbranding van Babassupalmen (bij een opbrengst van 30 ton/jaar) onder atoomkosten, slechts USA \$ 1,00.

0-1-1-1

Binnen twintig jaar weten we hoe laat het is. Maar dan zou het wel eens heel erg laat kunnen zijn. Het water zou ons tot aan de lippen kunnen komen en daarna blijven stijgen. Het verhaal is vaker verteld, maar het blijft moeilijk verteerbaar.

Broeikas zonder ventilatie

De basis van het verhaal was eenvoudig en overzichtelijk. De hoeveelheid kooldioxide in de atmosfeer stijgt sinds een eeuw meetbaar en de laatste tijd aanmerkelijk. Het is het eindproduct van alles wat we verbranden om een industriële samenleving aan de gang en liefst in de groei te houden — eerst kolen, toen olieproducten, later ook aardgas, en nu weer meer kolen.

Het resultaat is bekend geworden als het „broeikas-effect“. Het beeld klopt niet — een broeikas werkt anders — maar de bedoeling is duidelijk: de wereld wordt warmer. Er gebeurt iets met het evenwicht tussen de binnenkomende warmte (van de zon) en wat er weer wordt uitgestraald (het heelal in).

De zon blijft dezelfde pres-
tatie leveren, maar de warmtestraling van het aardoppervlak wordt door de toenemende hoeveelheid kooldioxide in de atmosfeer sterker geabsorbeerd. Die warmte komt dus niet meer weg — want de atmosfeer is naar verhouding ook maar dun. En dus wordt het oppervlak warmer, waardoor het toch

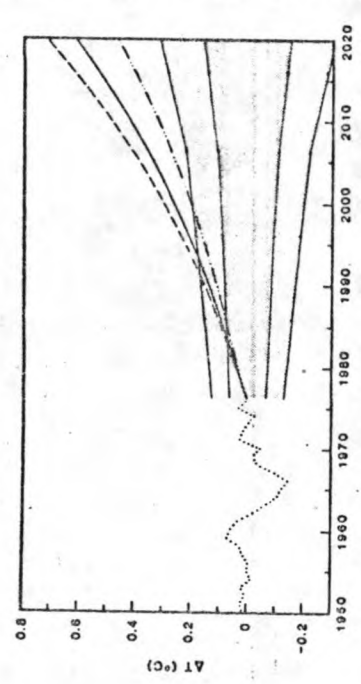
als we elk jaar een procent of wat meer verstoken, gaan de cijfers in de 21ste eeuw heel anders uitzien. We moeten dan een verduubelling tot 0,060 procent onder ogen zien, en volgens de beste theoretische modellen betekent dat een gemiddelde temperatuurstijging van twee of drie graden. Onderzoekers die zich enigszins in klimaatmodellen hebben verdiept, noemen dat ingrijpende veranderingen.

De geruststellende vragen liggen haast voor het opscheppen. Is het wel realistisch om zo'n energieverbruik te veronderstellen? Met voortdurend een paar procent groei per jaar kun je elke modelberekening over de kop jagen, weten we sinds de Club van Rome daar ooit catastrofale toekomstbeelden mee ontwierp. En is dat klimaatmodel wel deugdelijk, gegeven de stand van onze onkunde? Een aantal critici houdt vol dat het effect schromelijk overdreven is. En hoe zit het met die andere klimaatmodellen, die op grond van andere effecten juist waarschuwen voor de komende ijsijd?

De medewerkers van de enkele onzekerheden zijn :

- grootte van de CO₂-productie
- grootte van de buffering in zeeën en wouden
- uiteindelijk effect op klimaat (3-D model)

Door fossiele brandstof (olie, kolen) te verstoken, maken we de wereld structureel warmer. Het klimaat verandert, er smelt wat poolijs, en dat van dat water was dus letterlijk bedoeld. Het verhaal is onzeker, en dat is natuurlijk een



De stippellijn toont hoe grillig de gemiddelde wereldtemperatuur verloopt, de grijze zones geven het bereik aan waarbinnen de schommelingen naar verwachting blijven als er geen opwarming optreedt. De doorgetrokken lijn naar boven geeft de beste modelberekening weer voor de temperatuurstijging door kooldioxide bij „langzame“ groei van het energieverbruik. Na 1990 wordt het effect onmiskenbaar.

Amerikaanse dienst lucht- en ruimtevaart (NASA) die zulke vragen in Science van vorige week onder ogen zien, komen niet met concrete antwoorden, maar voeren een omkrentende beweging uit. Het fundament van onze theorie van het broeikas-effect heden heerschen.

Dit is nu precies een van de verdelingen die ons van de zonnesteel waren bekend: fundamenteel inzicht in weer en klimaat door te vergelijken met planeten waar atmosferische zwaartekracht en zonneschijn heel anders zijn dan

enkele meekoppeler effecten zijn :

- warmer zeewater : minder CO₂ oplosbaar
- warmer water : grotere stratificatie
- minder ijsoppervlak : kleiner albedo

prima reden om het halverwege een energiecrisis maar even te vergeten. Maar Amerikaans onderzoek heeft de onzekerheden wat verkleind en het verhaal laten staan.

voor de helft wordt vervangen door steenkool en daarvan afgeleide brandstoffen, voor de andere helft door energiebronnen die geen extra kooldioxide in de atmosfeer brengen: zon, wind, water en/of kerncentrales.

Er zijn maar twee varianten die de opwarming in de komende eeuw beneden één graad houden, en die verdragen zich geen van beide met een voortgezet verbruik van fossiele brandstoffen. Bij nulgroei (wat voor de derde wereld met name een tragische ontwikkeling zou zijn) lukt dat als de oprakende olie direct door hernieuwbare energiebronnen en/of kerncentrales zou worden vervangen. En in het „langzame“ groeimodel kan het ook wanneer de als vervanging ingezette steenkool vanaf 2000 2000 maar systematisch wordt aangevuld en later vervangen door de technieken die geen kooldioxide produceren.

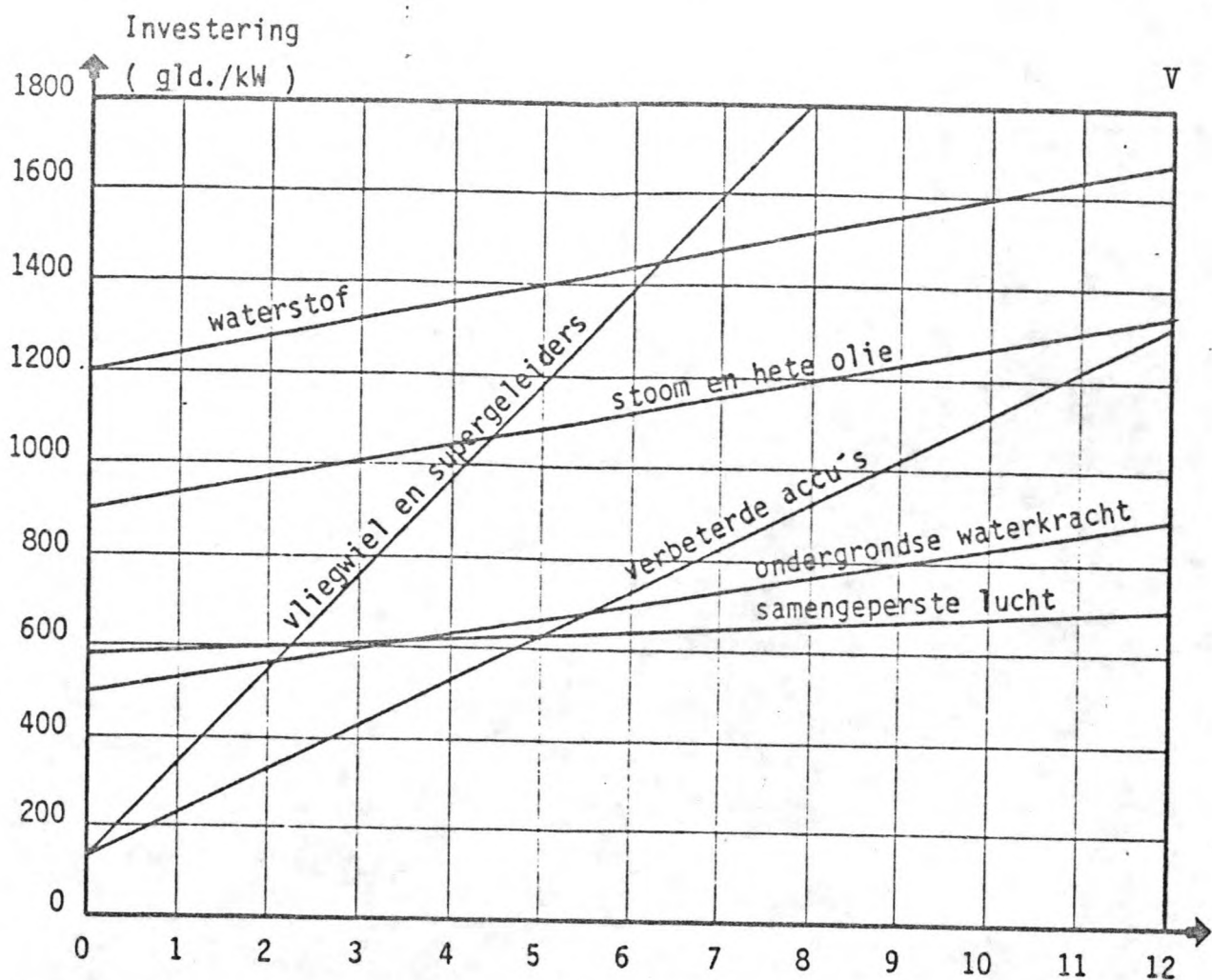
Het klimaatmodel waarmee de Amerikanen dit al-
lemaal uitrekenen is nog steeds onvolkomen en primitief, waarschuwen zij.

Bij die „snelle“ groei zou het in 2100 op de wereld een graad of drie, vier warmer zijn geworden. Een onvoorspelbare ontwikkeling die ons het klimaat terug zou brengen van de geologische periode waarin de dinosauriërs heerste. De „langzame“ groei komt toch nog op 2,5 graad temperatuurstijging uit. Daarbij is dan verondersteld dat de oprakende aardolie

hoewel ze de resultaten van verschillende nieuwe toetsingen aan de werkelijkheid bemoedigend vinden. Maar de consequenties zijn haast onafzienbaar wanneer bijvoorbeeld strategische landbouwgebieden hun betekenis zouden verliezen — wat voor de Noordamerikaanse graanteelt mogelijk lijkt. En als het minst stabiele stuk poolijs smelt, kunnen we volgens de zwaarste theorie binnen een eeuw kopje onder gaan, dan staat het zeevlak namelijk vijf meter hoger dan nu.

Maar de makers van energiebeleid zullen pas onder de indruk komen, veronderstelt het NASA-team realistisch, wanneer het opwarmen van het klimaat overtuigend meetbaar wordt. Tegen de achtergrond van de natuurlijke schommelingen zal dat nog even duren, maar volgens hun model geen twintig jaar meer. En omdat ingrijpende veranderingen in de energievoorziening ook tientallen jaren vergen, is het zaak om erg goed uit te kijken.

J. Hansen en anderen, „Climate impact of increasing atmospheric carbon dioxide“, Science 213, 957 (1981)



Kosten en energieterruggavetijd opslagmethoden energieterruggavetijd (uren)
in de V.S. (Kalhammer, 1979)

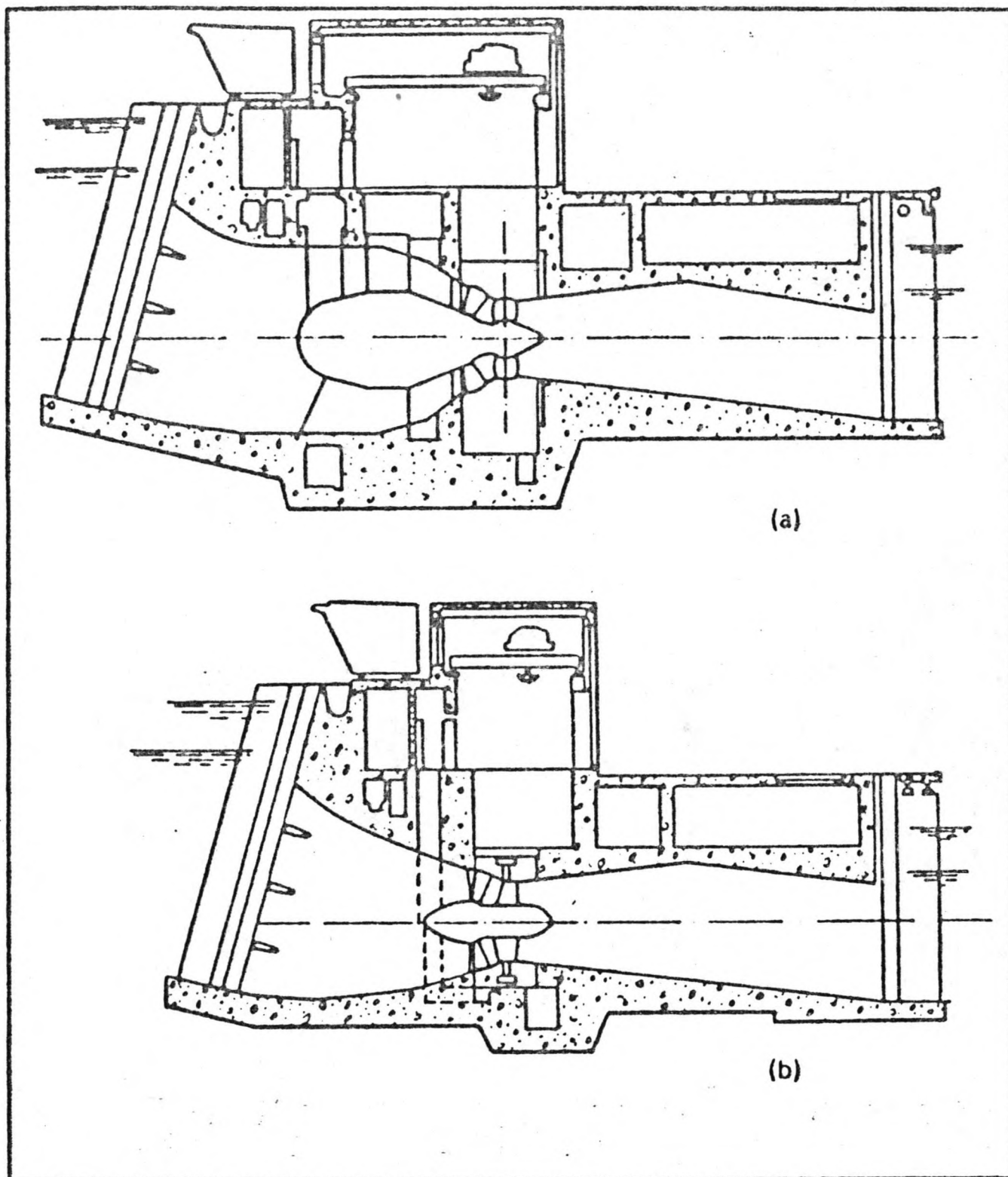
TABEL 4.1.: Kenmerken van bestaande en verwachte opslagmethoden in de V.S. (volgens Mallard, 1976)

KENMERKEN	ONTWIKKELINGSTERMIJN OPSLAGMETHODEN								
	KORT					MIDDELLANG			LANG
	water- kracht	samenge- perste lucht	stoom	hete olie	accu	verbeterde accu	vliegtuig	waterstof	superge- leiding
Realiseerbaarheid	heden	heden	voor 1985	voor 1985	voor 1985	1985-2000	1985-2000	1985-2000	na 2000
Economische eenheidsgrootte (MW of MWh)	200-2000 MW	200-2000 MW	50-200 MW	50-200 MW	20-50 MWh	20-50 MWh	10-50 MWh	20-50 MW	10.000+ MWh
Investering anno 1975(f/KW)*	190-350	220-460	330-550	330-550	150-180	130-150	140-170	1100-1900	110-130
Levensduur (jaren)	50	20-25	25-30	25-30	5-10	10-20	20-25	10-25	20-30
Elektrisch Rendement (%)	70-75	40-50**	65-75	65-75	60-75	70-80	70-85	40-50	70-90

* omgerekend op basis van U.S. \$ = f 2.20

** = naar primair energieverbruik

NAME	RIVER	COUNTRY	YEAR	NO. OF UNITS	HEAD METER	TURBINE OUTPUT MW	TURBINE SPEED RPM	GEN. SPEED RPM	TURBINE DIAMETER METER	REMARKS
AARBERG	AARE	SWISS	1964	1	6.4	.21	450.0	1025.0	.82	BULB
AJANRUEZ		SPAIN		1	3.1	.49	155.0	155.0		BULB
ALBAS		FRANCE		5	3.4	.42	117.0	117.0	2.24	BULB
ALTBACH	NECKAR	GERMANY	1960	2	5.1	1.01	175.0	175.0	1.80	BULB
ALCANADRE		SPAIN		1	2.5	.38	136.0			BULB
AMBIALET	TARN	FRANCE	1961	2	6.6	2.00	167.5	167.5	2.24	BULB
AMBRE	L AGOUT	FRANCE		1	3.0	.26	167.0	167.0	2.55	BULB
ARLEN	ACH	GERMANY	1959	2	4.6	.29	265.0	750.0	1.60	VERT. PROP.
ARTELSHOFEN		GERMANY	1960	1	1.6	.06			1.20	BULB
AUBAS		FRANCE	1961	3	3.3	.30	216.0	216.0		KAPLAN
AUE BADEN	LIMMAT	SWISS	1963	2	5.6	1.74	136.4	1000.0	1.60	BULB
AME		SCOTLAND	1963	1	6.9	.44	375.0	375.0	2.70	BULB
BAR MILLS		USA	1957	2	6.0	2.20	120.0	120.0	1.25	BULB
BERGERAC		FRANCE		2	3.6	.88	136.0	136.0		VERT. PROP.
BERGHEIM	DONAU	GERMANY	1965	3	6.0	8.30	83.4	83.4	2.50	BULB
BERTOLDSHEIM	DONAU	GERMANY	1965	3	4.9	6.70	71.4	71.4	5.35	KAPLAN
BIRNER		GERMANY	1956	1	1.5	.05			5.35	KAPLAN
BIRSFLDEN	RHINE	SWISS	1954	4	6.1	15.60	68.2	68.2		KAPLAN
BITTENBRUNN	DONAU	GERMANY	1965	3	5.2	7.20	83.4	83.4	11.25	KAPLAN
BRUCKMULWEHR		GERMANY	1952	1	2.0	.23			5.35	KAPLAN
BRUNNENMULLE		GERMANY	1962	1	2.3	.05	350.0	1000.0		KAPLAN
BUANAMESON		SPAIN	1962	1	4.3	.63	220.0	220.0		BULB
BUCKENHOFEN	REGNITZ	GERMANY	1960	2	5.2	1.46	166.7	166.7	2.00	BULB
BURGEN	THUR	SWISS	1955	1	3.1	.45	113.0	1000.0	2.45	BULB
CASTET	GAVE OSSAU	FRANCE	1953	2	7.8	.82	250.0	250.0	2.20	BULB
CHATEAU D BREVIL	TOUQUES	FRANCE	1968	1	2.3	.16	242.0	750.0	1.65	BULB
CHIAMPD		INDIA	1968	1	5.8	.05	797.0	1000.0	1.25	BULB
CITY OF NORWICH	SMETUCKET	USA	1967	1	4.7	1.50	128.6	128.6	.46	BULB
DEISSAU	NECKAR	GERMANY	1966	2	5.1	1.00	175.0	750.0	2.80	TUBE
DETZEN	MOSEL	GERMANY	1959	4	7.0	5.88	92.5	750.0	2.19	BULB PUMPS
DORLAR		GERMANY	1945	1	1.7	.15			4.20	BULB PUMPS
ENKIRCH	MOSEL	GERMANY	1965	4	5.1	4.25	79.0	750.0		KAPLAN
FAIMINGEN	DONAU	GERMANY	1962	2	6.5	5.65	100.0	100.0	4.60	BULB PUMPS
FANKEL	MOSEL	GERMANY	1962	4	4.1	3.57	77.0	750.0	4.20	KAPLAN
FLUMENTHAL	AARE	SWISS	1965	3	7.6	8.02	107.1	107.1	4.72	BULB
GANDAK		INDIA	1966	3	6.1	5.52	107.1	107.1	4.20	BULB
GIRISHK		AFGHAN.	1958	2	7.5	1.60	167.5	167.5	4.10	BULB
GOSSMANSDORF	MAIN	GERMANY	1948	2	2.7	1.03				VERT. PROP.
GREVENMACHER	MOSEL	GERMANY	1962	3	5.5	2.62	120.0	750.0	3.70	KAPLAN
GRIFTE		GERMANY	1959	2	2.4	.25	137.0	765.0	3.20	BULB ASYNCH
HAUSEN		GERMANY	1962	2	5.0	.93	200.0	200.0		BULB
HERRFORS		FINLAND	1961	1	3.5	.43	165.0	600.0		BULB
HESSENTHALER		GERMANY	1946	1	1.1	.06			1.80	BULB
ILLER V	ILLER	GERMANY	1940	3	8.1	1.57	214.3	214.3		KAPLAN
ILLER V	ILLER	GERMANY	1949	1	8.1	1.39	214.3	214.3	2.10	ANNULAR GEN
INGOLSTADT	DONAU	GERMANY	1965	3	5.7	7.40	83.4	83.4	1.95	ANNULAR GEN
ISOLA SCRAFINI	PO	ITALY	1960	1	6.0	11.80	53.6	53.6	5.35	KAPLAN
JARMENIL	MOSELLE	FRANCE		1	5.5	1.05	167.0	167.0	7.80	KAPLAN
JENPEG		CANADA	1974	6	7.3	29.00	62.0	62.0	2.15	KAPLAN
KANEV	DNJPR	RUSSIA	1967	24	8.4	18.20			7.50	2BULB
KETTERSCHAUSEN	GUMZ	GERMANY	1968	1	5.0	.33	300.0	760.0		BULB
KHASH EL GIRBA	ATBARA	SUDAN	1967	3	7.0	2.79	150.0	750.0	1.20	BULB
KIEV	DNIEPER	RUSSIA	1966	20	7.8	17.20	85.7	85.7	2.70	BULB
KISLOGUBSKAYA		RUSSIA	1965	1	1.3	.40	72.0	600.0	6.00	BULB
KITZINGEN		GERMANY	1954	2	3.1	1.50			3.30	BULB TIDAL
KLETTNAM		GERMANY	1951	1	1.3	.37				KAPLAN
KOSI EAST	CANAL	INDIA	1966	4	6.1	5.60	93.8	93.8	4.50	KAPLAN
LAGARDE		FRANCE		4	2.2	.18	182.0	182.0		BULB
LA MAIGNANNERIE		FRANCE		2	1.8	.06	224.0	224.0	1.60	BULB
LANDESBERGEN		GERMANY	1957	3	3.6	2.35			1.12	BULB
LECH 9 PLANTS	LECH	GERMANY	1940	54	8.2	1.36	214.3	214.3		KAPLAN
LEHMEN	MOSEL	GERMANY	1966	4	5.3	4.62	85.0	750.0	1.95	ANNULAR GEN
LEITZACH	MANGFELL	GERMANY	1963	2	4.8	.38	253.0	760.0	4.60	BULB PUMPS
LES ALBAREDES	TARN	FRANCE		2	2.3	.30	136.5	136.5	1.35	BULB
LOWER PAINT	PAINT	USA	1952	1	6.1	.10	533.0	533.0	2.06	VERT. PROP.
MAUZAC	DORDOGNE	FRANCE		1	6.7	4.58	94.0	94.0	.76	TUBE ASYNCH
MCARTHUR FALLS	WINNEPEG	CANADA	1954	8	7.0	7.40	85.7	85.7	4.30	KAPLAN
MENUZA		SPAIN	1952	2	6.0	5.06	93.8	93.8	5.10	VERT. PROP.
MONSIN	MEUSE	BELGIUM	1954	3	3.0	5.25	65.2	65.2	4.40	KAPLAN
MUDEN	MOSEL	GERMANY	1962	4	4.1	3.57	77.0	750.0	5.60	KAPLAN
MULACKER	ENZ	GERMANY	1963	2	4.6	.39	232.0	770.0	4.72	BULB
NECP	MOSEL	GERMANY	1961	4	5.5	3.98	76.0	750.0	1.45	BULB
NEU-BANNWIL	AARE	SWISS	1965	3	8.1	8.42	107.1	107.1	4.60	BULB
NEUVILLE-AMPSIN	MEUSE	BELGIUM	1962	4	4.0	2.41	77.5	750.0	4.20	BULB
OBERMAUBACH	RUR	GERMANY	1968	1	6.9	.67	280.0	280.0	3.60	BULB
OSBERGHAUSEN	AGGER	GERMANY	1955	1	6.6	.38	312.0	1000.0	1.45	BULB
OZARK LOCK	ARKANSAS	USA	1971	5	7.9	20.00	60.0	514.0	1.20	BULB
PALZEN	MOSEL	GERMANY	1965	3	3.4	1.48	78.0	750.0	8.00	TUBE
PETERSHAGEN		GERMANY	1952	3	2.5	1.10	68.0	500.0	3.60	BULB ASYNCH
PIERRE BENITE	RHONE	FRANCE	1966	4	7.9	20.70	83.3	83.3	3.89	KAPLAN
PUNOS		FINLAND	1960	1	4.5	.80	150.0	750.0	6.10	BULB
RANCE	TIDAL	FRANCE	1966	24	5.8	10.00	93.8	93.8	2.20	BULB
RANDERSACKER	MAIN	GERMANY	1948	2	2.8	1.18			5.35	BULB PUMPS
RAVENSBERG	SCHUSSEN	GERMANY	1955	1	4.0	.13	280.0	1000.0	3.80	KAPLAN
RAVENSBERG II	SCHUSSEN	GERMANY	1957	1	4.2	.14	300.0	1000.0	1.00	BULB
REUTTE	LECH	AUSTRIA	1956	1	6.1	1.25	165.0	1000.0	1.00	BULB
ROSTIN	PARSENTA	GERMANY	1936	2	3.7	.20	250.0	250.0	2.20	BULB
RUAES		PORTUGAL	1960	2	2.5	.52			1.30	ANNULAR GEN
RUCHLIG	AARE	SWISS	1960	4	3.3	1.62	75.0	1000.0		KAPLAN
RUST			1961	1	2.0	.16			3.70	BULB
ST. ANTHONY FALLS	NISS.	USA	1952	10	7.0	.85	225.0	225.0		KAPLAN
ST. JORY		FRANCE		1	2.4	.10	214.0	214.0		VERT. PROP.
SAINT MALO	TIDAL	FRANCE	1959	1	5.5	9.00	88.2	88.2	1.30	VERT. PROP.
ST. MARYS FALLS	CANAL	USA		4	6.4	5.20	80.0	80.0	5.80	BULB
SASTAGO		SPAIN		4	7.0	.77	250.0	250.0	1.63	VERT. PROP.
SCHUSSELBURG		GERMANY	1954	3	2.7	1.65			1.65	BULB
SCHWEINFURTWERK		GERMANY	1960	2	4.0	1.90				KAPLAN
SEYSEL	RHONE	FRANCE	1947	3	8.0	14.85	75.0	75.0		KAPLAN
SHADIVAL		CANADA	1958	2	7.0	6.50	83.3	83.3	6.30	KAPLAN
SIKAKOSKI		FINLAND	1966	2	3.4	1.00	105.0	1000.0	5.85	KAPLAN
SONTHEIM		GERMANY	1967	1	2.1	.12			2.80	BULB
STEVENS POINT	WISCONSIN	USA	1963	1	6.7	2.10	150.0	150.0		KAPLAN
STUGUN	INDAL	SWEDEN		2	7.1	17.50			2.80	TUBE
THIESS		GERMANY	1967	1	3.4	.18			7.30	KAPLAN
TISALOK	TISZA	HUNGARY	1946	3	3.0	4.00	75.0	75.0		KAPLAN
TISZA II		HUNGARY	1973	4	6.4	7.20	107.0	107.0	6.00	KAPLAN
TRAICAO	TIETE	BRAZIL	1957	3	7.1	2.58	150.0	150.0	4.30	BULB
TRIER	MOSEL	GERMANY	1958	4	5.0	4.42	78.0	750.0	3.51	TUBE
TURNIP CHECK	IRR. CANAL	USA	1964	1	5.0	.42	218.0	900.0	4.60	BULB
UNTEREGGINGEN	MUTACH	GERMANY	1960	1	3.5	.20	248.0	750.0	1.53	TUBE
UNTERMAUBACH	RUR	GERMANY	1964	1	3.1	.23	220.0	760.0	1.20	BULB
URSFRING-STUFFE	LECH	GERMANY	1963	3	8.2	3.39	166.7	166.7	1.45	BULB
VARGON	GOTA-ALV	SWEDEN	1946	2	4.3	12.00	46.9	46.9	2.85	BULB
WADRINAU		FRANCE	1956	4	4.5	1.48	107.0	750.0		KAPLAN
WEBBERS FALLS	ARKANSAS	USA	1973	3	6.7	23.00	60.0	514.0	3.05	BULB
WEILHEIM	AMNER	GERMANY	1960	1	4.4	.58	186.0	600.0	8.00	TUBE
WIDBERT		GERMANY	1964	1	3.1	.32			1.80	BULB
WINTRICH	MOSEL	GERMANY	1963	4	5.6	4.90	83.0	750.0		KAPLAN GEAR!
WIPFIELD		GERMANY	1948	2	3.2	1.38			4.60	BULB PUMPS
ZELTINGEN	MOSEL	GERMANY	1964	4	4.0	3.30	67.0	750.0		KAPLAN



vergelijking tussen een waterkrachtwerk met een
bulbturbine (a) en één met een strafloturbine (b).



Canada

Quick estimating techniques for small hydro potential

By J. L. Gordon and A. C. Penman
Engineers*

Cost equations and charts are presented for estimating capacity and energy costs for hydro powerplants of up to 5 MW, to be installed at existing dams. Statistics are based on analysis of 64 estimates prepared by 20 utilities or consultants.

WHEN EXISTING DAMS are being investigated to determine whether it would be technically, environmentally and economically feasible to add hydro generating equipment, very often a large amount of time and money is spent on estimating the costs of the intake, penstock, powerhouse and equipment. Sometimes after this concentrated on those sites which appear to be more attractive. In developing this procedure, it must be kept in mind

considerable effort, the proposed powerplant may be found to be uneconomic and would require a substantial subsidy to bring costs down to an acceptable level. The process of weeding out these uneconomic sites would be greatly speeded up if some simple method could be derived to obtain a first approximation of relative project and power costs. Work could then be concentrated on those sites which appear to be more attractive. In developing this procedure, it must be kept in mind

that only relative costs are required. In other words, a method is needed for selecting the most attractive sites of many in one area, not for the comparison of one site in one country with another in a different country, where local labour and cost rates may be entirely different.

For a hydro development at an existing dam, it can be shown that most costs associated with the addition of a power facility are a function of equipment cost, and power equipment cost, in turn, can be shown to be a function of head and capacity. Thus, a simple formula can be developed to express the project cost in terms of head and capacity. Since the cost of hydropower varies to a great extent, the development of a simple formula would appear to be a contradiction in terms. However, it must be remembered that a major proportion of a large hydro project cost is associated with the dam, diversion works, and spillway, which are dependent on site topography and foundation conditions, and where the cost of the structures cannot be associated with power equipment cost. In this case, however, we are dealing with sites where the dam and spillway have already been built, hence developing a cost formula should not be impossible.

Relationship between project cost, head and capacity

At an existing dam, the various components which must be added to produce a power facility are: intake; penstock; powerhouse; turbine; generator and controls; transformer; and engineering and management.

With the exception of the penstock, the cost of all these components can be shown to be a function of capacity and head as follows:

Intake. The intake will be equipped with a trashrack. On small hydro projects, trashracks are normally designed for a velocity of about 0.75 m/s, hence the intake area and trashrack cost will be a function of flow. As for the intake gate or valve, this will be about the same size or slightly larger than the penstock diameter, which is also determined by the flow. The concrete required for the intake is also directly related, in the authors' experience, to the flow, averaging about 1.5 m³ concrete per m³ of flow. Thus, all costs associated with an intake can be related to flow, which is a function of head and capacity.

Penstock. This is the one item where the cost cannot be related to head and capacity alone. The cost of a

penstock is a function of the weight of steel, as determined by plate thickness, penstock diameter and length. For small low-head penstocks, minimum plate thickness of about 6 mm will be used, hence weight becomes a function of diameter and length. For small hydro, the penstock diameter can usually be established by Eq. (1).

$$D_p = 0.72 Q^{0.5} \quad (1)$$

Thus, penstock cost becomes a function of flow and length. Since the length of a penstock can have a marked effect on the cost of a hydro project, it was decided to differentiate between those hydro projects which did not require a penstock (or where the penstock length was nominal; less than the head) and those projects where a penstock longer than the head was required. If additional data had been available, it would have been preferable to group the projects into categories depending on the penstock length, to obtain more useful statistics.

Powerhouse. Published data² indicate that the powerhouse cost is a function of the installed capacity and head based on data for large developments. In the authors' experience, for both large and small developments, the volume of concrete in a powerhouse sub-structure, which comprises a major percentage of the powerhouse cost, can be derived from Eq. (2), which is based on turbine throat diameter.

$$V = K D_r^{2.5} (N + R) \quad (2)$$

Since the turbine throat diameter is a function of capacity and head³, it follows that the concrete volume and thus the powerhouse cost is also a function of unit capacity and head.

Turbine and Generator. These costs will be analyzed later.

Transformer. The cost of a transformer is a function of capacity and voltage. Since most small hydro plants can be expected to deliver power into a local distribution line, cost becomes a function of kVA rating. Assuming a constant power factor, cost thus becomes a function of capacity only.

Engineering and Management. These costs are usually taken as a percentage of direct project costs, and are thus a function of capacity and head.

Accordingly, all costs associated with the intake, powerhouse, transformer and engineering become a function of the capacity and head, and in addition, the penstock costs are a function of capacity, head, and penstock length.

Development of generating equipment cost formula
Turning now to the cost of mechanical and electrical equipment, several formulae have been published from which an approximate cost of this equipment can be derived. Swedish experience⁴ indicates that for units below 1.5 MW capacity, the cost of the equipment is a function of head and flow, and can be shown graphically as a series of curves indicating decreasing cost per kW for increasing head. Assuming efficiencies of 88 per cent for the turbine, 97 per cent for the geared coupling, 93 per cent for the generator, to give an equipment efficiency of 80 per cent, the graphical representation can be converted into the following formula:

Notations	
C_A	= Cost per annum (1978 US dollars)
C_E	= Cost of energy (1978 US mill/kWh)
C_F	= Total cost of project, excluding interest during construction and escalation (1978 US dollars)
C_T	= Cost of a packaged turbine-generator unit and controls at factory (1978 US dollars)
C_{T1}	= Unit cost of installation (1978 US dollars/kW)
D_p	= Penstock diameter (m)
D_r	= Turbine throat diameter (m)
E	= Overall plant efficiency, assumed here to be 80 per cent
H	= Available head (m)
H_R	= Rated head (m)
K	= Coefficient in Eq. (2); it varies from 80 to 250, depending on head
N	= Number of units
Q	= Flow (m ³ /s)
Q_m	= Long-term mean flow at a small hydro site (m ³ /s)
R	= Repair bay size, it varies from 0.3 to 1.2 depending on repair bay size
S	= Site factor, which is the ratio of total project cost to equipment cost (C_F/C_T)
V	= Concrete volume (m ³)

Another formula based on North American experience⁶, which is applicable for units below 5 MW capacity has the following form:

$C_T = 40,000 (kW/H_R)^{0.53}$... (3)

$C_T = 9000 kW^{0.7} H_R^{-0.35}$... (4)

Although the two equations are different, they do give similar costs, and do not differ by more than about 15 per cent over a range of 500 to 1,500 kW capacity and over a head range of 5 to 15 m.

To determine the accuracy of the second formula, reference can be made to two specific examples of equipment cost as given by Pfafflin⁷. These are compared with the computed cost given by Eq. (4) in Table I which also includes some recent examples of estimating prices received from several manufacturers for different types of packaged turbine-generator units and controls, ready for delivery at the factory.

Table I indicates that the equation is accurate within ± 11 per cent over the intended range of equipment sizes up to a maximum of 5 MW capacity. Above this capacity, equipment is no longer standardized, hence higher unit costs can be expected.

Table I—Comparison of quoted and calculated costs for small hydro equipment at 1978 prices

Project	Capacity (kW)	Head (m)	Cost (US\$/kW)	Difference (per cent)
Barker's Mills	1500	14	0.639*	-6.4
Nymi Hydro	1000	8.5	0.640*	-10.7
Nymi	1800	6.0	0.838	+11.5
Nymi	5600	6.1	2.658	-24.4
MSNH	265	9.0	0.210	-1.4
NSSL	1000	18.0	0.410	+0.9
NSSL	2000	18.0	0.675	-0.9
NLLS	3000	159.0	0.440	-5.7
NLLS	5000	159.0	0.535	+10.8
PESP	90	3.7	0.141**	-5.7
PESP	80	5.1	0.118**	-7.6

* Includes delivery to site.
** 1979 price reduced by 10 per cent

Site factor concept

Equipment costs are thus a function of capacity and head. Since the costs of all other components of a small hydro project at an existing dam, except for the penstock, can also be considered as a function of the capacity and head alone, some relationship between the component cost and the equipment cost may be developed. If "site factor" is defined as the total project cost (excluding interest during construction and escalation) divided by the equipment cost, this factor could be ascertained for projects for which detailed estimates have been prepared. This has been done for 43 estimates prepared by 19 different agencies or consultants, on which published data is available, and for 21 estimates based on the authors' experience. In tabulating the data, it was found that the site factor varied depending on the size of the project and the requirements for a penstock. Accordingly, Tables II, III and IV were produced: in all of them the equipment cost was based on Eq. (4), and the site factor was calculated as the ratio of the project cost to the equipment cost.

A review of Table II, for sites with units of 500 kW and larger and where no penstock would be required, indicated three sites where the site factor was only 1.4 to 1.6. In each of these cases, the estimate was for adding new units to an existing powerhouse. At the high end of the scale, a site factor of 4.3 was obtained for the Box

Table II—Site factor: sites with over 500 kW and without penstocks

Project	Rated head (m)	Installed capacity (kW)	Equipment cost (US\$/kW)	Project cost (US\$/kW)	Site factor (value)
A ¹	15.5	770	0.36	0.864	2.4
C ²	3.7	1060	0.247	1.649	7.2
E ³	11.0	1900	0.767	2.200	2.9
F ⁴	14.0	1490	0.595	1.065	1.8
G ⁵	6.0	6500	2.24	6.960	3.4
H ⁶	5.3	3400	1.36	3.740	2.7
J ⁷	10.0	2000	0.822	2.016	2.5
K ⁸	9.6	1000	0.513	1.273	2.5
Check ⁹	15.9	5000	1.33	3.10	2.3
Barber ¹⁰	6.5	31066	1.85	3.00	1.6
Box ¹¹	58.2	4000	0.72	3.00	4.2
Jackson ¹²	9.8	2-3200	3.24	9.882	3.1
Zumbro ¹³	15.9	1800	0.65	1.718	2.6
NSM ¹⁴	6.1	3-5600	6.03	21.1	3.5
NYM ¹⁵	18.9	1980	0.65	1.84	2.8
High Falls ¹⁶	7.3	2-377	0.365	1.050	2.9
Carlyle ¹⁷	7.0	2-375	0.34	0.98	2.9
Frog Hollow ¹⁸	7.0	2-750	0.34	0.98	2.9
Francis ¹⁹	9.1	2-830	0.918	1.212	1.6
LaGrange ²⁰	6.1	2-760	0.497	0.676	1.4
Vulcan ²¹	4.1	2-1100	1.478	3.360	2.3
Max Starke ²²	3.0	2-250	0.585	1.320	2.3
Leviston ²³	6.7	2500	1.106	2.804	2.5
Brighton ²⁴	15.2	500	0.269	0.734	2.7
Catawba ²⁵	11.9	2-3120	2.112	5.230	2.5
Sewall ²⁶	5.2	3-1367	2.376	7.225	3.0
Shawmut ²⁷	7.0	2-1700	1.663	3.040	1.8
Broadwater ²⁸	6.5	2-2450	1.41	11.50	2.6

All projects are taken from the references, except those marked with a double asterisk, which are from the authors' experience; those marked with a single asterisk have new units in an existing powerhouse.

project, where the proposed powerhouse would be constructed below an existing spillway. Excluding these projects, the average site factor is 2.62 and 83 per cent of the projects have a site factor within ± 25 per cent of 2.6.

For sites with both penstocks and units of 500 kW capacity or over, as shown in Table III, the variation in the site factor is significant, from a low of 2.6 to a high of 7.0. At the low end of the scale, the Barge site estimate included a relatively short penstock, and at the high end, the estimate for the Enloe site indicated a substantial portion of the cost being allocated to a fish passage facility. If the fish passage costs are separated, the site factor at Enloe becomes 5.1. Excluding these two sites, the average site factor is 5.05, and all site factors are within ± 25 per cent of this figure.

Table IV shows that, for sites with less than 500 kW installed capacity, there is a greater variation in the site factor. The lowest site factor of 1.4 at Peninsula is for the

Table III—Site factor: sites with over 500 kW and with penstocks

Project	Rated head (m)	Installed capacity (kW)	Equipment cost (US\$/kW)	Project cost (US\$/kW)	Site factor (value)
Tuttle ²⁹	18.3	3-750	3.9	19.7	5.0
Maxwell ³⁰	5.2	1-500	4.13	18.1	4.4
NSRF ³¹	32.0	2100	0.66	3.09	4.7
NSRF ³²	32.0	2100	0.66	3.09	4.7
CBNA ³³	32.0	2100	0.92	4.74	5.2
CBNA ³⁴	32.0	2600	0.66	3.64	5.5
CBNA ³⁵	32.0	2600	0.66	3.64	5.5
CBNA ³⁶	32.0	2600	0.66	3.64	5.5
ABMU ³⁷	38.0	3000	0.73	3.96	5.4
ABMU ³⁸	38.0	3000	0.73	3.96	5.4
CBMU ³⁹	86.0	4000	0.52	3.73	5.9
CBMU ⁴⁰	86.0	4000	0.52	3.73	5.9
Chicopee ⁴¹	7.9	1600	0.764	4.053	5.3
Harland ⁴²	15.8	2-3400	1.86	8.997	4.8
Enloe ⁴³	23.5	3-720	0.895	6.300	7.0
Barge ⁴⁴	12.2	2-3400	2.62	6.847	2.6

* These plants are from the authors' experience; ** this plant has only a short (27 m-long) penstock.

Table IV—Site factor: Sites with less than 500 kW

Project	Rated head (m)	Installed capacity (kW)	Equipment cost (US\$/kW)	Project cost (US\$/kW)	Site factor (value)
B ⁴⁵	2.5	150	0.22	1.155	5.3
D ⁴⁶	3.4	410	0.40	1.025	2.6
MSCL ⁴⁷	5.8	235	0.30	0.86	4.7
MSPD ⁴⁸	5.8	265	0.17	0.80	4.2
MSPD ⁴⁹	4.6	120	0.19	0.80	4.2
PESP ⁵⁰	3.7	90	0.13	0.5	3.8
PESP ⁵¹	3.7	90	0.13	0.5	3.8
PESP ⁵²	3.7	90	0.13	0.5	3.8
BROAD ⁵³	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁴	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁵	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁶	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁷	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁸	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁵⁹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁰	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶¹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶²	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶³	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁴	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁵	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁶	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁷	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁸	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁶⁹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁰	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷¹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷²	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷³	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁴	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁵	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁶	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁷	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁸	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁷⁹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁰	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸¹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸²	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸³	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁴	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁵	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁶	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁷	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁸	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁸⁹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁰	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹¹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹²	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹³	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁴	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁵	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁶	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁷	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁸	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ⁹⁹	7.6	20	0.036	0.119	3.3
BROAD ¹⁰⁰	7.6	20	0.036	0.119	3.3

* From the authors' experience; ** new unit in existing powerhouse; + includes penstock.

addition of new units in an existing powerhouse. For sites with no penstock, and excluding Peninsula, the average site factor is 3.7 with half of the estimates falling within ± 25 per cent of this figure. For sites with penstocks, the average site factor is 5.5 and 77 per cent of the estimates fall within ± 25 per cent of this value.

The average site factors have been rounded off to two significant figures and tabulated in Table V. No doubt, as more data become available, it may be possible to express the site factor as a function of other parameters such as the penstock length, access difficulties and so on.

Since this discussion is based entirely on estimated costs, it would be useful to ascertain whether actual construction costs verify the theoretical conclusions. Published cost data is sparse, and until data on small hydro sites at present under development are available, the authors can quote only one example. At Kingston Mills in Ontario, Canada, a 500 kW, 12.2 m head unit was added to an existing development by building a short penstock to tap onto the existing penstock and constructing a new powerhouse¹¹. The vertical Francis turbine and generator unit was purchased from an abandoned site. However, the cost of this equipment, if purchased new, would be about \$290 000 based on Eq. (4), which is very nearly equal to the actual cost of powerhouse, penstock and equipment installation, to give a site factor of 2.0.

Development of site cost formula

Based on the foregoing, a first approximation of the cost of adding a power generating facility to an existing dam can be obtained from Eq. (5).

$C_p = 9000 S kW^{0.7} H_R^{-0.35}$... (5)

Obviously, such a formula must be used with a great deal of caution. It is based entirely on North American

Table V—Average site factor, S

Installed capacity	Site factor, S
below 500 kW	3.7
500 kW to 1000 kW	5.5
above 1000 kW	1.5

No penstock
With penstock
New units in powerhouse

experience, and its use should be confined to preliminary feasibility assessments, where a first approximation of the cost is required to rank a number of sites in order of economic priority. Also, since manufacturers are standardizing on a range of unit sizes¹², it could happen that a manufacturer may not have a unit to exactly match the site capacity and head requirements. In such a case, a slight change in cost of about 10 to 15 per cent could be expected, well within accuracy of the formula. Furthermore, some allowance for inflation will have to be included in any future estimates. At present this appears to be in the region of 10 per cent per annum, hence about 20 per cent should be added to estimates based on the formula to obtain 1980 prices.

Estimation of power potential

It is also possible to make use of simplified methodology to estimate the power potential of small hydro sites. The discussion which follows refers mainly to the condition where a hydro site has no upstream seasonal regulating storage, but where very limited pondage will permit low flows to be stored for a few hours and released later. Essentially the operation is assumed to be run-of-river with limited modification to the natural flows. The amount of energy available for generation at this type of run-of-river development can be considered to be a function of four variables: the long term mean flow at the site, the pattern in which the flow runs off, the head available and the installed capacity.

Within a region of similar hydrologic characteristics, based on the pattern of runoff as defined by a unit duration curve of unregulated daily streamflows, and assuming an installed capacity equivalent to a constant proportion of the long-term mean flow at the site, it is possible to estimate power potential knowing only the mean flow and head. The first step in this process is to identify regions of similar hydrologic features by plotting duration curves of the proportion of mean streamflow against the percentage of time during which that flow is exceeded. A typical regional unit duration curve of daily flows, which was derived from data in Nova Scotia, Canada, is shown in Fig. 1. Although the duration curve refers directly to part of Nova Scotia it is believed to have a wider geographical application covering the Maritime Provinces of Canada and the Northeastern USA when it is used to estimate potential energy generation.

If an installed capacity is selected which has a maximum discharge capability equal to 1.5 times the mean flow at the site, then all streamflows less than this, as represented by the area of the duration curve falling below the 1.5 horizon on Fig. 1, will be available to generate energy. With this installation, it was found that approximately 75 per cent of the total runoff will pass through the turbine while the remaining 25 per cent, which will occur during high-flow periods, will be spilled¹³. This gives a plant capacity factor of 0.50 (0.75/1.5). In general, this size of installation will be sufficiently close to optimum for the purposes of making a quick assessment of a site and for comparing it with a number of others.

The mean flow at a site can be readily estimated from streamflow records at nearby gauging stations, by adjusting for the difference in drainage area. The available head can also be easily estimated by measuring the difference between representative headwater and tailwater elevations at the existing dam.

The power potential of a small hydro site can be calculated using Eqs. (6) and (7) below:

$kW = 1.5 \times 9.81 Q_m H_R$... (6)

generation down to 40 per cent of full load is permissible. The loss can be partially offset by installing two or three smaller units but this adds to the project cost. Even if pondage is available, a minimum downstream flow requirement will reduce the amount of energy which can be generated. In the case of a single-unit plant the reduction might range from zero up to 20 per cent depending on the definition of the flow requirement. On the other hand, the existence of storage at, or upstream of, the hydro site, which is capable of providing seasonal flow regulation, will increase the energy output beyond that given by Eq. (7). It is a reasonably simple exercise to adjust the estimate to account for storage.

Cost of energy

The annual cost of a hydro plant can vary considerably. It depends to a large extent on whether the facility is owned privately or by a public utility. Since public utilities often have access to tax-exempt financing they can offer lower interest rates on loans. It also depends on the availability of staff to operate and maintain the plant. If staff have to be hired specifically to operate the new hydro plant, then operation and maintenance costs will rise. For the sake of discussion and demonstration it will be assumed that the annual cost of a hydro plant is 12.5 per cent of the project cost. This should cover most instances where the owner has access to tax-exempt financing and has an existing pool of operating and maintenance personnel. The annual cost can be obtained from Eq. (8) below:

$$C_A = 0.125 C_P \quad \dots (8)$$

The cost of energy in mill/kWh is then determined by combining Eqs. (5), (6), (7) and (8), as follows:

$$C_E = 1000 C_A / E \quad \dots (9)$$

Assuming $H_A = H_R$, this reduces to:

$$C_E = 122.6 S Q_A^{-0.30} H_A^{-0.65} \quad \dots (10)$$

The unit cost of the installation is given by:

$$C_U = C_P / kW$$

When this is combined with Eqs. (5) and (9) it gives:

$$C_U = 35 C_E \quad \dots (11)$$

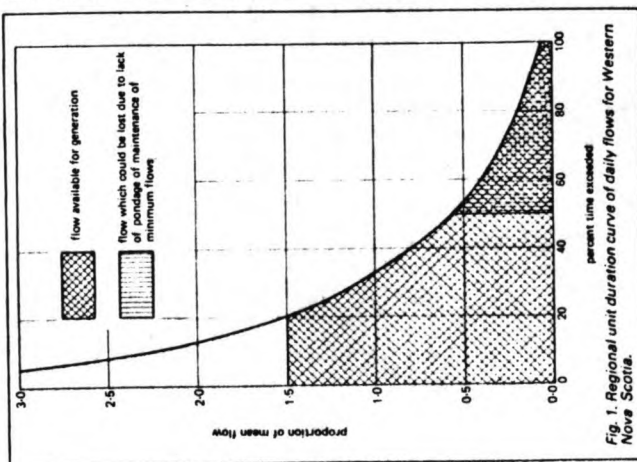


Fig. 1. Regional unit duration curve of daily flows for Western Nova Scotia.

Eq. (7) gives an estimate of the maximum energy generation for a run-of-river plant with an installed capacity equivalent to 1.5 times the mean long-term streamflow at the site. However, the estimate might have to be reduced for two reasons: where there is no pondage available at the site and/or where there is a minimum downstream flow requirement.

Since most hydraulic turbines operate effectively only over a limited range of discharge, a reduction in energy generation will result if no pondage is available to store low streamflows for at least a few hours to enable later release of water at rates within the normal turbine operating range. For a single-unit installation this reduction might be in the order of 20 per cent, if

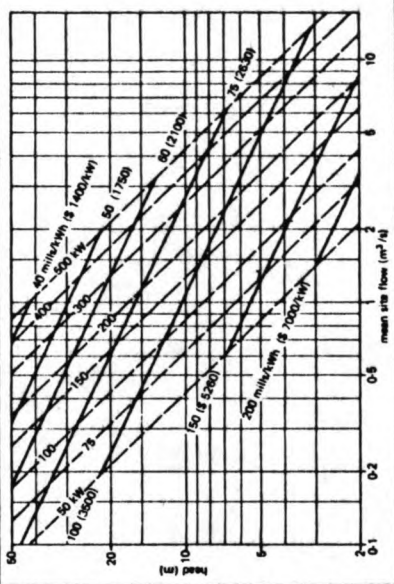


Fig. 3. Cost of energy and capacity from small-scale hydro plant, with no penstock and capacity less than 500 kW, installed at existing dam.

For any particular value of S , Eqs. (10) and (11) can be illustrated as a family of curves on a graph¹⁵. Figs. 2 and 3 show the relationships between cost of energy (as well as unit cost of installation), mean flow, and available head at the site, for values of S equal to 2.6 and 3.7. These values correspond to power facilities at existing dams requiring no penstock, where the installed capacity is above and below 500 kW, respectively. Similar charts can be constructed for other values of S , or alternatively the value obtained from one of the existing charts can be adjusted by multiplying by the ratio of S values. Figs. 2 and 3 also give the installed capacity at a site from the mean flow and head.

For example, from Fig. 2, if a site has an average streamflow of 10 m³/s and an available head of 17 m then the installed capacity would be 2000 kW. If the site had an existing dam in good condition and the power facility required no penstock, the project cost would be about \$890/kW, or \$1,780,000. The average annual generation would be 8,760,000 kWh (2000 kW × 0.50 × 8760 h/yr) and the cost of energy would be 25.4 mill/kWh. As mentioned previously, these prices are based on 1978 costs, and will have to be adjusted to allow for inflation.

In particular cases fairly simple adjustments can be made to the figures obtained from the formulae to account for no pondage being available, a downstream minimum flow requirement, seasonal flow regulation from upstream storage, any capacity credit attributable to the project, and an annual cost factor which differs from the assumed 12.5 per cent.

The cost of energy obtained using the method outlined here can then be compared with the rates at which the energy from the project can be sold, or with the saving in purchases by the owner. For projects with little pondage the generation will be irregular, and the value of the energy generated will generally be equivalent to the fuel displacement rate in large oil-fired thermal plants.

Conclusion

The cost of fuel oil has risen dramatically since 1973 and is likely to continue rising at rates greater than general inflation. This means that small hydro projects will become more attractive economically as time passes. Projects which do not appear to be economic today might become so in several years time. The formulae and charts given in this paper will permit a quick assessment to be made of costs associated with adding power facilities at existing dams where the head and flow are known. Since there are thousands of dams where power facilities could be added, the formidable task of assessing

each one can be reduced to manageable proportions. Finally, two less tangible, but nevertheless important factors, which should also be considered when contemplating the development of small hydro are the reliability of supply of imported fuel oil, and the fact that small hydro is a renewable resource with limited environmental impact using proven technology. These are considerations to which a precise monetary value cannot be applied, but which must be included in any assessment of a small hydro site.

References

1. TAYLOR, R. J., FOLLIN, J. W., ET AL., "Problems of Hydroelectric Development at Existing Dams", Johns Hopkins University, Applied Physics Laboratory, Report HE-003 QM-78-243, November 1978.
2. "Hydroelectric Power Evaluation", Federal Energy Regulatory Commission, USA, August 1978.
3. DE SEAVO, F. AND DE LEVA, F., "Modern Trends in Selecting and Designing Francis Turbines", and ditto "Kaplan Turbines", Water Power August 1976, and December 1977.
4. LASU, S. AND PERSSON, T., "Mini Power Stations in Sweden", Internationale Fachtagung über Umbau und Erweiterung von Wasserkraftanlagen, 3 March 1979, Zürich, No. 34, Mittellagen der Versuchsstation für Wasserbau Hydrologie und Glaziologie, Fall 1, Canadian Electrical Association, Vancouver, Canada, March 1979.
5. EVERDELL, R. A., "Installation of Mini Hydro Unit at Masdell Falls", Canadian Electrical Association, Vancouver, Canada, March 1979.
6. HENDERSON, J. L., "Small Hydro Sets Can Yield Competitive Energy", *Energy International*, August 1978.
7. "The Importance of Standardization in the Development of Small Hydroelectric Sites", Canadian Electrical Association, Vancouver, Canada, March 1979.
8. WILLER, D. C., "Some Basic Considerations", Low Head Hydro, Idaho Water Resources Institute, University of Idaho, Idaho, USA.
9. WILLER, D. C., "Potential at Existing Impoundments", Low Head Hydro, Idaho Water Resources Institute, University of Idaho, Idaho, USA.
10. WILLIAMSON, J. V. AND PIETZ, A. W., "Feasibility Investigation of Five Low Head Hydroelectric Projects under DOE Grant Program", ASCE Spring Convention, Boston, USA, 1979.
11. NEWBURY, F. E. AND HURT, R., "Small Hydro-Site Economic", Canadian Electrical Association, Vancouver, Canada, March 1979.
12. BACHMANN, J., "Standardisierte Kleinanlagen eine wirtschaftliche Lösung zur Nutzung Kleiner Wasserkraft", Internationale Fachtagung über Umbau und Erweiterung von Wasserkraftanlagen, 3 March 1979, Zürich, No. 34, Mittellagen der Versuchsstation für Wasserbau Hydrologie und Glaziologie, Fall 1, Canadian Electrical Association, Vancouver, Canada, March 1979.
13. "Feasibility Assessment of Small Hydro Power PRDA-1700", US Department of Energy, Idaho, USA, May 1979.
14. GOSWAMI, J. L., PERSSON, A. C. AND HURT, R., "A Re-assessment of Small Hydro Development in Nova Scotia", Third Atlantic Region CSCE Hydrotechnical Conference, February, 1978.
15. O'BAUN, E., "Small Hydroplants in the Northeast", *Electrical World*, August 15, 1977.

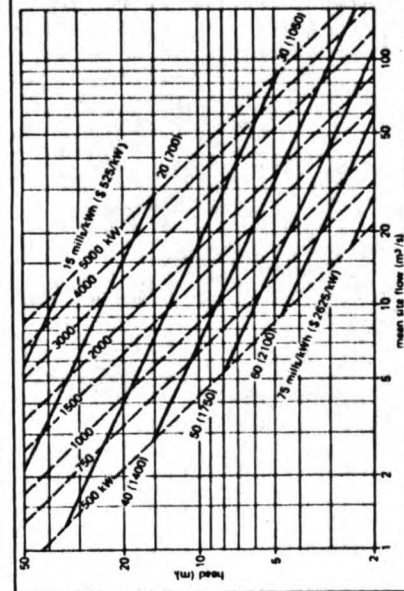


Fig. 2. Cost of energy and capacity from small-scale hydro plant, with no penstock and capacity over 500 kW, installed at existing dam.

Estimating hydro station costs

By J. L. Gordon,
Vice President, Hydro*

Formulae are developed for generating station costs for installed capacities of 5–1000 MW and heads of 10–300 m.

IN A PREVIOUS paper¹, the author demonstrated that it was possible to develop mathematical formulae to estimate the cost of hydroelectric generating stations for small installations of up to 5 MW capacity. Data for larger installations of up to 1000 MW capacity have been published by the United States Department of Energy². These data can be combined into one formula which will express the cost of the generating station as a function of installed capacity and head.

The generating station cost (C_g) includes all civil work, all necessary mechanical and electrical equipment, direct and indirect costs, and engineering and owner's administration (but excluding interest during construction) associated with the construction and installation of a surface powerhouse and adjacent step-up sub-station. It is expressed in 1978 US dollars.

The Department of Energy data² contains a graph showing the generating station cost per kilowatt plotted against the head in feet, for various generating station capacities ranging from 25 MW up to 1 GW. These data can be re-plotted on log-log paper as shown in Fig. 1 with the total installed cost plotted against the head in metres.

For generating stations up to 5000 kW capacity, the cost given¹ in the previous article is:

$$C_p = 9000 \text{ S kW}^{0.7} H_R^{-0.35} \quad \dots (1)$$

where C_p is the generating station cost as defined previously, S is a factor depending on the capacity and the requirements for a penstock, and H_R is the rated head in metres. For installed capacities in excess of 500 kW (excluding the penstock since it does not form part of the generating station cost) the site factor has been established¹ as having a value of 2.6. Accordingly, the preceding formula can be re-written as:

$$C_p = 2.9 \times 10^6 \text{ MW}^{0.7} H_R^{-0.35} \quad \dots (2)$$

This equation has also been plotted in Fig. 1 for an installation of 5 MW, and it will be noted that the slope and location of the line appears to agree with the other data for generating stations of more than 25 MW capacity. To determine whether this is precisely so, the equations for each line were determined in the following form:

$$\text{Cost} = A H_R^{-x} \quad \dots (3)$$

The values of the coefficient A and the exponent x are

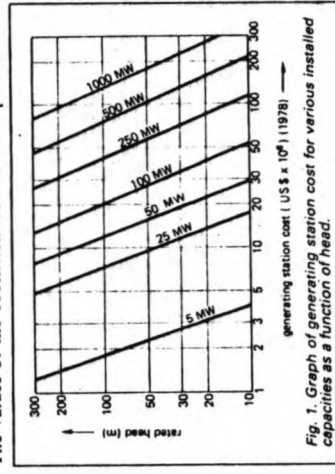


Fig. 1. Graph of generating station cost for various installed capacities as a function of head.

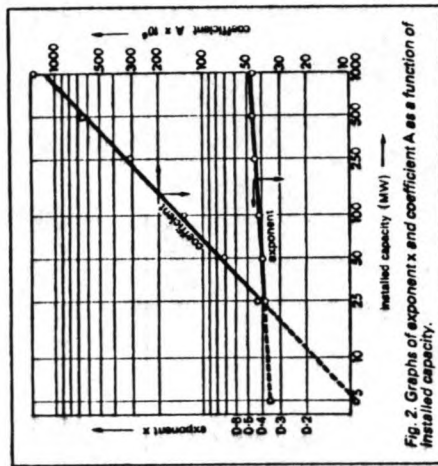


Fig. 2. Graph of exponent x and coefficient A as a function of installed capacity.

plotted against the installed capacity in Fig. 2, where it will be noted that the coefficient and the exponent both plot on a straight line for the Department of Energy data, and when these lines are extrapolated down to an installed capacity of 5 MW, there is close agreement. This is surprising since the cost equation for 5 MW capacity was developed from completely different data from those for 25 MW capacity and above.

From Fig. 2, formulae can be developed for coefficient A and the exponent x as follows:

$$A = 2.1 \times 10^6 \text{ MW}^{0.92} \quad \dots (4)$$

$$x = 0.32 \text{ MW}^{0.058} \quad \dots (5)$$

Eqs. (3), (4) and (5) can then be combined into one equation as follows:

$$C_p = 2.1 \times 10^6 \text{ MW}^{0.92} H_R^{-0.32 \text{ MW}^{0.058}} \quad \dots (6)$$

and is applicable to generating stations with an installed capacity above 5 MW, and heads between 10 and 300 m. For installed capacities below 5 MW, Eq. (2) should be used. At an installed capacity of 5 MW Eq. (2) becomes:

$$C_{5\text{MW}} = 9.09 \times 10^6 H_R^{-0.35} \quad \dots (7)$$

and Eq. 6 becomes:

$$C_5 \text{ MW} = 9.23 \times 10^6 H_R^{-0.35} \quad \dots (8)$$

for a difference between Eqs. (7) and (8) of only 1.5 per cent. Eq. (6) agrees with the Department of Energy graph within ± 2 to ± 8 per cent, with the maximum difference being in the region of 100 MW at 60 m head.

One of the advantages of producing cost data in the form of an equation instead of a graph, is that the form of the equation can be studied to determine whether the data are reasonable or not. An examination of Eq. (6) indicates the following:

*Montreal Engineering Company Limited, PO Box 6088, Station A, Montreal H3C 3Z8, Canada.

- The power exponent is less than unity, indicating a reduction in unit cost with increasing power, as would be expected, but at a value of 0.92, it is not as low as one would expect.
- The head exponent is a function of the installed capacity and slowly increases with increase in capacity. However the change is small, from 0.35 at 5 MW to 0.48 at 1000 MW.
- The incremental cost is both a function of the head and the capacity. For a head of 100 m, the incremental cost of a 10 per cent increase in capacity to 110 MW becomes 8 per cent and would have been 9.2 per cent if the effect of the capacity on the head exponent were neglected.

In Eq. (6) the "constant" 2.1×10^6 is a factor dependent on both the rate of inflation and the local construction costs. Eq. (6) gives the cost in 1978 dollars for generating stations in North America. To obtain the current cost, two methods are available:

- multiplying the 1978 dollar cost by a cost index, such as the Water and Power Construction Cost Index³; or,
- obtaining the actual or estimated cost of a generating station near the area where the new station is to be built, and from this data develop a new factor.

An example of the second method has been derived from the construction cost data from the recently commissioned Charlot river hydro project in northern Saskatchewan⁴, where the powerhouse contains two 5.5 MW vertical Francis turbines operating under a head of 28 m. The 1980 Canadian dollar cost of constructing the powerhouse and sub-station was just under \$12 million, including an appropriate proportion of the overhead costs such as the construction camp and engineering. (The overhead costs attributable to the generating station were based on the actual civil construction costs, plus those for the mechanical and electrical equipment installation, to which was added a proportion of the on-site overhead costs such as the construction camp and construction supervision, plus the cost of manufacture and delivery to site of the mechanical and electrical equipment. To all of this was added a proportion of the off-site overhead expenses such as engineering, insurance and owner's administration.) Applying these data to Eq. (6), the factor becomes 4.5×10^6 , or more than twice the factor based on 1978 costs in the USA. The increase is the result of:

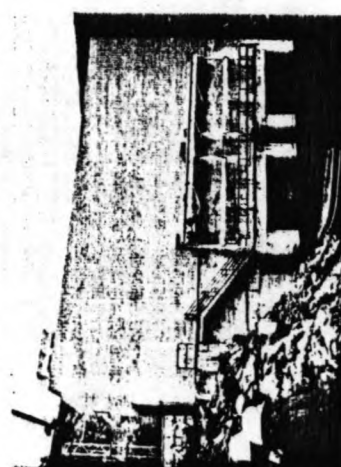
- the effect of two years' inflation;
- the lower value of the Canadian dollar; and,
- the higher construction costs in northern Saskatchewan.

If an allowance of 20 per cent is made for two years' inflation, and 17 per cent for the lower value of the Canadian dollar, then the effect of higher construction costs will be about 50 per cent, not an unreasonable figure bearing in mind the remote location of the project in the northwestern corner of Saskatchewan, accessible only by air, by barge from waterways in Alberta during the open water season, or by a road of ice and snow in winter. These access difficulties combined with the sub-arctic climate are the major reasons for the high construction cost, and serve to illustrate the effect local conditions can have on project estimates.

In conclusion, the formulae should be used with caution in pre-feasibility estimates of conventional hydroelectric surface powerhouses and sub-stations, and perhaps as a check when estimating costs in feasibility studies. Furthermore, a detailed cost estimate or better still, the actual construction cost of a nearby power station, should be used to determine the local value of the cost factor. □

References

1. GORDON, J. L. and PENMAN, A. C., "Quick Estimating Techniques for Small Hydro Potential", *Water Power & Dam Construction*, September 1979.
2. "Hydroelectric Power Evaluation", United States Department of Energy, Report No. DPE/PERC-0031, August 1979.
3. "Report on Power Construction Costs", Water and Power Resources Service (Bureau of Reclamation), Colorado, USA.
4. HUNTER, J. M., ANDERSON, E. and LO, F. L., "Hydro in Northern Saskatchewan—Charlot River Power Development", Canadian Electrical Association, Montreal, Canada, Spring Meeting, 1980.



A view of the 11 MW remote-controlled Charlot river powerhouse, 2 km north of Lake Athabasca, in the northwestern corner of Saskatchewan. The plant contains two vertical Francis units operating under a head of 28 m, and cost \$12 million (Canadian).

Uit deze figuur is het volgende afgelezen :

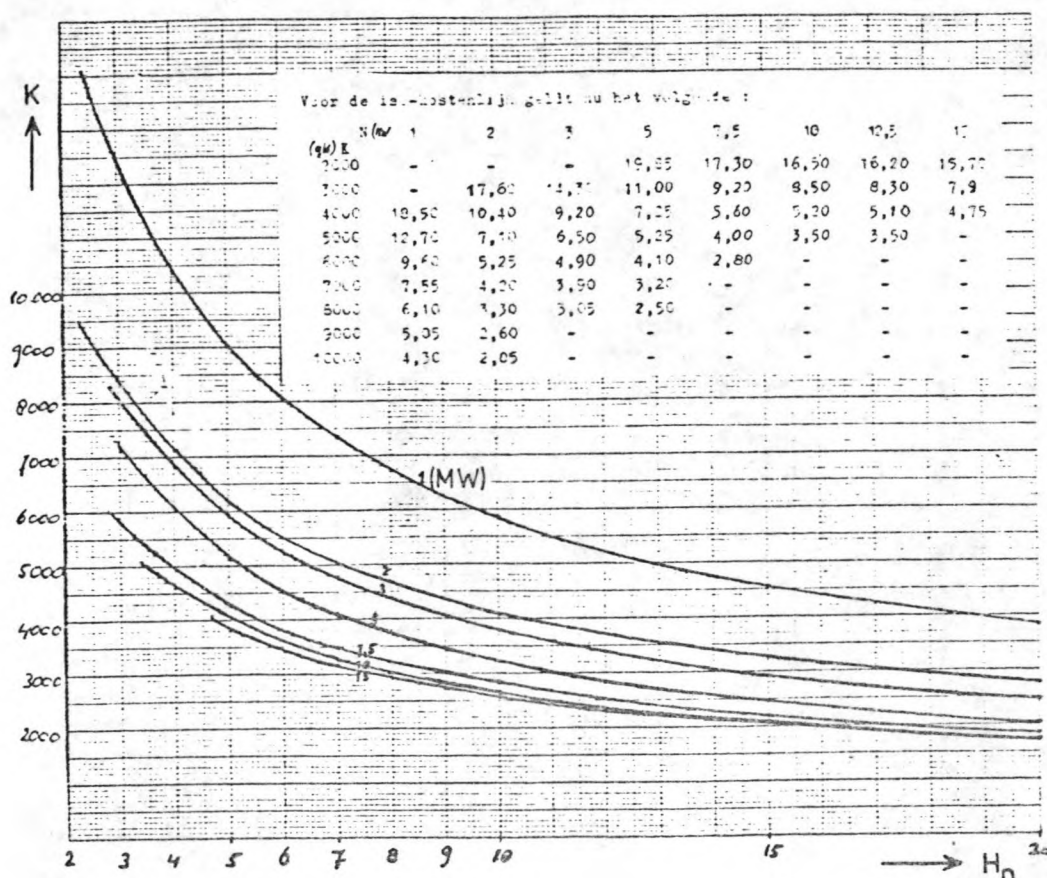
$N(MW)$	1	2	3	5	7,5	10	12,5	15
$(m) H_n$								
20	590	850	1130	1550	2130	2700	3380	3990
15	700	1000	1350	1890	2540	3250	4000	4720
10	900	1250	1750	2480	3250	4100	5100	5970
7	1130	1550	2200	3150	4020	5100	6300	7300
5	1390	1900	2740	3950	4950	6250	7800	8890
..	2150 _{2,6r}	2700 _{2,6r}	3900 _{2,6r}	5500 _{2,6r}	6400 _{2,6r}	7800 _{2,6r}	9700 _{2,6r}	

Omgerekend naar guldens ($1\text{ gld} = 2,5 \text{ gld}$) per kW volgt nu :

N	1	2	3	5	7,5	10	12,5	15
H_n								
20	3835	2762	2448	2015	1846	1755	1758	1729
15	4550	3250	2925	2457	2201	2112	2080	2045
10	5850	4062	3792	3224	2817	2665	2652	2587
7	7345	5038	4767	4095	3484	3315	3276	3163
5	9035	6175	5937	5135	4290	4062	4056	3852
..	13975	8775	8450	7150	5547	5070	5044	

Deze waarden zijn berekend met een 'site faktor' $SF = 2,6$ welke volgens Gordon bij kleinere vermogens geldt.

Met behulp van interpolatie (lineair rekenkundige en grafische) kunnen nu de iso-kostenlijnen bepaald worden.



bedrijf	centrale	productie- vermogen MW	productie GWh	afgifte eigen voor- zieningsgebied GWh
EGD	Helpman	94		
	Hunze	643		
	Eemscentrale	611		
		1 346	4 257	4 454
PEB in Friesland	Leeuwarden	150		
	Bergum	646		
		793	3 390	1 457
IJsselcentrale	Harculo	697		
	Hengelo	154		
		850	2 511	3 721
PGEM	Flevocentrale, Lelystad	860		
	Gelderland, Nijmegen	438		
	Borculo	25		
		1 321	4 314	5 425
PEGUS	Nic. Beetsstraat, Utrecht	44		
	Merwedekanaal, Utrecht	161		
	Lage Weide, Utrecht	639		
		840	2 907	2 868
GEB Amsterdam	Hemweg	779		
	Noord	92		
	Vuilverbranding	34		
		904	2 964	2 681
PEN	Velsen	1 068		
	Diemen	370		
		1 436	4 818	5 842
EZH: SFGE Leiden GE 's-Gravenhage GEB Dordrecht GB Delft GEB Rotterdam	Leiden	5		
	's-Gravenhage	121		
	Merwedehaven	404 ¹⁾		
	Delft	100		
	Galileïstraat	161		
	Schiehaven	180		
	Waalhaven	944		
	Maasvlakte	1 052		
		2 962	11 410	11 768
PZEM	Zeeland, Vlissingen	260		
	Borssele	837 ²⁾		
	Terneuzen	23		
		1 120	4 968	5 285
PNEM	Amercentrale, Geertruidenberg	1 571		
	Dongecentrale, Geertruidenberg	116		
		1 686	6 431	7 980
PLEM	Maascentrale, Buggenum	719		
	Clauscentrale, Maasbracht	960		
		1 678	7 346	4 725
GKN	Dodewaard	52 ³⁾		
		52	384	—
Totaal		14 988	55 700	56 206

¹⁾ waaronder productie-eenheden uitsluitend ingericht voor stoken van aardgas die op grond van hun gascontract niet steeds ten volle beschikbaar zijn.
²⁾ waarvan 443 MW kernenergie
³⁾ kernenergie

Materials and labor cost trends in the U.S.

The ENGINEERING NEWS-RECORD construction cost index was created in 1921 to diagnose price changes that occurred during and immediately following World War I and to evaluate their effect on construction costs.

The index was designed as a general purpose construction cost index to chart basic costs. It is a weighted aggregate index of the prices of constant quantities of structural steel, Portland cement, lumber and common labor. This hypothetical block of construction, repriced weekly, was valued at \$100 in 1913 prices.

The original use of the common labor quantity in the construction cost index was based on the idea that it set the trend for all wage rates. In the '30s, however, wages plus fringe benefits climbed much faster for laborers than for skilled tradesmen, in percentage terms.

The ENR building cost index was introduced in 1938 to weigh the impact of skilled labor in construction cost trends. For its labor component it uses an average of carpenter, bricklayer and structural ironworker wages. Its materials component is the same as that used in the construction cost index. The index also represents a hypothetical construction block valued at \$100 in 1913 prices.

Because the indexes are designed to indicate basic underlying trends of construction costs in the U.S., they use construction materials least influenced by purely local conditions. Steel, lumber and cement were selected because they promised the most stable relation to the nation's economy and its price structure. Other reasons to base ENR's indexes on only three basic materials are:

- The materials selected are governing cost factors because of their predominant use in construction. Their continued importance is assured since none is likely to go out of use.
- Reliable price quotations are available promptly for all three, so that the index can be computed swiftly, giving it maximum timeliness.
- While there might be some weakness in an index based on a small number of components, it was felt that a large number of elements would increase the time lag between verifying correct prices and releasing the computed index.
- Finally, an index made up of fewer elements or components is more sensitive than one made up of many.

A broad base. A number of users of ENR cost indexes have incorrectly assumed that the ENR cost indexes are based on the quantities of materials used in construction during 1913. In this belief, they have asked if the original weighting should be adjusted to quantities of materials now used. Actually, the base used was broader.

The relative importance of the elements in each index was based on U.S. annual production of each material and the number of nonfarm laborers and skilled workers. Total production was taken instead of only the amount of steel, lumber and cement used on construction.

Construction cost index

Building cost index

Materials component

This index is based on 1913=100

See ENR Indexes

Cost indexes based on 1913=100



BUILDING COST INDEX HISTORY 1913-1978

How ENR builds the Index: 68.38 hours of skilled labor at the 20-cities average of bricklayers', carpenters' and structural ironworkers' rates, plus 25 cwt of standard structural steel shapes at the mill price, plus 22.56 cwt (1.128 tons) of Portland cement at the 20-cities average price, plus 1,088 feet of 2 x 4 lumber at the 20-cities average price.

1913 - 100	Monthly	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual Average
1913	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1914	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1915	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1916	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1917	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1918	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1919	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1920	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1921	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1922	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1923	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1924	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1925	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1926	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1927	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1928	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1929	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1930	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1931	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1932	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1933	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1934	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1935	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1936	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1937	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1938	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1939	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1940	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1941	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1942	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1943	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1944	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1945	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1946	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1947	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1948	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1949	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1950	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1951	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1952	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1953	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1954	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1955	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1956	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1957	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1958	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1959	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1960	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1961	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1962	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1963	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1964	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1965	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1966	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1967	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1968	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1969	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1970	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1971	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1972	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1973	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1974	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1975	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1976	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1977	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1978	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1979	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1980	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1981	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

CONSTRUCTION COST INDEX HISTORY 1905-1978

How ENR builds the Index: 200 hours of common labor at the 20-cities average rate, plus 25 cwt of standard structural steel shapes at the mill price, plus 22.56 cwt (1.128 tons) of Portland cement at the 20-cities average price, plus 1,088 board feet of 2 x 4 lumber at the 20-cities average price.

1913 = 100														
Monthly														
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual Average	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101	1916	130	1925	207	1934	196	1943	299	1952	569	1961	877	
1908	97	1917	161	1926	208	1935	198	1944	359	1953	620	1962	912	
1909	96	1918	198	1927	215	1936	206	1945	398	1954	658	1963	936	
1910	96	1919	198	1927	207	1937	235	1946	436	1955	696	1964	936	
1911	93	1920	251	1929	207	1938	235	1947	413	1956	692	1965	971	
1912	91	1921	202	1930	203	1939	236	1948	471	1957	724	1966	1019	
1913	100	1922	174	1931	181	1940	242	1949	471	1958	759	1967	1070	
1914	69	1923	214	1932	157	1941	258	1950	510	1959	787	1968	1155	
1906	95	1915	93	1924	215	1933	170	1942	276	1951	543	1960	824	
1907	101													

Water and power construction costs

XI^b

	October						% chg. % chg.	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	7/81	10/80
COMPOSITE INDEX	1.97	2.08	2.20	2.36	2.61	2.92	3.16	+1.9
DAMS: Earth	1.97	2.05	2.13	2.24	2.51	2.82	3.02	+0.7
Structures	1.90	1.96	2.04	2.13	2.34	2.58	2.80	+1.1
Spillway	2.03	2.10	2.18	2.31	2.66	3.07	3.22	+0.3
Outlet works	2.09	2.18	2.29	2.45	2.78	3.17	3.37	+1.2
Concrete	1.94	2.04	2.16	2.32	2.62	3.00	3.20	+0.6
Diversions	1.95	2.06	2.18	2.33	2.59	2.89	3.13	+1.6
PUMPING PLANTS								
Building & equipment	1.98	2.09	2.24	2.41	2.65	2.93	3.19	+2.2
Structure, rein conc & improv	1.93	2.03	2.16	2.32	2.59	2.87	3.06	+1.3
Equipment	2.07	2.20	2.36	2.55	2.75	3.05	3.39	+3.0
pumps & prime equip	2.13	2.27	2.45	2.67	2.87	3.19	3.57	+2.9
accessory elec & misc equip	2.01	2.12	2.24	2.39	2.59	2.86	3.14	+3.3
STEEL PENSTOCKS, DISCHARGE PIPES	2.02	2.15	2.29	2.51	2.74	3.03	3.36	+2.8
CANALS	1.99	2.07	2.18	2.31	2.58	2.86	3.08	+1.7
Earthwork	2.01	2.07	2.17	2.29	2.55	2.83	3.10	+2.0
Structures	1.96	2.06	2.19	2.35	2.61	2.89	3.08	+1.3
CONDUITS (tunnels, conc-lined)	1.94	2.05	2.18	2.35	2.60	2.89	3.17	+3.3
LATERALS & DRAINS	1.91	1.99	2.06	2.17	2.43	2.70	2.90	+1.8
Earthwork	1.92	1.99	2.05	2.13	2.37	2.63	2.89	+2.1
Structures	1.90	2.00	2.08	2.08	2.46	2.74	2.91	+1.4
POWER PLANTS, HYDRO								
Building & equip	1.97	2.08	2.21	2.36	2.58	2.93	3.22	+2.5
Structure, rein, conc & improv	1.94	2.04	2.17	2.33	2.60	2.87	3.07	+1.3
Equipment	1.98	2.11	2.25	2.40	2.59	3.01	3.33	+2.8
turbines & generators	2.00	2.12	2.26	2.41	2.60	3.05	3.38	+2.7
accessory elec & misc equip	1.95	2.06	2.18	2.34	2.54	2.77	3.05	+3.4
PIPELINE, conc	1.38	1.96	2.02	2.22	2.46	2.75	2.96	+1.4
PIPE DISTRIBUTION SYSTEMS	1.89	1.97	2.04	2.33	2.46	2.73	2.95	+1.7
SWITCHYARDS & SUBSTATIONS	1.91	2.01	2.13	2.28	2.52	2.79	3.02	+2.7
TRANSMISSION LINES								
Wood poles, 115 kv	1.96	2.09	2.33	2.52	2.85	3.05	3.22	+0.9
poles & fixtures	2.16	2.31	2.58	2.82	3.25	3.33	3.36	+0.6
conductors, devices	1.78	1.88	2.09	2.24	2.46	2.78	3.09	+1.3
Steel tower, 230 kv	1.98	2.08	2.25	2.48	2.71	3.04	3.35	+2.8
GENERAL PROPERTY—BUILDINGS	2.00	2.12	2.28	2.49	2.77	2.96	3.18	+2.6
ROADS, primary	1.99	2.09	2.22	2.39	2.75	3.12	3.28	+0.6
Secondary	1.94	2.02	2.11	2.32	2.69	3.20	3.29	-0.9
BRIDGES, steel	1.99	2.11	2.23	2.42	2.66	3.00	3.21	+1.9

Source: Bureau of Reclamation, Denver, Colo. Base: 1967 = 1.0

*Project cost to federal gov't of water and power projects in 17 western states.

Tabel 4.2.2. Gezinsconsumptie, reeks voor werknemersgezinnen met in 1975 een bruto-inkomen van minder dan \$ 31 000, prijsindex cijfers (1975 = 100)
Final consumption expenditure of households, series for wage earners and salaried employees with a gross income in 1975 of less than \$ 31,000, price index numbers

A. Per artikelgroep

	Wegings- factor 1)	1978	1979	1980	1980		1981						
		Jaargemiddelden			Julij	Aug.	Febr.	Mrt.	Apr.	Mei	Juni	Julij	Aug. 2)
1. VOEDING	280	116.3	118.8	124.1	123.9	124.8	127.9	128.9	129.8	130.6	130.4	131.5	131.7
brood, gebak, meelprodukten	40	119.0	123.6	130.0	130.4	130.9	135.7	136.0	137.1	137.6	138.1	138.8	140.9
aardappelen, groenten, fruit	43	109.9	117.0	122.0	118.9	124.5	133.8	137.7	139.1	138.6	134.7	135.0	131.9
suiker, chocolade, kruidenierswaren	29	134.3	130.2	133.2	134.3	133.3	131.3	130.9	131.1	131.3	131.3	134.4	135.1
dranken, maaltijden	49	112.6	114.6	121.1	121.4	121.5	123.7	124.2	124.7	125.1	125.5	125.8	126.2
vlees, vis, pluimvee	69	115.9	118.6	123.3	124.0	124.0	124.8	125.2	126.1	127.5	129.0	130.8	131.3
zuivelprodukten, vetten	50	113.5	114.6	119.6	119.5	119.3	122.9	124.4	125.3	127.4	126.8	127.6	127.4
2. WONING	293	123.6	130.4	141.5	144.9	145.1	151.0	151.6	152.0	152.5	152.7	158.8	159.1
huur	111	127.0	136.4	145.9	150.9	150.9	151.0	151.0	151.0	151.0	151.0	163.5	163.5
woninginrichting	46	118.3	122.1	130.0	130.9	131.6	135.9	136.2	137.7	137.8	138.2	137.9	139.7
huishoudelijke apparaten	17	106.7	106.5	110.3	110.3	110.5	112.7	113.5	113.8	114.0	113.8	114.0	114.3
huishoudelijke artikelen, onderhoud	31	114.7	119.3	128.7	128.3	128.6	134.0	134.9	135.4	136.1	136.5	137.2	137.5
bloemen, planten tuin	9	121.4	121.0	126.2	130.1	130.3	121.2	123.8	123.3	125.2	126.5	134.5	132.6
energie	39	135.0	144.5	170.0	176.0	176.2	205.7	207.6	208.0	210.3	210.4	212.6	212.6
2. KLEDING EN SCHOEISEL	98	121.1	127.6	137.6	131.9	133.6	136.2	140.9	144.5	144.8	143.0	130.5	131.7
kleding	75	119.5	123.4	130.0	123.2	125.5	128.1	133.1	137.0	137.1	134.7	122.3	123.1
opschik	4	111.9	122.0	178.0	176.9	176.5	176.7	176.3	176.5	176.6	177.0	174.7	172.6
schoeisel	16	135.5	148.4	163.2	155.5	160.5	163.7	168.7	172.5	174.0	173.6	156.6	160.3
lederwaren	3	120.8	127.5	137.4	134.2	136.4	138.7	138.3	138.6	141.2	141.4	138.4	137.6
4. HYGIENE, MEDISCHE VERZORGING	145	126.6	133.2	140.5	141.5	141.6	145.1	147.2	147.5	148.0	148.9	149.4	149.9
reiniging, huishoudelijke hulp	19	117.2	120.5	126.1	126.5	126.7	130.0	130.1	130.1	130.6	130.5	130.9	131.1
lichamelijke verzorging	15	116.7	120.1	126.9	126.9	127.7	130.3	130.6	131.5	131.8	132.9	133.1	133.5
medische verzorging	111	129.5	137.2	144.8	146.1	146.1	149.6	152.4	152.6	153.2	154.2	154.8	155.3
5. ONTWIKKELING, ONTSPANNING, ROKEN, VERKEER	210	117.3	121.9	130.4	131.2	131.3	135.4	136.1	137.5	138.3	139.2	140.9	141.8
ontwikkeling, ontspanning	106	116.1	120.2	126.6	127.2	127.4	130.8	131.2	132.6	133.0	133.1	134.5	134.7
roken	15	128.5	130.9	148.2	150.4	150.4	150.8	153.3	161.7	161.7	162.0	162.0	162.0
verkeer	89	116.9	122.3	132.1	132.8	132.7	138.2	139.2	139.2	140.6	142.5	145.0	146.8
6. PARTICULIERE VERZEKERINGEN	14	130.2	137.9	142.8	142.7	143.2	146.3	146.2	145.8	147.3	147.6	148.5	148.8
schadeverzekeringen	6	139.7	150.4	151.7	152.1	152.2	150.0	150.0	148.9	149.2	149.3	150.6	150.7
kapitaalverzekeringen	8	123.1	128.6	136.2	135.6	136.5	143.4	143.3	143.5	145.9	146.3	146.9	147.4
Totaal 1 000		120.5	125.6	133.8	134.3	134.9	138.9	140.2	141.3	141.9	142.0	143.1	143.6

1) In o/oo van de totale consumptieve gezinsuitgaven in 1975.

2) Voorlopige cijfers.

prijzen

prijzen

[illegible]

rivier	plaats	peil	ΔH	
Rijn	Pannerden	9,42 ⁺		
	stuw Driel		2,80	
	stuw Amerongen	6,00 ⁺	3,50	
	stuw Hagestein	2,0-3,0 ⁺ 0,2 ⁺ -0,1 ⁻	2,50	
Maas	Visé	44,0 ⁺		
	sluis Born		11,35	
	sluis Maasbracht	32,65 ⁺	12,25	
	sluis Heel	20,40 ⁺	6,40	
	stuw Belfeld	14,00 ⁺	3,25	
	stuw Sambeek	10,75 ⁺	3,25	
	stuw Grave	7,50 ⁺	3,00	
	stuw Lith	4,50 ⁺ 1,16-1,02 ⁺	3,35	
Vecht	Haandrik	9,10 ⁺		
	stuw Haandrik			
	stuw Junne			
	stuw Emminkhorst	2,40 ⁺	1,20	
	stuw Vechterweerd	1,20 ⁺ 0,10 ⁻	1,30	
Roer				
Niers				
Jeker				
Dinkel				
getijde		HW	LW	H
	Nieuwe Statenzijl	1,32 ⁺	1,72 ⁻	3,04
	Delfzijl	1,19 ⁺	1,55 ⁻	2,74
	Lauwersmeer	0,94 ⁺	1,44 ⁻	2,40
	Harlingen	0,84 ⁺	0,98 ⁻	1,82
	Den Helder	0,50 ⁺	0,84 ⁻	1,34
	Hoek van Holland	0,90 ⁺	0,66 ⁻	1,56
	Burghsluis	1,39 ⁺	1,37 ⁻	2,76
	Bruinisse	1,72 ⁺	1,71 ⁻	3,43
	Vlissingen	1,95 ⁺	1,83 ⁻	3,78
	Terneuzen	2,11 ⁺	1,95 ⁻	4,06
	Hansweert	2,26 ⁺	2,10 ⁻	4,36
	Hinkelenoord	2,47 ⁺	2,06 ⁻	4,53

Specifieke kosten uitwateringssluizen

Met de voortvarende medewerking van de Direktie Bruggen en sluizen is geprobeerd een relatie aan te geven tussen het stromend profiel in de keel (μA) en de bouwkosten van uitwateringssluizen in een pre-feasibility fase. Hiervoor hebben een achttal projecten de revue gepasseerd : Lauwerszee, Afsluitdijk, Houtrib-, Nijkerker-, Haringvliet-, Brouwersdam, Volkeraksluizen en de Oosterschelde-stormvloedkering.

Door gebrek aan parate gegevens -door veroudering (Afsluitdijk) of door complexiteit (kosten dam, scheepvaartsluis, uitwateringssluis en overbrugging lopen door elkaar heen)- is van een viertal projecten een kostenkalkulatie gemaakt op prijspeil 1980 :

Haringvlietsluizen : in 1958 begroot op $131 \cdot 10^6$ gld, in 1964 berekend op $148 \cdot 10^6$ gld, kosten dan in 1980 volgens blz 25 aan betonwerken :

$$\frac{3237}{759} \times 131 \cdot 10^6 \stackrel{?}{=} \frac{3237}{936} \times 148 \cdot 10^6 = 558 \text{ à } 512 \cdot 10^6 \text{ gld.}$$

Voor de bewegende delen is gerekend met 20.000,- per ton staal (anno 1980). Zeventien dubbelkerende deuren à 500 ton leveren dan een kostenpost van :

$$2 \times 17 \times 500 \times 20.000,- = 340 \cdot 10^6 \text{ gld.}$$

Hierbij komen dan nog de storttebedden ca. 250.000 m^2 à $150,-/\text{m}^2$ ten bedrage van $37 \cdot 10^6$ gld.

De Haringvlietsluizen hebben een nat profiel van :

$$17 \times (57,5 \times 5,5) \times 0,8 = 4300 \text{ m}^2,$$

zodat de specifieke kosten worden : $\frac{912 \cdot 10^6}{4300} = 212.000/\text{m}^2$

Volkeraksluizen : uit het complex van schutsluizen, spuisluizen, dam en overbrugging is hier getracht de kosten van de uitwateringssluis als volgt te destilleren : bekend was dat over alle kunstwerken een gemiddelde kuub-betonprijs gerekend kan worden van 750,- (prijspeil 1974). Voor 1980 volgt dan :

$$\frac{3237}{2020} \times 750 = 1200,-/\text{m}^3 \text{ (incl. bouwput, bemaling, opruimen, enz.)}$$

De spuisluizen in de Volkerak hebben een betoninhoud van ca. 30.000 m^3 , zodat de betonwerken op $36 \cdot 10^6$ gld begroot kunnen worden.

De speciale (stort)paalfundering -ca. $10.000 \text{ m}'$ à $120,-$ kost anno 1980 ca. $12 \cdot 10^6$ gld, terwijl de dubbelkerende schuiven $2 \times 4 \times 145$ ton ca. $23 \cdot 10^6$ gld kosten.

Dit complex heeft een nat profiel μA van :

$$4 \times (30 \times 4,25) \times 0,95 = 485 \text{ m}^2$$

zodat de specifieke kosten zo'n $147.000,-/\text{m}^2$ bedragen.

Oosterschelde : er wordt thans (1982) gefluisterd dat de stormvloedkering $3600 \cdot 10^6$ gld gaat kosten. Rekening houdend met een kostenstijging van 6 % per jaar is dat in 1980 ca. $3240 \cdot 10^6$ gld geweest. De Oosterscheldewerken hebben een nat profiel in de keel van 18000 m^2 , zodat de specifieke kosten $180.000,-/\text{m}^2$ zijn.

Brouwerdam : het sluizencomplex in de Brouwersdam is van het venturi-type, zodat van te voren reeds vastgesteld kan worden dat dit een ander soort sluis is.

De kosten bedroegen -all in- $44 \cdot 10^6$ gld in 1977, dat wil zeggen in 1980 : $\frac{3237}{2577} \times 44 \cdot 10^6 = 55 \cdot 10^6$ gld.

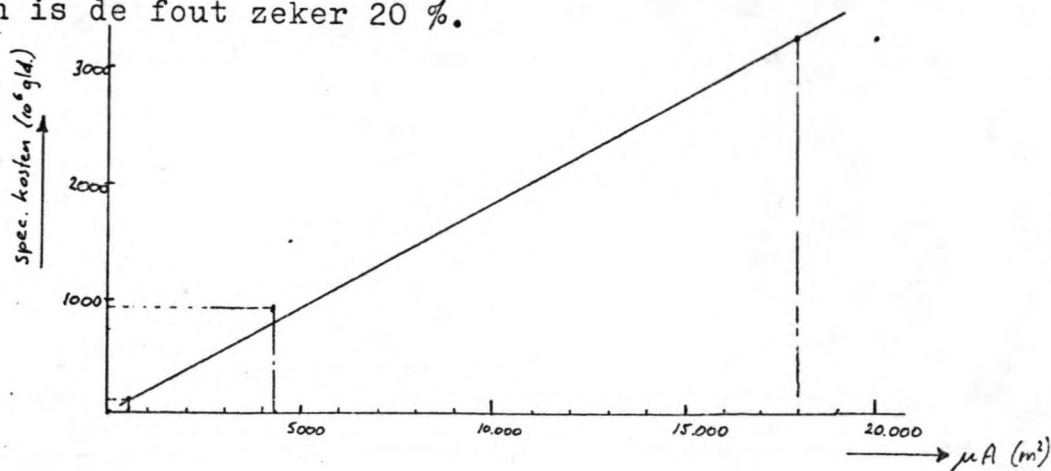
Het nat profiel in de keel bedraagt :

$$2 \times (6 \times 4,5) \times 1,4 = 75,6 \text{ m}^2$$

zodat de specifieke kosten zo'n $725.000,-/\text{m}^2$ bedragen.

Enkele opmerkingen :

- er moet duidelijk onderscheid worden gemaakt tussen koker- ($\mu = \text{ca. } 0,7$) en venturi sluizen ($\mu > 1,0$).
- in bouwput bouwen is goedkoper dan bouwen 'in den natte' ; het repeterend karakter van de Oosterscheldewerken heft dit kennelijk weer op.
- houden we een gemiddelde aan van $180.000,-/\text{m}^2$ voor de specifieke kosten van koker-uitwateringssluizen dan is de fout zeker 20 %.



Rijn

Het enige binnen Nederland geïnstalleerde hydro-vermogen is in de Rijn te Hagestein (50 kW) gesitueerd. Het is een zogenaamde pijlercentrale, welke niet op de gunstigste plaats is geprojecteerd. Ze ligt dan ook een groot deel van de tijd stil.

Vraag blijft echter in welke mate de drie grote vizierstuwen in de Rijn (on)geschikt zijn voor energieopwekking.

Dit hangt in sterke mate samen met het te voeren beleid inzake de stuwprogramma's: hoe meer water er door de IJssel wordt gestuurd des te gunstiger wordt de situatie.

Hier zal iets verder worden gekeken naar de locatie Driel bij het stuwprogramma '350'.

Nu blijkt : $H_n = 3,5 \text{ m}$
 $Q = 300 \text{ m}^3/\text{s}$ (aanname)

zodat : $P = 9 \cdot Q \cdot H_n = 9,5 \text{ MW}$

met een belastingsfaktor van 0,67

volgt : $E_{jr} = LF \cdot 8760 \cdot P = 55 \text{ GWh}$

Een kosten/baten-analyse leidt tot:

specifieke kosten fl.5500,-/kW

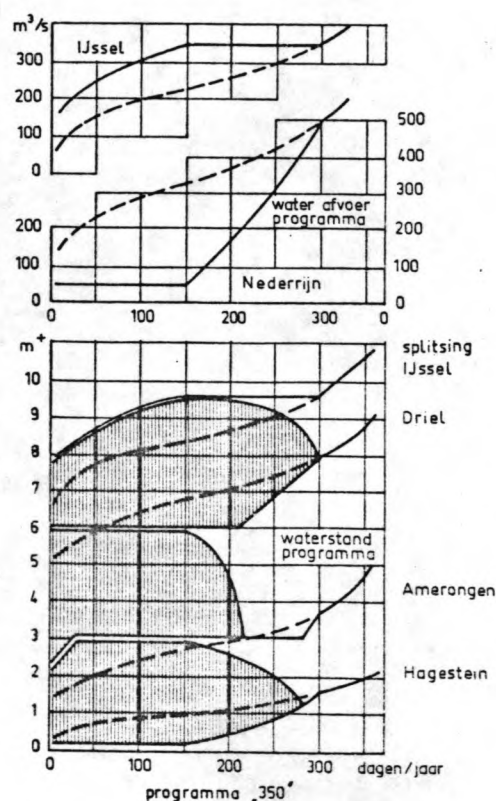
zodat : $I = 52 \text{ milj.gld.}$

Hierbij komen nog ca. 10 % toevoegende werken plus 10% aansluitingskosten, zodat de investeringskosten zo'n 63 milj.gld. zullen bedragen. Bij een afschrijvingsperiode van 50 jaar met 4 % reële rente volgt dan een kWh-prijs van :

$$\frac{0,0465 \times 63 \cdot 10^6}{55 \cdot 10^6} = 0,053 \text{ gld/kWh}$$

Interessant is het dus wel degelijk om verder onderzoek te doen naar een zogenaamde 'staffelausbau' Driel-Amerongen-Hagestein, waarbij de berging dan ook zal meegenomen.

Bij een gemiddelde bergende breedte van het zomerbed tussen de Pannerdense Kop (kmr. 869) en stuw Hagestein



(kmr. 947) van 300 m gelden er de volgende bergende oppervlaktes :

	B_b	L	B	P	E	Q
Pannerdense Kop-Driel	300	22000	3,3	9,5	30	300
Driel-Amerongen	300	31000	9,3	31,5	105	1150
Amerongen-Hagestein	300	25000	7,5	34,0	50	1850

hierin zijn : B_b = bergende breedte (m)

L = (aangenomen) lengte bekken (m)

B = bergend volume (10^6 m^3)

P = te installeren vermogen (MW)

E = energieinhoud (MWh)

Hierbij is enigszins arbitrair uitgegaan van een leeglooptijd van drie uur. Verder gelden er de volgende relaties :

$$Q = \frac{\sum B}{3 \times 3600} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right)$$

$$P = 9 \cdot Q \cdot H_n \text{ (kW)}$$

$$E = \frac{9 \cdot B \cdot H_n}{3600} \text{ (kWh)}$$

Voor de benedenste twee vakken is een bergende hoogte van 1,0 m aangehouden, terwijl voor Pannerden-Driel een 'driehoekige' berging is aangenomen. Het hier aangegeven systeem werkt volgens het zogenaamde Kipp-betrieb. Dit brengt het respectabele debiet van $1850 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ met zich mee, waarvan afgevraagd kan worden of dit niet verdere consequenties met zich mee brengt.

Voor Hagestein is slechts een netto valhoogte van 2,0 meter aangehouden, aangezien Hagestein benedenstrooms nog door getij beïnvloed wordt.

Eén van de verder te onderzoeken problemen blijft : welke mate van garantie kan er gegeven worden aan dit geïnstalleerd vermogen en vooral dan, wanneer er juist vraag is naar piekvermogen ('s winters). Waterstandsverschillen bij stuwen zullen bij hoogwatergolven (deze treden veelal 's winters op) volledig verdwijnen. Zo'n onderzoek zal gericht moeten zijn op de waarschijnlijkheid dat hoogwatergolven op de Rijn van dien aard zijn dat ze niet meer door IJssel en Waal zouden kunnen worden opgevangen, optreden gelijktijdig met windstiltes en verbruikspieken.

Stellen we ondanks het voorgaande dat het volledig

geïnstalleerd vermogen als gegarandeerd vermogen kan worden gekenmerkt (in verband met haar grootte in relatie tot het draaiend reserve 185 MW - 600 MW) dan volgt hieruit :

	H_n	Q	f1/kW	LF	E	Inv.	Besp.	f1/kWh
Driel	3,5	300	5500	0,15	12,5	63	42	0,078
Amerongen	3,0	1150	6000	0,15	41,5	227	139	0,099
Hagestein	2,0	1850	8000	0,15	45,0	326	150	0,182

Hierin zijn : H_n = netto valhoogte (m)

Q = debiet (m^3/s)

f1/kW = specifieke bouwkosten in standaard-situatie.

LF = belastingsfaktor

E = jaarlijks opgewekte hoeveelheid energie met de berging (GWh)

Inv = totale investeringskosten (inclusief 20% aanpassings en aansluitings-)

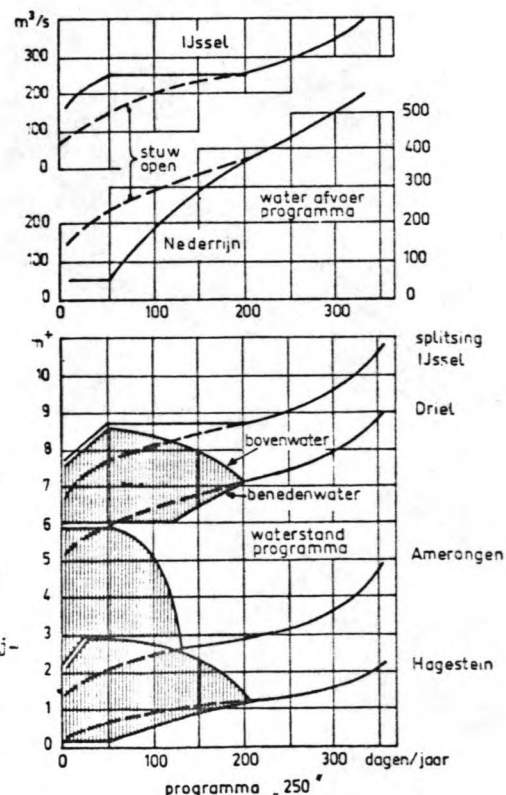
Besp = besparing op investeringskosten van thermische centrales (milj. gld.)

f1/kWh = kosten per kWh

Voor deze bekkens met een totale energieinhoud van 185 MWh is een investering nodig van ca. 600 milj. gld.

De kleinste variant van het Markerwaardplan voorziet in een opslag van 20000 MWh bij een investering van 2000 milj. gld. De OPAC staat voor 5000 MWh bij ca. 1200 milj. gld.

Veel aandacht zal er besteed moeten worden aan de 'regulering' van een 1850 m^3/s -golf.



De volgende regels gelden:

- de minimum afvoer van de Nederrijn is gesteld op 50 m^3/s ,
- dit minimum blijft bij toenemende afvoer van de Rijn gehandhaafd zolang de IJsselaflow minder is dan 250 m^3/s ,
- indien bij deze afvoer de watervoorziening van het IJsselmeer nog niet toereikend is, blijft ook bij hogere Rijnaflow de afvoer van de Nederrijn gehandhaafd op 50 m^3/s ,
- als de afvoer van de IJssel een hoeveelheid van 350 m^3/s gaat overschrijden, begint wateroverlast op te treden langs de oevers van de IJssel. Daarom dient in elk geval boven een afvoer van Nederrijn + IJssel = 50 + 350 = 400 m^3/s het meerdere water op de Nederrijn te worden afge-
laten.

Grevelingen-Volkerak/Eemmeer/Zoommeer

In Zeeland liggen na de voltooiing van de Deltawerken een aantal afzonderlijke bekkens, gescheiden door zogenaamde compartimenteringsdammen. Aangezien de meeste dijken rondom deze bekkens gediend hebben als zeewering zullen zij over een hoge mate van (kortstondig) kerende werking beschikken.

Dit heeft geleid tot het idee om in Zeeland de mogelijkheden te onderzoeken voor een getijcentrale.

Aangezien er nationaal behoefte gaat ontstaan aan gegarandeerd geïnstalleerd vermogen en daarbij tevens aan opslag is hier in vroeg stadium reeds gekozen voor een tweebekken-systeem. De Grevelingen als laag bekken en het Volkerak/Eemmeer/Zoommeer als hoog bekken met een bergend oppervlak van beide 100 km² is hier verder onderzocht.

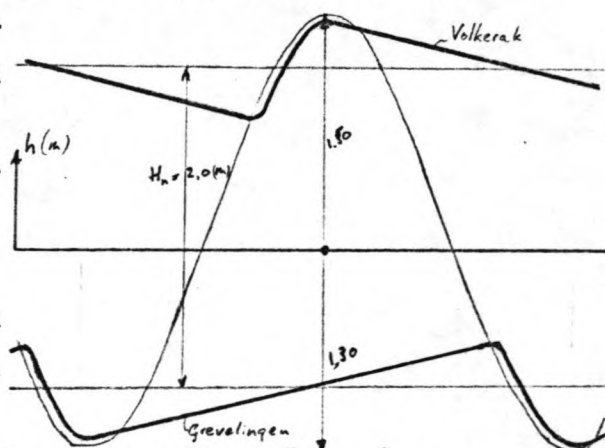
De centrale is geprojecteerd in de Grevelingendam, terwijl er in de Brouwersdam en Grevelingendam een uitlaatkonstruktie is gepland, met de gedachte dat het laagwater in Brouwershaven weliswaar minder groot (1,30⁻NAP) is dan in Bruinisse (1,70⁻NAP), maar wel eerder valt, waardoor het toch een behoorlijke bijdrage zal kunnen leveren.

Voor de inlaatkonstrukties is aan de Oesterdam (1,50⁺NAP) en aan de Philipsdam (1,50⁺NAP) gedacht. Er zal dus een maximaal waterstandsverschil van 2,70 m gekreeerd kunnen worden, wat leidt tot een netto gemiddelde valhoogte bij een bergende hoogte van 0,7 m, van $H_n = 2,0$ m.

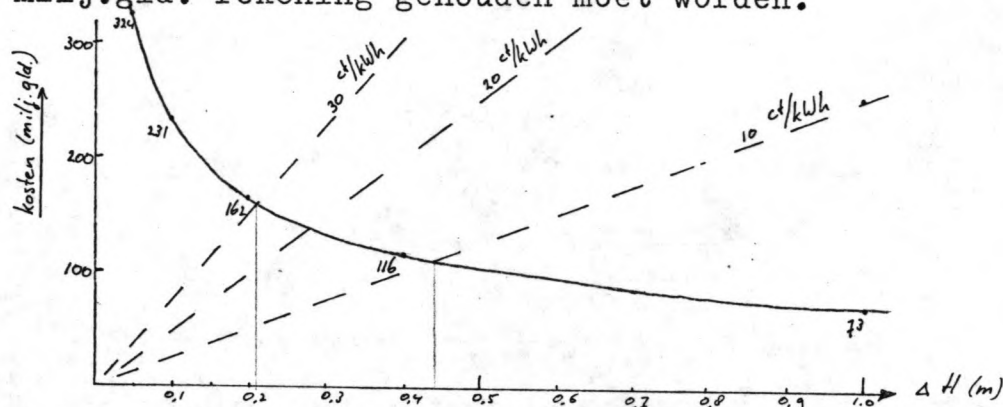
Met een bergend oppervlak van 100 km² zal er een volume van $70 \cdot 10^6$ m³ mee gemoeid zijn.

Over een tijdsspanne van 12,44 uur betekent dit een debiet van 1550 m³/s, zodat er een vermogen van :

$$P = 9 \cdot Q \cdot H_n = 9 \cdot 1550 \cdot 2,0 = 27,9 \text{ MW}$$



Uit een kosten-optimalisering van de uitwateringssluizen (specifieke kosten 180.000,-/m²: volgens bijlage XII) volgt dat bij $H = 0,20$ m -de variabele energiekosten per kWh zijn dan 30 ct (1980: 10 ct, 1982: 15 ct)- voor de uitwateringssluizen met een kostenpost van ca. $\frac{1550 \text{ m}^3/\text{s}}{2 \text{ m}^3/\text{s}} \times 180.000,- = 140$ milj.gld. rekening gehouden moet worden.



De inlaten in de Philips- en Oesterdam zullen relatief goedkoper zijn (drempel op 1,0⁺), zodat inclusief alle aanpassingswerken hier een post voor additionele werken opgevoerd is van 265 milj.gld.

Daarbij is rekening gehouden met het idee dat in de Volkerak/Eemmeer/Zoommeer de vrije doorvaarthoogtes niet zullen worden aangepast (9,60⁺ OLR), terwijl tevens het milieu en de infrastructuur zich nog zullen moeten aanpassen aan de gewijzigde situatie.

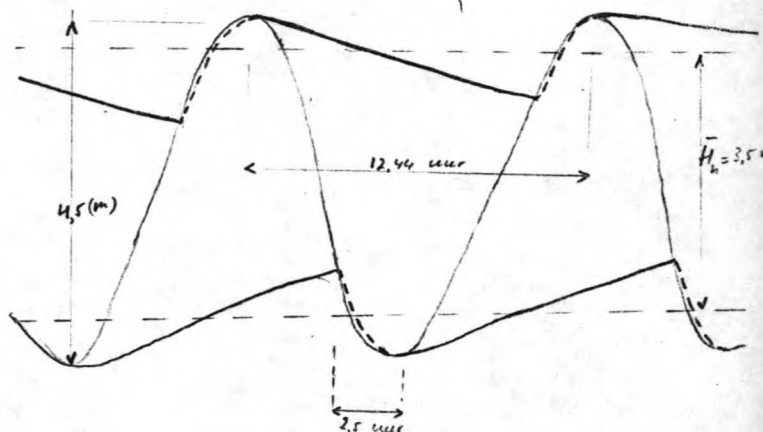
Gedachtenschets getijcentrale

$$\bar{H}_n = 3,5 \text{ m}$$

$$A_b = 2 \times 4 \cdot 10^6 \text{ m}^2$$

$$Q = 90 \text{ m}^3/\text{s}$$

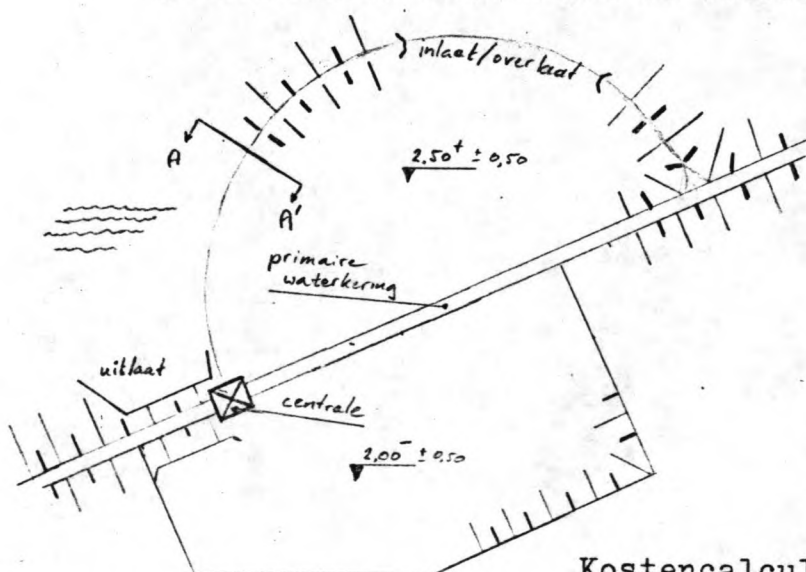
$$P = 3 \text{ MW}$$



Gedacht is hier aan een tweebekkensysteem, waarbij het hoge bekken buitendijks- en het lage bekken binnendijks gelegen zal zijn, zodat de centrale in het dijklichaam met de uitwateringssluiss samengebouwd wordt.

Een aantal argumenten is hiervoor aan te voeren :

- het 'onveilige' hoge bekken ligt nu buiten de primaire waterkering.
- er zou met een relatief goedkope inlaatkonstructie (overlaat) volstaan kunnen worden
- het 'veilige' lage bekken binnendijks kan eventueel gekombineerd worden met de waterhuishouding ter plaatse.



Aan nevenstaande situatieschets kan het volgende worden benaderd :

$$Q_{\text{uitlaat}} = Q_{\text{inlaat}} = \frac{4 \cdot 10^6}{2,5 \times 3600} = 440 \text{ m}^3/\text{s}$$

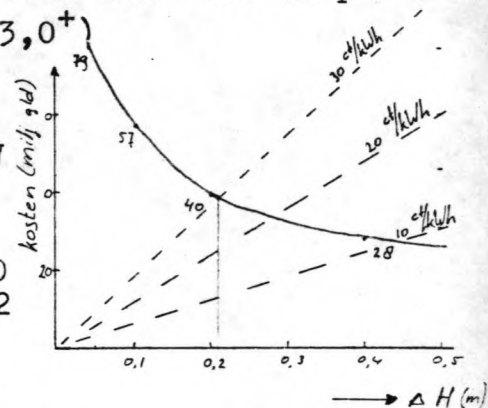
zodat de overlaat op ca. 1000 m wordt geschat. (met een afsluitbare klep op ca. 3,0⁺)

Kostencalculatie

centrale ($Q = 90 \text{ m}^3/\text{s}$, $H_n = 3,5 \text{ m}$) : fl 7500,-/kW
+10%(zout) leidt tot ca. 25 milj. gld.

: spec.kosten 180.000 gld per m². Bij $\Delta H = 0,20$ volgt $\mu A = 220 \text{ m}^2$ zodat de kosten ca. 40 milj. gld bedragen.

lage bekken : te ontgraven $2 \times 4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ à fl 1,25 = 10 milj.
profileren en waterdicht maken (klei) ca. 2 milj. gld.



inlaat/overlaat : mechanische installatie ca. 5 milj.

overstroombare dijk : 500000 m^3 zand à fl 5,- = 2,5 milj.

kleibekleding (dijk + bodem) : $0,5 + 2,0 = 2,5 \times 10^6 \text{ m}^3$

asfaltbekleding buitentalud : $5000 \text{ m} \times 25 \text{ m} \times 0,25 \text{ m}$ (dik)

$1 \text{ m}^3 = \text{fl } 35,-$ dus volgt 1,1 milj. gld.

profilering : 1,0 milj. gld.

De totale kosten zouden volgens deze globale schatting zo'n krappe 90 milj. gld. bedragen.

Deze tweebekken getijdecentrale kan gekenmerkt worden als één die een gegarandeerd vermogen levert, zodat er tevens op investeringskosten bespaart kan worden.

Deze bedragen zoals in hoofdstuk 4 uiteengezet zal worden ca. 3460,-/kW voor waterkracht.

Voor deze 3 MW-centrale betekent dat dus 13,2 milj. gld.

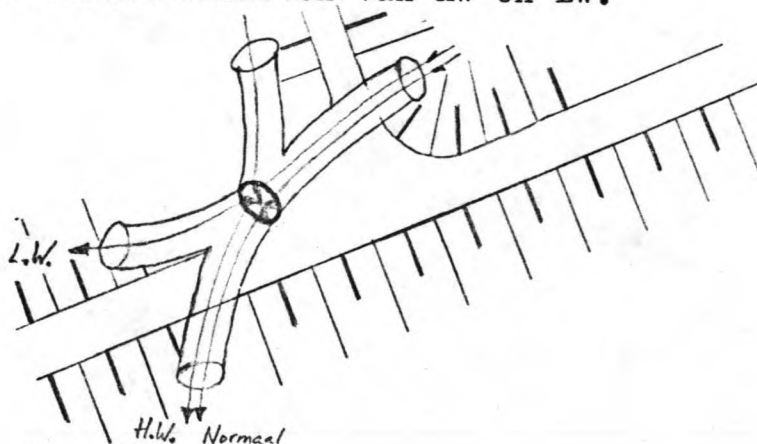
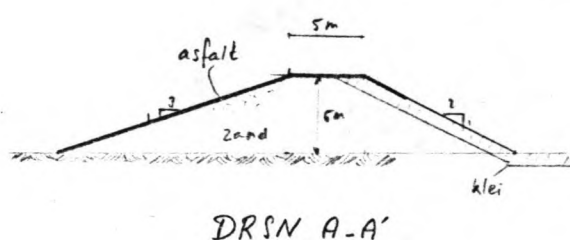
Bij een belastingsfactor van 0,95 zal de centrale jaarlijks 25 GWh leveren, zodat voor de kWh-prijs geldt :

$$\frac{(90 - 105) \times 10^6}{25 \times 10^6} \times 0,0465 = 0,148 \text{ gld/kWh}$$

Dit geldt bij een 4% reële rente met een annuïteit over 50 jaar.

Enkele kanttekeningen moeten hier bij gemaakt worden :

- de benadering is heel globaal
- in/uitlaatverliezen konden wel eens een belangrijker faktor gaan spelen. (financieel-energetisch)
- met uitgebreide numerieke simulaties zouden een aantal zaken geoptimaliseerd kunnen worden zoals:
 - a. bekkengroottes (evt. ongelijk)
 - b. berging (opp x ΔH)
 - c. in/uitstroomprofielen
 - d. te installeren vermogen (irt. omgeving)
 - f. het tijdelijk 'direkt' benutten van HW en LW.



Een getijcentrale in de Oosterschelde?

Getijcentrale Oosterschelde

Wanneer na de aanleg van een stormvloedkering in de Oosterschelde te Ierseke nog een getij van 2,30 m onderhouden moet worden, impliceert dit gemiddeld maximale debieten van 22000 m³/s. Zou bij de huidige stand der techniek energie omgezet kunnen worden bij vervallen vanaf 0,50 m, dan volgt met fig. 2 op blz. 565 :

$$H_n = 1,0 \text{ m} \quad \text{zodat met } P = 9 \cdot Q \cdot H_n = 198 \text{ MW}$$

$$\dot{Q} = 22000 \text{ m}^3/\text{s}$$

Bij springtij zou een debiet van 55000 m³/s verwerkt kunnen worden, zodat er een vermogen van 495 MW geïnstalleerd zou kunnen worden (bij volledige benutting van de mogelijkheden).

Uit dezelfde figuur blijkt ook de belastingsfaktor :

$$LF = \frac{2,5}{12,4} + \frac{3,5}{2,5} \cdot 0,7 = 0,4$$

Zodat er per getij een hoeveelheid elektriciteit geleverd kan worden van :

$$E = LF \cdot P \cdot t_{\text{getij}} = 0,4 \times 198 \cdot 10^3 \times 12,4 = 982 \text{ MWh}$$

Met 706 getijden per jaar volgt dan : $E_{\text{jaar}} = 693 \text{ GWh}$ (dit in tegenstelling van het op blz. 568 betoogde)

Uit bijlage blijken voor 1974 index-cijfers van 1,82 173 en 2020, terwijl voor 1980 2,59 281 en 3237 gelden voor respectievelijk hydro power (US), woningbouw (Ned) en construction costs (US), zodat er gemiddeld gerekend kan worden met een faktor 1,5.

Met de kostenstaat van blz. 570 volgt :

elektrisch gedeelte	: 2,55 miljard
betonwerk	: 3,00 "
plaatsen	: 1,05 "
natte werken	: 3,00 "
diversen	: 0,75 + "
	10,35 miljard

Hiervan kunnen 3,60 miljard toegerekend worden aan de Deltawerken, zodat er 6,75 miljard gld. geïnvesteerd zullen moeten worden voor het installeren van 495 MW : ca. 13500,-/kW. Met een annuïteitsfaktor 0,0465 (50 jaar, 4 % reële rente) is dit een jaarlijkse last van 314 miljoen gld.

Met de veronderstelling dat de opgewekte elektriciteit niet gegarandeerd is, volgt een prijs van 48 ct/kWh (zou er werkelijk 1243 GWh per jaar worden opgewekt dan volgt een prijs van 25 ct/kWh)

De discussie over de afsluiting van de Oosterschelde heeft uiteindelijk geleid tot het besluit een doorlatende, afsluitbare dam te bouwen in de mond van de zeearm, en het bekken verder te compartimenteren. In samenhang daarmee is ook het denkbeeld weer bovengekomen een getijcentrale te bouwen in het Deltagebied. Dit idee is niet nieuw;

al in 1917 werd gesproken over de eventuele bouw van een waterkrachtwerk in dit gebied, zij het van veel kleinere afmetingen dan waaraan nu gedacht wordt. Verscheidene artikelen in het tijdschrift 'de Ingenieur' uit de dertiger jaren tonen aan, dat aan dit onderwerp in Nederland wel voortdurend enig denkwerk is besteed. In 1948 maakte ir.

F. J. Vos een studiereis naar Frankrijk, om zich te verdiepen in de problematiek van waterkrachtwerken in het algemeen en van getijcentrales in het bijzonder. Deze studie is gevolgd door een onderzoek naar de mogelijkheden van een getijcentrale in onder andere de Oosterschelde. Alleen de technische en economische aspecten werden door De Vos in beschouwing genomen. Van dit onderzoek is in 1954 een rapport verschenen ten behoeve van de Deltacommissie, dat onder meer een ontwerp inhiel voor een getijcentrale in de Westerschelde. Zoals bekend is de door De Vos ontworpen centrale niet gerealiseerd. Het beschikbare verval bleek te gering om een rendabele energiepductie tot stand te kunnen brengen, zeker gezien de schijnbaar eindeloze voorraad nog goedkope brandstoffen waarmee conventionele centrales werden gestookt.

In 1967 is nogmaals een onderzoek naar een getijcentrale uitgevoerd, dit keer door de Provinciale Zeeuwse Elektriciteits Maatschappij.

Een hernieuwd onderzoek was gerechtvaardigd omdat de turbine-techniek sinds 1954 een opmerkelijke ontwikkeling had doorgemaakt. Vooral Franse onderzoekingen in verband met de getijcentrale in de Rance hadden geheel nieuwe mogelijkheden geopend. De belangrijkste vooruitzichten bood wel de ontwikkeling van een turbine die doorstroming toeliet in twee richtingen, zodat vrijwel de gehele getijcyclus benut kon worden voor energie-opwekking. Ook dit onderzoek echter leidde tot de conclusie, dat de bouw van een getijcentrale op economische gronden afgewezen moest worden. Er is echter reden om het vraagstuk van de getijcentrale thans opnieuw aan de orde te stellen. Op bepaalde aspecten van het probleem valt nu, onder meer als gevolg van de sterk gewijzigde energie-kosten in de wereld, een geheel ander licht. In de vorige studies is ook nog nimmer een bekken beschouwd ter grootte van vrijwel de gehele Oosterschelde, gerelateerd aan de huidige turbine-technologie. De Vos heeft weliswaar verscheidene alternatieven onderzocht, waarbij de enige mogelijkheid om een rendabele centrale te bouwen situering inhiel bij Bath in de Westerschelde, maar zijn berekeningen waren alle gebaseerd op enkelwerkende turbines en op de kolenprijs van die tijd. De brandstofprijzen voor conventionele centrales zijn de laatste jaren echter sterk gestegen.

De getijcentrale kan bovendien fungeren als afsluitbare doorlatende dam, waarbij de turbines als afsluitmiddel kunnen fungeren. De economie ervan komt dan in een geheel nieuw licht te staan. Als men op de stichtingskosten een bedrag

Fig. 1. Overzicht van de Oosterschelde-afsluiting. In de geïsoleerde gedeelten kan een getijcentrale worden opgesteld

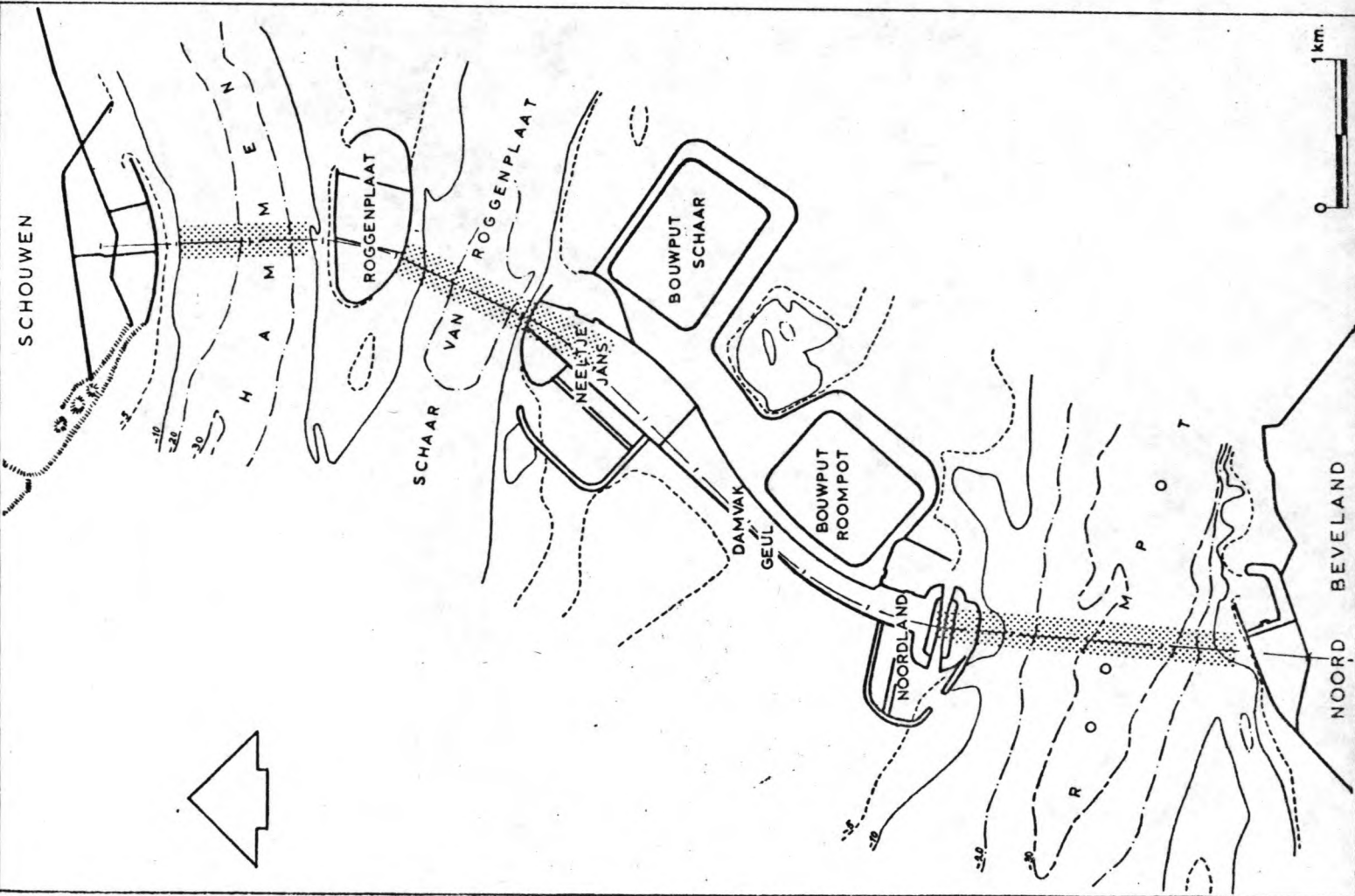
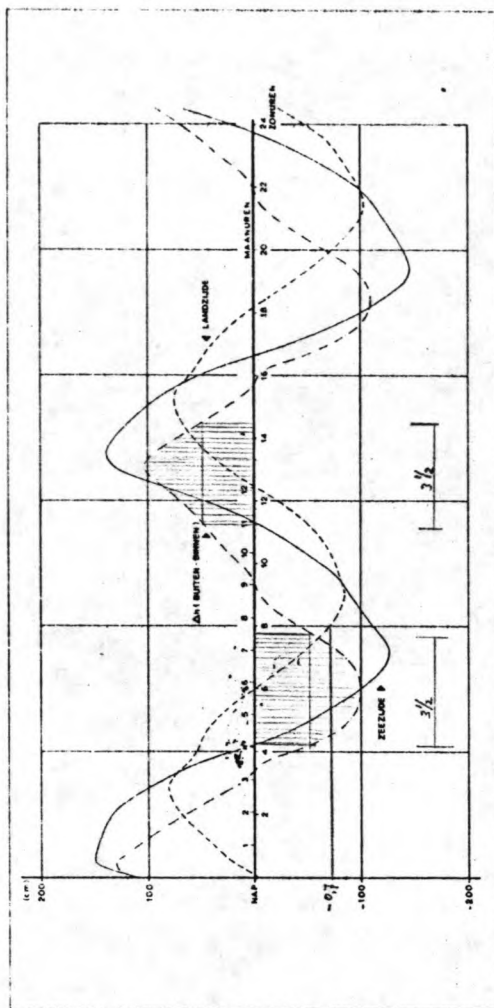


Fig. 2. Gemiddeld verticaal getij aan weerszijden van de Oosterschelde-afsluiting, bij een getijverschil van 2,30 m te Yerseke



in mindering mag brengen ter grootte van de stichtingskosten van een doorlatende, afsluitbare stormvloedkering, kan er wellicht een heel andere KWh-prijs uitkomen. Uiteindelijk zal die prijs, wanneer de technische problemen niet onoverwinnelijk blijken, zoals men begrijpt de doorslag geven.

Getij-energie

Getij-energie wordt reeds sedert eeuwen gebruikt voor het aandrijven van allerhande werktuigen. De potentiële en kinetische energie van het water werd daarbij omgezet in de bewegingsenergie van het werktuig. De opgewekte energie werd dus altijd in de onmiddellijke omgeving van de 'getijmolens' gebruikt. Omzetting van getij-energie in transportabele, meestal elektrische energie, vindt pas sinds de laatste tien jaar plaats.

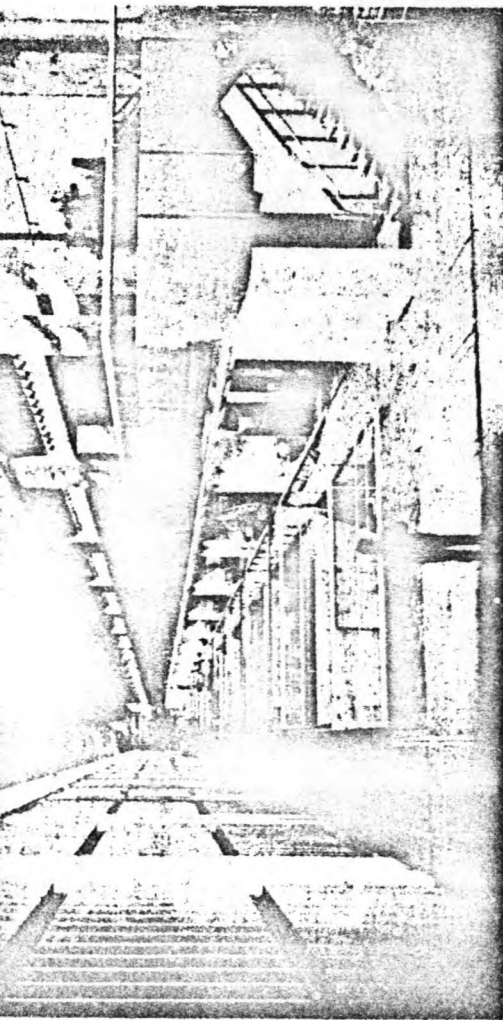
Alaska en San José in Argentinië. Sinds kort is opnieuw een getijcentrale in studie genomen in het estuarium van de Severn in het Kanaal van Bristol, nadat op eerdere studies op economische gronden een negatieve beslissing was gevolgd.

De op- en neergaande beweging van het water in een gebied is de oorzaak van het feit dat ten opzichte van een bepaald niveau altijd een verval gecreëerd kan worden, uitgezonderd die momenten waarop de waterstand en het niveau van vergelijking aan elkaar gelijk zijn. Doordat het getij een op- en neergaande beweging maakt kan het verval zowel positief als negatief zijn, zolang het niveau van vergelijking zich maar in het intergetijgebied bevindt.

Dit verval vertegenwoordigt een hoeveelheid potentiële energie, die benut kan worden

Op dit moment zijn er in de hele wereld twee getijcentrales in bedrijf. Eén in de Rance in Bretagne in Frankrijk, werkend onder een gemiddeld verval van 8,2 m met een geïnstalleerd vermogen van 240 MW verdeeld over 24 eenheden. De tweede is een experimentele Russische getijcentrale in de Kislaya baai, die werkt onder een gemiddeld verval van 3,3 m met een geïnstalleerd vermogen van 400 kW. Deze centrale heeft de vorm van een caisson die ter bestemde plaatse is afgezonken.

De andere plannen voor het stichten van een getijcentrale zijn blijven steken in de fase van de onderzoeken, zoals bijvoorbeeld de plannen voor een getijcentrale bij het Passaquoddy Estuarium op de grens van de V.S. en Canada aan de Atlantische Oceaan, de Baai van Fundy in Canada, Cook Inlet in



Blik in het inwendige van de
getijcentrale van La Rance,
Frankrijk

dat het bakkenniveau zo moet worden gere-
guleerd, dat er zo lang mogelijk een groot
en liefst zo constant mogelijk verval blijft
staan over de dam.

Men kan dit bereiken met een enkel of dubbel
bekkensysteem; in het laatste geval heeft
men één bekken met een hoog niveau en één
bekken met een laag niveau, en worden de
niveau's onderling geregeld met turbines of
sluizen.

Ter regeling van de productiegrootte kunnen
ook al dan niet gekoppelde meervoudige
bekkensystemen gehanteerd worden. In ieder
geval is het duidelijk dat er vele mogelijkheden
openstaan.

Maar het probleem beperkt zich niet
tot de bepaling van het verval. Uit alle studies
komt naar voren dat de stichtingskosten van
doorslaggevende aard zijn. Zij bepalen na-
melijk de economische mogelijkheden van
aan turbines en generatoren in relatie tot het
verval is derhalve een optimaliseringspro-
bleem. Een op maximale energieproductie
gedimensioneerde centrale kan zo kostbaar
worden in relatie tot de energieopbrengsten,
dat een kleinere centrale, werkend onder
hetzelfde verval, ondanks een geringere ver-
mogensopstelling economischer kan zijn; het
verband tussen energieproductie en stich-
tingskosten is niet lineair.

Waar het op aankomt, zo blijkt uit het voor-
gaande, is de regeling van het niveau van
het bekken. Ten aanzien van het Ooster-
scheldeprobleem treedt hier nu een wezenlijk
verschil op met de eerder geschilderde situaties.
Het hoofddoel van een doorlatende dam in
de mond van de Oosterschelde is het in stand

voor de opwekking van bewegingsenergie.
Een getijcentrale is een doorlaatorgaan waar-
over een verval gecreëerd wordt en waarin
turbines en elektrische generatoren geïn-
stalleerd zijn teneinde dit verval, via de be-
wegingsenergie van de turbines, om te zetten
in transportabele elektrische energie. Aan
de ene zijde van de dam ligt dus het getij-
gebied, de zee, aan de andere kant een
bekken, al dan niet met een constant niveau.
Laten we aannemen dat het probleem waar-
mee men zich bezighoudt bij het ontwerpen
van getijcentrales zich in eerste instantie
zal toespitsen op de vraag hoe gedurende
een zo lang mogelijke tijd een zo groot
mogelijke hoeveelheid energie geproduceerd
kan worden.

Aangezien er aan de zeezijde niets valt te
regelen, komt het er in de praktijk op neer

houden van een kwalitatief goed aquatisch
milieu. Hiervoor dient zoveel water per dag
in en uit het Oosterscheldebekken te stromen
dat een bepaald gemiddelde getijverschil te
Yerseke, bijvoorbeeld 2,30 m, gehandhaafd
blijft.

Deze voorwaarde is een zo strenge eis, dat
er geen enkele ruimte gelaten wordt voor het
regelen van het niveau van het Oosterschelde-
bekken, in die zin dat er vergroting van het
verval uit volgt. Dit impliceert, dat veelal
gebruik gemaakt zal moeten worden van een
verval over de dam, dat in genen dele het
maximaal haalbare is. Dit door de 'natuur'
gegeven verval is ook niet constant te maken,
zodat het te benutten vermogen voortdurend
verandert.

De problemen die zich hierdoor zullen voor-
doen bij de belasting van het elektrisch net,
dus bij de energie-afgifte, zullen hier niet in
beschouwing worden genomen.

De studie van de P.Z.E.M. was met betrekking
tot dit probleem optimistisch: kennelijk werd
verondersteld dat het landelijk koppelnat

hiervoor een aanvaardbare oplossing zal
kunnen bieden.

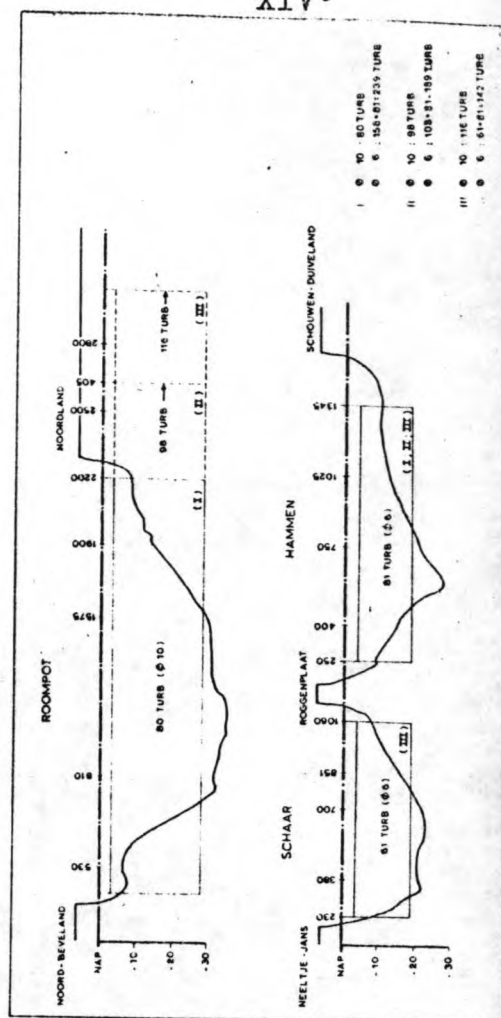
Uit milieukundig oogpunt is het gewenst dat
in de Oosterschelde het gehele scala aan
getijvormen optreedt, zij het ook in geredu-
ceerde vorm. Ook een stand waarbij de
schorren worden overstroomd moet toch wel
eens per jaar worden bereikt. Met een 'con-
ventionele' stormvloedkering is dit eenvoudig
te realiseren. Een getijcentrale zal echter
een aan de milieueisen aangepaste installatie
dienen te hebben. Kenmerkend voor deze
installatie is dat de energieproductie onder-
geschikt is aan de tijddemping: zodra het
'ontwerpverval' wordt overschreden wordt de
turbine losgekoppeld van de generator,
waardoor de debietdoorlaatcapaciteit groter
wordt. Weliswaar gaat dit niet zonder pro-
blemen, maar in ieder geval kunnen grotere
vervallen dan het als normaal geldende ont-
werpverval optreden en de daarbij behorende
debieten doorgelaten worden.

De berekeningen die antwoord moeten geven
op de vragen betreffende de energieproductie
zijn groot in aantal vanwege het voortdurend
veranderen van de getijbewegingen en even
omvangrijk als het beschouwde bekken groot
is.

De getijbeweging staat onder invloed van
allerlei factoren, zoals de dagelijkse ongelijk-
heid, de veertiendaagse periodiciteit van
spring- en doodtij, opwaaiingsverschijnselen,
stormvloed en bepaalde overschrijdings-
frequenties en veranderingen in de banen van
aarde en maan. Ook veranderingen in de
bodemconfiguratie compliceren het vraagstuk
aanzienlijk.

Eenvoudigheidshalve wordt uitgegaan van
enkele gemiddelde getijden, te weten de

Fig. 3. Alternatieve turbine-
opstellingen in de sluitgaten
van de Oosterschelde



gemiddelden van de 10-jarige periode 1951-1961, van spring-, gemiddeld en doodtij. Ten behoeve van het Oosterschelde-onderzoek zijn computerberekeningen uitgevoerd waarbij in de mond van de Oosterschelde een dam wordt verondersteld, waarin onder water openingen zitten met zulke afmetingen, dat te Yerseke een bepaald getijverschil optreedt.

Er zijn onder meer berekeningen uitgevoerd met een Oosterscheldelbekken gecompartmenteerd volgens model C3, dus met Oosterschelde en Philipsdam en de eerdergenoemde getijden als randvoorwaarden op zee en zulke openingen, dat te Yerseke gemiddelde getijverschillen optreden van 1,85 m, 2,30 m en 2,60 m. Uit deze berekeningen volgt onder meer het getijverloop aan weerszijden van de dam. Over de hoedanigheid van de dam weet men dan verder nog niets, behalve dan dat de hoeveelheden water bekend zijn, die de dam zullen moeten passeren om een bepaald getijverschil te veroorzaken te Yerseke. Uit de verkregen waterstanden kunnen vervolgens zowel de vervallen als de debieten bepaald worden. Voor de vermogensberekeningen zijn dan alle benodigde gegevens voorhanden.

Berekeningen en resultaten

Op grond van de literatuur is aangenomen, dat er energie geleverd kan worden als het verval groter is dan 50 cm. Bij kleinere vervallen draaien de turbines wel, maar het rendement daarvan is dan zo laag, dat de geproduceerde hoeveelheden verwaarloosd kunnen worden. De resultaten van de berekeningen zijn als volgt: Aangenomen wordt een getij dat beantwoordt aan de waarden van de slotgemiddelden 1961.0 en een compartimentering C3.

Gem. getijverschil te Yerseke	Gemiddeld getij				
	P max	E per getij	E per jaar	P eq	P max
1,85 m	478 MW	1793 MWh	1265 GWh	144 MW	311 MW
2,30 m	497 MW	1761 MWh	1243 GWh	141 MW	309 MW
2,60 m	431 MW	1195 MWh	844 GWh	96 MW	243 MW

P = geïnstalleerd vermogen
 Peq = overeenkomstig vermogen van een conventionele centrale
 E = energieprij
 1 GWh = 1 miljoen KWh.

De bijbehorende maximale debieten tijdens springtij zijn 45 000 m³/sec, 55 000 m³/sec en 71 000 m³/sec. Een jaar heeft gemiddeld 706 getijden.

Teneinde een vergelijking mogelijk te maken met bestaande thermische centrales is in de tabel aan de voet van deze pagina een kolom Peq opgenomen. Om de vergelijking zuiver te houden, dienen deze waarden met ongeveer 20% reservecapaciteit verhoogd te worden: er zou dus een thermische centrale van 170 MW gebouwd moeten worden om dezelfde hoeveelheid energie te kunnen produceren als een getijcentrale zou doen bij een gedempt getij te Yerseke van 2,30 m.

Ter vergelijking de volgende cijfers. In de gemeente Den Haag staat een thermische centrale met een geïnstalleerd vermogen van 180 MW, echter in normale bedrijfstoestand gekoppeld aan andere centrales via het landelijk koppelpunt. Theoretisch kan Den Haag zich zelf bedruipen. De centrale levert vrijwel uitsluitend aan bewoners. In een kleinere plaats, maar met meer industrie, als Dordrecht, is het geïnstalleerd vermogen van de centrale 530 MW. In Rotterdam is 1500 MW geïnstalleerd, terwijl een uitbreiding met 1080 MW ten behoeve van de Maasvlakte gereed is. Uit deze cijfers blijkt wel, dat de opbrengst van een getijcentrale in de mond van de Oosterschelde slechts te vergelijken is met de opbrengst van een kleine conventionele centrale, terwijl de vermogensinstallatie middelgroot dient te zijn. Hierbij komt nog het nadeel van de met het getij verloopende produktie. Dit vereist extra voorzieningen in verband met de afname, vooral omdat de maximale opbrengsten door het verloop van het getij ook 's nachts zullen plaatsvinden als de vraag het kleinst is.

Als men dus moet uitgaan van een totaal te

installeren vermogen van 734 MW, dan zou een turbine met een waaierdiameter van 6 m in de mond van de Oosterschelde een vermogen aan de generator afgeven van 1,6 MW. Een generator van dat vermogen moet gezien worden als een lilliput-generator.

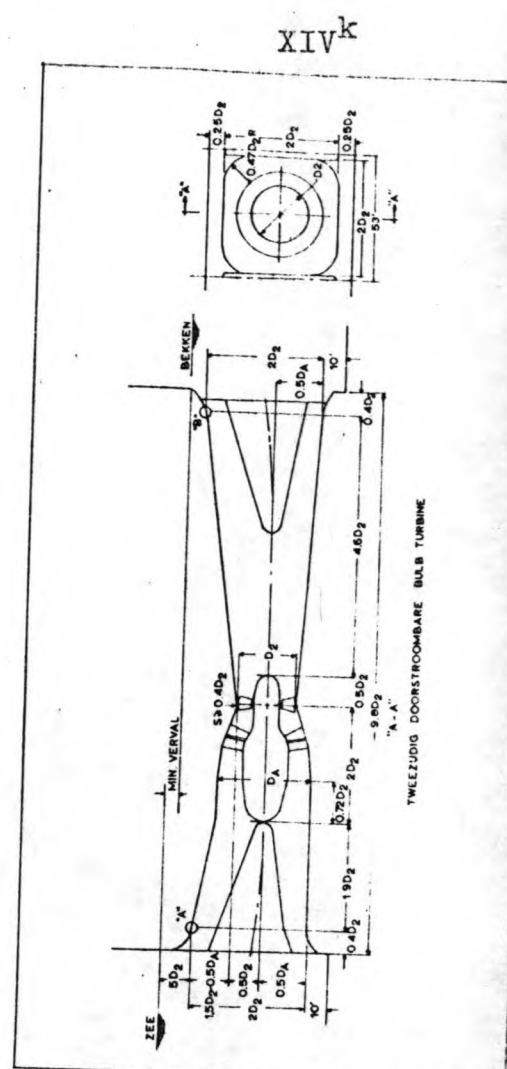
Ter vergelijking het volgende: In de getijcentrale 'La Rance' is de waaierdiameter van de turbine 5,32 m; aan de generator wordt een vermogen afgegeven van 10 MW. Deze centrale is nu 8 jaar in gebruik; het verval bedraagt 8,5 tot 10,5 m. De getijcentrale te Fundy Bay, die uit economische overwegingen niet is uitgevoerd, zou hebben gedraaid op een tijverschil van 7,5 tot 15 m. Bij een waaierdiameter van 7,5 m zou elke turbine 34 MW hebben afgegeven aan de generator en bij een waaierdiameter van 10 m zelfs 65,2 MW. Het wordt uit deze voorbeelden wel

$$734 \text{ MW} = 98 \times 4,4 \times 1,85 = 1,6$$

I) Roompot	doorsnede 10 m	80 stuks
Schaar	doorsnede 6 m	158 stuks
Hammen	doorsnede 6 m	81 stuks
II) Roompot	doorsnede 10 m	98 stuks
Schaar	doorsnede 6 m	108 stuks
Hammen	doorsnede 6 m	81 stuks
III) Roompot	doorsnede 10 m	116 stuks
Schaar	doorsnede 6 m	61 stuks
Hammen	doorsnede 6 m	81 stuks

Als de turbines zouden worden aangebracht in afzinkbare caissons, dan zouden per caisson van 75 m lengte niet meer dan drie venturi-openingen met een doorsnede van 10 m en vijf venturi's met een diameter van 6 m gemaakt kunnen worden. Dit vereist dan, in de genoemde drie gevallen:

Fig. 4. Venturi met bulbturbine, ontworpen voor de Fundy Bay centrale



productie van 1243 miljoen KWh, dan zal een centrale alleen rendabel zijn als de jaarlasten lager zijn dan 87 miljoen gulden. Dit betekent dat een getijcentrale aan investering zeker niet meer dan 1 miljard gulden mag kosten. Dit bedrag wordt met een factor 4 à 5 overschreden; ook langs deze weg blijkt dat een getijcentrale, in de mond van de Oosterschelde, die een groot gedeelte van het getij moet doorlaten, economisch niet haalbaar is.

geboekt. Dan resteert een voor de getijcentrale in rekening te brengen beginkapitaal van f 4,7 miljard. In dit geval dient de KWh-prijs tenminste f 0,31 te zijn. De huidige prijs van gemoduleerde energie van grootverbruikers gaat de 8 cent/KWh niet te boven; en als een grootverbruiker energie afneemt die met het getij varieert en waarvan de maxima ook 's nachts vallen, kan de prijs niet hoger liggen dan 7 cent. In onze verkenning is ook geen rekening gehouden met de inflatie; daarom kan de prijs van f 0,31/KWh slechts worden beschouwd als een globale indicatie van de minimum haalbare prijs gedurende het eerste bedrijfsjaar.

De prijzen zullen vervolgens steeds bijgesteld moeten worden. Lagere prijzen zullen alleen kunnen worden bereikt wanneer de rentepercentages aanzienlijk dalen en de inflatie tot stilstand is gekomen. De jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten en de investeringskosten van de minimaal vereiste 10 % reservecapaciteit, die we tot nu toe buiten beschouwing hebben gelaten, zullen ook hun effect hebben op de prijs per KWh; naar alle waarschijnlijkheid zullen ze tenminste een verhoging veroorzaken van 15 %, zodat de schatting van de KWh-prijs neerkomt op f 0,35, gerekend naar het prijspeil van 1974.

De prijsverhouding tussen de huidige grootverbruikersprijs en de berekende prijs is dus zelfs bij deze waarschijnlijk te lage schattingen 1 : 5. Wordt het getijverschil te Yerseke opgevoerd tot 2,60 m, dan bedraagt de energie-opbrengst jaarlijks slechts 844 miljoen KWh, 68 % van de opbrengst die men haalt met 2,30 m getijverschil te Yerseke. Het maximale debiet zal echter 71000 m³/sec. moeten bedragen, zodat de turbines 1,3 maal zoveel debiet zullen moeten kunnen doorlaten als in het eerder berekende geval. De kosten van de energie zullen daardoor minstens 50 % hoger komen te liggen. Het heeft derhalve geen zin, deze variant verder door te rekenen. De prijsverhouding van 5 : 1 die we moesten vaststellen tussen getij-energie en thermische energie geeft al overtuigend aan, dat een getijcentrale in de mond van de Oosterschelde energie zou produceren op een economisch niet rendabele wijze, zeker op korte termijn. Uit een omgekeerde redenering blijkt hetzelfde. Gaan we uit van een haalbare prijs van 7 ct/KWh voor met het getij fluctuerende energie, en van de eerdergenoemde jaar-

00 venturi-openingen van 10 m doorsnee: 27 caissons
239 venturi-openingen van 6 m doorsnee: 48 caissons
Totaal: 75 caissons

II) 98 venturi-openingen van 10 m doorsnee: 33 caissons
189 venturi-openingen van 6 m doorsnee: 38 caissons
Totaal: 71 caissons

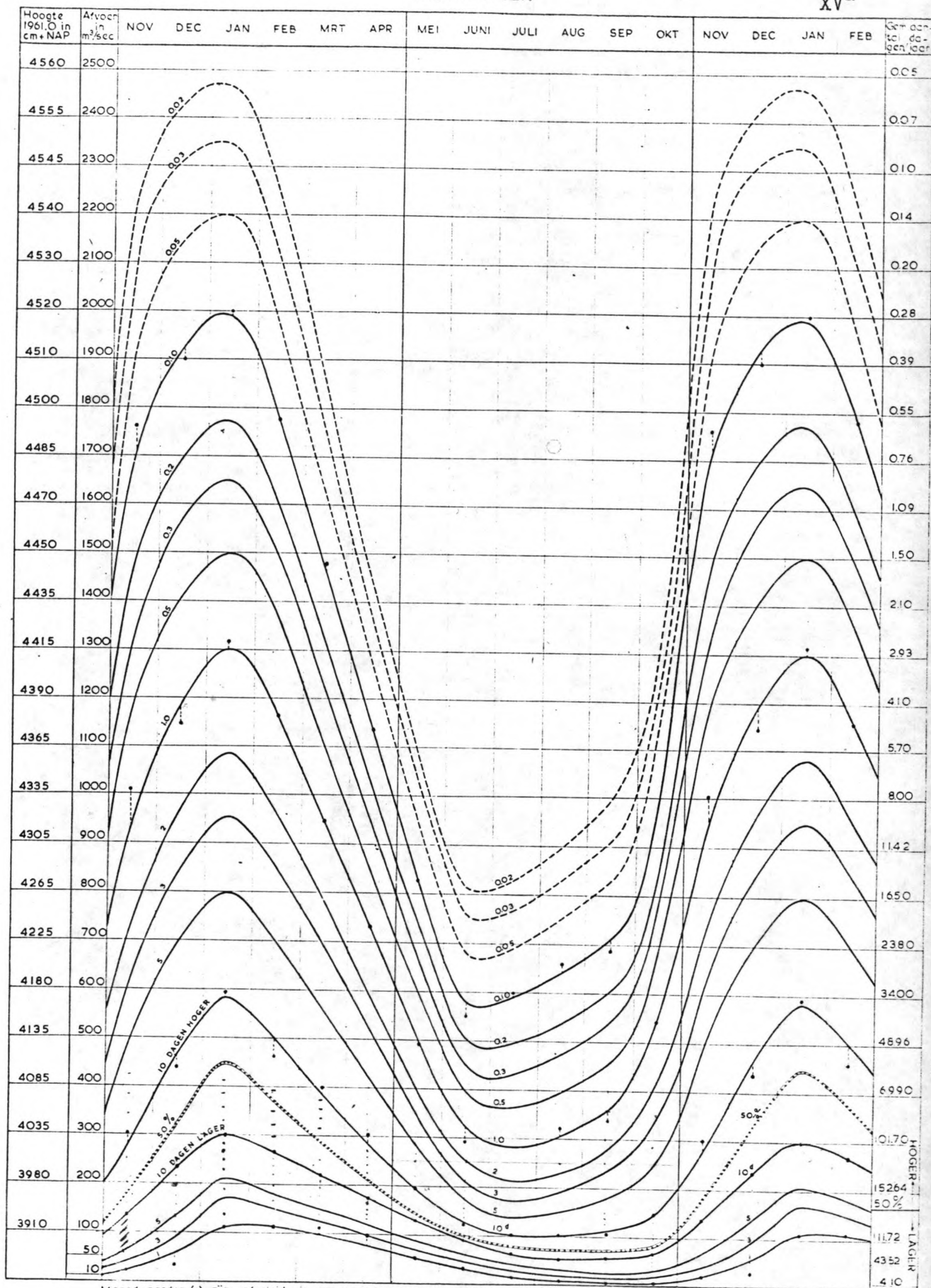
III) 116 venturi-openingen van 10 m doorsnee: 39 caissons
142 venturi-openingen van 6 m doorsnee: 28 caissons
Totaal: 67 caissons

Kosten in miljoenen gulden (prijspeil 1974)					
Aantallen turbines	Elektrisch gedeelte	Betonwerk	Plaatsen	Natte werken	Diversen
Ø 10 m en Ø 6 m					Totaal
I 80 239	2100	2600	800	1500	500
II 98 189	2000	2500	800	1500	500
III 116 142	2000	2300	800	1500	500
					7500
					7300
					7100

Geval II uit de bovenstaande tabel is als alternatief echter reëler te achten. De kosten per geïnstalleerde KW worden in dat geval f 9675. Indien een gemiddeld getijverschil te Yerseke nagestreefd wordt van 2,30 m kan de energieproductie 1243 miljoen KWh per jaar bedragen. Als de renteverliezen tijdens de bouw worden verwaarloosd en de afschrijvingsduur van het gehele complex op 50 jaar gesteld, tegen 8% per jaar gedurende de gehele afschrijvingsperiode, dan wordt de KWh-prijs tenminste f 0,47. Laten we verder aannemen dat op de stichtingskosten van de centrale, een bedrag van f 2,4 miljard in mindering kan worden gebracht, zijnde de stichtingskosten van een conventionele stormvloedkering in de mond van de Oosterschelde. Dit bedrag leiden we af uit één van de ontbindende voorwaarden, die de regering in november 1974 gesteld heeft met betrekking tot de toelaatbare meer-kosten van het gehele nieuwe werk in ver-gelijking met het oude. Het kunstwerk is hiervan slechts een onderdeel, maar zodanig groot dat van het stichtingskapitaal ad f 7,1 miljard van de getijcentrale toch f 2,4 miljard ten laste van de Deltawerken kan worden

Bovendien zijn deze caissons slechts in zeer beperkte mate vergelijkbaar met de caissons met venturibuizen met rechthoekige doorsnede die volgens de zogenaamde 'caisson-oplossing' zouden worden geplaatst in de Oosterscheldedam. De caissons voor de getijcentrale zouden ongeveer twee maal zo diep zijn in de stromingsrichting en ongeveer anderhalf maal zo hoog; de lengte ervan zou gelijk kunnen zijn. De kostenramingen die behoren bij de drie hiervoor genoemde installatie-alternatieven worden samengevat in bovenstaande tabel. In het extreme geval dat alleen turbines met een doorsnee van 10 m zouden worden geïnstalleerd - er wordt dan dus voorbijgegaan aan grondmechanische problemen, vooral in de Hammen - zouden de kosten zeer ruw geschat als volgt verdeeld zijn:

Elektrisch gedeelte:	1,7 miljard gulden
Betonwerk	: 2,0 miljard gulden
Plaatsen	: 0,7 miljard gulden
Natte werken	: 2,0 miljard gulden
Diversen	: 0,5 miljard gulden
Totaal:	6,9 miljard gulden

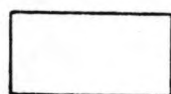
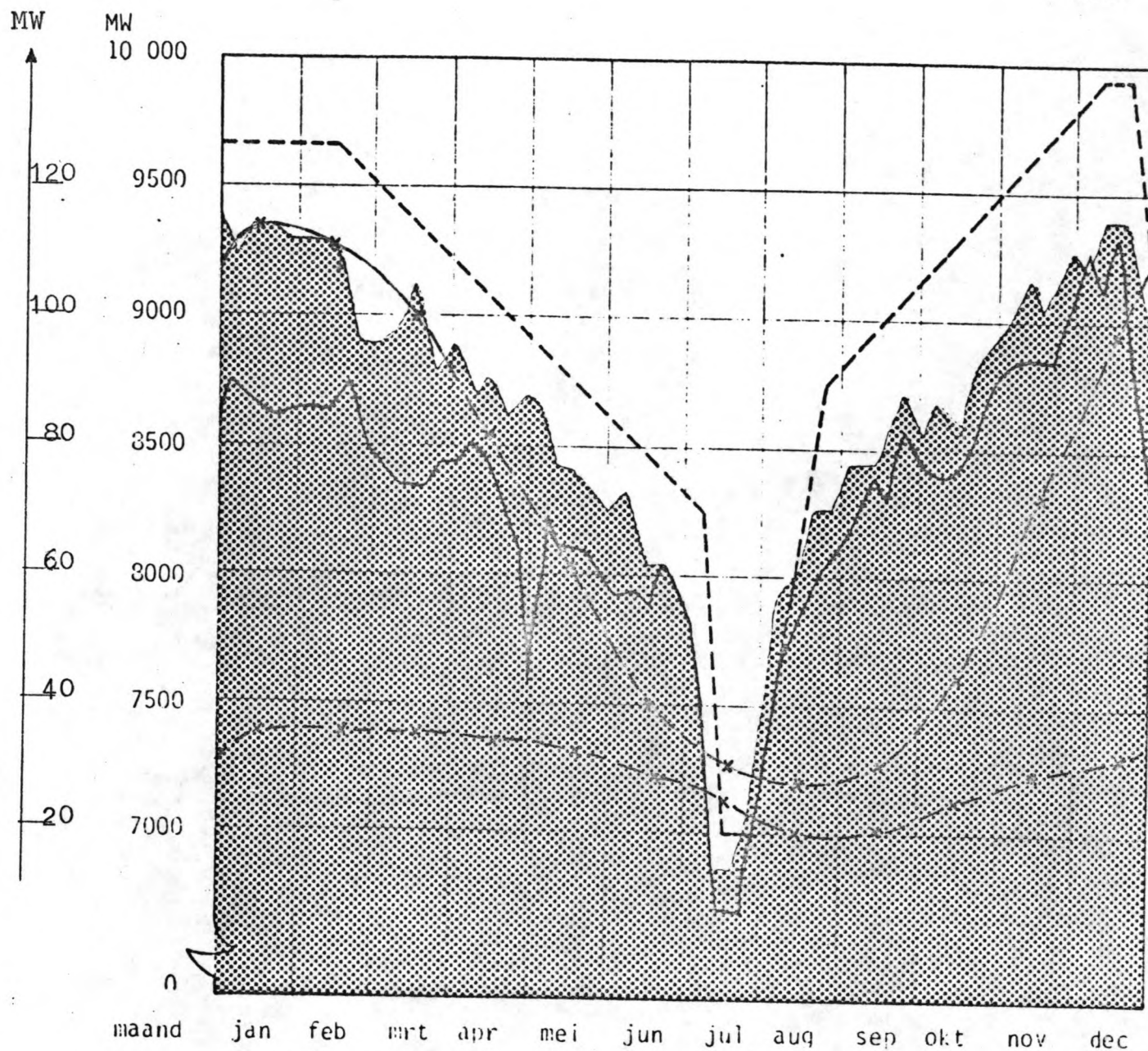


Maandwaarden (•) zijn afgeleid uit per maand opgestelde frequentielijnen

Gemiddeld aantal dagen per kalendermaand met hogere (lagere) afvoer te Borgharen dan op de ij-as aangegeven.

Samengesteld uit 1911-1960. Beschrijving dezer figuur op biz 314

[mkings / month]														
		Nov	dec	jan	feb	mar	apr	may	june	july	aug.	sept.	oct.	
Q = 50	days	25	1250	30	1500	27	1350	1500	27	1350	24	1200	23	1150
	rest	4	100						2	70	10	230	3	170
									1420	1350	1230	1200	1320	
Q = 100	days	22	2200	30	3000	27	2700	3000	15	1500	10	1000	10	1200
	rest	7	300	3	190		155	350	14	960	10	750	10	650
							2635	2850	2460	2260	1750	1720	2250	
Q = 150	days	18	2700	25	3750	25	3750	3900	7	1050	4	750	7	1500
	rest	11	760	5	430	2	655	500	11	1890	16	1910	22	1290
			3460		4180		4105	4420	2940	2560	2100	2160	2790	
Q = 200	days	14	2800	23	4600	22	4400	4600	4	800	2	400	4	1400
	rest	15	1420	7	760	5	1685	2400	15	2370	10	2230	15	1800
			4220		5360		4635	5620	4420	3170	2160	2100	3200	
Q = 250	days	12	3000	20	5000	20	5000	4750	2	500	1	250	2	1250
	rest	17	1880	10	1420	7	1150	1080	14	2790	19	2450	19	2240
			4880		6420		6150	6630	4820	3290	2700	2240	3390	
Q = 300	days	9	2700	15	4500	20	6000	6200	1	300	0	1	1	300
	rest	20	2680	15	2770	10	2170	7430	28	3040	30	2730	28	2210
			5380		7270		8170	7430	5040	3320	2730	2290	3670	
Q = 350	days	8	2800	13	4550	17	5950	6600	0	0	0	1	1	350
	rest	27	3000	17	3420	13	3150	3900	29	3370	30	2730	28	2260
			5820		7470		9100	8100	5220	3370	2730	2290	3860	
Q = 400	days	7	2800	12	4800	16	6400	8100	0	0	0	1	1	400
	rest	22	3350	18	3790	14	3530	5010	29	3370	30	2730	29	2570
			6150		8540		9930	5610	5360	3370	2730	2290	2570	3910



1979

----- raming 1979

———— 1978

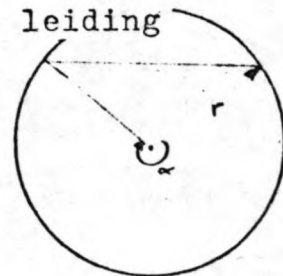
— x — x Vermogensduurlijn
bij $Q = 400 \text{ m}^3/\text{s}$ - x - - x Vermogensduurlijn
bij $Q = 100 \text{ m}^3/\text{s}$

Grootheden	Maasbracht- Roostern.	Roosteren- Born.	Born- Elsloo.	Elsloo- Limmel.
<u>Kanaalgegevens:</u> (m)				
Spiegelbreedte	70,1	74,5	90,0	89,0
Bodembreedte	16,0	45,5	46,0	59,0
Diepte	9,8	5,0	7,0	5,0
Taludhelling	1:2,76	1:2,90	1:3,14	1:3,00
<u>Scheepsgegevens:</u>				
Schip 1 - wordt ingehaald - klasse VI, beladen, 1100pk, 11,5x2,70m ² .				
Schip 2 - haalt in - klasse VII, ongel., 1200pk, 11,4x1,50m ² .				
<u>Vòòr inhalen:</u>				
<u>Schip 1</u> :v,max(km/u)	16,2	12,8	15,7	13,7
Vermogen(pk)	1100	1100	1100	1100
Retourstr.(m/s)	0,70	0,98	0,65	0,81
Spiegeldal.(m)	0,38	0,46	0,34	0,40
0,9xv,max(km/u)	14,6	11,5	14,1	12,3
Vermogen(pk)	724	678	690	708
Retourstr.(m/s)	0,54	0,66	0,47	0,57
Spiegeldal.(m)	0,26	0,28	0,23	0,25
<u>Schip 2</u> :v,max(km/u)	21,0	16,1	20,1	17,0
Vermogen(pk)	1200	766	1131	850
Retourstr.(m/s)	1,10	1,10	1,20	1,20
Spiegeldal.(m)	0,79	0,62	0,76	0,64
0,9xv,max(km/u)	18,9	14,5	18,1	15,3
Vermogen(pk)	464	340	420	340
Retourstr.(m/s)	0,52	0,55	0,47	0,48
Spiegeldal.(m)	0,30	0,26	0,26	0,23
<u>Tijdens inhalen:</u>				
v van <u>schip 1</u> (km/u)	7,7	6,1	8,1	6,8
Stroomsn.(m/s)	0,86	1,13	0,79	0,93
v,max <u>schip 2</u> (km/u)	14,3	7,7	14,7	10,6
Vermogen(pk)	934	432	920	562
Retourstr.(m/s)	2,50	2,90	2,30	2,40
Spiegeldal.(m)	0,97	0,82	0,91	0,76

Afvoergoot

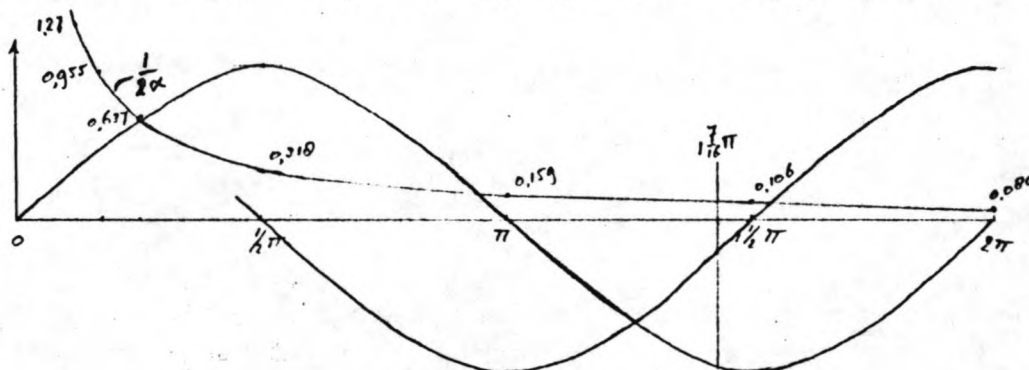
Voor de goot zijn enkele benaderingen gedaan van een hydraulisch gunstig en rekentechnisch eenvoudig profiel. Niet te grote veranderingen zullen hierin geen noemenswaardige afwijking in de uitkomsten te zien geven. Gekozen is voor een ronde leiding onder vrij verhang. De optimale vulling van een ronde buisleiding is te benaderen door :

$$R = \frac{A}{O} = \frac{\frac{\alpha}{360} \times \pi \cdot r^2 + \frac{1}{2} r^2 \sin(360^\circ - \alpha)}{\frac{\alpha}{360} \cdot 2 \pi r}$$



Deze straal is optimaal als $\frac{dR}{d\alpha} = 0 = \frac{r}{2\alpha} (\frac{1}{\alpha} \sin \alpha - \cos \alpha)$

Grafisch is deze vergelijking op te lossen, zodat $\alpha = 1\frac{7}{16} \pi$



Na nauwkeuriger berekening blijkt $\alpha = 257,5^\circ$ te zijn, zodat het optimale stromend profiel $2,73 r^2$ is en de hydr. straal $R = 0,609r$. Nu kunnen we voor verschillende buisdiameters, aannemend dat goed afgewerkt beton een wandruwheid heeft van $k = 5 \cdot 10^{-4}$, het verhang en dus het vereiste energieverlies bepalen.

r_{buis}	$R = \frac{A}{O}$	C_{Chezy}	A_{str}	$u = \frac{Q}{A_s}$	i	C_n	i	Δh
3	1,8	82,2	24,57	4,88	$1,96 \times 10^{-3}$	82,5	$1,95 \times 10^{-4}$	5,45
4	2,4	84,5	43,68	2,75	$4,4 \times 10^{-4}$	84,0	$4,45 \times 10^{-4}$	1,25
5	3,0	85,4	68,25	1,76	$1,4 \times 10^{-4}$	85,0	$1,43 \times 10^{-4}$	0,40
6	3,6	86,3	98,28	1,22	$5,5 \times 10^{-5}$	87,6	$5,4 \times 10^{-5}$	0,15
7	4,2	87,2	133,77	0,90	$2,5 \times 10^{-5}$	88,5	(v)	0,07
8	4,8	89,1	174,72	0,69	$1,3 \times 10^{-5}$	89,1	(v)	0,035

Voor de samenstelling van deze tabel zijn de volgende formules gebruikt : $u = C\sqrt{Ri}$

$$C = 18 \log \frac{12 R}{k + 4/3,2}$$

$$\phi = \frac{11,6 \nu}{u_*}$$

$$u_* = \sqrt{gRi}$$

De onregelmatigheden in de tabel worden veroorzaakt door het al of niet verwaarlozen van de laminaire grenslaag.

Voor verschillende opbrengsten van de kWh-prijs kunnen we nu afschatten wat het financieel 'verlies' is ten gevolge van verlies aan energiehogte. Bij een belastingsfaktor van 0,86 geldt dan :

opbr./kWh	opbr./jaar _m	gekapp _m
0,10	0,79	16,9
0,15	1,18	25,3
0,20	1,57	33,8
0,25	1,97	42,2
0,30	2,36	50,7

Daarnaast kunnen we aan de hand van een schets van het langspanprofiel van de goot een schatting maken van de aanlegkosten, zoals ontgraving en hoeveelheid gestorte beton.

r _{buis}	ontgr. ^(m³/m)	afvoer ^(m³/m)	aanv. ^(m³/m)	verzet ^(10⁶ g/d)	verv. ^(10⁶ g/d)	δ	m ³ beton	fl ^(10⁶ g/d)	tot ^(10⁶ g/d)
3	40	20	20	0,34	0,28	0,12	6333	4,75	5,54
4	44	24	20	0,36	0,34	0,14	9852	7,39	8,31
5	48	28	20	0,38	0,39	0,16	14074	10,56	11,5
6	52	32	20	0,40	0,45	0,18	19060	14,25	15,3
7	56	36	20	0,43	0,50	0,20	24630	18,47	19,6
8	60	40	20	0,45	0,56	0,22	30964	23,22	24,4
9	64	44	20	0,47	0,61	0,24	37933	28,45	29,7
10	68	48	20	0,50	0,67	0,26	45746	34,16	35,5

Waarbij voor 170.000,- gerekend is aan kosten voor het storten van de werkvloer.

Deze kosten moeten nog vermeerderd worden met een post voor het kruisen van infra-structurele werken (wegen, kanaal sifon)) : stel $\frac{1}{2}$ miljoen gulden.

	Albert- kanaal	Limmel- Elsloo	Elsloo- Born	Born- Roosteren	Roosteren- Maasbracht	Lateraal- kanaal	
L (m)	27000	10500	10300	5200	7900	7500	
B (m)	115	89	90	74,5	70,1	95	
B ₀₀ (m)	75	59	46	45,5	16	≈50	
a (m)	5,0	5,0	7,0	5,0	9,8	7,0	
A _s (m ²)	475	370	476	300	422	510	
O (m)	116,2	90,6	92,1	76,2	73,5	97,3	
R (m)	4,09	4,08	5,17	3,94	5,74	5,24	
C (m/s)	48,4	48,4	50,3	48,1	51,6	50,4	
Q=50 u	0,105	0,135	0,105	0,167	0,120	0,100	
i	1,15 · 10 ⁻⁶	1,91 · 10 ⁻⁶	0,85 · 10 ⁻⁶	3,05 · 10 ⁻⁶	1,00 · 10 ⁻⁶	0,70 · 10 ⁻⁶	ΔH _{tot}
ΔH	0,03	0,02	0,01	0,02	0,007	0,005	0,09
Q=150 u	0,31	0,40	0,32	0,50	0,36	0,29	
i	1,00 · 10 ⁻⁵	1,72 · 10 ⁻⁵	0,76 · 10 ⁻⁵	2,74 · 10 ⁻⁵	0,84 · 10 ⁻⁵	0,65 · 10 ⁻⁵	
ΔH	0,28	0,18	0,08	0,14	0,07	0,05	0,80
Q=200 u	0,42	0,54	0,42	0,67	0,47	0,39	
i	1,85 · 10 ⁻⁵	3,06 · 10 ⁻⁵	1,35 · 10 ⁻⁵	4,87 · 10 ⁻⁵	1,50 · 10 ⁻⁵	1,10 · 10 ⁻⁵	
ΔH	0,50	0,32	0,14	0,25	0,12	0,09	1,42
Q=400 u	0,84	1,08	0,84	1,33	0,95	0,78	
i	0,74 · 10 ⁻⁴	1,22 · 10 ⁻⁴	0,54 · 10 ⁻⁴	1,95 · 10 ⁻⁴	0,60 · 10 ⁻⁴	0,46 · 10 ⁻⁴	
ΔH	2,00	1,28	0,56	1,01	0,47	0,35	5,67

Q in m/s

u in m/s

i is het verhang

ΔH is het verval (m)

A_s is het nat profiel

O is de natte omtrek

R = $\frac{A_s}{O}$ is de hydraulische straal

C = $18 \log \frac{R}{k}$ is de Chezy-ruwheid (k=0,1 ...ribbels)

$Q \text{ m}^3/\text{s}$	$v_{\text{max}} \text{ m/s}$	Albert kanaal		Limmel-Elslloo		Elslloo-Born		Born-Roosteren		Roosteren-Maasbracht.		Lateraal-kanaal		K_{tot}
		ΔA_s	K	ΔA_s	K	ΔA_s	K	ΔA_s	K	ΔA_s	K	ΔA_s	K	
150	0,35	-	-	60	3,2	-	-	130	36,4	-	-	-	-	39,6
	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200	0,35	95	12,8	200	10,5	100	5,2	270	38,2	150	55,3	60	2,3	124,3
	0,50	-	-	30	1,6	-	-	100	36,4	-	-	-	-	38,0
	0,60	-	-	-	-	-	-	33	0,9	-	-	-	-	0,9
250	0,35	240	193,0	345	18,1	240	12,4	415	41,7	295	58,7	205	52,5	376,4
	0,50	25	3,4	130	6,8	24	1,2	200	36,4	78	3,1	-	-	50,9
	0,60	-	-	45	2,4	-	-	115	36,4	-	-	-	-	38,8
300	0,35	380	212,0	490	25,7	280	14,4	560	45,5	435	64,2	350	57,8	419,6
	0,50	125	189,0	230	12,1	125	6,4	300	38,7	180	55,3	90	3,4	304,9
	0,60	25	3,4	130	6,8	25	1,3	200	36,4	80	3,2	-	-	51,1
350	0,35	525	231,5	630	33,1	525	27,0	700	49,1	580	69,9	490	63,0	473,6
	0,50	225	191,0	330	17,3	225	11,6	400	41,3	280	58,1	190	52,5	371,8
	0,60	110	189,0	215	11,3	110	5,7	285	38,4	160	55,3	75	2,8	302,5
400	0,35	670	440,0	775	40,7	670	35,2	840	52,8	720	75,4	630	68,2	712,0
	0,50	325	204,5	430	22,6	325	16,7	500	43,9	380	62,0	290	55,5	405,2
	0,60	190	189,0	300	15,8	190	9,8	370	40,6	245	56,7	155	52,5	364,4

