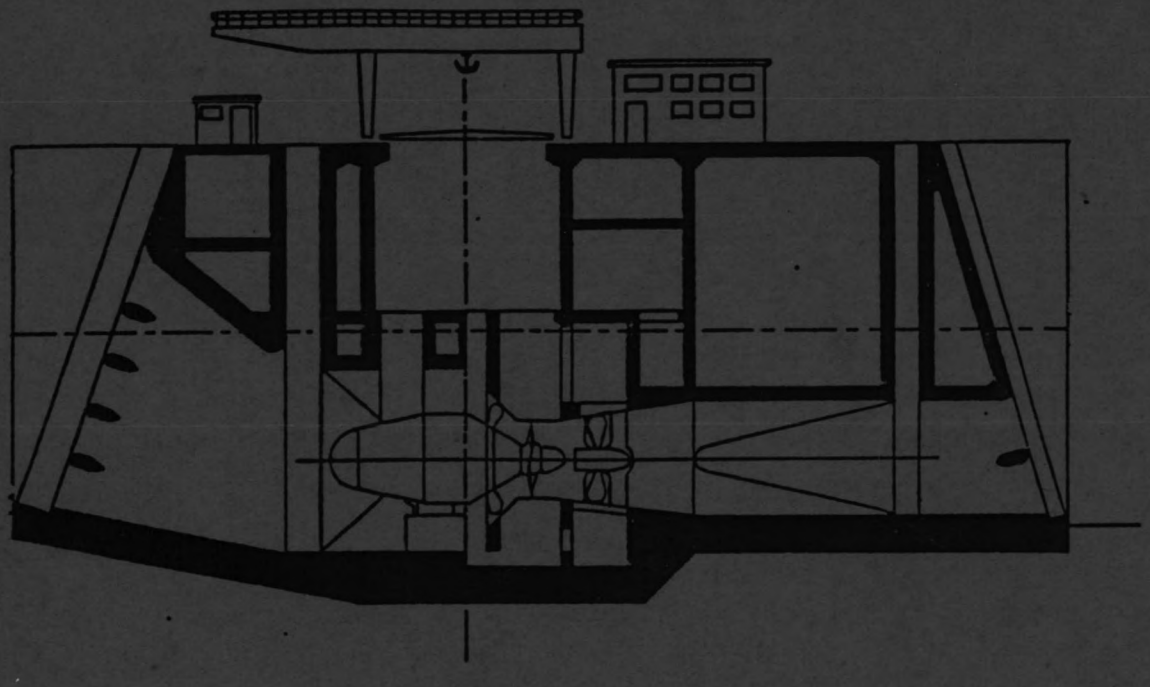
1982 K.67

EEN WATERKRACHT-CENTRALE IN DE MAAS BIJ GRAVE

AFS TUDEERVERSLAG

van G.G. van Bochove



VAKGROEP
WATERBOUWKUNDE
Afd. Civiele Techniek
TH Delft

EEN WATERKRACHTCENTRALE IN DE MAAS BIJ GRAVE

AFSTUDEERVERSLAG

van G.G. van Bochove

Deelontwerp Waterkracht

Vakgroep Constructieve Waterbouwkunde
Begeleider afstudeerproject: ing. K.G. Bezuijen
Afstudeerhoogleraar: prof.ir. J.F. Agema

AUGUSTUS 1982

INHOUD

		pag.
1.	Inleiding	1
2.	Waterkracht in Nederland?	2
3.	Energie uit de Maas	2
4.	Gegarandeerd vermogen en rentabiliteit	3
5.	Resultaten van eerder onderzoek	5
6.	Accumulatiemogelijkheden	7
7.	Theorie voor de rentabiliteitsberekening	8
	7.1. Inleiding	8
	7.2. Bepaling van de energieopbrengst	9
	7.3. Bepaling van de capaciteit van de centrale	12
	7.4. Bepaling van de constructievalhoogte	13
	7.5. Het optimale aantal turbines	14
	7.6. De gevolgen van wateraccumulatie in het stuwpand	15
	7.6.1. Het effect van accumulatie op de rentabiliteit	15
	7.6.2. De beheersaspecten van accumulatie	17
	7.7. Het centralebedrijf bij accumulatie	19
	7.8. Bepaling van de investeringsvergoeding	24
	7.9. Afmetingen en kosten van de centrale	25
	7.9.1. Turbines en generatoren	25
	7.9.2. Het centralegebouw	26
	7.9.3. Civiele werken	27
	7.9.4. Onderhoud en exploitatie	29
	7.9.5. Totale kosten op jaarbasis	29
8.	Gegevens - algemeen	30
9.	De berekening van stap tot stap - algemeen	31
10.	Het computerprogramma	34
11.	Rentabiliteitsberekening voor de lokatie Grave	36
	11.1. Gegevens	36
	11.2. Resultaten en conclusies	39
12.	Eindconclusie	44
	Literatuuroverzicht	46

Afstudeerproject G.G. van Bochove

Deelontwerp WATERKRACHT

Onderzoek naar de mogelijkheden van een waterkrachtcentrale in de Maas bij Grave

1. Inleiding

Wanneer wordt gedacht aan vernieuwing van de stuw bij Grave, kan daarbij niet voorbij worden gegaan aan de mogelijkheid de stuw te combineren met een waterkrachtcentrale.
Het is hier niet de eerste keer dat de pen wordt opgenomen over de winning van witte steenkool uit de Maas. De eerste plannen hieromtrent dateren uit de jaren '50, maar vooral de afgelopen jaren is van verschillende zijden de aandacht gevestigd op mogelijke energiewinning uit de Maas. Geen wonder ook; de steeds stijgende kosten van fossiele brandstoffen en de bewustwording van de schaarste ervan nopen ons tot zorgvuldig beheer van energiebronnen die de natuur ons biedt. Bovendien hebben de energiecrises in het verleden ons op pijnlijke wijze de afhankelijkheid van de olieproducerende landen doen ervaren.
De oplossing van het energieprobleem is enerzijds gezocht in beperking van het gebruik ervan, anderzijds in de exploitatie van andere energiedragers zoals nucleaire -, zonne- en windenergie en energie uit interplanetaire krachten (getijdecentrale). Zo is de hier te beschouwen energieleverancier i.c. waterkracht een vorm van zonne-energie. Immers, de zon is de motor van de hydrologische cyclus, waarin de rivierafvoer een schakel vormt.
De toepassing van waterkracht is niet nieuw. Reeds in lang vervlogen tijden kende men het waterrad voor de omzetting van waterkracht in mechanische energie: de molensteen of de zaag. Echter, door het 'hier en nu' karakter van deze energieleverancier is de mechanische eenheid van winning en verbruik steeds meer in onbruik geraakt. Anders was dit met de omzetting van waterkracht in elektrische energie, hetwelk zonder veel verliezen over grote afstand kan worden getransporteerd. Door deze ruime afzetmogelijkheden werden de z.g. waterkrachtcentrales steeds grootschaliger, in sommige landen verzorgen ze nagenoeg de gehele elektriciteitsproduktie (Noorwegen 99%, Zwitserland 97%).

2. Waterkracht in Nederland?

De opwekking van energie uit een waterstroom kent twee vereisten: afvoer en verval.
Aan eerstgenoemde heeft Nederland geen gebrek; de Nederlandse rivieren hebben grote delen van West-Europa tot hun stroomgebied en hoge afvoeren vormen niet zelden juist een probleem. Toch biedt ons vlakke landje ons niet de mogelijkheid tot energiewinning uit waterkracht op grote schaal: de afwezigheid van voldoende verval is hiervan de oorzaak.
We kunnen hier echter geen definitief nee laten klinken. Een energiewinning project wordt n.l. in hoofdzaak getoetst aan twee criteria: rentabiliteit en milieubelasting. Deze criteria zijn t.a.v. de in Nederland aanwezige centrales vooral de laatste tijd aan sterke verandering onderhevig. Enerzijds zijn het de stijgende brandstofkosten die de rentabiliteit (in feite de kWh-prijs) beïnvloeden, anderzijds is de toenemende zorg voor ons leefmilieu oorzaak van een voortdurende herwaardering van bestaande en nieuw te bouwen centrales in ons land (kolen, kernenergie).
Het is een niet te ontkennen feit dat beide criteria veranderen ten gunste van waterkrachtcentrales: het door ons land stromende water wordt niet duurder en de milieubelasting is nihil. Daarom kan een negatieve beslissing van gisteren t.a.v. een waterkrachtcentrale vandaag alweer om heroverweging vragen.
Er is nog een reden die de toepassing van waterkracht in ons land steeds aantrekkelijker maakt, n.l. de vooruitgang in de turbinetechniek.
Met de komst van de z.g. bulb-turbines (Kaplan turbine met horizontale as) is het mogelijk geworden ook bij kleine valhoogten energie op te wekken. Tevens zijn door de compacte vorm van dit turbinetype de inbouwkosten relatief laag.

3. Energie uit de Maas

Wanneer we de mogelijkheden nagaan voor de winning van energie uit waterkracht in ons land, valt daarbij al gauw het oog op de Maas (althans voorzover het riviercentrales betreft). Dit vindt zijn oorzaak in het afvoerregime van deze rivier. De Maas is n.l. een typische regenrivier. Hierdoor is het afvoerverloop even grillig als het regenpatroon in het stroomgebied; de grootste afvoer is vele malen groter dan de kleinste (factor 200!). Toch mag de grootste afvoer geen ontoelaatbare inundaties tot gevolg hebben, zodat een voldoende ruim profiel is vereist.

Een groot gedeelte van het jaar is de afvoer echter beduidend kleiner dan deze maximum afvoer; in het relatief ruime profiel zou dan een zeer lage waterstand optreden. Om scheepvaart mogelijk te maken zijn stuwen nodig; punten waar het verval wordt geconcentreerd. Omdat verval een vereiste is voor de opwekking van energie, komt de Maas hiervoor als eerste in aanmerking.
De Rijn, die meer het karakter heeft van een gletsjerrivier, geeft een meer gelijkmatige afvoer te zien. De drie stuwen in deze rivier (één voor afvoer en twee voor peilregeling) zijn door hun relatief korte periode dat ze een relevant verval opwekken minder geschikt voor energiewinning.
Paradoxaal is dan ook het feit dat de enige waterkrachtcentrale die Nederland rijk is juist in een van deze stuwen is aangebracht (Hagestein). De energie-opbrengst van deze proefcentrale (2,2 MW) is dan ook niet erg bevredigend (relatieve vollasttijd nog geen 4%). Hierbij moet wel worden opgemerkt dat het hier toegepaste turbinetype inmiddels is verouderd; bovendien is de situering van de centrale bij Hagestein nog extra ongunstig doordat de benedenwaterstand onderhevig is aan eb- en vloedbeweging.
Terugkomend op de Maas als eerstaangewezene voor de toepassing van waterkrachtcentrales: de positie die deze rivier hierbij inneemt vindt dus zijn oorzaak in de grote variatie in de afvoer. Dit wil - alweer een paradox - niet zeggen, dat deze afvoervariatie zo gewenst is voor energie-opwekking. Integendeel, het rendement van een centrale is juist optimaal bij een zekere constante combinatie van afvoer en verval. Het bovenstaande geeft duidelijk het verschil in karakter weer met waterkrachtcentrales in de bovenloop van een rivier. Daar worden veelal van nature aanwezige vervallen benut (watervallen, stroomversnellingen); de grootte ervan ligt vaak een orde hoger dan de vervallen in de benedenloop. Een essentieel verschil is ook dat deze vervallen altijd aanwezig zijn; de grootte ervan is minder afhankelijk van de grootte van het debiet dan bij de stuwen in ons land.

4. Gegarandeerd vermogen en rentabiliteit

In verband met het voorgaande brengen we ter sprake het zg. gegarandeerde vermogen van een waterkrachtcentrale. Dit is het vermogen dat nagenoeg altijd (exacte definitie volgt later) beschikbaar is; het kan worden meegeteld bij het totale vermogen dat nodig is om aan de (piek)

stroomafname te voldoen. Anders is dit wanneer het opgestelde vermogen niet kan worden gegarandeerd voor de opwekking van elektriciteit. Voor een dergelijk niet-gegarandeerd vermogen moet dus reserve-vermogen worden opgesteld (bv. thermische centrale) om te allen tijde aan de vraag naar elektriciteit te kunnen voldoen. Toegepast op de situatie in ons land: bij gegarandeerd vermogen van een eventuele waterkrachtcentrale kan worden bespaard op investerings- en brandstofkosten van thermische centrales; bij niet-gegarandeerd vermogen worden alleen de brandstofkosten uitgespaard. Het is dus voor de rentabiliteit van een waterkrachtcentrale van belang, welk deel van het opgestelde vermogen kan worden gegarandeerd.

Helaas is de situatie in ons land wat dit aangaat ongunstig. Zoals reeds is opgemerkt bestaan de vervallen over de stuwen in onze rivieren in feite bij de gratie van de kleine afvoeren. Wanneer we ons beperken tot de Maas: alle stuwen in deze rivier dienen voor het handhaven van een zekere minimum waterstand. Wanneer de afvoer van de rivier toeneemt, en daarmee de waterdiepte, zijn de stuwen op een zeker moment niet meer nodig en moeten ze, om inundatie te voorkomen, zelfs worden weggenomen. Het voor de opwekking van energie benodigde verval ontbreekt dan en de generator staat stil. Dit nadeel kan worden ondervangen door gebruik te maken van omloopverval. Hierbij wordt een gedeelte van de rivierafvoer door een lateraal kanaal geleid, waarvan de stroomweerstand kleiner is dan die in het 'kortgesloten' riviergedeelte. Het verval in dit riviergedeelte is dus groter dan het verval in het lateraal kanaal; het verschil kan worden benut voor de opwekking van energie. Dit verschil in verval is het grootst bij grote afvoeren; bij kleine afvoeren kan een stuw in het riviergedeelte zorgen voor een zeker verval over het kanaal. Op deze wijze kan dus te allen tijde vermogen worden gegarandeerd. Wanneer echter het stuw-centrale complex direct in de rivier wordt geprojecteerd (zoals bij Grave), kan gedurende de wintermaanden bij hoge afvoeren nauwelijks vermogen worden gegarandeerd (door berekening te bepalen), hetgeen ten nadele is van de rentabiliteit. De investering in de bouw van een dergelijke centrale zou dus bijna geheel gerechtvaardigd moeten worden uit besparing in brandstofkosten van thermische centrales. Hierbij maken we echter een tweetal opmerkingen:

1. In het bovenstaande is voorbijgegaan aan het gewicht van milieubelastingnormen. Het is een feit dat thermische centrales milieubelastend zijn. Bij de conventionele thermische centrales is het de luchtvervui-

ling; bij de nucleaire centrales de meer ethische milieubezwaren die de milieubelasting vormen. Bovendien speelt bij beide centrales het koelwaterprobleem (thermische vervuiling) een rol. Getracht zou moeten worden het bezwaar van de milieubelasting te waarderen in de vorm van geldelijke middelen (bv. per kW). Deze middelen zouden dan als overheidssteun ter beschikking moeten worden gesteld bij de bouw van een waterkrachtcentrale. De middelen zouden kunnen worden verkregen uit heffingen op thermische centrales.

2. Gezien de gestage uitbreiding van het koppelnet in de afgelopen jaren lijkt een herwaardering van het begrip 'gegarandeerd vermogen' op z'n plaats. De koppeling strekt zelfs al tot over de landsgrenzen. Hierdoor is de verhouding tussen piek-stroomafname en totaal produktievermogen steeds gunstiger geworden (hoe groter het gebied, hoe gelijkmatiger de stroomafname: vergelijk regenval!). De toelaatbaarheid dat een individuele centrale gedurende korte tijd (bv. enkele dagen per maand) zijn gegarandeerde vermogen niet ter beschikking heeft, wordt daardoor steeds groter.
   Bovendien zou de mogelijkheid moeten worden onderzocht in hoeverre koppeling met verder bovenstrooms gelegen buitenlandse centrales mogelijk is. Veelal hebben deze centrales de beschikking over een constant (van nature aanwezig) verval, hetgeen impliceert dat bij hoge afvoeren een verhoogde energieproduktie mogelijk is. Het is juist bij deze hoge afvoeren dat 'onze' centrale niet kan produceren wegens gebrek aan verval. Bij koppeling van beide centrales kan een groter gezamenlijk vermogen worden gegarandeerd dan de som van de individuele gegarandeerde vermogens. Een deel van dit verschil kan in rekening worden gebracht als gegarandeerd vermogen voor 'onze' centrale, hetgeen ten goede komt aan de rentabiliteit. We moeten hierbij echter wel bedenken dat het opgestelde vermogen van de hier te bouwen centrale(s) slechts een fractie is van het vermogen van de centrales in de bovenloop van de rivier, zodat het nog maar de vraag is of koppeling voor laatstgenoemde centrales wel interessant is.

5. <u>Resultaten van eerder onderzoek</u>

Recentelijk (1981) is door de TH-Delft, samen met Haskoning BV-Nijmegen, een vooronderzoek gedaan naar mogelijke energiewinning uit de Maas. Aan dit onderzoek lag o.a. ten grondslag een in 1961 gedane studie over dit onderwerp van de Rijkswaterstaat (ir. G.W. Koopman). Uit het

vooronderzoek komt als meest rendabel naar voren de energiewinning uit het Julianakanaal (Linne-Roermond). Hierbij wordt dan gebruik gemaakt van het eerder beschreven principe van omloopverval. Daarnaast zijn de mogelijkheden onderzocht van vijf riviercentrales, te weten bij: Borgharen, Belfeld, Sambeek, Grave en Lith. De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Kosten en opbrengsten voor de geplande centrales in de Maas

	Borgharen	Belfeld	Sambeek	Grave	Lith
Energieopbrengst (GWh/jaar)	15	23	23	24	23
Kosten turbines + generatoren (x 10^6 *f*)	12	12	12	12	12
Totale bouwkosten (x 10^6 *f*)	30	20	20	30	30
Kosten per KW (*f*/KW/jaar)	936	624	624	936	936
Jaarprestatie (kWh/KW)	3000	4600	4600	4800	4600
Installatiekosten (*f*/kWh)	0,31	0,135	0,135	0,20	0,20

Hierbij is uitgegaan van een annuïteitenbasis met een rentevoet van 11%, exploitatiekosten van 2% per jaar, een looptijd van 40 jaar.
Zoals blijkt zijn de installatiekosten per kWh voor Grave hoger dan voor Belfeld en Sambeek, bovendien zijn ze aanmerkelijk hoger dan de huidige brandstofkosten (gem. *f* 0,11 per kWh). De energieopbrengst en de jaarprestatie van Grave zijn echter de grootste van alle riviercentrales. De hoge installatiekosten zijn dan ook een gevolg van de relatief hoge inbouwkosten, waarbij echter moet worden opgemerkt dat dit de kosten zijn voor inbouw in de bestaande stuw. Door de constructie van de stuw bij Grave zijn de inbouwkosten hier hoger dan bij Belfeld en Sambeek. Geheel anders wordt dit wanneer om andere redenen tot vernieuwing van de stuw bij Grave wordt overgegaan. De getallen komen dan zeker zo gunstig te liggen als bij Belfeld en Sambeek en misschien zelfs nog gunstiger.

Geconcludeerd kan dus worden dat bij vernieuwing van de stuw bij Grave aan de mogelijkheid van een waterkrachtcentrale zeker niet mag worden voorbijgegaan.
Verder willen we nog noemen een rapport van de Stichting Energie Anders genaamd: 'Waterkracht; mogelijkheden voor ons land'. Hierin wordt eveneens de mogelijkheid voor een waterkrachtcentrale te Grave onderzocht. De hierin genoemde waarden voor vermogen en opbrengst liggen aanmerkelijk hoger dan de uitkomsten van eerstgenoemde studie. Bij nader onderzoek blijkt dat dit vermogen alleen kan worden bereikt bij het maximale debiet in combinatie met de maximale valhoogte. Deze treden echter nooit tegelijk op, maar zijn juist tegenpolen (bij grote afvoer klein verval en omgekeerd). Daar ook de erin genoemde opbrengst zelfs groter is dan de maximaal mogelijke opbrengst van de waterstroom zonder restrictie t.a.v. uitbouw debiet en minimum valhoogte, lijkt het rapport wat tendentieus.

6. Accumulatiemogelijkheden

Bij de winning van energie is altijd het streven de energie ter beschikking te hebben op het gewenste moment. Bij energie uit fossiele brandstoffen is dit geen probleem; zij laten zich gemakkelijk opslaan. Wel een probleem is dit bv. bij windenergie. De energieproduktie van een windmolen is afhankelijk van het windaanbod, de opslag van wind is onmogelijk. Wel kan worden getracht de windenergie na omzetting in een andere energievorm op te slaan (bv. pompaccumulatiewerk).
Waterkracht is een energievorm die zich in principe wel laat opslaan; de situering van de waterkrachtcentrale moet dit echter toelaten. Wanneer bv. de rivier door een dal voert, kan de bouw van een dam worden overwogen, zodanig dat een reservoir ontstaat. Door de grote bergingsmogelijkheid kan dan - althans wanneer geen andere belangen in het spel zijn, hetgeen meestal wel het geval is - de energieproduktie op langere termijn worden afgestemd op de vraag.
De situatie bij Grave laat echter geen berging van water op grote schaal toe. Wanneer de centrale in bedrijf is, stroomt de rivier door het zomerbed; wanneer de afvoer zo groot wordt dat ook het winterbed wordt geïnundeerd, is de stuw gestreken en is door afwezigheid van verval dus geen energieopwekking mogelijk. Kunstmatige inundatie van het - in de zomer gecultiveerde - winterbed door opstuwing is ongewenst, zodat de accumulatiemogelijkheden moeten worden gezocht in het zomerbed van de rivier.

Gegevens over hoogten zomerkaden, natuurlijke lozingen e.d. zullen moeten uitwijzen wat de toelaatbare waterpeilvariatie in het stuwpand is. In ieder geval zal alleen accumulatie op korte termijn (dag-accumulatie) zinvol zijn. Overleg met elektriciteitsproducenten zal moeten uitwijzen of accumulatie op deze schaal überhaupt zinvol is en zo ja, wanneer - in de loop van de dag - geaccumuleerd en wanneer geproduceerd moet worden.
Tenslotte noemen we nog de mogelijkheid de centrale te koppelen met een pompaccumulatiewerk. Wanneer bv. het Plan Lievense doorgang vindt zou, als de produktie van energie de vraag overtreft, het teveel kunnen worden benut om het accumulatiebekken op te pompen. Tijdens de piek-stroomafname wordt het bekken afgelaten en de erin opgeslagen energie teruggewonnen. In feite is de waterkrachtcentrale hierbij geheel analoog aan de in dit plan voorkomende windmolens.

7. De theorie voor de rentabiliteitsberekening

7.1. Inleiding

De rentabiliteitsberekening van een waterkrachtcentrale valt uiteen in twee gedeelten, nl.: de bepaling van de energieopbrengst enerzijds en de kostenbepaling van de centrale (op jaarbasis) anderzijds.
Het quotiënt van beide is een kWh-prijs. De hoogte hiervan t.o.v. de kWh-prijs van conventionele centrales bepaalt of de waterkrachtcentrale al dan niet rendabel is.
Wanneer het stuwpand wordt gebruikt als wateraccumulatiebekken met het doel 'peak-shaving' toe te passen, is het gegeven van energieopbrengst in kWh niet voldoende. Belangrijk wordt dan wanneer de energie wordt opgewekt; tijdens de piek- of tijdens de nachtperiode. De opbrengst van de centrale op jaarbasis moet dan in plaats van in kWh in geld worden uitgedrukt. Als de kosten van de centrale op jaarbasis dit bedrag niet overtreffen is de centrale rendabel. Hierbij moeten dus de kWh-prijzen, die met het oog op conventionele centrales nog acceptabel worden geacht, vooraf in de berekening worden ingevoerd.
Een ander belangrijk facet van de rentabiliteitsberekening is de bepaling van de eventuele vermogensgarantie. Dit kan het beste worden weergegeven in een vermogen-duurlijn, die weergeeft hoeveel dagen per jaar op een zeker vermogen kan worden gerekend. Bij accumulatie kan dan onderscheid worden gemaakt tussen een vermogen-duurlijn voor de piek- en een voor de nachtperiode. Immers, met accumulatie wil men niet alleen bereiken dat meer energie tijdens de piekuren wordt opgewekt, maar ook dat tijdens

deze uren een grotere vermogen-inzet kan worden gegarandeerd. Dit kan dan worden gehonoreerd door het toekennen van een zekere vermogensvergoeding aan de waterkrachtcentrale.
In het hiernavolgende wordt eerst de bepaling van de energieproduktie van een waterkrachtcentrale behandeld, daarna wordt aandacht besteed aan de kostenbepaling.

7.2. Bepaling van de energieopbrengst

Een waterkrachtcentrale wekt energie op volgens het principe:

massastroom (N/S) x valhoogte (m) = vermogen (w)

waarin massastroom = debiet x soortelijke massa
dus samen: $\rho\, g\, Q\, H = N$
Hierbij gelden een aantal reducties en restricties:

a. Het opwekken van energie uit waterkracht gaat gepaard met verliezen (turbulentie, mechanische wrijving e.d.), die optreden in:
   - de turbine
   - de generatoren

   Ze worden in rekening gebracht d.m.v. rendementsfactoren:

   $$N = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

   Bij de huidige stand van de techniek van de lagedruk-turbines kan worden gerekend met

   $$\eta_t \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot g = 8 \times 10^3 \quad \text{dus}$$

   $$N = 8\, Q\, H_{netto} \ (kW)$$

b. Verder treden verliezen op in de toe- en afvoerleidingen van de centrale. Deze worden in rekening gebracht door de valhoogte te reduceren

   $$H_{netto} = H_{bruto} - \Delta H$$

   De grootte van de verliezen ΔH is in het algemeen afhankelijk te stellen van de snelheidshoogte in de toe- en afvoerleidingen:

   $$\Delta H = \xi \frac{v^2}{2g}$$

   Wanneer nu de waterpeilvariatie in deze leidingen wordt verwaarloosd is $v :: Q$ en kan men dus stellen

   $$\Delta H = C \cdot Q^2$$

   waarin C een nader te bepalen constante is.

Voorgesteld wordt nu deze constante C afhankelijk te stellen van het maximum debiet door de turbine. Dit zg. uitbouwdebiet (Q_A) is nl. één van de factoren die de grootte van de turbine bepalen. Hoe groter Q_A, des te groter de turbine en dus ook de toe- en afvoerleidingen en des te kleiner de constante C. Gesteld wordt dat de verliezen bij $Q = Q_A$ constant zijn en dus onafhankelijk van Q_A. Een redelijke waarde lijkt $\Delta H = 0,10$ m.

Voor een centrale met een bepaald uitbouwdebiet volgt dan de waarde van C uit: $0,10 = C \cdot Q_A^2$. Een zwak punt hierbij is de constante waarde van 0,10 m. Deze waarde is pas goed te bepalen als de constructieve uitvoering van de centrale bekend is (krooshekken, schuifsponningen e.d.). Andersom zou dit echter ook als criterium (max. toelaatbaar) kunnen worden opgevat voor de constructieve uitvoering.

c. Er moet op worden gerekend dat een gedeelte van de rivierafvoer niet beschikbaar is voor de opwekking van energie. Bedoeld wordt het water dat t.g.v. het schutproces door de sluis wordt gevoerd, het lekwater door het stuw-centrale-complex en eventueel het water benodigd voor het functioneren van een vistrap. Het totale lekverlies wordt constant verondersteld; de grootte ervan is gesteld op 15 m^3/s. Ter oriëntatie: het schutverlies bij Grave bedraagt bij 40 maal schutten per dag en een verval van 2,50 m:

$$\frac{40 \times 110 \times 14 \times 2,5}{24 \times 3600} = 1,8 \ m^3/s$$

De indruk bestaat dat het lekverlies - ook bij goede waterdichte uitvoering zoals de stuw bij Lith - een veelvoud van deze waarde bedraagt (mondelinge informatie). Hierbij komt ook nog het verlies t.g.v. onder- en achterloopsheid van het stuwcomplex. Met het oog hierop lijkt 15 m^3/s een - voor de rentabiliteitsberekening - redelijk 'veilige' waarde.

d. In het voorgaande is reeds beschreven dat het turbinedebiet is gebonden aan een maximum; het zg. uitbouwdebiet, dat een belangrijke factor is in de bepaling van de turbinegrootte.

e. Om het uitbouwdebiet door de turbine te kunnen leiden is niet alleen voldoende rivierafvoer, maar ook voldoende valhoogte vereist. De turbinetypes die hier worden beschouwd zijn voorzien van verstelbare leidschoepen. Deze leidschoepen en de rotorbladen van de turbine worden zodanig bij de rivierafvoer en valhoogte aangepast dat de omwentelingssnelheid van de generator constant blijft. Wanneer nu de

valhoogte afneemt zullen op een zeker moment de leidschoepen geheel geopend dienen te worden teneinde het uitbouwdebiet door de turbine te leiden (aangenomen dat de rivierafvoer voldoende groot is). Deze valhoogte, waarbij nog juist het volledige uitbouwdebiet door de turbine kan worden geleid, is de zg. constructie valhoogte. Neemt nu de valhoogte nog verder af, dan kan slechts een gedeelte van het uitbouwdebiet worden verwerkt, waardoor het vermogen daalt beneden de waarde van $8\ Q_A\ H_{netto}$. Ludin stelt voor dit effect in rekening te brengen door de valhoogte te reduceren en wel op de volgende wijze:

$$H_r = H - \frac{H_T - H}{2}$$

waarin H_r = gereduceerde valhoogte
H = netto aanwezige valhoogte
H_T = constructievalhoogte

(zie Mosonyi 'Wasserkraftwerke', Band I, pag. 114 e.v.).
Het vermogen kan dan worden berekend met deze gereduceerde valhoogte en het volledige uitbouwdebiet. In de bovenstaande formule is ook verdisconteerd dat het turbinerendement bij afnemende valhoogten niet constant blijft. Wanneer de valhoogte daalt beneden 1/3 H_T, kan in het geheel geen vermogen meer worden ingezet.
De bovenbeschreven constructievalhoogte bepaalt samen met het uitbouwdebiet de grootte van de turbine. Beide waarden zijn onafhankelijk van elkaar.

f. De laatste beperkende factor in de vermogensbepaling is de minimumgrens t.a.v. het debiet, waarbij nog energie kan worden opgewekt. Het betreft hier dus de situatie die optreedt in een droge periode, wanneer wel voldoende valhoogte aanwezig is, maar het beschikbare rivierdebiet te klein is. Doorgaans wordt deze waarde uitgedrukt als percentage van het uitbouwdebiet. Bij de huidige stand van de turbinetechniek lijkt 30% een reële waarde. Weliswaar kan beneden deze waarde nog wat energie worden opgewekt, maar juist daarboven zou eigenlijk een rendementscorrectie moeten worden toegepast omdat het rendement van de turbine bij kleinere debieten snel afneemt. Beide effecten lijken elkaar redelijk te compenseren wanneer de minimumgrens bij 30% van Q_A wordt gelegd.

De energieopbrengst van een waterkrachtcentrale wordt nu als volgt bepaald: Uitgegaan wordt van de afvoerduurlijn van de rivier. Deze curve geeft het aantal dagen weer, dat een bepaalde afvoer wordt overschre-

den (zie fig. 5). Bij elke afvoer behoort een bepaalde valhoogte, die omgekeerd evenredig is met de afvoer: bij toenemende afvoer neemt de valhoogte af v.v. Wanneer dus de valhoogte als onderschrijdingskromme in de figuur wordt bijgetekend, worden bij elke abscis steeds met elkaar corresponderende ordinaten (afvoer en valhoogte) gevonden.
Voor elk punt op de 'tijd'-as kan nu, met inachtname van de restricties a t/m f, het inzetbare vermogen worden bepaald. Het oppervlak onder de aldus verkregen vermogen-curve komt overeen met de gemiddelde jaarlijkse energieproduktie van de waterkrachtcentrale (in kWh) (zie fig. 4).

7.3. Bepaling van de capaciteit van de centrale

De capaciteit van de centrale wordt bepaald door de volgende factoren:
a. het uitbouwdebiet per turbine
b. de constructievalhoogte van de turbine(s)
c. het aantal turbines

De factoren a. en c. kunnen in eerste instantie worden gecombineerd door niet het uitbouwdebiet per turbine, maar het totale uitbouwdebiet van de centrale te beschouwen. Dit uitbouwdebiet moet worden bepaald uit een kosten-opbrengstoptimalisatie. Wanneer wordt gekozen voor een zeker uitbouwdebiet betekent dit, dat als de beschikbare rivierafvoer groter is dan dit debiet, het teveel aan water over de stuw moet worden afgelaten zonder dat het wordt benut voor de opwekking van energie. Een groter uitbouwdebiet resulteert in een grote energieopbrengst, echter de kosten van de centrale nemen dan ook toe. Het aantal dagen per jaar dat het extra vermogen kan worden ingezet neemt daarbij ook af. Op een zeker moment is vergroting van de capaciteit niet meer te rechtvaardigen uit de grotere opbrengst van de centrale; dit is dan de optimale centralecapaciteit.
In de loop der tijd is een duidelijke verschuiving waar te nemen t.a.v. de ligging van dit optimum. Rond de eeuwwisseling werden centrales gebouwd met een uitbouwdebiet dat ± 85% van de tijd beschikbaar was. In de jaren '50 was dit gedaald tot ± 35%. Tegenwoordig zijn al centrales gebouwd waarvan de rivierafvoer het uitbouwdebiet slechts 17% van de tijd bereikt of overtreft. Enerzijds is dit terug te voeren op de vooruitgang in de turbinetechniek (hogere rendementen, relatief goedkopere turbines), anderzijds is de stijging van de fossiele brandstofprijzen de oorzaak van deze ontwikkeling.

De essentie van de rentabiliteitsberekening is dus:

1. Kies een uitbouwdebiet
2. Bepaal de opbrengst van de centrale
3. Bepaal de kosten van de centrale

Deze procedure moet worden gevolgd voor verschillende uitbouwdebieten, waaruit dan het optimum kan worden vastgesteld.

7.4. Bepaling van de constructievalhoogte

Zoals de opmerkzame lezer zich herinnert is de constructievalhoogte een factor die de turbinegrootte - en dus ook de kosten - mede bepaalt en bovendien niet direct is te bepalen uit de grootte van het uitbouwdebiet. In feite moet ook deze waarde via optimalisatie worden bepaald. Wanneer men nl. bij een zeker uitbouwdebiet de constructievalhoogte laat afnemen, neemt ook de reductie van de kleinere valhoogten af en de totale jaarlijkse energie produktie neemt dus toe. De kosten van de turbine nemen bij afnemende constructievalhoogte echter toe. Ook hier geldt weer dat de extra investering moet kunnen worden gerechtvaardigd uit de extra opbrengsten. In de literatuur (Wasserkraftwerke - Mosonyi) wordt een benaderingsmethode aangegeven voor de constructievalhoogte. Voorgesteld wordt de gemiddelde bruto jaaropbrengst van de centrale te delen door de tijdsduur van 1 jaar. Bruto betekent hier zonder valhoogtereductie; immers H_T is nog niet bekend. Resultaat is dan het gemiddelde vermogen. Uit de formule $N_{gem} = 8\ Q_A\ H_T$ volgt voor H_T een benadering die redelijk is zolang het opgewekte vermogen in de loop van een gemiddeld jaar procentueel niet teveel afwijkt van het gemiddelde vermogen. In de eerste helft van deze eeuw werden waterkrachtcentrales slechts gebouwd op plaatsen waar men kon rekenen op een redelijk constant energieaanbod. Later zijn steeds meer centrales in gebruik genomen op plaatsen waar dit minder het geval was. De situatie in de Maas is zelfs zo, dat (althans wanneer geen gebruik wordt gemaakt van omloopverval) de centrale een aantal dagen per jaar geheel stilligt; het vermogen varieert dus van 0 tot N_{max}. Dit impliceert dat het gemiddelde vermogen ver beneden het maximum ligt en dus ook de constructievalhoogte, indien bepaald met bovenstaande benaderingsmethode, essentieel afwijkt van de maximale valhoogte. Uit berekening blijkt dat de winst aan energieproduktie t.g.v. deze relatief kleine H_T nooit opweegt tegen de hogere investeringskosten van de centrale. Het optimum ligt dus boven de op deze manier berekende waarde van H_T. De rentabiliteitsberekening zal

voor verschillende waarden voor H_T moeten worden uitgevoerd, waarna het optimum voor H_T kan worden bepaald. Eventueel kan daarbij de op basis van N_{gem} bepaalde waarde voor H_T als startwaarde dienen.

7.5. Het optimale aantal turbines

Wanneer in de voorgaande hoofdstukken is gesproken over het uitbouwdebiet, werd hiermee bedoeld het totale uitbouwdebiet van de centrale. Hierbij ligt dus nog niet vast over hoeveel turbines dit debiet wordt verdeeld. In dit verband zijn de volgende factoren van belang:

a. het minimum rivierdebiet waarbij de centrale nog moet kunnen draaien (stel Q_{min}).
Dan geldt (zie par. 7.2, f):

$0,3 \times Q_{AT} = Q_{min}$ (Q_{AT} = uitbouwdebiet van 1 turbine)

Tevens geldt $NT \times Q_{AT} = Q_A$ (NT = aantal turbines)
Elimineren van Q_{AT} en omwerken levert:

$$NT = \frac{0,3 \times Q_A}{Q_{min}}$$

NT moet worden afgerond naar een geheel getal, dus in het algemeen zal niet exact aan de gestelde eis van Q_{min} worden voldaan. Overigens is de waarde van Q_{min} eigenlijk geen eis, maar een keuze. Wanneer wordt gekozen voor een kleinere waarde van Q_{min} wordt de energieopbrengst van de centrale groter (de centrale blijft bij kleinere debieten langer draaien), echter zijn daarbij meer turbines nodig; dus de centrale wordt duurder. Ook hier kan weer door het uitwerken van verschillende mogelijkheden een optimum worden bepaald.

b. De afmetingen van de turbine zijn aan een maximum gebonden. Met name kan de waaierdiameter om constructieve redenen niet groter worden genomen dan $\pm$ 6 m. De waaierdiameter is recht evenredig met $\sqrt{Q_{AT}}$ (wordt later toegelicht), dus de maximum eis voor de waaierdiameter is te vertalen in een maximum eis voor Q_{AT}. Ten aanzien van het aantal turbines moet dan gelden:

$$N \geqslant \frac{A_Q}{Q_{AT_{max}}}$$

c. In verband met onderhoud, reparatie en storingsgevoeligheid kan het gewenst zijn dat de centrale over minstens 2 turbines beschikt, waar-

bij echter moet worden opgemerkt dat door de afwezigheid van voldoende valhoogte of rivierafvoer de centrale een aantal dagen per jaar toch al stilligt. Als bovendien nog wateraccumulatie wordt toegepast zal de centrale ook nog een aantal nachtperioden stilliggen zodat dan kleine reparaties kunnen worden uitgevoerd.
Resumerend kan deze eis dus als volgt worden geformuleerd: Wanneer het voor de rentabiliteit niet veel uitmaakt kunnen beter twee turbines i.p.v. één worden toegepast. Aanzienlijk hogere investeringskosten voor een centrale met 2 turbines t.o.v. die met 1 turbine, zijn op basis van de betere onderhoudsmogelijkheden alléén, moeilijk te rechtvaardigen.

Wanneer aan de eisen a t/m c is voldaan, geldt in het algemeen dat het aantal turbines in de centrale zo klein mogelijk moet worden gehouden om de investeringskosten zo laag mogelijk te houden.

7.6. De gevolgen van wateraccumulatie in het stuwpand

7.6.1. Het effect van accumulatie op de rentabiliteit

Het doel van accumulatie van water in het stuwpand is het - op bescheiden schaal - toepassen van 'peak-shaving'. De produktie van elektriciteit wordt hierbij min of meer afgestemd op de vraag; de omzetting van potentiële energie in elektriciteit wordt zoveel mogelijk geconcentreerd in de periode van piekstroomafname. De vraag kan hierbij worden gesteld op welke manier hierdoor de rentabiliteit van de centrale wordt beïnvloed. Een aantal effecten kunnen worden onderscheiden:

a. De grootte van het elektriciteitsproduktiepark wordt afgestemd op de piek in de stroomafname. Als dus gedurende deze piek een zeker vermogen kan worden gegarandeerd, kan dit worden gerekend als bijdrage aan het totaal in te zetten vermogen en komt als zodanig ook in aanmerking voor de vermogensvergoeding. De rentabiliteit van de centrale wordt bij accumulatie dus verbeterd doordat het gegarandeerde vermogen mag worden afgestemd op de lengte van de piekperiode i.p.v. op 24 uur.
NB: Dit zou essentieel anders worden als een relevant gedeelte van het produktiepark zou bestaan uit dit soort waterkrachtcentrales. De situatie zou dan nl. kunnen ontstaan dat er zoveel potentiële energie tijdens de piekuren wordt omgezet in elektriciteit, dat tijdens de nachtperiode niet meer aan de (veel kleinere) vraag kan worden voldaan. Echter gezien de samenstelling van het produktiepark, nu

en in de toekomst, zal buiten de piekuren altijd voldoende vermogen inzetbaar zijn om het eventuele uitvallen van de waterkrachtcentrale(s) op te vangen.

In dit verband behoeft het begrip 'gegarandeerd vermogen' nadere toelichting, waartoe een vergelijking wordt getrokken met thermische centrales. Het blijkt dan dat ook het vermogen van deze centrales niet 100% van de tijd inzetbaar is. Gerekend wordt met 12% van de tijd onvoorzien niet beschikbaar.

Hiertoe wordt bij thermische centrales gerekend met een overcapaciteit van 27%. Het gegarandeerde vermogen is daarbij dus $\frac{1}{1,27}$ x het totale vermogen. De maat van 27% kan bij een waterkrachtcentrale niet worden gehanteerd wegens het afwijkende karakter van deze centrale (een geheel andere vermogen-duurlijn). De waarde van 12% van de tijd onvoorzien niet beschikbaar kan wèl worden gehanteerd (onafhankelijk van het karakter). Het percentage van de tijd dat de waterkrachtcentrale onvoorzien niet beschikbaar is t.g.v. storing of een technisch mankement, wordt gesteld op 2%. Het resterende deel (12 - 2 = 10%) kan dan worden gerekend als onvoorzien niet beschikbaar t.g.v. onvoldoende afvoer of valhoogte. Wanneer dus een vermogen-duurlijn wordt opgesteld op basis van het rivieraanbod, kan de waarde die hierin voorkomt bij 10% van de tijd als gegarandeerd vermogen in rekening worden gebracht.

b. Het tweede effect dat accumulatie heeft op de rentabiliteit wordt veroorzaakt door de verschuiving van de elektriciteitsproduktie van de nachtperiode naar de piekperiode. In het jaar 2000 zal vrijwel de gehele basislast van het elektriciteitsproduktiepark zijn ingenomen door kolencentrales. Dit betekent dat voor elke tijdens de nachtperiode geproduceerde kWh de lage brandstofprijs van kolen in rekening kan worden gebracht. Wanneer echter vermogen wordt ingezet tijdens de piekperiode, wordt dit in mindering gebracht op het in te zetten vermogen van de piek- en middenlast centrales. De basislast draait daarbij door op volcapaciteit. Voor de energie, geproduceerd tijdens de piekperiode, mogen dus - afgezien van eventuele vermogensgarantie - de hoge brandstofprijzen voor olie en gas in rekening worden gebracht. Door accumulatie wordt de totale energieproduktie dus nauwelijks beinvloed; echter de 'opbrengst' van de centrale uitgedrukt in geld verandert wel essentieel.

In verband met bovenstaande twee effecten kan de vraag worden gesteld: hoelang moet nu de piekperiode worden aangenomen. Wanneer de centrale

(of eigenlijk het rivieraanbod) bij accumulatie relevante mogelijkheden biedt tot peak-shaving lijkt het redelijk hiervoor de gemiddelde lengte van de op te vangen pieken in rekening te brengen, zijnde 3 à 6 uur. De centrale heeft dan meer het karakter van een pieklastcentrale.

Is echter geen relevant gegarandeerd vermogen te leveren tijdens deze pieken, dan heeft effect b. de overhand en is de centrale het best te vergelijken met een middenlastcentrale. In dat geval moet voor de piekperiode in rekening worden gebracht: het gemiddeld aantal uren per dag dat de middenlastcentrales draaien. Uit figuur 1 blijkt dit ± 13 uur te zijn (gemiddelde periode tussen de sterke stijging vóór - en de snelle daling na de 'brede dagpiek').

c. Het derde effect van accumulatie op de rentabiliteit is het extra kostenbedrag hetwelk verhoging van het stuwpeil met zich meebrengt. Voor de bepaling van deze kosten is een globale studie verricht naar de toestand van de oevers langs het stuwpand. De resultaten hiervan zijn weergegeven in par. 7.9.3. onder ad d

7.6.2. <u>De beheersaspecten van accumulatie</u>

Naast de energie-technische aspecten van accumulatie moeten ook de beheersaspecten in beschouwing worden genomen. De meest in het oog lopende verandering is wel de verhoging van het stuwpeil. Dit heeft gevolgen voor:

- de doorvaarthoogte onder bruggen. Deze doorvaarthoogte is echter afgestemd op een afvoer van 2000 m^3/s (zie par. 3.1.2., Programma van eisen). De bij deze afvoer optredende waterstand is aanzienlijk hoger dan waaraan bij accumulatie wordt gedacht. Hier treden dus geen problemen op.
- de oevers. De hoogte van de oeverbescherming is afgestemd op het huidige stuwpeil. Slechts incidenteel treedt t.g.v. hoge afvoeren een hogere waterstand op. Wanneer nu t.g.v. accumulatie regelmatig een hogere waterstand optreedt, zou door stroming en haalgolven van schepen beschadiging van de oever boven de verdedigde zône kunnen optreden. Daarom moet de oeververdediging over de hoogte van de accumulatie worden opgetrokken.
- Inundaties. Als de waterhoogte t.g.v. accumulatie stijgt boven de oeverhoogte, treedt inundatie op. Relevante inundaties treden echter pas op bij afvoeren waarbij waterstanden worden bereikt die aanmerkelijk hoger zijn dan bij accumulatie het geval is. Plaatselijk zouden ten gevolge van accumulatie wel beperkte inundaties kunnen ontstaan; waar

dit ongewenst is, moeten zomerkaden worden aangelegd.

- Veerstoepen, aanlegsteigers, scheepshellingen e.d. Deze moeten, indien nodig, aan de wisselende waterstand worden aangepast. Ook hierbij wordt opgemerkt dat op de Maas t.g.v. hoge afvoeren hogere waterstanden kunnen optreden dan bij accumulatie het geval is. Wel bestaat de mogelijkheid dat in de huidige situatie bij bepaalde waterstanden een veer uit de vaart wordt genomen of een haven sluit. Dat deze situatie dagelijks optreedt zal op grotere bezwaren stuiten.

De tweede verandering t.o.v. de huidige situatie is de sterke schommeling in de afvoer die door de centrale wordt afgelaten.Dit heeft vooral consequenties voor het riviergedeelte benedenstrooms van het stuw/centralecomplex. Te onderscheiden factoren zijn:

- Regeling van de stuw(en) benedenstrooms. De hoeveelheid water die in het benedenstrooms gelegen stuwpand wordt afgelaten. Bij kleine rivierafvoeren, wanneer het volledig beschikbare rivierdebiet wordt opgeslagen, loopt de afvoer zelfs tot nul terug (behoudens het leken schutverlies). Het is duidelijk dat voor de handhaving van het stuwpeil de benedenstroomse stuwen moeten worden bijgeregeld. Benedenstrooms van de meest stroomafwaarts gelegen stuw zal de waterstand op de rivier ook variëren. Van belang hierbij is een goede communicatie tussen de betreffende stuwen. Met behulp van een numeriek simulatiesysteen kan een optimaal regelprogramma voor de diverse stuwen worden ontworpen, zodat de sprong in de afvoer zo geruisloos mogelijk wordt opgevangen (handhaving stuwpeil(en), uitdempen translatiegolven e.d.).
- Irrigatie in droge tijden. Wanneer voor dit doel benedenstrooms van de waterkrachtcentrale een zeker debiet vereist is, moet dit te allen tijde worden doorgelaten. Dit stelt dus beperkingen aan het debiet waarmee kan worden geaccumuleerd. De mogelijkheid zou kunnen worden onderzocht om, als deze situatie zich voordoet,tijdens de piek periode, waarbij een relatief groot debiet wordt doorgelaten, het water in de benedenstroomse stuwpanden op te sparen en in de nachtperiode voor irrigatie te benutten. Deze werkwijze moet echter passen in het waterhuishoudkundig systeem bij irrigatie (onder vrij verval of pompen?).
- Het sedimentatiepatroon boven- en benedenstrooms. Tijdens accumulatie worden de stroomsnelheden in het stuwpand en benedenstrooms van de stuw gereduceerd, waardoor extra neerslag van bodemmateriaal zal op-

treden. Tijdens de piekperiode wordt echter t.o.v. de beschikbare rivierafvoer een groter debiet afgelaten, zodat weer extra erosie optreedt. Resulterend zullen daardoor geen essentiële veranderingen van het sedimentatiepatroon optreden.

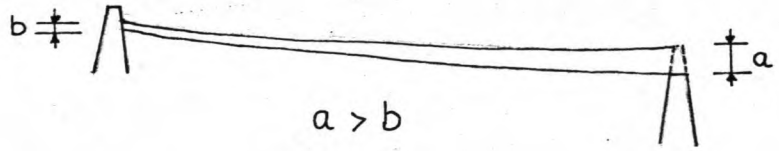
7.7. Het centralebedrijf bij accumulatie

In het voorgaande is al betoogd, dat de zin van accumuleren is: het potentiële energieaanbod zoveel mogelijk tijdens de piekuren omzetten in elektriciteit. Beperkingen hierbij zijn:

a. de inhoud van de accumulatie (in m^3)

b. het maximale debiet dat de centrale kan verwerken (= uitbouwdebiet Q_A)

ad a: De bepaling van de accumulatiecapaciteit (in m^3)is ook weer een keuzeprobleem. De verhoging van het stuwpeil is nl. niet aan een duidelijke grens gebonden. Elke extra verhoging van het stuwpeil (en dus vergroting van de accumulatiecapaciteit) brengt extra kosten met zich mee. De vraag is dus of de extra kosten worden gedekt door de extra opbrengsten. Om dit te kunnen bepalen moeten een aantal mogelijkheden worden doorgerekend. Deze mogelijkheden zullen in het navolgende worden aangeduid met de verhoging van het stuwpeil t.p.v. de stuw. Dus bv. 10, 20, 30, 40 cm enz. Hoe wordt nu - gegeven deze verhoging bij de stuw - de accumulatiecapaciteit bepaald? Bij stilstaand water zou dit eenvoudig zijn, nl.: verhoging x oppervlakte stuwpand. Wanneer de rivier echter water afvoert, treedt een stuwkromme op. De stuwkrommen bij het oorspronkelijke stuwpeil en bij het verhoogde stuwpeil zijn bij eenzelfde afvoer niet gelijkvormig. De verhoging is dus niet overal in het stuwpand gelijk.



Voorgesteld wordt de volgende werkwijze:

De rivier wordt opgedeeld in een aantal secties, waarbinnen de stuwkromme tot een rechte mag worden geschematiseerd (bv. sectielengte 1 km).

Voor elke sectie wordt de oppervlakte en de afstand tot de stuw bepaald (bv. uit rivierkaarten). M.b.v. de hydraulische constanten van het riviervak worden vervolgens de stuwkrommen bepaald voor de situatie zonder - en met de gewenste stuwpeilverhoging. Het verschil in waterpeil t.p.v. de betreffende sectie vermenigvuldigd met het sectieoppervlak geeft dan de bijdrage aan de accumulatiecapaciteit. Sommatie van de bijdragen van alle secties levert het gewenste resultaat voor één bepaalde afvoer.

In het voorgaande is gesteld dat t.a.v. de verhoging van het stuwpeil in beginsel geen strikte maximum eis geldt. Bij hoge afvoeren treden immers veel hogere waterstanden op dan waaraan bij accumulatie gedacht wordt. Toch lijkt het reëel een zekere grens in te voeren; inundatie van het winterbed wordt ontoelaatbaar geacht. Als dit zeer plaatselijk zou optreden, zou het opwerpen van een zomerkade nog rendabel kunnen zijn, maar bij inundatie over grote lengte zal dit uit kostenoogpunt niet te rechtvaardigen zijn.

Voorgesteld wordt voor elke riviersectie de maximum toelaatbare waterstand te bepalen (uit rivierkaarten met oeverhoogten); bij de berekening van de stuwkrommen bij accumulatie kan dan voor elke sectie worden nagegaan of de waterstand het toelaatbare peil niet overschrijdt. Is dit wel het geval, dan moet de verhoging van het stuwpeil bij de stuw worden gereduceerd totdat hieraan bij elke riviersectie wel wordt voldaan. Naarmate de afvoer groter wordt (bij eenzelfde stuwpeilverhoging), wordt de stuwkromme steiler, waarmee de kans groter dat het maximum peil wordt overschreden.

Bij een bepaalde rivierafvoer is de verhoging van het stuwpeil t.p.v. de stuw dus aan twee maxima gebonden: de gewenste stuwpeilverhoging en de maximaal toelaatbare stuwpeilverhoging m.b.t. de oeverhoogten langs het stuwpand.

Volgens de bovenbeschreven procedure kan dus worden bepaald wat bij een (gekozen) stuwpeilverhoging en bij een bepaalde afvoer de grootte is van de accumulatiecapaciteit. Tijdens de piekperiode kan dan maximaal worden afgelaten:

$$Q_{acc} = Q_{rivier} + \frac{\text{acc.capaciteit}}{\text{piekperiode}}$$

Voorwaarde hierbij is, dat het beschikbare rivierdebiet voldoende is om de accumulatiecapaciteit tijdens de nachtperiode geheel te vullen:

$$Q_{rivier} \geqslant \frac{\text{acc. capaciteit}}{24 - \text{piekperiode}}$$

Is aan de laatste voorwaarde niet voldaan, dan kan wel worden geaccumuleerd, maar daarbij wordt de accumulatiecapaciteit niet volledig benut.

ad b: De tweede beperkende factor t.a.v. de elektriciteitsproduktie tijdens de piekperiode is de maximum capaciteit van de centrale.
Is de onder a. gevonden waarde van Q_{acc} dus groter dan het uitbouwdebiet Q_A van de centrale, dan kan de accumulatiecapaciteit slechts gedeeltelijk worden benut. De te accumuleren hoeveelheid water wordt dan:

$(Q_A - Q_{rivier})$ x piekperiode

Is het beschikbare rivierdebiet groter dan het uitbouwdebiet, dan heeft accumulatie in 't geheel geen zin. ook met voor de valhoogte?

Met inachtname van bovengenoemde beperkingen kan nu voor elke rivierafvoer het centralebedrijf worden vastgesteld. De gehele afvoer-range van $Q = Q_{max}$ tot $Q = 0$ doorlopend, wordt dit als volgt:
Verklaring der grootheden:

Q = rivierafvoer

Q_A = uitbouwdebiet

Q_{acc} = centrale debiet tijdens de piekperiode ($\geqslant Q$)

Q_{red} = centrale debiet tijdens de nachtperiode ($\leqslant Q$)

Q_{min} = minimum centrale debiet waarbij nog elektriciteitsproduktie mogelijk is

$Q = Q_{max}$

De centrale draait 24 uur per dag op maximum capaciteit mits voldoende valhoogte beschikbaar is (dus als gereduceerde valhoogte > 0). Dit laatste geldt ook voor de volgende stappen en wordt hierna niet meer expliciet vermeld.

$Q_{acc} = Q_{red} = Q_A$

$Q = Q_A$

Tijdens de piekuren is het uitbouwdebiet de beperkende factor. De accumulatiecapaciteit wordt niet volledig benut.

$$Q_{acc} = Q_A \quad (Q_A - Q) \text{x piekperiode}$$
$$Q_{red} = Q - \frac{(Q_A - Q) \text{x piekperiode}}{24 - \text{piekperiode}}$$

$$Q = Q_A - \frac{\text{acc. capaciteit}}{\text{piekperiode}}$$

Nu is de accumulatiecapaciteit de beperkende factor t.a.v. de elektriciteitsproduktie tijdens de piekperiode.

$$Q_{acc} = Q + \frac{\text{acc. capaciteit}}{\text{piekperiode}}$$

$$Q_{red} = Q - \frac{\text{acc. capaciteit}}{24 - \text{piekperiode}}$$

$$Q = Q_{min} + \frac{\text{acc. capaciteit}}{24 - \text{piekperiode}}$$

Het centraledebiet tijdens de nachtperiode wordt nu te klein om energie op te wekken ($Q_{red} < Q_{min}$). Voor de bepaling van de energieproduktie kan echter worden uitgegaan van de volgens de voorgaande stap berekende waarde van Q_{red}. Gerekend wordt dan dat de centrale gedurende de gehele nachtperiode met dit debiet ($< Q_{min}$) draait; de totale opwekbare energie wordt door deze 'truc' nauwelijks beïnvloed.

$$Q_{acc} = Q + \frac{\text{acc. capaciteit}}{\text{piekperiode}}$$

$$Q_{red} = Q - \frac{\text{acc. capaciteit}}{24 - \text{piekperiode}}$$

$$Q = \frac{\text{acc. capaciteit}}{24 - \text{piekperiode}}$$

Het rivierdebiet is nu onvoldoende om de accumulatiecapaciteit tijdens de nachtperiode geheel te vullen. De accumulatiecapaciteit wordt dus niet meer volledig benut.

$$Q_{acc} = \frac{24 \times Q}{\text{piekperiode}}$$

$$Q_{red} = 0$$

$$Q = \frac{Q_{min} \times \text{piekperiode}}{24}$$

Het centraledebiet tijdens de piekperiode is nu te klein om gedurende deze gehele periode energie op te wekken ($Q_{acc} < Q_{min}$). Overwogen kan worden het geaccumuleerde water versneld af te laten en zodoende gedurende een deel van de piekperiode stroom te leveren. Hierbij gelden echter twee overwegingen:

a. het is duidelijk dat het op deze wijze inzetbare vermogen niet kan meetellen voor de bepaling van het gegarandeerde vermogen van de centrale.
b. het is de vraag of deze relatief korte 'stroomstoten' door de elektriciteitsproducenten in dank worden afgenomen (i.v.m. bijregelen thermische centrales).

Om deze redenen wordt de op deze wijze opwekbare energie niet meegenomen in de rentabiliteitsberekening.

$Q_{red} = Q_{acc} = 0$

$Q = 0$

De opgave is nu bovenbeschreven accumulatieschema in te passen in de berekening van de jaarlijkse centrale-opbrengsten. Uitgangspunt is weer de afvoerduurlijn. Bij elke afvoer wordt op de normale wijze de gereduceerde valhoogte bepaald:

$$H_r = H - \frac{H_T - H}{2} \quad \text{voor } H < H_T \qquad (1)$$

Bij accumulatie wordt het stuwpeil echter verhoogd, waardoor ook de valhoogte toeneemt. Aan het einde van de piekperiode, c.q. het begin van de nachtperiode, is deze verhoging minimaal (= 0), aan het begin van de piekperiode c.q. het eind van de nachtperiode is de verhoging maximaal (= gewenste stuwpeilverhoging, stel H_{acc}).
Naast de stuwpeilverhoging is er nog een tweede effect waardoor bij accumulatie de valhoogte over de stuw wordt beïnvloed, nl. de peilvariatie benedenstrooms van de stuw t.g.v. de afvoervariatie. Tijdens accumuleren neemt de afvoer door de stuw + centrale t.o.v. de rivierafvoer af. Het waterpeil benedenstrooms van de stuw zal hierdoor dalen, de valhoogte neemt daardoor toe. Tijdens de piekperiode is de centraleafvoer groter dan het rivierdebiet en neemt de valhoogte t.o.v. de situatie zonder accumulatie dus af. Voor de elektriciteitsproduktie tijdens de piekperiode is dit dus een ongunstig effect, voor de eventuele produktie tijdens de nachtperiode is dit voordelig. Wanneer benedenstrooms van de beschouwde stuw + waterkrachtcentrale nog een stuw in de rivier aanwezig is, is de invloed van dit effect in hoge mate afhankelijk van de ligging van het kantelpunt van deze stuw. Wanneer dit punt dicht bij de waterkrachtcentrale ligt, zal genoemd effect verwaarloosbaar zijn. Immers, bij het kantelpunt is de waterhoogte tijdens het stuwen afvoer-onafhankelijk. Ligt het kantelpunt echter dicht bij de benedenstroomse stuw, dan zal dit effect in rekening moeten worden gebracht. In het vervolg van de rentabiliteitsberekening wordt deze invloed verwaarloosd; per lokatie moet worden geverifieerd of deze verwaarlozing acceptabel is; zonodig moet de berekening worden aangepast.
Gemiddeld over de tijd mag dus voor beide perioden als ongereduceerde valhoogte in rekening worden gebracht:

$$H = H_o + 0{,}5\ H_{acc} \qquad (2)$$

waarin H_o = oorspronkelijke valhoogte bij de betreffende afvoer.

Formule 2 gesubstitueerd in 1 levert voor $H < H_T$:

$$H_r = H_{ro} + 0{,}75\ H_{acc}$$

waarin H_{ro} = oorspronkelijke gereduceerde valhoogte.

Tevens wordt aan de hand van het hiervoor beschreven schema bepaald wat bij de betreffende rivierafvoer het centraledebiet tijdens de piek- c.q. nachtperiode is. Met de formule $N = 8\ Q\ H_r$ kan nu de vermogeninzet tijdens de piek- en nachtperiode worden berekend. Vermenigvuldigd met de lengte en de kWh-vergoeding voor deze perioden levert dit de dagopbrengst van de centrale bij het beschouwde debiet. Deze procedure kan voor elke dag op de tijdas van de afvoerduurlijn worden uitgevoerd; sommatie van de dagopbrengsten levert de totale jaarlijkse opbrengst van de centrale.

7.8. Bepaling van de investeringsvergoeding (of vermogensvergoeding)

Wanneer op de hiervoor beschreven wijze is bepaald wat de vermogeninzet tijdens de piekperiode is voor alle dagen van een gemiddeld jaar, kan op basis hiervan een vermogenduurlijn worden opgesteld. Deze lijn geeft dus weer hoeveel dagen per jaar op een bepaald vermogen kan worden gerekend (gemiddeld over meerdere jaren; een individueel jaar kan hiervan afwijken). Zoals betoogd in par. 7.6.a, mag nu het vermogen waarop 90% van de tijd (= 328,5 dagen per jaar) tijdens de piekperiode kan worden gerekend, in rekening worden gebracht als gegarandeerd vermogen. De vermogensvergoeding die hiervoor geldt, bedraagt ± f 1050,- per kW (zie lit. 1, par. 3.8). Dit getal is echter gebaseerd op thermische centrales met een levensduur van 25 jaar, terwijl mag worden gerekend dat de waterkrachtcentrale pas na 40 jaar is afgeschreven. Er mag dus ook nog een gedeeltelijke herinvestering in rekening worden gebracht. Met een reële rentevoet van 4% wordt de investeringsvergoeding van de waterkrachtcentrale:

1e investering + f 1050,--/kW

2e investering na 25 jaar teruggerekend naar het tijdstip van de 1e investering $\frac{1050}{(1 + 0,04)^{25}}$ = + f 393,87/kW

Na 40 jaar kan de (vernieuwde) thermische centrale echter nog 10 jaar mee. Berekening van de restwaarde na 15 (= 25 - 10) jaar:

annuïteit thermische centrale:

$$\text{ann.} = \frac{1050 \times 0,04\ (1 + 0,04)^{25}}{(1 + 0,04)^{25} - 1} = f\ 67,21$$

10 jaar betaling van deze annuïteit komt overeen met een investering (= restwaarde) van:

$$67,21 \times \frac{(1 + 0,04)^{10} - 1}{0,04\ (1 + 0,04)^{10}} = f\ 545,13$$

Dit bedrag teruggerekend naar het tijdstip van de 1e investering: $\frac{545,13}{(1 + 0,04)^{40}}$ = - f 113,55/kW

dus investeringsvergoeding waterkrachtcentrale f 1330,--/kW

7.9. Afmetingen en kosten van de centrale

7.9.1. Turbines en generatoren

In eerste instantie wordt uitgegaan van Kaplan bulb-turbines. De belangrijkste maat van deze turbines is de waaierdiameter waaraan alle afmetingen van turbine en centralegebouw kunnen worden gerelateerd. Ook de kosten van turbine en generator zijn uit te drukken als functie van o.a. de waaierdiameter.

De opgave is dus de waaierdiameter te schrijven als functie van het uitbouwdebiet per turbine (Q_{AT}) en de constructievalhoogte (H_T). Uitgangspunt hierbij vormt de formule van de onvolkomen overlaat:

$$Q_{AT} = \mu\, A_{netto} \sqrt{2g\, H_T} \qquad (3)$$

Het netto doorstroomprofiel A_{netto} moet nu worden uitgedrukt in de waaierdiameter. De naafdiameter van de bulb wordt gesteld op 1/3 van de waaierdiameter. De overblijvende ringvormige doorsnede moet nog worden gereduceerd wegens de aanwezigheid van de waaierbladen. De reductiefactor wordt gesteld op 0,9. Resultaat:

$$A_{netto} = 0,9 \times \left\{ \frac{1}{4} \pi D^2 - \frac{1}{4} \pi \left(\frac{1}{3} D\right)^2 \right\} = 0,63\ D^2 \qquad (4)$$

De diverse getallen zijn onderzoekresultaten van RWS t.b.v. de Energo-studie (zie lit. 4).
Substitutie van (4) in (3) levert na omwerking (μ = 1):

$$D = 0{,}6 \times H_T^{-\frac{1}{4}} \times Q_{AT}^{\frac{1}{2}}$$

In fig. 2 zijn de overige afmetingen van de turbine als verhoudingsgetal weergegeven. De waaierdiameter is hierin gesteld op 1,00. Vermenigvuldiging van de hierin aangegeven waarden met de waarde van D levert de betreffende maten.
De kosten van turbine en generator zijn uit te drukken in de waaierdiameter D en het vermogen $N = 8\ Q_A\ H_T$ van de turbine. Per strekkende meter waaierdiameter moet in rekening worden gebracht:
a. een vast bedrag
b. een bedrag dat varieert met het vermogen van de turbine.
Uitgedrukt in guldens 1980 zijn de getallen (bepaald uit gegevens van RWS-directie Bruggen op basis van offertes, zie lit. 4):

$D\ (3{,}2 + 0{,}12\ N)$
D in meter, $N = 8\ Q_A\ H_T$ in MW met $Q_{AT} = \frac{Q_A}{NT}$, kosten in 10^6 *f*.

Dit zijn de kosten van 1 turbine met bijbehorende generator, transformator en regelapparatuur incl. inbouw en civiele werken t.b.v. aansluiting op het net, transport, grenskosten en BTW.

7.9.2. <u>Het centralegebouw</u>

De afmetingen van de onderbouw van het centralegebouw kunnen op de hiervoor beschreven wijze worden bepaald uit fig. 2. De beton-, staal- en bouwputkosten van het gebouw zijn weer te splitsen in een vast bedrag en een bedrag dat varieert met de waaierdiameter. Voor de eerste turbine zijn deze kosten:

$1{,}5 + D/4 \quad (\times 10^6\ f)$

Voor elke volgende turbine moet 0,6 van dit bedrag in rekening worden gebracht.
De kosten van de hulpapparatuur - voorzover nog niet in rekening gebracht bij de turbinekosten - (krooshek, schuiven en event. kranen, incl. montage e.d.) zijn voor de hier te beschouwen turbinegrootten wel constant aan te nemen. Voor de eerste turbine worden deze gesteld op *f* 4 miljoen, voor elke volgende turbine op *f* 3 miljoen. De getallen zijn ontleend aan lit. 4.

7.9.3. Civiele werken

Er wordt van uitgegaan dat de centrale geheel buiten het zomerbed van de rivier moet worden gesitueerd omdat bij hoge afvoeren in het zomerbed het volledige zomerbed beschikbaar moet zijn voor de afvoer van water. Bovendien wordt aangenomen dat het winterbed waarin de centrale wordt gebouwd bestaat uit redelijk goed bereikbare en maagdelijke grond (geen opruiming van oude werken e.d.). Afhankelijk van de situatie moet worden nagegaan of de reductie van het winterbed t.g.v. de aanwezigheid van de centrale nog moet worden gecompenseerd door vergroting van het winterbed elders in de raai. Meestal echter zal het doorstroomprofiel bij extreme afvoeren t.p.v. de stuw ruim voldoende zijn door de aanwezigheid van de toeleidingskanalen naar de sluis (sluizen), zodat de profielvernauwing nauwelijks merkbaar zal zijn.

De civiele werken t.b.v. de centrale zijn te splitsen in een aantal hoofdgroepen, nl.:

a. ontgraving t.b.v. het gebouw en de toeleidingskanalen
b. oeverbescherming
c. bodembescherming
d. extra oeverbescherming nodig bij accumulatie

ad a: In fig. 3 zijn de afmetingen van de benodigde ontgravingen weergegeven. In deze figuur komen de volgende onbekenden voor:

D = waaierdiameter
B = breedte van het centralegebouw
A = diepte ontgraving beneden waterpeil benedenstrooms
P_1 = rivierbodempeil
P_2 = waterpeil benedenstrooms
P_3 = oeverhoogte

De maten B en A dienen nader te worden toegelicht. De breedte B van het centralegebouw is af te leiden uit de waaierdiameter van de turbine(s). De h.o.h.-afstand tussen de turbines bedraagt nl. 3 x D, zodat geldt: B = 3 x D x NT (NT = aantal turbines).

De diepte van ontgraving beneden de benedenwaterstand (A) is opgebouwd uit de volgende factoren:

- minimale waterdekking boven de bovenkant van de waaier ter voorkoming van luchtaanzuiging. Voor de hier te beschouwen turbines kan een waarde van 2 m worden aangenomen.
- de maat van bovenkant waaier tot het diepste punt in de watergang (onder de bulb). Zie fig. 2: 0,5 + 1,11 = 1,6 x D.
- de dikte van de betonvloer onder het diepste punt $\approx$ 1 m.

Samen: $A = 1{,}6 \times D + 3$ (m)

De inhoud van de ontgraving is nu:

$$B\left\{5{,}2\ D + 7\ (A - P_2 + P_1)\right\} \cdot (A - P_2 + P_1) + B \cdot$$
$$\left\{5{,}2\ D + 14\ (A - P_2 + P_1) + 7\ B\right\} \times (P_3 - P_1)$$

ad b: De inham waarin de centrale is gelegen moet worden voorzien van oeverbescherming. Over de lengte van het centralegebouw (± 10 D, zie fig. 2) is deze bescherming vanzelf niet nodig. De overblijvende lengte van de inham bedraagt dan bij benadering:

$$14\ B + 14\ (A - P_2 + P_1) - 4{,}8\ D$$

ad c: Evenzo moet de centrale-inham worden voorzien van bodembescherming (uitgezonderd de oppervlakte die de centrale zelf beslaat). De oppervlakte van de te bedekken bodem bedraagt:

$$B\ \left\{14\ (A - P_2 + P_1) - 4{,}8\ D + 7\ B\right\}$$

Uiteraard zal ook naast de inham (dus voor en achter de stuw) bodembescherming moeten worden aangebracht; dit komt echter voor rekening van de stuw. Wanneer nl. de stuw wordt gebouwd zonder centrale zal de energie, die anders door de centrale zou worden omgezet, moeten worden vernietigd door turbulentie en wrijving. In dat geval zal dus minstens zoveel bodembescherming nodig zijn.

ad d: Wanneer het stuwpand wordt gebruikt als wateraccumulatiebekken stijgt de waterstand dagelijks boven het normale stuwpeil, zodat extra oeverbescherming nodig is. In eerste instantie wordt ervan uitgegaan dat langs het gehele stuwpand de oeverbescherming moet worden opgetrokken over een hoogte die gelijk is aan de gewenste verhoging van het stuwpeil. Een globale studie naar de oeverconfiguratie uit rivierkaarten leert dat plaatselijk deze oeverbescherming niet nodig zal zijn; op andere plaatsen echter zullen weer extra voorzieningen nodig zijn (aanpassing aanlegsteigers, event. zomerkanden, aanpassing veerstoepen e.d.). Aanvankelijk lijken deze effecten elkaar redelijk te compenseren zodat kostentechnisch gezien met de voorgestelde methode een redelijk resultaat wordt bereikt. Overigens is een diepgaande studie naar de oeverconfiguratie en inrichting nodig om de exacte gevolgen van accumulatie na te gaan.

Oppervlakte oeverbescherming = stuwpeilverhoging x totale oeverlengte.

De kosten van bovengenoemde civiele werken kunnen worden bepaald door de berekende inhouden en oppervlakten te vermenigvuldigen met de eenheidsprijs voor het betreffende werk.

Het gaat hierbij dus om eenheidsprijzen voor ontgraving (f/m^3), oever- en bodembescherming (f/m^2).

7.9.4. Onderhoud en exploitatie

De jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten van de waterkrachtcentrale blijken evenredig te zijn met het geïnstalleerde vermogen ervan. Per geïnstalleerde kW moet dus jaarlijks een vast bedrag ten laste van de centrale in rekening worden gebracht.

7.9.5. Totale kosten op jaarbasis

Wanneer alle hiervoor beschreven kosten worden gesommeerd, wordt het totaalbedrag aan investeringskosten voor de centrale verkregen. Op het moment dat deze investeringen worden gedaan is de centrale nog niet exploitabel, waardoor renteverlies optreedt. Dit wordt in rekening gebracht door de investeringskosten te vermeerderen met een zeker percentage: de zg. bouwrente. Het totaalbedrag dat over de levensduur van de centrale moet worden afgeschreven bedraagt dus:

turbines + generatoren e.d.	+ *f*----
centralegebouw	+ *f*----
civiele werken (incl. eventuele accumulatiekosten)	+ *f*----
totale investeringskosten	*f*----
bouwrente	x $(1 + \frac{\text{bouwrente \%}}{100})$
investeringsvergoeding	- *f*----
totaal af te schrijven bedrag (stel A)	*f* A

De opbrengst van de centrale wordt uitgedrukt in een geldbedrag per jaar. Om een uitspraak te kunnen doen over de rentabiliteit van de centrale, is het nodig ook de kosten van de centrale (na aftrek van de investeringsvergoeding) om te rekenen op jaarbasis. Dit vindt plaats door de centrale af te schrijven volgens het annuïteitssysteem:

$$\text{annuïteit} = \frac{A \cdot i\,(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

waarin: A = totale investeringskosten (zie boven)

i = reële rentevoet

n = levensduur van de centrale

Hierbij is de restwaarde op 0 gesteld.

Naast deze jaarlijkse kosten van de centrale zijn er nog de kosten van onderhoud en exploitatie (vast bedrag per kW per jaar).
Dus geldt:
totale jaarlijkse kosten = annuïteit + kosten onderhoud/exploitatie.

8. Gegevens - algemeen

Resumerend zijn voor de rentabiliteitsberekening van de waterkrachtcentrale de volgende gegevens nodig:

- lek- en schutverlies door stuw en schutsluis
- het minimum turbinedebiet dat men nog wenst te exploiteren
- verhoudingsgetal dat weergeeft bij welk gedeelte van het uitbouwdebiet nog energie kan worden opgewekt (= turbinegegeven)
- een schatting van het drukhoogteverlies in de toe- en afvoerkanalen van de centrale bij het uitbouwdebiet
- de rendementsfactor $\eta \rho g/1000$ uit de formule $N = \frac{\eta \rho g Q H}{1000}$

  dimensies: ρ (kg/m^3)
  Q (m^3/s)
  H (m)
  N (kW)
- brandstofkosten thermische centrales in *f*/kW voor de piekperiode en de nachtperiode
- lengte van de piekperiode
- toegestane tijd onvoorziene niet-beschikbaarheid van het gegarandeerde vermogen t.g.v. onvoldoende valhoogte of rivierafvoer
- investerings- of vermogensvergoeding voor de waterkrachtcentrale per gegarandeerde kW
- geschatte levensduur van de waterkrachtcentrale
- reële rentevoet
- bouwrente in %
- kosten van ontgraving per m^3
- kosten van oeverbescherming per m^2
- kosten van bodembescherming per m^2
- kosten van onderhoud en exploitatie per kW/jaar
- oeverpeil t.p.v. de centrale in m + NAP
- waterpeil benedenstrooms bij normaal stuwbedrijf
- bodempeil van de rivier
- totale, bij accumulatie te beschermen oeverlengte van het stuwpand
- bruto afvoerduurlijn

- accumulatiegegevens, te weten: bij verschillende (te kiezen) stuwpeilverhogingen voor verschillende afvoeren uit de te beschouwen afvoerrange de maximaal toelaatbare stuwpeilverhogingen (t.p.v. de stuw) en de bijbehorende accumulatiecapaciteit (in m^3).

9. <u>De berekening van stap tot stap - algemeen</u>

In het voorgaande is de ondersteunende theorie voor de berekening weergegeven, uitgesplitst naar deelprobleem. In het hierna volgende worden deze deelproblemen gecombineerd en wordt de totale berekeningsgang van stap tot stap weergegeven.

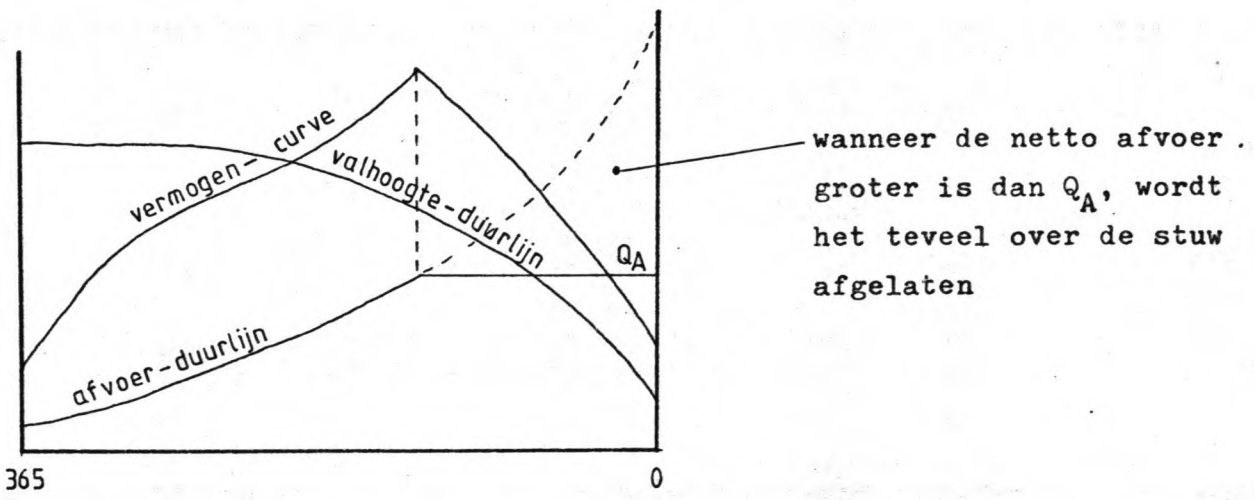
1. Bepaling van de netto afvoerduurlijn uit de bruto afvoerduurlijn door reductie van eerstgenoemde met het lek- en schutverlies. Als minimum waarde voor de netto afvoer moet hierbij 0 worden aangehouden.
2. Kies een waarde voor de dagelijkse stuwpeilverhoging bij accumulatie. Dit kan ook nul zijn, m.a.w. geen accumulatie.
3. Kies een waarde voor het uitbouwdebiet van de centrale.
4. Bepaling van de netto valhoogteduurlijn uit de bruto valhoogteduurlijn en de verliezen:

   $H = C \cdot Q^2$ (zie blz. 9)

   met Q = centraledebiet

   $C = \Delta H_A / Q_A^2$ = constante waarde per uitbouwdebiet Q_A

   ΔH_A = gegeven drukhoogteverlies bij het uitbouwdebiet
5. Nu wordt in eerste benadering de vermogencurve uit de netto afvoer- en valhoogteduurlijnen bepaald m.b.v. de formule $N = \frac{\eta \rho g}{1000} Q H$ met $\frac{\eta \rho g}{1000}$ = gegeven rendementsfactor.



Uit de vermogencurve kan het maximum vermogen worden bepaald.

6. Het oppervlak onder de vermogencurve is in eerste benadering de energieopbrengst van de centrale. Hieruit kunnen (ook in eerste benadering) worden bepaald:
   a. het gemiddelde vermogen van de centrale door de energieopbrengst te delen door de basis van 365 dagen
   b. de constructievalhoogte H_T van de turbine(s) uit
   $N_{gem} = \frac{\eta \rho g}{1000} Q_A H_T$

   Opm.: m.b.v. deze eerste benadering kan nu een meer verfijnde berekening worden uitgevoerd, rekening houdend met accumulatie, rendementsreductie en aantal turbines.
7. Bepaling van het aantal turbines met $NT = \frac{0,3 \times Q_A}{Q_{min}}$ (zie blz. 14)
   Hieruit kan dan weer het werkelijke minimum centraledebiet worden bepaald, nl. 30% van het uitbouwdebiet van 1 turbine.
8. Bepaling van de waaierdiameter met
   $D = 0,6 \times H_T^{-\frac{1}{4}} \times Q_A^{\frac{1}{2}}$ (zie blz. 26).

   Wanneer $D > 6,00$ m moet NT worden verhoogd totdat $D \leq 6,00$ m.
9. Bepaling van de gereduceerde netto valhoogteduurlijn met
   $H_r = H - \frac{H_T - H}{2}$ voor $1/3\ H_T \leq H \leq H_T$ en
   $H_r = 0$ voor $H < 1/3\ H_T$ (zie blz. 23)
10. Bepaling van de vermogencurve voor de piek- en nachtperiode. Hiertoe moet voor elke Q uit de netto afvoerduurlijn m.b.v. het schema op blz. 21 en 22 het centralebedrijf worden vastgesteld, waarbij dan de waarden voor Q_{acc} en Q_{red} kunnen worden berekend. M.b.v. de formule
    $N = \frac{\eta \rho g}{1000} (Q_{acc}$ resp. $Q_{red}) \times (H_{r_o} + 0,5$ resp. $0,75\ H_{acc})$ (zie blz. 24) kan dan de vermogeninzet tijdens piek- resp. nachtperiode worden berekend. In fig. 4 is een voorbeeld gegeven voor de bepaling van de vermogencurven.
11. Door integratie van de vermogencurven kan de totale jaarlijkse energieproduktie van de centrale worden bepaald. Delen door de totale produktietijd van de centrale levert het gemiddelde vermogen.
12. Vermenigvuldiging van de totale, jaarlijkse energieproduktie tijdens de piek- resp. nachtperiode met betreffende brandstofkosten per kWh levert de totale besparing op brandstofkosten van de centrale.
13. Bepaling van de afmetingen en de kosten van de centrale:
    a. kosten turbines, generatoren e.d. in $(10^6\ f)$

$K_t = (3,2 + 0,12\ N) \times D$ (zie blz. 26)

met $N = \frac{\eta \rho g}{1000} Q_A H_T/NT$

b. kosten centralegebouw (in 10^6 f)

$K_b = \{1 + 0,6\ (N_T - 1)\}\ (1,5 + D/4) + 4 + 3\ (NT - 1)$ (zie blz. 26)

c. kosten civiele werken

- inhoud ontgraving: $E = B \{ 5,2\ D + 7\ (A - P_2 + P_1)\} \times$

  $\times\ (A - P_2 + P_2) + B \{ 5,2\ D + 14\ (A - P_2 + P_1) + 7B\}(P_3 - P_1)$ met

  $A = 1,6D + 3$ en $B = 3\ D$ (zie blz. 28)

- oppervlakte oeverbescherming:

  $A_o = 14\ B + 14\ (A - P_2 + P_1) - 4,8\ D$ (zie blz. 28)

- oppervlakte bodembescherming:

  $A_b = B \{ 14\ (A - P_2 + P_1) - 4,8\ D + 7\ B\}$ (zie blz. 28)

- eventueel oeverbescherming t.b.v. accumulatie:

  $A_a = \Delta S\ P \times L$

  waarin $\Delta S\ P$ = stuwpeilverhoging (zie blz. 28)

  L = totale oeverlengte stuwpand

Het produkt van de inhoud en oppervlakten met de eenheidsprijzen voor de betreffende werken levert de kosten voor de civiele werken = K_c.

14. Bepaling totale investerings- of vermogensvergoeding: $I = N_{90} \times$ investeringsvergoeding per kW (zie blz. 24) met N_{90} = vermogen dat tijdens de piekperiode gedurende 90% van de tijd kan worden gegarandeerd. Om dit getal (N_{90}) te kunnen bepalen moet eerst de vermogencurve voor de piekperiode worden omgezet in een overschrijdingslijn. Een dergelijke lijn kan ook worden opgesteld voor de nachtperiode; hierdoor kan inzicht worden verkregen in de vermogenbeschikbaarheid tijdens deze periode.

15. Bepaling van de annuïteit:

$$Ann = \frac{A \cdot i\ (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$ (zie blz. 29)

Voor de bepaling van A zie blz. 29

16. Bepaling totale jaarlijkse kosten van de centrale:

$K_{tot} = Ann + N_{gem} \cdot K_{oe}$

K_{oe} = kosten voor onderhoud en exploitatie per kW/jaar (zie blz. 29).

17. Beoordeling van de rentabiliteit van de centrale door K_{tot} te vergelijken met de jaarlijkse besparing op brandstoffen. De rentabiliteit kan getalsmatig worden uitgedrukt door beide waarden op elkaar te delen:

$$R = \frac{\text{besparing brandstofkosten}}{K_{tot}}$$

18. De berekening is nu uitgevoerd voor de eerste benadering van de constructievalhoogte H_T (zie stap 6b). Zoals in par. 7 is beschreven is deze waarde waarschijnlijk niet optimaal; de berekening moet nu vanaf stap 7 een aantal malen worden uitgevoerd met variatie van H_T; het optimum ligt dan bij de maximale waarde van de rentabiliteitsfactor R.

19. Nu is voor één waarde van het uitbouwdebiet Q_A de optimale waarde van H_T bepaald. De volgende stap is de berekening te herhalen voor de verschillende waarden van Q_A (stap 3 t/m 18) en daarbij de variatie van de rentabiliteit na te gaan. Op basis hiervan kan dan een zeker uitbouwdebiet van de centrale worden gekozen (bv. de centrale met de grootste waarde voor R of de centrale met de grootste energieopbrengst waarbij nog juist geldt R = 1).

20. Om de zin van accumulatie van water in het stuwpand na te gaan moet nu de gehele berekening (2 t/m 19) worden herhaald voor verschillende waarden voor de stuwpeilverhoging. Uit de variatie van de rentabiliteitsfactor hierbij kan dan worden geconcludeerd of accumulatie al dan niet rendabel is.

21. Nadat aldus is gekozen voor een bepaalde centralegrootte kan worden nagegaan wat de gevoeligheid is voor variatie van bepaalde gegevens, zoals:
    - de lengte van de piekperiode
    - de minimaal te exploiteren rivierafvoer Q_{min}
    - de grootte van de rendementsfactor in de formule $N = \frac{\eta \rho g}{1000} Q H$
    - de hoogte van de reële rentevoet
    - het energiescenario, m.a.w. de brandstofprijzen per kWh voor de piek- en nachtperiode.

10. Het computerprogramma

Na kennisneming van het berekeningsschema in het voorgaande hoofdstuk behoeft het nauwelijks enig betoog dat de meest aangewezen manier voor de uitvoering van deze berekening gebruikmaking van de computer is.

Het is een driedimensionale optimalisatieberekening, waarbij nog de nodige gevoeligheden moeten worden nagegaan; kortom een berekening die zeer nadrukkelijk vraag om een geautomatiseerde benadering. Ook voor de bepaling van de accumulatiegegevens (zie par. 7.7. ad a) blijkt de computer een uitstekend hulpmiddel.

In de bijlagen I en II zijn de programma's en de programmabeschrijvingen voor de betreffende berekeningen opgenomen. De bijlagen III en IV geven de programma-output van de berekeningen. Toelichting bij deze uitvoer:

Op bijlage III worden in de eerste tabel de toelaatbare stuwpeilverhogingen voor verschillende afvoeren uit de te beschouwen afvoer-range weergegeven en dat bij verschillende gewenste stuwpeilverhogingen, nl. 10, 20, 30, 40 en 50 cm. De tweede tabel geeft de hiermee corresponderende accumulatiecapaciteiten weer.

In bijlage IV is een berekeningsresultaat van de rentabiliteitsberekening opgenomen. De eerste twee bladzijden geven de invoergegevens weer (general data en accumulation data). Voor toelichting van deze gegevens zie hoofdstuk 9. Vervolgens wordt voor elke doorgerekende centralegrootte weergegeven (tussen haakjes wordt het corresponderende nummer van de berekeningsstap vermeld):

- het accumulatieschema nr. : het nummer geeft het aantal decimeters van de gewenste stuwpeilverhoging weer (2)
- het uitbouwdebiet (3)
- de eerste benadering voor:
  constructievalhoogte (6b)
  totale jaarlijkse energieproduktie (6)
  maximum vermogen (5)
  het centraledebiet waarbij dit maximum optreedt (5)
  gemiddeld vermogen (6a)
- na optimalisatie van de constructievalhoogte worden bovengenoemde waarden nogmaals weergegeven (11)

Verder worden voor deze optimale oplossing uitgevoerd:

- het minimum centraledebiet en het optimale aantal turbines (7)
- waaierdiameter van de turbine (8)
- kosten van:
  turbines, generatoren en overige regelapparatuur (13a)
  centralegebouw (13b)
  overige civiele werken (13c)
  kosten oeverbescherming t.b.v. accumulatie (13c)

- investerings- (of vermogens) vergoeding (14)
- totale jaarlijkse kosten (16)
- totale jaarlijkse opbrengsten (12)
- rentabiliteitsfactor (17)
- de vermogenduurlijn voor peik- en nachtperiode (14)

11. Rentabiliteitsberekening voor de lokatie Grave

11.1. Gegevens

In bijlage IV - 1 en 2 zijn de gegevens voor de lokatie Grave weergegeven. Veel getalwaarden zijn in de tekst al ter sprake gekomen; enkele behoeven nadere toelichting.

a. minimaal te exploiteren rivierdebiet. Hiervoor is in eerste instantie gekozen voor 50 m^3/s. Later wordt in bijlage V-2 de gevoeligheid hiervan op de rentabiliteit nagegaan.

b. brandstofkosten voor piek- en nachtperiode. In de eerste serie berekeningen is hiervoor aangehouden het laagste van de vier prijsscenario's genoemd in de Voorstudie Plan Lievense , nl. stijging ruwe olie prijs 2% en een kolenprijs van 60% van de stookolieprijs. De brandstofkostenbesparing hierbij is *f* 0,1714 voor de piek- en *f* 0,0980 voor de nachtperiode.

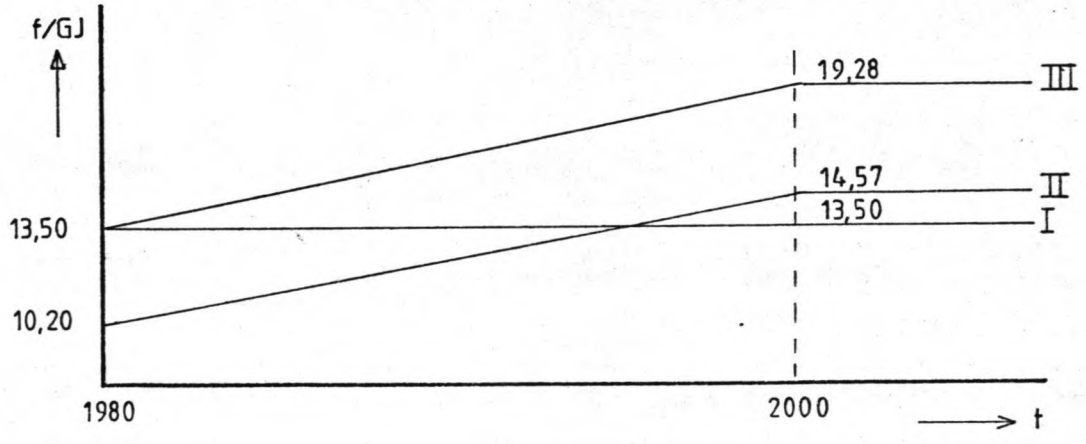
Volgens de KEMA zijn deze getallen inmiddels achterhaald. De prijsscenario's die momenteel worden gehanteerd zijn voor olie:

I *f* 13,50 per GJ (gigajoule) constant (guldens 1980)

II *f* 10,20 per GJ + reële stijging van 2% tot het jaar 2000, daarna constant

III *f* 13,50 per GJ + reële stijging van 2% tot 2000, daarna constant.

In figuur:



De prijsscenario's voor kolen zijn:

A kolenprijs 60% van olieprijs

B kolenprijs 80% van olieprijs

Tezamen leidt dit dus tot 6 prijsscenario's voor het jaar 2000. Met de daarbij behorende brandstofkostenbesparing voor piek- en nachtperiode wordt dit:

scenario	I A	I B	II A	II B	III A	III B	
olieprijs	13,50	13,50	14,57	14,57	19,28	19,28	f/GJ
kolenprijs	8,10	10,80	8,74	11,66	11,57	15,42	
kWh-prijs piek	0,130	0,130	0,141	0,141	0,186	0,186	f/kWh
kWh-prijs nacht	0,075	0,099	0,080	0,107	0,107	0,142	

Het prijsscenario uit de Voorstudie Plan Lievense blijkt een redelijk gemiddelde van de waarden uit de tabel te zijn, zodat hiermee een goede indicatie wordt verkregen t.a.v. de rentabiliteit. In bijlage V-2 worden voor een tweetal centralegrootten alle scenario's uit de tabel doorgerekend teneinde de gevoeligheid van de rentabiliteit voor de brandstofprijsverandering te kunnen beoordelen.

c. De lengte van de piekperiode wordt gesteld op 13 uur. Het blijkt nl. dat de vermogensgarantie door accumulatie nauwelijks te verbeteren is; de centrale bij Grave biedt dus geen mogelijkheden voor peak-shaving. Hierdoor zal het effect b. uit par. 7.6. de overhand hebben en wordt de lengte van de piekperiode overeenkomstig hiermee gesteld op 13 uur, zijnde het aantal uren per dag dat de middenlast-centrales draaien.
In bijlage V-2 is de berekening uitgevoerd met variatie van de lengte van de piekperiode, zodat kan worden nagegaan in hoeverre de vermogensgarantie tijdens de piekperiode hierdoor verandert.

d. Zoals in de elektriciteitswereld gebruikelijk, is een reële rentevoet van 4% toegepast. Daarnaast is in een gevoeligheidsanalyse het effect van een disconteringsvoet van 7% nagegaan.

e. De bouwrente is gesteld op 20%. Deze waarde is ontleend aan de studie van TH-Delft & Haskoning BV over "Energie uit de Maas".

f. Kosten voor civiele werken zijn ontleend aan gegevens van Rijkswaterstaat en Haskoning BV:

ontgraving f 20,- per m^3

oeverbescherming f 100,- per m^2

bodembescherming f 200,- per m^2

g. Kosten voor onderhoud en exploitatie: f 20,- per kW/jaar; eveneens ontleend aan de onder e. genoemde studie.

h. Riviergegevens (peilen en oeverlengten) zijn bepaald uit rivierkaarten.

i. Als afvoerduurlijn bij Grave is genomen de afvoerduurlijn t.p.v. Lith (± 30 km benedenstrooms van Grave). Dit is nl. de dichtstbijzijnde lokatie waarvoor deze lijn bekend is (gegevens RWS). De grafiek is oordeelkundig geschematiseerd tot een reeks van aaneengesloten rechte lijnstukken (zie fig. 5); de knikpunten zijn in de computer ingevoerd. Hiertussen worden de gegevens bepaald d.m.v. rechtlijnige interpolatie.

j. De valhoogteduurlijn is bepaald uit tabel 1 (gegevens RWS). De hierop voorkomende afvoeren zijn via de afvoerduurlijn voor Borgharen (fig. 5) omgerekend naar een aantal dagen overschrijding. Het verschil in waterstand boven- en benedenstrooms van de stuw bij Grave is de bij die afvoer behorende valhoogte. Aangezien valhoogte omgekeerd evenredig is met afvoer wordt hierdoor de onderschrijdingslijn voor de valhoogte gevonden.

Uit tabel 1 blijkt verder, dat het kantelpunt voor het benedenstrooms gelegen stuwpand ligt bij kmr 181; slechts 5 km stroomafwaarts van de stuw bij Grave. De peilvariatie benedenstrooms van de stuw bij de afvoervariatie t.g.v. accumulatie blijft daardoor beperkt. Vergelijk hiertoe de waterstanden bij kmr 176 (Grave beneden) voor de afvoer-range van 50 - 250 m^3/s. Hogere afvoeren zijn bij accumulatie nauwelijks van toepassing. De verwaarlozing van dit effect in de rentabiliteitsberekening (zie blz. 23) is dus reëel.

De accumulatiegegevens zijn de resultaten van de computerberekening uit bijlage I (output: bijlage III). De voor deze berekening benodigde gegevens (oeverhoogten, oppervlakten riviersecties en afstanden ervan tot de stuw) zijn bepaald uit rivierkaarten.

11.2. Resultaten en conclusies

Om op verantwoorde wijze conclusies te kunnen trekken, is een groot aantal centralegrootten doorgerekend. Presentatie van de resultaten hiervan zoals weergegeven in bijlage IV zou een ware papierlawine tot gevolg hebben, bovendien is dit dan weinig overzichtelijk. Daarom zijn de berekeningsresultaten samengevat in de tabellen op bijlage V. Elke kolom geeft de resultaten weer van een doorgerekende optie. De optie wordt aangeduid met het kolomnummer, het bovenste getal in de kolom. Voor een indicatie van de vermogensgarantie is i.p.v. de vermogenduurlijnen voor piek- en nachtperiode alleen een karakteristieke waarde uit de vermogenduurlijn voor de piekperiode opgenomen (onderste getal in de kolom). Hiervoor is gekozen het vermogen dat 320 dagen per jaar wordt bereikt of overschreden. De opties in tabel V-1 hebben alle dezelfde basisgegevens (general data). Alleen de stuwpeilverhoging in dm (accumulation data nr.) en het centraledebiet (plant discharge) worden hierbij gevarieerd.

Wanneer een hokje geen getalwaarde bevat geldt hiervoor het getal dat aan de linkerzijde van het hokje op de regel is opgenomen. In tabel V 2 zijn de gevoeligheden voor variatie van de basisgegevens onderzocht. In het bovenste gedeelte van de tabel zijn hiertoe deze gegevens voor de verschillende opties weergegeven voorzover ze afwijken van de basisgegevens. Eerst wordt besproken de centrale zonder toepassing van accumulatie (kolommen 1 t/m 20 uit tabel V-1). Deze bespreking kan worden gevolgd aan de hand van de tabel en voorzover het de rentabiliteitsfactor betreft aan de hand va. fig. 6 (rentabiliteit als functie van het uitbouwdebiet). Wanneer geen accumulatie en dus geen peak-shaving wordt toegepast, kan de rentabiliteit ook worden uitgedrukt in de kosten per geproduceerde kWh gemiddeld over de dag- en nachtperiode. Dit bedrag is als extra opgenomen op de op één na laatste regel in tabel V-1.

De meest rendabele optie hierbij is nr. 3 met een uitbouwdebiet van 150 m^3/s. Deze centrale heeft 1 turbine. Bij vergroting van het uitbouwdebiet tot 160 m^3/s (optie 4) blijkt een centrale met 1 turbine nog steeds een betere rentabiliteit te geven dan een centrale met 2 turbines, ondanks het feit dat hierbij een zeer ongunstige constructie valhoogte moet worden gekozen (2,60 m) om de diameter van de turbinewaaier onder de grens van 6 m te houden. Hierdoor treden grote rendementsverliezen op zodat de jaarlijkse energieproduktie t.o.v. optie 3 zelfs terugloopt (van 15,55 GWh naar 14,89 GWh). De centrale van optie 4 is wel duurder dan die van optie 3, zodat het rendement sterk terugloopt. Bij ver-

niet konsistent met gemiddelde vermogen

der opvoeren van het uitbouwdebiet tot 170 m^3/s blijkt een centrale met 2 turbines meer rendabel dan met 1 turbine. De energieproduktie wordt hierdoor aanzienlijk groter (17,5 GWh), echter door toepassing van twee turbines nemen de kosten ook sterk toe; het blijkt dan ook geen rendabele optie (rentabiliteit 0,88). Ten opzichte van optie 5 blijkt verder uitbouwen van het centrale debiet wel lonend; het optimum van een centrale met 2 turbines ligt bij 280 m^3/s (optie 8). Dit blijkt echter (althans bij het hier gehanteerde energie scenario) nog net geen rendabele optie (rent. 0,93). Bij verder vergroten van het uitbouwdebiet treedt weer hetzelfde effect op als bij optie 4: de rentabiliteit loopt voor een centrale met 2 turbines terug van optie 8 naar optie 10. Bij optie 11 wordt voor het eerst gekozen voor een centrale met 3 turbines; in dat geval loont het niet om de centrale met 3 turbines nog verder uit te bouwen; de rentabiliteit daalt nu continu bij vergroting van het uitbouwdebiet.

Uit de hiervoor beschreven resultaten kan de lering worden getrokken dat 1 grote turbine veel goedkoper is (per geproduceerde GWh) dan twee kleinere met hetzelfde gezamenlijke vermogen. Dit blijkt uit het feit dat het optimum voor een centrale met een bepaald aantal turbines steeds is gelegen bij de bovengrens van de turbinegrootte, zijnde een turbine met een waaierdiameter van 6,00 m (constructieve grens). Gezien het dominerende karakter van deze grens zal een kritische beschouwing ervan, eventueel in samenwerking met turbineconstructeurs, gewenst zijn.

Wanneer nu wordt onderzocht wat het effect van accumulatie is op de rentabiliteit moeten voor de meest rendabele optie (Q_A = 150 m^3/s) de kolommen 3 (zonder accumulatie), 23 (stuwpeilverhoging 1 dm) en 24 (stuwpeil verhoging 2 dm) worden vergeleken. Het blijkt hierbij dat de rentabiliteit bij accumulatie nauwelijks toeneemt en van optie 23 naar 24 (accumulatie 1 → 2 dm) zelfs afneemt. Dit is als volgt te verklaren: van de accumulatiemogelijkheid kan alleen gebruik worden gemaakt wanneer het beschikbare rivierdebiet kleiner is dan het uitbouwdebiet van de centrale. Bij Q_A = 150 m^3/s is dit relatief een gering aantal dagen per jaar. Toch moeten wel alle investeringen worden gedaan die voor accumulatie noodzakelijk zijn. Deze extra kosten overtreffen bij Q_A=150 m^3/s en accumulatie 2 dm de extra opbrengsten: accumulatie is hierbij dus niet rendabel. Anders wordt dit wanneer de optie wordt beschouwd met een uitbouwdebiet van 290 m^3/s. Hiertoe moeten de kolommen 9 (zonder accumulatie) en 25 t/m 29 (met accumulatie van 1 t/m 5 dm) worden vergeleken.

Wanneer nu de rentabiliteitsfactoren worden beschouwd, valt het op dat bij stuwpeilverhogingen tot 2 dm (optie 26) deze waarde relatief snel toeneemt (van 0,92 bij optie 9 tot 0,97 bij optie 26). Daarna is de toename geringer: 0,01 per stuwpeilverhoging van 1 dm (opties 27 en 28). Blijkbaar is bij dit uitbouwdebiet het aantal dagen per jaar dat de accumulatiemogelijkheden kunnen worden benut wel voldoende om verhoging van het stuwpeil rendabel te doen zijn. Bij het gros van dit aantal dagen blijkt de accumulatiecapaciteit bij een stuwpeilverhoging tot 2 dm voldoende voor het bergen van de tijdens de piekperiode extra te verwerken hoeveelheid water. Deze verwerkbare hoeveelheid wordt nl. beperkt doordat - ook tijdens de piekperiode - het centraledebiet niet groter kan zijn dan 290 m^3/s. Bij vergroting van het uitbouwdebiet tot 430 m^3/s (opties 15 en 30 t/m 34) is dit effect dan ook minder sterk waarneembaar; de rentabiliteitsfactor stijgt hier wat gelijkmatiger bij vergroting van de accumulatiecapaciteit. Bij een centralegrootte van 570 m^3/s (opties 19 en 35 t/m 39) is dit effect in het geheel niet meer waarneembaar.

Interessant is het ook na te gaan in hoeverre de vermogensgarantie tijdens de piekperiode verbetert bij toepassing van accumulatie. Dit is immers het doel van accumulatie; met dit gegarandeerde vermogen kan dan peak-shaving worden toegepast. Wanneer hiertoe in beschouwing wordt genomen de meest rendabele optie bij toepassing van accumulatie i.c. een centrale met Q_A = 290 m^3/s blijkt dat bij een stuwpeilverhoging tot 2 dm (optie 26) het gegarandeerde vermogen verdubbelt t.o.v. de optie zonder accumulatie (optie 9). Zie hiervoor het onderste getal in de kolom; het vermogen dat tijdens de piekperiode gedurende 320 dagen per jaar kan worden gegarandeerd. De ca. 1 MW die hiervoor bij optie 26 wordt gevonden, is echter nog steeds een klein deel van het maximum vermogen van deze centrale i.c. 5,76 MW. De investeringsvergoeding stijgt t.g.v. accumulatie met ƒ 0,5 miljoen, nl. van ƒ 0,4 bij optie 9 tot ƒ 0,9 miljoen bij optie 26. De extra investering t.b.v. accumulatie is bij deze optie ƒ 2,3 miljoen. Deze kosten worden dus bij lange na niet gedekt door de grotere investeringsvergoeding. Toch is de rentabiliteit aanzienlijk toegenomen. Dit wordt nl. veroorzaakt door het feit dat bij accumulatie een deel van de energie die anders zou zijn opgewekt tijdens de nachtperiode nu wordt opgewekt tijdens de piekperiode; hiervoor worden de dure brandstofkosten per kWh van de piek- en middenlastcentrales vergoed i.p.v. de goedkope brandstofkosten (kolen) van de basis-

lastcentrales. Één en ander heeft wel tot gevolg dat de rentabiliteit nogal gevoelig is voor variatie van het energiescenario en de lengte van de piekperiode.

In tabel V-2 zijn de diverse gevoeligheden nagegaan. In de eerste 4 kolommen van deze tabel zijn de twee meest rendabele opties nogmaals weergegeven (Q_A = 150 m^3/s en Q_A = 290 m^3/s) voor de ongewijzigde basisgegevens. Beide zijn weergegeven voor de situatie zonder accumulatie en met accumulatie van 4 dm. Dit laatste is gedaan om de invloed van accumulatie goed te kunnen distilleren. In de kolommen 46 t/m 49 is het effect van variatie van de piekperiode nagegaan voor een centrale met Q_A = 150 m^3/s en zonder accumulatie. De lengte van de piekperiode heeft hierbij dus niets meer te maken met een eventuele piekopvang in de elektriciteitsvraag, maar geeft alleen het aantal uren per dag weer dat de kWh-vergoeding is afgestemd op de dure brandstofprijzen van de olie- en gasgestookte centrales. Logisch dus dat de rentabiliteit toeneemt wanneer deze periode langer wordt gekozen. In de kolommen 50 t/m 53 is ditzelfde nagegaan voor een centrale met Q_A = 290 m^3/s en nu wel met accumulatie (4 dm). Wanneer nu de verbetering van de vermogensgarantie een belangrijke rol zou spelen, zou de rentabiliteit toenemen, bij afnemen van de piekperiode. Immers, hoe korter de periode, des te beter kan aan een zekere vermogenvraag worden voldaan. Dit blijkt echter niet het geval: het effect zoals beschreven bij de kolommen 46 t/m 49 blijkt ook hier sterk te overheersen.

Hierbij kan de vraag worden gesteld: hoe komt het nu eigenlijk dat de vermogensgarantie nauwelijks te verbeteren is met accumulatie? De beantwoording hiervan wordt gedaan aan de hand van fig. 4. De getrokken lijn geeft de vermogencurve weer voor de situatie zonder accumulatie. Het blijkt dat er 2 "perioden" zijn waarbij geen vermogen kan worden ingezet, nl. bij gebrek aan afvoer (aan de linkerzijde van de vermogencurve) en bij gebrek aan valhoogte (aan de rechterzijde). De linkerzijde van de curve kan voor de piekperiode worden verbeterd d.m.v. accumulatie: het water kan 's nachts worden opgespaard en in de piekperiode versneld worden afgelaten zodat het bezwaar van gebrek aan afvoer wordt opgeheven. De rechterzijde van de grafiek is echter m.b.v. accumulatie niet te verbeteren. Voor het hier optredende probleem , nl. tekort aan valhoogte, biedt accumulatie geen oplossing. Uit de grafiek blijkt ook dat het leeuwendeel van de niet-beschikbaarheid wordt veroorzaakt door tekort aan valhoogte; dit verklaart direkt dat de vermogengarantie

m.b.v. accumulatie slechts in beperkte mate is te verbeteren. Te verwachten is dat deze handicap zal optreden bij elke riviercentrale; essentieel anders wordt dit wanneer gebruik wordt gemaakt van omloopverval (bv. centrale in lateraal kanaal).

In de kolommen 54 t/m 57 is de gevoeligheid voor de rendementsfactor nagegaan. Tot nu toe was uitgegaan van de formule N = 8 Q H. Gegeven de vooruitgang van de turbinetechniek lijkt dit - mede afhankelijk van het toegepaste turbinetype - wat aan de lage kant; een factor van 8,7 lijkt een reëel alternatief. De rentabiliteit blijkt hierbij aanzienlijk toe te nemen; voor de optie met Q_A = 150 m^3/s en zonder accumulatie betekent dit een extra winst van bijna 2 ton per jaar.

In de kolommen 58 t/m 61 is de gevoeligheid voor de hoogte van de reele rentevoet onderzocht. Als alternatief is genomen 7% i.p.v. 4%. De rentabiliteit loopt hierdoor sterk terug. De rendabele optie van Q_A = 150 m^3/s met een winst van 3 ton per jaar blijkt hierdoor om te slaan in een verliesgevende optie; het jaarlijkse verlies bedraagt hierbij maar liefst 5,8 ton! Bij de optie met Q_A = 290 m^3/s is dit nog veel ongunstiger: een extra verlies van ± *f* 1,8 miljoen per jaar. De verklaring van deze sterke gevoeligheid moet worden gezocht in het feit dat een waterkrachtcentrale een kapitaalintensieve elektriciteitopwekker is. Dit in tegenstelling tot de thermische centrales waar de elektriciteitsopwekking veel meer energieintensief plaatsvindt. Alle investeringen moeten bij de waterkrachtcentrale tijdens de bouw worden gedaan; bij de thermische centrale gaan energie-aankoop (investering) en elektriciteitsproduktie gelijk op. De jaarlasten van de waterkrachtcentrale bestaan daardoor nagenoeg geheel uit rente + aflossing (annuïteit). Dat de rentevoet hierin een bepalende factor is behoeft geen betoog.

De kolommen 62 t/m 68 geven de gevoeligheidsanalyse weer voor de keuze van de minimaal te exploiteren netto rivierafvoer. Door deze keuze wordt het optimaal aantal turbines beïnvloed. Opmerkelijk is dat het doel dat met verkleining van deze waarde wordt beoogd, nl. vergroting van de energieproduktie, in 't geheel niet wordt bereikt. Bij vergelijking van bv. de opties 62 en 63 blijkt dat de jaarlijkse energieproduktie zelfs terugloopt wanneer een kleinere waarde voor de minimaal te exploiteren afvoer wordt gekozen. Dit komt doordat bij een groter aantal turbines het optimale rendement is gelegen bij een minder gunstige waarde voor H_T; de extra rendementsverliezen overtreffen daarbij de winst aan energieproduktie door de kleinere waarde van Q_{min}. Hiermee

wordt dus nogmaals bevestigd dat het aantal turbines van de centrale tot een minimum moet worden beperkt: beter minder grote dan meer kleine turbines met hetzelfde gezamenlijke vermogen.
In de kolommen 67 t/m 80 zijn voor de twee meest rendabele opties alle in par. 11.1 b genoemde energiescenario's doorgerekend. De gevoeligheid hiervoor komt alleen tot uitdrukking in de veranderde opbrengst van de centrale; de ligging van het optimum voor de constructie valhoogte en het aantal turbines wordt hierdoor niet beïnvloed. Voor de optie met Q_A = 150 m^3/s zonder accumulatie varieert de rentabiliteitsfactor van 0,88 tot 1,40. Het maximale verlies - bij optreden van het meest ongunstige scenario - bedraagt 2,1 ton per jaar; de maximale winst 7,4 ton per jaar. Voor de optie met Q_A = 290 m^3/s en 4 dm accumulatie bedragen deze waarden: max. verlies 9,5 ton per jaar resp. max. winst 6 ton per jaar.
De laatste 2 kolommen uit tabel 2 behoeven een korte toelichting. Het Maas-Waalkanaal staat bij Heumen - onder normale omstandigheden - in open verbinding met het stuwpand Grave-Sambeek. De aansluiting op de Waal is afgesloten d.m.v. een sluis. Bij accumulatie zal de waterpeilwisseling dus ook op dit kanaal doordringen. De stroomsnelheden die hierbij in de monding optreden vormen op het eerste gezicht geen probleem (max. $\pm$ 15 cm/s). Er kunnen echter nog andere redenen zijn die deze peilwisseling ongewenst maken (doorvaarthoogte onder bruggen, aanlegsteigers e.d.). Dit zou er de reden toe kunnen zijn om bij accumulatie de sluis bij Heumen te sluiten. Hierbij wordt dan de accumulatiecapaciteit gereduceerd. Dit blijkt ook uit de accumulatiegegevens uit bijlage VI vergeleken met die uit bijlage IV-2. Het effect hiervan op de rantabiliteit is weergegeven in de kolommen 81 en 82. Alle voorgaande opties (t/m 80) zijn berekend bij een geopend Maas-Waalkanaal, bij de opties 81 en 82 is de mond van het kanaal gesloten. Het effect ervan op de energie-opbrengst en de rantabiliteit blijkt nihil (vergelijk optie 81 met optie 26 en optie 82 met optie 45). De beslissing of de monding al dan niet wordt afgesloten behoeft in dit stadium dus nog niet te worden genomen.

12. Eindconclusie

Voor de lokatie Grave heeft een waterkrachtcentrale met 1 Kaplan-bulbturbine met een uitbouwdebiet van 150 m^3/s (2,8 MW) de grootste kans om rendabel te zijn. De kans is zelfs zeer reëel dat de kosten per ge-

produceerde kWh beneden het niveau van brandstofkosten van thermische centrales liggen. De gemiddelde jaarlijkse energieproduktie is hierbij 15,5 GWh. Gebruik van het stuwpand als wateraccumulatiebekken is hierbij niet interessant.

Verder uitbouwen van de centrale is interessant tot een uitbouwdebiet van 280 m^3/s (4,9 MW). Deze centrale bevat twee turbines, de gemiddelde jaaropbrengst bedraagt hierbij 24 GWh. In dit geval is accumulatie van water wel interessant; reeds bij een dagelijkse stuwpeilverhoging van 20 cm treedt een duidelijk waarneembare rentabiliteitsverbetering op. Overigens is de kans dat de kosten per geproduceerde kWh van deze centrale beneden het niveau van de brandstofkosten liggen wel kleiner dan bij de centrale met Q_A = 150 m^3/s; deze kans bestaat echter wel (bij een reële brandstofkostenstijging van 2% per jaar).

Uit de resultaten blijkt verder dat met het oog op de rentabiliteit het aantal turbines in de centrale tot een minimum moet worden beperkt; beter minder grote, dan meer kleine turbines met hetzelfde gezamenlijke vermogen (geldt voor Kaplan-bulbturbines).

Garantie van vermogen blijkt bij de lokatie Grave niet mogelijk; ook niet of nauwelijks bij toepassing van wateraccumulatie. Oorzaak hiervan is het feit dat het grootste deel van het aantal dagen per jaar dat energie-opwekking niet mogelijk is, wordt veroorzaakt door tekort aan valhoogte (bij hoge rivierafvoeren); wateraccumulatie biedt voor dit euvel geen oplossing.

Het toe te passen turbinetype en daarmee samenhangend de rendementsfactor in de formule van de vermogensbepaling (N = $\underline{8}$ QH) blijkt ook relevante invloed te hebben op de energie output en daarmee op de rentabiliteit.

Zeer gevoelig blijkt het resultaat te zijn voor de hoogte van de reële rentevoet (inflatie - gecorrigeerde rente). Een winstgevende optie bij een reële rentevoet van 4% slaat om in een zwaar verliesgevende optie bij toepassing van een waarde van 7%. De kapitaalintensieve manier van elektriciteitsproduktie van een waterkrachtcentrale is hiervan de oorzaak.

Literatuuroverzicht

1. Rapport van de begeleidingscommissie Voorstudie Plan Lievense.
   Windenergie en Waterkracht, mei 1981

2. TH Delft, Haskoning B.V. Nijmegen
   Energie uit de Maas - Vooronderzoek, juni 1981

3. E. Masonyi
   Water Power Development, Low-Head Power Plants, 1967

4. Rijkswaterstaat, Directie Bruggen
   Notitie nr. DDWT - 80.518
   Voorstudie Energo project, december 1980