
INVESTERING, FINANS OG ØKONOMISTYRING

Investering i småkraftverk under usikkerhet

Thor Bøckman og Erik Juliussen

**Masteroppgave
våren 2005**



INSTITUTT FOR INDUSTRIELL ØKONOMI OG TEKNOLOGILEDELSE

Forord

Denne masteroppgaven er utført ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU våren 2005. Den er vårt avsluttende arbeid innen fordypningen i Investering, finans og økonomistyring.

Vi vil gjerne takke Bernhard Kvaal, Ann-Elin Helset, Gunnar Aronsen og Kåre Lorås ved TrønderEnergi for alle gode innspill, særlig i forbindelse med programmet vi har utviklet.

Spesiell takk for god hjelp på den tekniske siden går til førsteamanuensis Ole Gunnar Dahlhaug og resten av miljøet ved Vannkraftlaboratoriet på NTNU.

Sist men ikke minst vil vi takke vår hovedveileder førsteamanuensis Stein-Erik Fleten ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse for all veiledning underveis.

Trondheim, 13.6.2005

Thor Bøckman

Erik Juliussen

Introduksjon

Småskala vannkraftproduksjon har i de senere årene fått større fokus i Norge, og har blitt et satsingsområde for myndighetene. Et noe høyere nivå på strømpriser og lovnader om innføring av et elsertifikatmarked for ny fornybar kraftproduksjon har ført til økt aktivitet blant utbyggere. Grunnen er at småskala vannkraft anses som det mest lønnsomme alternativet som vil omfattes av elsertifikatordningen. NVE mener det er sannsynlig med en utbygging av småskala vannkraft i størrelsesorden 5 TWh i løpet av en tiårsperiode. Mange svært gode og noen mindre gode prosjekter vil bli vurdert og bygget.

En utfordring med vannkraft generelt er at hvert eneste kraftverk er unikt. Videre er det snakk om en stor og langsiktig investering, med inntjening som avhenger av en usikker kraftpris og et usikkert tilsig. For å få et godt kraftverk kreves betydelig prosjekteringsarbeid, noe som igjen er kostbart. Utbyggere kan derfor velge å gjøre prosjekteringen selv eller i samarbeid med billigere og mindre seriøse aktører. Men å gjennomføre et prosjekt uten skikkelig prosjektering kan bli svært dyrt på grunn av feildimensjonerings, for lave virkningsgrader eller andre tekniske problemer. Derfor er det av samfunnsøkonomisk interesse at potensielle utbyggere på et tidlig stadium kan finne ut om prosjektet er verdt å bruke mer penger på, for eksempel søke konsesjon og starte detaljprosjektering. I tillegg har vi inntrykk av at mange utbyggere gjør for enkle økonomiske vurderinger rundt verdien av prosjektene sine. Vi har inntrykk av at det er vanlig å ta utgangspunkt i dagens pris og gjøre noen enkle vurderinger om hvordan prisen vil utvikle seg de neste tiårene. Deretter finnes nåverdien av prosjektet, og hvis denne er positiv investerer man. Bruk av en slik fremgangsmåte for forholdsvis marginale prosjekter kan gi store problemer. Selv om et kraftverk fungerer som det skal teknisk, kan det være ulønnsomt ved dagens priser.

Dette er bakgrunnen for at vi i denne masteroppgaven har utarbeidet en metode og et program som på en rask, enkel og nøyaktig måte kan hjelpe en utbygger i tidlig fase med å finne sannsynlig verdi av prosjektet samt riktig utbyggingsstørrelse. Hensikten er å ha et godt grunnlag for beslutningen om å gå videre med prosjektet eller la være.

Hovedideen i masteroppgaven har vært å bruke realopsjonstankegang der man eksplisitt tar hensyn til usikkerheten i fremtidige kraftpriser for å vurdere småkraftprosjekter på beste mulige måte. Formålet har vært å finne en praktisk realopsjonsmetode som finner prisgrensen for å investere i et prosjekt og bestemmer optimal størrelse på anlegget når det er optimalt å investere.

Vi har tidligere brukt en slik metode som kun fungerer for diskrete størrelser på anleggene. Denne metoden er presentert i artikkelen "Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty" av Fleten og Maribu fra 2004. For å få en mest mulig generell metode har kontinuerlig størrelsesvalg vært et mål. Østerrikeren Thomas Dangl har beskrevet en slik metode i artikkelen "Investment and capacity choice under uncertain demand" fra 1999. Vi har laget en metode spesifikt for småkraftutbygginger som tar utgangspunkt i hans realopsjonsmodell. Vår metode avviker ved at et småkraftverk er en pristaker og at investeringskostnaden er avhengig av størrelsen på anlegget på en helt annen måte. For et småkraftverk stiger den marginale investeringskostnaden med størrelsen på anlegget. Et hvert prosjekt har en endelig energimengde tilgjengelig, følgelig blir det svært dyrt når man kommer nær denne grensen. Det er denne grensen som i praksis bestemmer hvor stort man kan bygge.

For at metoden skal kunne brukes i praksis har vi utviklet et program som implementerer realopsjonsmetoden og på bakgrunn av de viktigste tekniske valgene simulerer produksjonen i anlegget og beregner utbyggingskostnaden. I tillegg har vi skrevet en artikkel som omhandler selve realopsjonsmetoden da denne kan ha interesse i seg selv. Artikkelen er lagt på et akademisk nivå med hensyn på finans og spesielt realopsjoner, den utgjør første hoveddel av masteroppgaven. Andre hoveddel beskriver programmet og hvordan dette brukes. Da det er et mål at disse to delene skal kunne leses uavhengig av hverandre har det vært nødvendig med en del overlapping mellom dem, dette gjelder særlig realopsjonsløsningen og utledning av størrelsene som er brukt i denne. Vi har generelt prøvd å forklare programdelen grundigere.

Hovedmålet i masteroppgaven har vært å utvikle en metode og et program som fungerer til dette formålet, der kombinasjonen av teori og virkelighet både på den tekniske og økonomiske siden ivaretas på beste mulige måte. Det har ikke vært å estimere alle parametrene som brukes så perfekt som mulig. Vi har benyttet eller estimert de beste parametrene som har vært mulige innen tidsgrensene for masteroppgaven. Imidlertid er det et poeng at hvis man finner parametere som man mener er riktigere er det lett å bytte til disse, både i realopsjonsmetoden og i programmet.

Hoveddel 1

Artikkel

RIKTIG INVESTERINGSBESLUTNING OG OPTIMALT KAPASITETSVALG FOR SMÅ VANNKRAFTPROSJEKT

SAMMENDRAG

Denne artikkelen presenterer en metode for vurdering av små vannkraftprosjekt i marked med usikre elektrisitetspriser. Små vannkraftverk er mange steder det billigste alternativet innen distribuert kraftproduksjon og vi forventer en økt interesse for å vurdere slike prosjekter fremover.

Metoden som presenteres er en realopsjonsmetode med mulighet til kontinuerlige størrelsesvalg. Første steg i metoden er å finne funksjoner for verdien av prosjektet og investeringskostnaden med hensyn på prosjektstørrelse. Ved å kombinere disse finner man en funksjon for optimal størrelse på prosjektet, avhengig av elektrisitetsprisen. Videre finnes verdien av realopsjonen for optimale prosjektstørrelser. Denne gir en absolutt grense for å investere i prosjektet, under denne grensen er det *aldri* optimalt å investere, over denne grensen skal man investere og fastsette størrelsen på anlegget ved hjelp av funksjonen for optimal størrelse.

Sammenhengen mellom realopsjonsmodellen og de fysiske egenskapene ved et småkraftverk er modellert i et program laget spesielt for denne realopsjonsmodellen. Programmet foretar en grundig simulering av produksjonen i kraftverk basert på alle viktige valg i et slikt anlegg. Hovedresultatene fra programmet er simulert produksjonsstørrelse og investeringskostnad, disse brukes i løsningen av realopsjonen.

Metoden brukes for å vurdere tre forskjellige norske småkraftprosjekter. Det tredje er spesielt interessant da det har positiv netto nåverdi, men ikke skal bygges ut ifølge realopsjonen. Grunnen er at verdien av realopsjonen er høyere enn prosjektets netto nåverdi. En eventuell investering vil gi et nettotap, man vil få netto nåverdi, men tape verdien av realopsjonen.

NØKKELOD

Realopsjoner, Kontinuerlig Størrelsesvalg, Distribuert Kraftproduksjon, Prosjektvurdering, Vannkraft, Småkraft

INNLEDNING

Vi analyserer investeringer i små vannkraftverk, definert som kraftverk med en installert kapasitet under 10 MW. Vi forventer en økende interesse for å vurdere slike prosjekter de kommende årene, da det mange steder er den mest lønnsomme metoden innenfor begrepet distribuert kraftproduksjon. Mange land opplever en økende interesse for distribuert kraftproduksjon, enten i områder med manglende infrastruktur (øyer eller områder med manglende kraftlinjer) eller som et komplement til den eksisterende kraftproduksjonen. I mange industrialiserte land er det en økende interesse for fornybar kraftproduksjon, dette kan ses i

interessen for ”grønne sertifikater”. Vi mener disse to aspektene i tiden fremover vil føre til et økende behov for å vurdere og ikke minst finne verdien av potensielle småkraftprosjekter. Utbygger i slike prosjekter står overfor to problemer: når er det optimalt å investere, og hva er i så fall optimal størrelse på anlegget? Investeringsbeslutningen er svært viktig, ettersom den er irreversibel. Når et kraftverk først er bygd er det svært vanskelig å få tilbake verdien av investeringen, siden de forskjellige komponentene ofte er ”skreddersydde” til anlegget. I tillegg er demning og infrastruktur i forbindelse med anlegget i det store og hele en ”sunk cost”. Å utvide anlegget i ettertid vil også være svært kostbart. Det betyr at det er av avgjørende betydning å fatte den riktige investeringsbeslutningen med en gang: investere på riktig tidspunkt og velge riktig størrelse på anlegget.

Usikre elektrisitetspriser og variasjonen i kraftverkets tilsig kompliserer optimalt størrelsesvalg for anlegget. Små vannkraftverk er vanligvis elvekraftverk, hvilket betyr at man ikke har mulighet til å lagre vann. Tilsiget må benyttes med en gang, hvis ikke er det tapt. Mengden vann kraftverket kan nyttiggjøre seg på en gang bestemmer størrelsen på kraftverket. Et stort kraftverk kan nyttiggjøre seg mer vann når tilsiget er stort, men er dyrere og vil ha lavere virkningsgrad ved mindre tilsig. Denne sammenhengen gir et sannsynlig størrelsesspenn for et småkraftprosjekt, men å finne den optimale størrelsen er en utfordring når både tilsig og pris er usikre. Formålet for denne artikkelen er å presentere en god metode for denne investeringsbeslutningen.

Dixit og Pindyck [1] har vist at ved usikkerhet fører realopsjoner til riktigere investeringsbeslutninger enn nåverdimetoden hvis investor har mulighet til å utsette investeringsbeslutningen. Fleten og Maribu [2] bruker realopsjoner til å velge mellom diskrete kapasitetsvalg i vindmølleprosjekter. Dangl [3] utvikler en realopsjonsmetode for investering ved kontinuerlig kapasitetsvalg. I denne artikkelen bruker vi disse ideene til å utvikle en realopsjonsmodell med kontinuerlig kapasitetsvalg for småkraftprosjekter i et marked med usikre elektrisitetspriser.

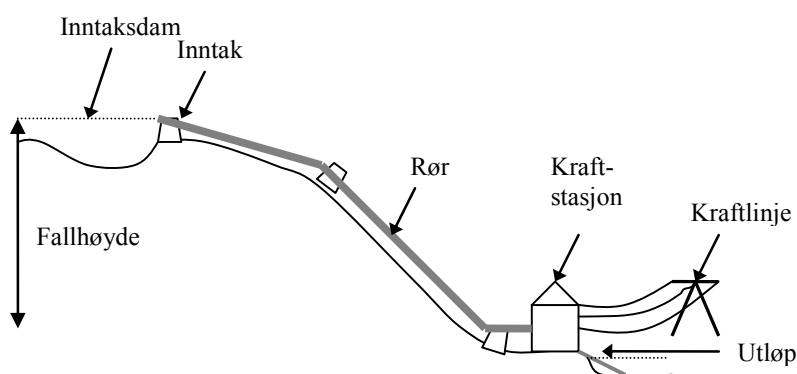
INNFALLSVINKEL

Fokus i artikkelen er på en potensiell utbygger av et småkraftprosjekt. Det kan for eksempel være en bonde med fallrettigheter i en elv på eiendommen sin, der han vurderer et småkraftverk. I denne fasen har bonden et behov for å vurdere verdien av prosjektet for å finne ut om han skal investere, i så tilfelle må han også finne riktig utbyggingsstørrelse for prosjektet. Nåverdimetoden vil gi bonden svar på om prosjektet har positiv nåverdi i dag, men tar ikke hensyn til fleksibiliteten i valg av investeringstidspunkt. Denne fleksibiliteten har verdi fordi han kan utsette avgjørelsen og vurdere for eksempel utviklingen i elektrisitetsprisene som er helt avgjørende for prosjektet. I tillegg har han mulighet til å velge størrelse på prosjektet. Realopsjoner tar eksplisitt hensyn til verdien av muligheten til å utsette den irreversible investeringen, denne tapes når man investerer. Vår modell velger også optimal prosjektstørrelse når det er optimalt å investere.

FYSISKE PRINSIPPER FOR VANNKRAFTVERK

De fysiske prinsippene for et vannkraftverk er enkle. Vann som befinner seg høyere enn kraftverket har en potensiell energi som omgjøres til trykk og noe kinetisk energi når vannet ledes gjennom rør ned til kraftverket. Denne energien gjøres først om til mekanisk energi i en turbin, før den i tur omgjøres til elektrisitet i en generator. Energimengden er avhengig av fallhøyde og vannmengde. Dette er prinsippet for alle vannkraftverk.

Ved konstruksjon av et vannkraftverk er målet å gjøre den potensielle energien om til elektrisitet med minst mulig tap og til lavest mulig pris. Å finne optimal sammensetning av anlegget er ikke enkelt. For eksempel gir større rør mindre friksjonstap, men er dyrere. En turbin med stor slukeevne vil kunne nyttiggjøre seg mye vann, men vil ha lavere virkningsgrad i perioder med mindre tilsig. Valgene kompliseres ytterligere ved at tilsiget varierer gjennom året og fra et år til et annet i tillegg til at elektrisitetsprisen er usikker. Ved investering i små vannkraftverk vil utbyggeren måtte velge riktig utbyggingstidspunkt og riktig størrelse på anlegget når han tar hensyn til tidligere nevnte usikkerhet og at prosjektet har en levetid på så mye som 30 år.



Figur 1: Illustrasjon av et vannkraftverk

SIMULERING AV PRODUKSJON OG ØKONOMI

For å løse investeringsproblemet bruker vi altså en realopsjonsmodell som diskuteres senere. Det har også vært nødvendig å modellere de fysiske sammenhengene i et småkraftverk, derfor har vi laget et program som kombinerer simulering av et småkraftverk med tidligere nevnte realopsjonsmodell. Programmet bruker historiske tilsigsdata med ukentlig oppløsning for vanligvis 30-60 år, hensikten er å minimere tilsigsusikkerhet. I tillegg krever programmet alle de viktige valgene for et småkraftverk som for eksempel brutto fallhøyde, rørlengde, avstand til elektrisitetsnett etc. Disse er fysiske valg som har stor betydning for lønnsomheten av et småkraftprosjekt.

For å finne utbyggingskostnadene for kraftverk av ulik størrelse og sammensetning, har vi benyttet størrelsesavhengige kostnadsfunksjoner for alle mulige komponentvalg. For at også produksjonen skal kunne beregnes for kraftverk med ulik størrelse og sammensetning, blir

virkningsgradene for viktige komponenter som falltap i rør, turbin, generator og transformator beregnet for ulike vanngjennomstrømninger før de samles til en totalvirkningsgrad.

Med utgangspunkt i valgene som er gjort beregner programmet forventet produksjon og den resulterende økonomien i prosjektet. Produksjonen og investeringskostnaden er de viktigste utgangsvariablene. De danner grunnlaget for funksjonene for investeringskostnader og prosjektverdien, disse brukes i løsningen av realopsjonsmodellen.

ELEKTRISITETSPRIS

Elektrisitetsprisen er som tidligere nevnt den viktigste usikre faktoren ved vurdering av et småkraftprosjekt. Det er vanlig å skille mellom kortsiktig og langsiktig utvikling av elektrisitetsprisen. Faktorene som påvirker prisen på kort sikt er været, tilgjengelighet av produksjonskapasitet på kort sikt og overføringsbegrensninger i nettet. De langsiktige faktorene kan oppsummeres som den totale tilgjengeligheten og den totale etterspørselen etter elektrisitet.

Lucia og Schwartz [4] diskuterer flere modeller for elektrisitetspris. Blant annet presenterer de en tofaktormodell som tar hensyn til både kortsiktige og langsiktige faktorer for utviklingen av elektrisitetsprisen. De kortsiktige variasjonene er modellert med en "mean-reverting" Ornstein-Uhlenbeck prosess, den langsiktige variasjonen med en aritmetisk Brownsk bevegelse. De viser at denne modellen fungerer bedre enn en enfaktormodell alene. Schwartz og Smith [5] bruker en lignende tankegang for råvarepriser, de konkluderer at på lang sikt er det bare den geometrisk Brownske bevegelsen de modellerer som har betydning. Pindyck [6] diskuterer den langsiktige utviklingen i råvarepriser og konkluderer med at for langsiktige energirelaterte investeringer vil bruk av en geometrisk Brownsk bevegelse gi små feil.

Når man ser på en langsiktig investering er forventningsverdien av en "mean-reversion" modell null slik at det vil være tilstrekkelig å se på den langsiktige modellen. Med utgangspunkt i de foregående argumentene velger vi en geometrisk Brownsk bevegelse for å modellere fremtidig elektrisitetspris:

$$dP = \alpha P dt + \sigma P dz \quad (1)$$

der α er den årlige veksten for elektrisitetsprisen, σ er årlig volatilitet og dz er en standard Wiener prosess [1].

LANGSIKTIG PRIS

Når man skal vurdere investering i et langsiktig kraftproduksjonsprosjekt er ikke dagens spotpris egentlig interessant, da denne kan være sterkt påvirket av kortsiktige faktorer. Skyggespotprisen er diskutert i Schwartz [7]. Dette er den "korrekte" spotprisen i dag når man ser på utviklingen av langsiktige forwardkontrakter og ser bort fra de kortsiktige faktorene i elektrisitetsmarkedet. Siden forwardkontrakter er risikofrie er skyggespotprisen dagens langsiktige risikofrie elektrisitetspris. Når vi diskuterer elektrisitetsprisen i denne artikkelen er det den langsiktige risikofrie prisen vi refererer til. Det betyr at riktig avkastningskrav for prisrisiko er den risikofrie renta r . Vi vil beregne langsiktige priser fra omsatte langtids forwardkontrakter.

MODELLEN

I denne delen utleder vi modellen og tar for oss produksjonskostnader, verdien av kraftverket, investeringskostnader, optimal investeringsbeslutning og til slutt verdien av realopsjonen.

PRODUKSJONSKOSTNADER

For et småkraftverk er produksjons og vedlikeholdskostnadene todelt. En fast del er uavhengig av størrelsen på produksjonen. Den består hovedsaklig av vedlikehold av kraftverk og vannveier, i tillegg inngår driftsansvar og kontroll av elektriske anlegg. Kostnaden som varierer med produksjonen består av nettkostnader og kostnader i forbindelse med salg av kraft.

Nettkostnadene er todelt, de består av en innmatingskostnad og en kostnad som er avhengig av nettsituasjonen i innmatingspunktet. Sistnevnte kostnad kan også være en inntekt hvis for eksempel kraftverket produserer reaktiv effekt som det er behov for i nettet. Kostnaden i forbindelse med salg kommer av at et småkraftverk vanligvis selger kraften via et større kraftselskap, dette selskapet vil da ta en avgift for denne tjenesten.

I modellen skiller vi disse to produksjonskostnadene. Den faste kostnaden inkluderes i investeringskostnaden. Grunnen til dette er at når et småkraftverk først er bygd er det praktisk talt aldri optimalt å legge det ned, hvilket betyr at dette er en kostnad som påløper uansett.

Vi har forsøkt å håndtere den variable produksjonskostnaden på ulike måter. Målet har vært å komme frem til en håndterbar realopsjonsmodell, samtidig som kostnadene blir inkludert på en god måte. Derfor har vi modellert en ny geometrisk Brownsk bevegelse for fortjenesten på produsert elektrisitet. Våre data indikerer at produksjonskostnaden er fast per MWh og vi har følgelig definert en ny variabel, θ , for den variable fortjenesten på produksjon:

$$\theta = P - c \tag{2}$$

Her er P elektrisitetsprisen og c produksjonskostnaden per MWh. Vi forutsetter at P alltid er større enn c , hvilket betyr at θ aldri er negativ. Forutsetningen støttes av at verdien vi har funnet for c er mindre enn 4 % av dagens P . Vannkraft er dessuten den teknologien som har lavest marginale driftskostnader, nær null. Vi forventer at prisen på elektrisk kraft, i alle fall på lang sikt, aldri vil gå under den laveste marginalkostnaden for alle produsenter.

Variabelen θ følger en ny geometrisk Brownsk bevegelse:

$$d\theta = \alpha\theta dt + \sigma\theta dz \tag{3}$$

VERDIEN AV KRAFTVERKET OG INVESTERINGSKOSTNADEN

For å finne optimal investeringsstrategi for et småkraftprosjekt trengs uttrykk for investeringskostnaden og verdien av kraftverket når det er utbygd. Vi beskriver først verdifunksjonen for kraftverk $V(m, \theta)$, altså verdien av et kraftverk som funksjon av prosjektets

størrelse, m , og fortjenesten på produksjon, θ . Deretter beskriver vi investeringskostnaden som funksjon av kraftverkets størrelse, $I(m)$.

VERDIEN AV KRAFTVERKET

Generelt kan man si at verdien av et prosjekt er verdien av produksjonen minus produksjonskostnadene. I vår modell er de faste produksjonskostnadene med egnet i investeringskostnaden, og bare de variable produksjonskostnadene regnes med i verdien av prosjektet. Følgelig blir verdien av et småkraftverk gjennomsnittlig produksjonsstørrelse multiplisert med fortjenesten på produksjon, diskontert over prosjektets levetid T .

$$V(m, \theta) = \theta m \varepsilon \tag{4}$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + \delta}\right)^T}{\delta} \tag{5}$$

$$\delta = \rho - \alpha \tag{6}$$

Her er δ “convenience yield”, definert som avkastningskravet fratrukket årlig vekst i elektrisitetsprisen. Dette er riktig diskonteringsrente når elektrisitetsprisen er forventet å vokse med α , og den riktige diskonteringsfaktoren er ρ . ε er uttrykket for å diskontere en fast kontantstrøm med δ i T år.

INVESTERINGSKOSTNADEN

Vi har vurdert sammenhengen mellom investeringskostnaden og størrelsen på småkraftverk. Undersøkelsene støtter oppfatningen om at ettersom alle småkraftprosjekter har en endelig energimengde tilgjengelig, vil investeringskostnaden vokse kraftig når man nærmer seg denne grensen. Med andre ord er marginalkostnaden for investering i små vannkraftverk stigende med størrelse på anlegget. Følgelig passer et eksponentielt uttrykk investeringsfunksjonen $I(m)$ godt:

$$I(m) = A e^{bm} \tag{7}$$

Her er A og b er konstanter og m gjennomsnittlig årsproduksjon i kraftverket.

OPTIMAL INVESTERINGSBESLUTNING

Et småkraftprosjekt er en pristaker. Når man har fastsatt produksjonskapasiteten for et elvekraftverk er det alltid optimalt å produsere maksimalt så lenge prisen er høyere enn produksjonskostnaden. Det er den for alle praktiske formål og vi har allerede forutsatt at så er tilfelle. Gjennomsnittlig årsproduksjon er en funksjon av produksjonskapasiteten. Den optimale størrelsen på investeringen finnes når den marginale verdien gjennom prosjektets levetid av en ekstra enhet produksjonskapasitet er lik dens kostnad.

$$\frac{\partial}{\partial m} V(m, \theta) = \frac{\partial}{\partial m} I(m) \quad (8)$$

Uttrykket løses med hensyn på gjennomsnittlig årsproduksjon, m :

$$m^* = \frac{\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab}}{b} \quad (9)$$

Uttrykket gir optimal gjennomsnittlig produksjonsstørrelse på anlegget. Sammenhengen mellom dette tallet og installert kapasitet i anlegget finnes ved simulering av kraftverket i tidligere nevnte program.

VERDIEN AV REALOPSJONEN

Neste steg er å verdisette realopsjonen, opsjonen til å investere i et småkraftprosjekt. Denne tar eksplisitt hensyn til verdien av muligheten til å utsette investeringen. Opsjonsverdien er funnet ved Dixit og Pindycks tilnærming med dynamisk programmering [1]. Fortjenesten på produksjonen forutsettes å utvikle seg med tidligere nevnte geometrisk Brownske bevegelse:

$$d\theta = \alpha\theta dt + \sigma\theta dz \quad (10)$$

Over et kort tidsintervall, dt , er total avkastning av å holde investeringsmuligheten lik forventet verdiendring av investeringsmuligheten. Med et avkastningskrav ρ blir det [1]:

$$\rho F dt = E(dF) \quad (11)$$

Avkastningskravet ρ består av risikofri rente og et tillegg for risiko ut over prisrisikoen.

dF utvides ved hjelp av Itos Lemma og vi får en andregrads differensialligning:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 \theta^2 F''(\theta) + \alpha \theta F'(\theta) + \rho F = 0 \quad (12)$$

den spesielle løsningen til problemet er [1]:

$$F(\theta) = D_1 \theta^{\beta_1} \quad (13)$$

der D_1 og β_1 er konstanter.

OPTIMAL INVESTERINGSSTRATEGI

Optimal investeringsstrategi følger av optimal innløsning av realopsjoner: ”value-matching” og ”smooth-pasting” betingelsene [1]. Betingelsene brukes for å finne det optimale investeringsnivået:

”Value-matching”:

$$F(\theta) = V(\theta, m^*) - I(m^*) \quad (14)$$

$$D_1 \theta^{\beta_1} = \frac{\theta \varepsilon}{b} \left(\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab} - 1 \right) \quad (15)$$

”Smooth-pasting”:

$$\beta_1 D_1 \theta^{\beta_1 - 1} = \frac{\varepsilon}{b} \ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab} \quad (16)$$

Vi har to ligninger med to ukjente θ og D_1 , og refererer til denne løsningen for θ som θ^* . Løsningene av ligningssettet er:

$$\theta^* = e^{\left(\frac{\beta_1 + \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right) - \beta_1 \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right)}{\beta_1 - 1} \right)} \quad (17)$$

$$D_1 = \frac{\left(\frac{\varepsilon}{Ab} \right)^{\beta_1} e^{-\beta_1} A}{\beta_1 - 1} \quad (18)$$

θ^* er den absolutte grensen for investering i prosjektet. Når verdien av fortjenesten på produksjon er under denne grensen:

$$\theta < \theta^* \quad (19)$$

eller

$$P < \theta^* + c \quad (20)$$

er det *aldri* optimalt å investere i prosjektet, uansett hvordan en varierer parametrene i prosjektet, dette fordi den optimale investeringsbeslutningen allerede er tatt hensyn til.

P er langsiktig elektrisitetspris, det betyr at hvis et prosjekt evalueres med denne metoden og dagens langsiktige pris er høyere enn prisgrensen for å investere i prosjektet:

$$P > \theta^* + c \tag{21}$$

er det optimalt å investere med en gang. Gjennomsnittlig årsproduksjon bestemmes av funksjonen for optimal størrelse på gjennomsnittlig energiproduksjon som funksjon av pris:

$$m^* = \frac{\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab}}{b} \tag{22}$$

Verdien av et småkraftprosjekt er følgelig:

$$\begin{aligned} P > P^* &: V(m^*, P) - I(m^*) \\ P \leq P^* &: F(P) \end{aligned} \tag{23}$$

KONSTANTER

Denne delen presenterer konstantene vi har brukt ved evaluering av småkraftprosjekter. Først diskuteres avkastningskrav, levetid og variable produksjonskostnader. Deretter ser vi på fortjenesten på produksjon og estimerer veksten og usikkerheten for denne. Til slutt omtales investeringskostnaden som er estimert i tidligere nevnte program.

AVKASTNINGSKRAV

Selv om prisrisikoen tas hensyn til ved å bruke risikofrie priser er det fortsatt annen risiko som vil påvirke avkastningskravet for småkraftprosjekter. Denne risikoen kan deles opp i teknisk, økonomisk og politisk risiko. Den tekniske risikoen gjelder for eksempel feilprosjektering og faren for at komponenter ikke fungerer slik at de må skiftes ut for tidlig. Den økonomiske risikoen gjelder for eksempel betalingsproblemer i forbindelse med flere tørre år på rad. Mens politisk risiko kan være endrede skatteregler for småkraftverk eller at myndighetene begynner å subsidiere småkraft. Vi mener at den politiske risikoen vil slå positivt ut for småkraftverk i de fleste tilfeller.

Denne samlede risikoen vil kreve et avkastningskrav som er noe høyere enn den risikofrie renta. I denne sammenhengen vil den beste måten å finne dette avkastningskravet være å overlate det til markedet. Siden de fleste småkraftprosjekter er lånefinansierte vil lånerenta være en god indikasjon på riktig avkastningskrav, fordi utbygger i et lånefinansiert småkraftprosjekt må oppnå minimum denne avkastningen for at prosjektet skal være lønnsomt. Avkastningskravet burde i utgangspunktet justeres i forhold til graden av lånefinansiering. Dette har vi ikke gjort, og siden de fleste småkraftprosjekter har en høy grad av lånefinansiering mener vi dette ikke vil føre til store feil.

Den korrekte lånerenta er estimert av DnBNOR, som har en egen avdeling som jobber spesifikt med finansiering av småkraftprosjekter [8]. Generelt vil banken kreve 1,5 prosentpoeng over NIBOR (Norwegian Interbank Offered Rate) ved finansiering av småkraft. Dette gjelder både fastrente og flytende rente. Banken vil vanligvis foretrekke at en del av lånet knyttes til en fast rente og resten til flytende. For å forenkle beregningene har vi forutsatt at hele lånet knyttes til ei fast rente. Hvis et småkraftprosjekt er svært godt kan banken gå med på en nedbetalingstid på 30 år. Vi har valgt å bruke en så lang nedbetalingstid fordi det i modellen er fordelaktig å ha lik levetid og nedbetalingstid for et prosjekt. Siden et prosjekt kan ha 30 års levetid eller lenger og den lengste nedbetalingstida er 30 år har vi møttes på midten og satt begge lik 30 år.

Det beste estimatet fra bankens markedsavdeling på NIBOR fastrente for 30 år var i mai 2005 4,3 %, hvilket medfører en lånerente på 5,8 %. Dette betyr at den risikofrie renta er 4,3 %, de 1,5 prosentpoengene tar hensyn til teknisk, økonomisk og politisk risiko. Banken vil sannsynligvis kreve at en betydelig del av produksjonen selges med forwardkontrakter slik at prisrisikoen minimeres. Banken har en mulighet til å inkludere en profittmargin i disse 1,5 prosentpoengene, men hvis lånetaker har en brukbar forhandlingsposisjon vil ikke dette være noen stor feilkilde. Det vil uansett være vanskelig å slippe denne marginen hvis ikke prosjektet er egenfinansiert, $\rho = 5,8 \%$ er vårt beste estimat på avkastningskrav for modellen.

LEVETID

Vi definerer levetiden i modellen som at prosjektet ikke har noen verdi ut over denne. Vi gjør en forenkling, da enkelte deler av et kraftverk kan ha verdi ut over levetiden vi bruker, men regner likevel ikke dette som en grov forenkling da disse verdiene er forholdsvis små sammenlignet med hele anlegget. Dessuten er det vanskelig å estimere en generell levetid for et småkraftverk da den varierer fra verk til verk. Det er også vanskelig å bestemme hva som er påregnelig vedlikehold og hva som er reinvesteringer. Normalt vil levetiden i hvert fall være 25 år. For store vannkraftverk kan den være på mer enn 50 år. Som tidligere nevnt har vi for å forenkle modellen valgt en levetid lik nedbetalingstiden på 30 år.

VARIABLE PRODUKSJONSKOSTNADER

De variable produksjonskostnadene omfatter nettagifter og salgskostnader. Vi har estimert disse fra et virkelig tilbud til et småkraftprosjekt fra et større norsk kraftselskap og offentlige veiledende kostnader i forbindelse med nettbruk i Norge. Innmatingskostnaden i nettet er satt til 5 kr/MWh, dette er en veiledende sats fastsatt av norske myndigheter for 2005 [9]. Kostnaden avhengig av nettsituasjonen kan være både positiv og negativ, den er vanligvis i området $\pm 10\%$ av elektrisitetsprisen. Den er imidlertid en kostnad for de fleste småkraftverk. Vi har satt den til 2 kr/MWh.

Elektrisiteten må vanligvis selges gjennom et kraftselskap som tar del i den nordiske kraftbørsen Nord Pool, kostnaden for å selge elektrisiteten avhenger derfor av hva de forskjellige kraftselskapene faktisk tilbyr. Vi har estimert kostnaden fra et reelt tilbud til et småkraftprosjekt, der kraftselskapet TrønderEnergi tilbød seg å selge elektrisiteten for 2,5 kr/MWh [10], vi ser ingen grunn til at dette ikke skal være et godt estimat på denne prisen. Oppsummert blir den variable produksjonskostnaden:

$$\begin{aligned} \text{Variabel produksjonskostnad} &= \text{innmatingskostnad} + \text{nettkostnad} + \text{salgskostnad} \\ &= 5 \text{ kr/MWh} + 2 \text{ kr/MWh} + 2,5 \text{ kr/MWh} = 9,5 \text{ kr/MWh} \end{aligned} \quad (24)$$

ÅRLIG VEKST I FORTJENESTEN PÅ PRODUKSJON

Den beste måten å estimere veksten i den langsiktige elektrisitetsprisen er fra et stort utvalg omsatte lange forwardkontrakter. Dessverre er det liten omsetning av lange forwardkontrakter eller forwardkontrakter langt frem i tid, og hvis de omsettes gjøres det stort sett bilateralt slik at det er vanskelig å få informasjon om dem.

Et alternativ er prisprognoseringsmodeller, men også disse har sine svakheter. Når man utvikler en slik modell må man gjøre en rekke forenklinger og valg som alle er potensielle feilkilder. Vi mener summen av disse generelt vil være en større feilkilde enn å ha et noe begrenset utvalg markedsdata. Derfor velger vi å bruke beste tilgjengelige informasjon som omfatter faktisk

omsatte kontrakter. Hvis man forutsetter at markedet er relativt effektivt inneholder omsatte kontrakter mye informasjon.

Vi har estimert den årlige veksten for fortjenesten på produksjon fra fem ettårs forwardkontrakter for fem etterfølgende år, 2007-2011, i det nordiske elektrisitetsmarkedet. De to første ble omsatt 14. april 2005, de tre neste estimert av kraftmeglerfirmaet QEB samme dag [11]. Tabell 1 inneholder prisene og de resulterende verdiene for fortjeneste på produksjon:

Tabell 1: Priser og resulterende verdier for fortjeneste på produksjon for årene 2007-2011

År	Pris på ettårs forward [kr/MWh]	Variabel produksjonskostnad [kr/MWh]	Fortjeneste på produksjon [kr/MWh]
2007	266	9,5	256,5
2008	267	9,5	257,5
2009	269	9,5	259,5
2010	271	9,5	261,5
2011	273	9,5	263,5

Ifølge den geometrisk Brownske bevegelsen vil forventet fortjeneste på produksjon utvikle seg som:

$$E(\theta(t)) = \theta_0 e^{\alpha t} \quad (25)$$

Her er α den årlige veksten for fortjeneste på produksjon. Vi har estimert denne til 0,69 % per år ved hjelp av regresjon. Den tilsvarende faste verdien for fortjeneste på produksjon i 2005 ble på 252,59 kr/MWh. Denne er helt analog en forwardkontrakt som skal gi samme avkastning som den underliggende prisen når effekten for risikofri rente r tas med. Verdien av θ ved årets start finnes ved:

$$\int_0^1 \theta_{\text{åretsstart}} e^{(\alpha+r)t} dt = \int_0^1 \theta_{\text{fast}} e^{rt} dt \quad (26)$$

$$\theta_{\text{åretsstart}} = \frac{\theta_{\text{fast}} (\alpha + r)(e^r - 1)}{r(e^{(\alpha+r)} - 1)} \quad (27)$$

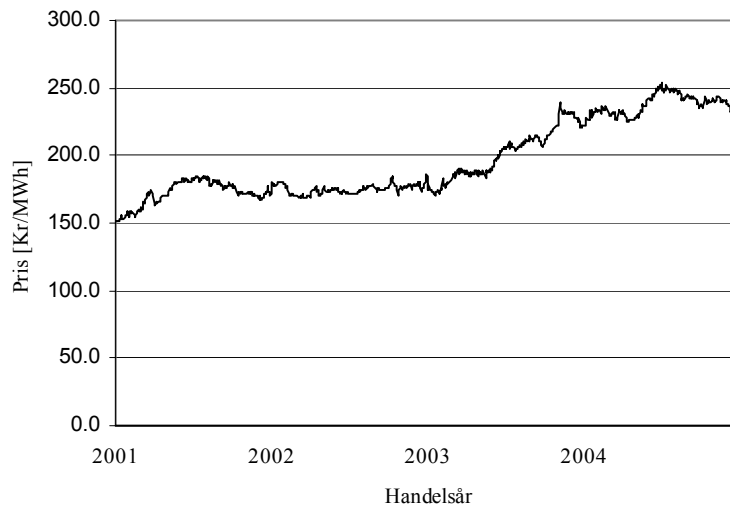
$\theta_{\text{åretsstart}}$ ble følgelig 251,71 kr/MWh, for ei risikofri rente $r = 4,3$ %. Dagens θ finnes ved hjelp av ligning (25), innsatt verdien for årets start og veksten. Dagens fortjeneste på produksjon var 252,36 kr/MWh i mai 2005, hvilket gav en korresponderende langsiktig elektrisitetspris på 261,86 kr/MWh.

ÅRLIG VOLATILITET FOR FORTJENESTEN PÅ PRODUKSJON

Den årlige volatiliteten for fortjeneste på produksjon er estimert fra prisene på ettårs forwardkontrakter omsatt tre år i forveien på den nordiske elektrisitetsbørsen Nord Pool. Vi har brukt priser fra årene 2001-2004 på kontrakter for årene 2004-2007. Den variable produksjonskostnaden er trukket fra på samme måte som i estimeringen av veksten for å finne de korresponderende verdiene for fortjeneste på produksjon. Den årlige volatiliteten ble beregnet med formelen under [12]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\ln \theta_i - \ln \theta_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\ln \theta_i - \ln \theta_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} \right)^2} \quad (28)$$

Formelen er gyldig for lognormalfordelinger, som er en av forutsetningene for geometrisk Brownsk bevegelse. Den resulterende årlige volatiliteten var $\sigma = 13,35 \%$.



Figur 2: Priser for ettårs forwardkontrakter omsatt tre år i forveien gjennom fire år à 248 handelsdager

INVESTERINGSKOSTNADEN

Da investeringskostnaden i et småkraftverk er avhengig av et stort antall variable er det vanskelig å finne en funksjon for investeringskostnaden som kun er avhengig av en variabel: gjennomsnittlig årsproduksjon. Noen av de mest sentrale valgene som påvirker produksjonskapasiteten og derved gjennomsnittlig årsproduksjon er valg av turbin type, slukeevne og rørdiameter. For å finne en utvetydig funksjon for investeringskostnaden har vi valgt følgende fremgangsmåte ved estimering av funksjonen. Først bestemmes turbin type. Deretter skal slukeevne og rørdiameter varieres, mens alle andre valg for prosjektet endrer seg med disse eller forblir uendret. Grunnen til at nettopp slukeevne og rørdiameter er valgt er at de i stor grad avgjør produksjonskapasiteten i et småkraftverk.

Investeringskostnaden er funnet ved hjelp av tidligere nevnte program. I programmet låses forholdet mellom slukeevne og rørdiameter for hver kjøring, dette forholdet er forhåndsbestemt slik at høyeste vannhastighet i rørene blir 3 m/s. Hastigheten som gir optimalt økonomisk rørdiametervalg ligger erfaringsmessig i området 2-4 m/s for småkraftverk. I programmet har vi oppnådd best resultater med 3 m/s. Det har vist seg nødvendig å gjøre noen forenklinger og valg for å etablere en entydig sammenheng mellom gjennomsnittlig årsproduksjon og investeringskostnad. Vi mener dette valget gir minst feil.

Programmet estimerer kostnadene fra et utvalg mulige kapasitetsvalg, der alle har maksimal vannhastighet lik 3 m/s. For hvert valg beregnes gjennomsnittlig årsproduksjon, m , og investeringskostnaden, I . Fra investeringskostnadene og gjennomsnittlig årsproduksjon i utvalget estimeres funksjonen for investeringskostnadene, $I(m)$, ved regresjon.

RESULTATER

I denne delen vil vi presentere resultatene vi har fått ved å bruke modellen på tre reelle norske småkraftprosjekter. Prosjektene er vurdert ved hjelp av programmet vi har utviklet.

De eksogene variablene vi allerede har diskutert er oppsummert i Tabell 2.

Tabell 2: Eksogene variable brukt i eksemplene

Konstant	Symbol	Verdi	Enhet
Avkastningskrav	ρ	5,80 %	-
Levetid og nedbetalingstid	T	30	år
Annuitetsfaktor	ε	15,1816	-
Variabel produksjonskostnad	c	9,5	kr/MWh
Dagens langsiktige pris	P_0	261,86	kr/MWh
Dagens fortjeneste på produksjon	θ_0	252,36	kr/MWh
Årlig vekst for θ	α	0,69 %	-
Årlig volatilitet for θ	σ	13,35 %	-

Disse vil være like for alle prosjektene.

Generelt er ikke firmaer eller privatpersoner som har eller planlegger småkraftprosjekter voldsomt interesserte i å dele informasjon om virksomheten sin. Derfor vil to av prosjektene vi presenterer ikke bli navngitt, etter ønske fra eierne.

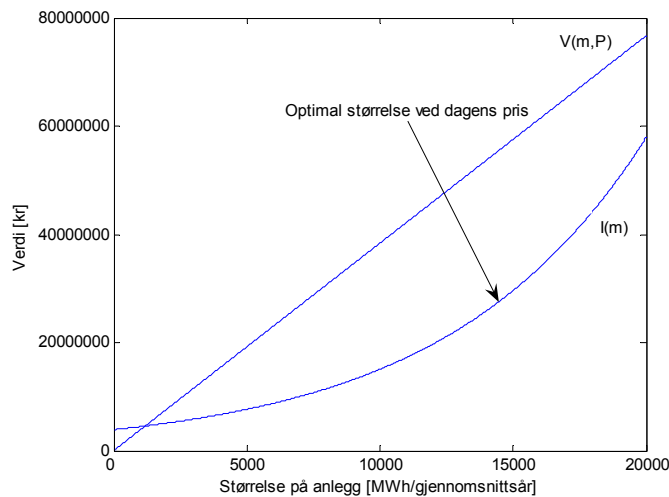
PROSJEKT 1

Det første prosjektet er et småkraftverk i Rivedal i Sogn og Fjordane, som ble satt i produksjon i februar 2005. Vi har brukt data for ukentlige tilsig i 74 år for anlegget, som har et bruttofall på 200 meter og et gjennomsnittlig tilsig på $1,21 \text{ m}^3/\text{s}$. For dette anlegget har vi valgt en Peltonturbin med en slukeevne på $3,15 \text{ m}^3/\text{s}$ og en rørdiameter på 1,16 meter. Tabell 3 sammenfatter resultatene for prosjekt 1.

Tabell 3: Resultater for prosjekt 1

Symbol	Verdi	Enhet
A	3 907 745	-
b	$1,3482 \cdot 10^{-4}$	-
D_I	12,7	-
θ^*	171,9	kr/MWh
P^*	181,4	kr/MWh
$m^*(P^*)$	11 868	MWh
$m^*(P_0)$	14 717	MWh
$V(m,P)-I(m)$	28 288 228	kr

Prisgrensen for å investere i prosjektet er 171,9 kr/MWh, betydelig under dagens langsiktige elektrisitetspris som vi har estimert til 261,86 kr/MWh. Det betyr at prosjektet bør initieres med en gang, med en gjennomsnittlig årsproduksjon på 14 717 MWh per år. Den totale verdien av prosjektet er 28,3 millioner kroner.



Figur 3: Verdi og investeringskostnad for prosjekt 1 ved dagens pris

Det er interessant å variere noen av parametrene i prosjektet og se hvilke effekter dette gir. Hvis vi øker volatiliteten fra 13,35 % til 20 % er prisgrensen 251,4 kr/MWh, hvilket stadig er under dagens elektrisitetspris, følgelig ville prosjektet ville svart seg også ved en slik volatilitet. Hvis man øker veksten til 1 % vokser prisgrensen til 187,6 kr/MWh, og prosjektet skal stadig bygges ut. En utvidelse av levetiden fra 30 til 40 år senker prisgrensen til 163,9 kr/MWh.

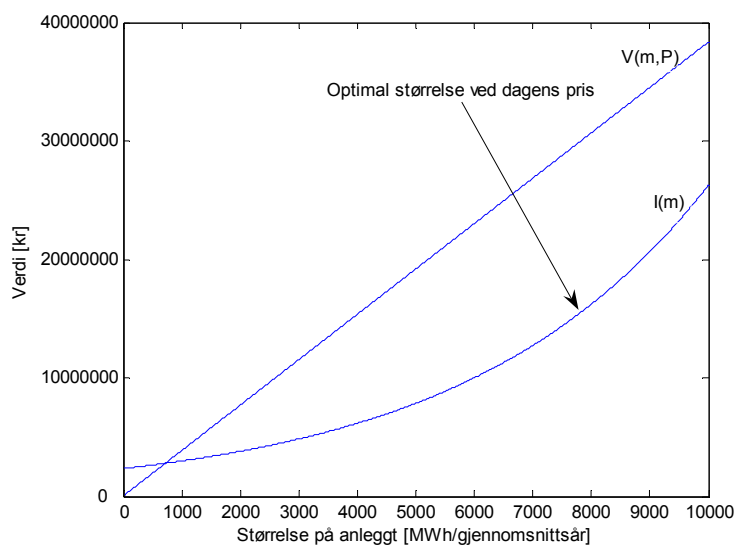
PROSJEKT 2

Det andre prosjektet er vurdert ved hjelp av ukentlige tilsigsdata for 37 år. Prosjektet har et bruttofall på 150 meter og et gjennomsnittlig tilsig på $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$. For dette anlegget har vi også valgt en Pelton turbin, men med en slukeevne på $1,70 \text{ m}^3/\text{s}$ og rørdiameter på 0,85 meter. Tabell 4 sammenfatter resultatene for prosjekt 2.

Tabell 4: Resultater for prosjekt 2

Symbol	Verdi	Enhet
A	2 340 298	-
b	$2,4170 \cdot 10^{-4}$	-
D_1	6,3	-
θ^*	184,6	kr/MWh
P^*	194,1	kr/MWh
$m^*(P^*)$	6 620	MWh
$m^*(P_0)$	7 915	MWh
$V(m,P)-I(m)$	14 200 315	kr

Også dette prosjektet er svært godt og vi vil ikke kommentere det ytterligere.



Figur 4: Verdi og investeringskostnad for prosjekt 2 ved dagens pris

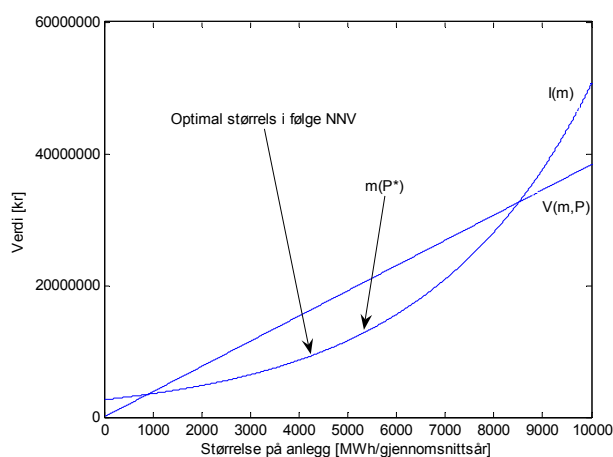
PROSJEKT 3

Med et bruttofall på 102 meter og et middeltilsig på $0,78 \text{ m}^3/\text{s}$ er det tredje prosjektet det klart minste av de tre. For dette anlegget har vi valgt en Pelton turbin med en slukeevne på $1,64 \text{ m}^3/\text{s}$, og rørdiameter på 0,83 meter. Tabell 5 sammenfatter resultatene for prosjekt 3.

Tabell 5: Resultater for prosjekt 3

Symbol	Verdi	Enhet
A	2 653 171	-
b	$2,9479 \cdot 10^{-4}$	-
D_I	3,0	-
θ^*	255,2	kr/MWh
P^*	264,7	kr/MWh
$m^*(P^*)$	5 428	MWh
$m^*(P_0)$	-	MWh
$F(\theta)$	7 655 119	kr

Det er ikke optimalt å bygge ut prosjektet da prisgrensen er på 264,7 kr/MWh, like over dagens langsiktige elektrisitetspris. Først hvis den langsiktige prisen stiger til dette nivået bør man bygge ut et kraftverk med en gjennomsnittlig årsproduksjon på 5 428 MWh per år. Verdien av opsjonen er 7,7 millioner kroner. Vurdering ved netto nåverdimetoden tilsier en produksjon på 4 598 MWh per år, med en netto nåverdi på 7,6 millioner kroner, hvilket er lavere enn verdien av realopsjonen.



Figur 5: Verdi og investeringskostnad for prosjekt 3 ved dagens pris

Figur 5 viser sammenhengen mellom anbefalt utbygging ifølge nåverdimetoden og realopsjonen. Ifølge nåverdimetoden skal prosjektet initieres. Realopsjonen er imidlertid mer verdt enn nåverdien, hvilket indikerer at det er optimalt å vente. Investering ved dagens pris ville gitt et netto tap, da man får netto nåverdi, men taper realopsjonen, som er mer verdt. Ved å variere veksten finnes grenseverdien for investering ved dagens pris, den er på 0,57 %, tilsvarende grense for volatiliteten er 13,11 %. Det er med andre ord ikke usannsynlig at dette prosjektet snart bør bygges ut.

SENSITIVITET

Veksten for fortjenesten på produksjon, α og volatiliteten for fortjenesten på produksjon, σ er de mest interessante faktorene for sensitivitetsanalyse, fordi disse to variablene bestemmer utviklingen av langsiktig elektrisitetspris i modellen. Denne prisutviklingen er det viktigste kriteriet ved vurdering av småkraftinvesteringer.

Økt vekst fører til en høyere prisgrense og høyere verdi av realopsjonen. Grunnen til at prisgrensen stiger er at når veksten stiger, stiger også forventet avkastning av prosjektet man har mulighet til å investere i. Følgelig blir det forholdsvis billigere å utsette investeringen fremfor å få de kontantstrømmene prosjektet gir ved dagens pris. Dermed blir også selve investeringsmuligheten, realopsjonen, mer verdt.

Økt volatilitet fører til høyere prisgrense og høyere verdi av realopsjonen. Den høyere prisgrensen er et resultat av at man må ha en høyere pris for å investere i et marked der risikoen for tap er større. Når volatiliteten øker er imidlertid også mulighetene for gevinst større, det betyr at verdien av investeringsmuligheten, realopsjonen, blir mer verdt. Høyere volatilitet vil altså føre til mer verdifulle prosjekter, men mindre investeringsaktivitet. Hovedpunktene i diskusjonen er oppsummert i Tabell 6, der \uparrow betyr en økning i verdien.

Tabell 6: Oppsummering av viktigste sensitivitetsresultater, \uparrow betyr en økning i verdien

Endring	Resultat
$\alpha \uparrow$	$\theta^* \uparrow$
$\alpha \uparrow$	$F(\theta^*) \uparrow$
$\sigma \uparrow$	$\theta^* \uparrow$
$\sigma \uparrow$	$F(\theta^*) \uparrow$

DISKUSJON

Vi har utviklet en realopsjonsmetode for småkraftprosjekter. Metoden omfatter å finne funksjoner for investeringskostnaden og verdien av prosjektene. Funksjonene kombineres med en realopsjonsmetode for å finne den absolutte prisgrensen for investering og en funksjon for optimal anleggsstørrelse når det er optimalt å investere. Vi mener metoden er god da den eksplisitt tar hensyn til prisrisikoen man står overfor i et slikt prosjekt og verdien av muligheten til å utsette investeringsbeslutningen. Det er imidlertid noen viktige poeng som må bemerkes. Et av de viktigste er at en modell aldri er bedre enn dataene som er brukt i den. Derfor er det svært viktig med gode inngangsdata for at modellen skal gi etterrettelige svar.

En av metodens svakheter er forenklingen vi har gjort for å finne en funksjon for investeringskostnaden. Vi har valgt en fast maksimal strømningshastighet i tilløpsrørene, dette låser forholdet mellom slukeevne og rørdiameter. Hvis det var færre variable i et småkraftprosjekt ville en slik forenkling være unødvendig. Alternative metoder for å finne denne funksjonen eller eventuelt beste strømningshastigheten vil være interessante utvidelser av vår metode.

Veksten i modellen er estimert fra fem påfølgende ettårs forwardkontrakter, volatiliteten fra fire år med ettårs forwardkontrakter omsatt tre år i forveien. Det ville vært en fordel med et større datagrunnlag for estimering av veksten. Volatiliteten er imidlertid forholdsvis stabil for kontrakter mer enn ett år inn i fremtiden [13], så vi mener estimeringen av volatiliteten skal være forholdsvis riktig.

I tillegg har vi ansett realopsjonen av å kunne investere i et småkraftprosjekt som en evigvarende opsjon, dette er ikke helt riktig da en opsjon må eies eksklusivt. Hvis man har fått konsesjon til å bygge et kraftverk i Norge er den gyldig i fem år, deretter kan man søke om en utvidelse på fem år. Etter disse ti årene må man søke konsesjon på nytt, og det er ikke sikkert en ny blir innvilget. For eksempel kan andre fallrettighetseiere søke om en delvis overlappende konsesjon. Normalt er det få som kan søke om samme konsesjon, derfor regner vi ikke dette som en grov forenkling.

Vi har implisitt sagt at gjennomsnittlig tilsig fra en stor tilsigsserie er sikker. Hvis man har lange nok tilsigsserier for en elv, altså flere tiår, mener vi at dette stemmer såfremt man ikke opplever store klimaforandringer i løpet av prosjektets levetid. Risikoen for flere tørrår etter hverandre har vi tatt høyde for med det avkastningskravet som er brukt.

KONKLUSJON

Vi har presentert en realopsjonsmodell for optimale investeringsbeslutninger i småkraftverk. Vi har vist at investeringsbeslutningen kan deles opp i to steg. Først må man finne funksjoner for verdien av et utbygd prosjekt og investeringskostnadene. Disse kombineres så for å finne en funksjon for optimal anleggsstørrelse som en funksjon av elektrisitetsprisen. Neste del vurderer realopsjonen av å ha muligheten til å investere i et slikt prosjekt. Realopsjonen tar hensyn til usikre priser og verdien av å kunne utsette investeringsbeslutningen, hensikten kan for eksempel være å se på utviklingen av elektrisitetsprisen. Vi beregner den absolutte grensen for å investere i prosjektet. Hvis prisen er under den grensen er det *aldri* optimalt å investere. Over denne grensen skal man investere og fastsette størrelsen på anlegget med den prisavhengige funksjonen for optimal størrelse.

Vi har vurdert tre virkelige prosjekter med metoden. To av dem er svært gode og bør ifølge realopsjonsmetoden initieres med en gang. Det tredje prosjektet skal dog ikke initieres. For dette prosjektet er fordelene med realopsjonsmetoden mer tydelig, da netto nåverdi er positiv selv om det ikke er optimalt å investere. Grunnen er at verdien av realopsjonen er høyere enn netto nåverdi, hvilket betyr at en investering ville føre til et netto tap. Utbyggeren ville få netto nåverdi av prosjektet, men tape verdien av realopsjonen.

KILDER

- [1] A. K. Dixit & R. S. Pindyck, *Investment under uncertainty*, Princeton University Press, 1996
- [2] S-E. Fleten & K. M. Maribu, *Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty*, 2004
- [3] Thomas Dangl, *Investment and capacity choice under uncertain demand*, European Journal of operational research 117 (1999)
- [4] J. Lucia, E. S. Schwartz, *Electricity prices and power derivatives – evidence from the Nordic power exchange*, Review of Derivatives Research 5, 2002, s. 5-50.
- [5] E. S. Schwartz & J. E. Smith, *Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices*, Management Science, 2000E.
- [6] S. Schwartz, *Valuing Long-Term Commodity Assets*, Financial Management, Vol 27, No. 1, spring 1998, s. 57-66
- [7] R. S. Pindyck *The dynamics of commodity spot and futures markets: A primer**, Massachusetts Institute of Technology, 2001
- [8] Personlig kontakt med Frode Holsvik i DnBNOR og Bjørn Arild Kallmyr i DnBNORMarkets, 2005
- [9] Statnett, Tariffer gjeldende for Statnetts regionalnett for 2005
- [10] Personlig kontakt med kraftselskapet TrønderEnergi, våren 2005
- [11] Carl-Otto Johansen i meglerfirmaet QEB, 22. april 2005
- [12] A. Eydeland & K. Wolyniec, *Energy and Power Risk Management, New developments in Modelling, Pricing and Hedging*, Wiley 2003
- [13] S. Koekebakker & F. Ollmar, *Forward curve dynamics in the Nordic electricity market*, Norges Handelshøyskole, 2001

Hoveddel 2

Programbeskrivelse

Sammendrag

Dette programmet er et regneverktøy for småkraftutbygginger, utarbeidet som et stort regneark i Microsoft Excel. Det er tenkt som beslutningsstøtte ved utbygging av småkraftverk med installert effekt under 5 MW. Funksjonaliteten er tilpasset tidlig fase vurdering av potensielle småkraftutbygginger for å gi en vurdering om prosjektene er noe å gå videre med, det vil si eventuelt søke konsesjon og starte prosjektering på detaljnivå. De økonomiske vurderingene er basert på en realopsjonsmodell tilpasset denne spesielle problemstillingen. Generelt kan man si at realopsjoner brukes til vurdering av investeringer der man har mulighet til å velge investeringstidspunkt. Realopsjonen tar hensyn til verdien av denne fleksibiliteten. Som et sammenligningsgrunnlag finner programmet også løsninger basert på nåverdimetoden.

For å foreta de nødvendige beregninger må brukeren legge inn en tilsigsserie for det aktuelle vassdraget med ukesoppløsning. Vanlig varighet på en slik serie er 30 eller 60 år, men også andre varigheter kan benyttes. For hvert enkelt utbyggingsprosjekt må det også legges inn en del spesifikke fysiske størrelser som fallhøyde, middeltilsig, nødvendig lengde på rørgate, avstand til nettkobling etc. Dette er fysiske størrelser som har avgjørende økonomisk betydning for små vannkraftutbygginger.

Med utgangspunkt i de dataene brukeren legger inn utfører programmet en kostnadsberegning for prosjektet og gjør automatisk en driftssimulering på bakgrunn av tilsigsserien. Brukeren får tips om hvilken type turbin som bør velges og kan underveis endre viktige størrelser for å få et best mulig prosjekt. På bakgrunn av driftssimuleringene og kostnadsberegningene utfører programmet en realopsjonsanalyse. Den gir brukeren en anbefaling på om han bør bygge ut og hvor stort han i så fall bør bygge, eventuelt ved hvilken elektrisitetspris det er lønnsomt. Resultatene fra realopsjonsanalysen kan sammenlignes med nåverdiberegningene som utføres parallelt. I tillegg til den anbefalte utbyggingen gir programmet et overslag på verdien av anlegget, investeringskostnadene, beregnet produksjon for hvert enkelt år i tilsigsserien og et middelår, samt indikasjon på driftsresultatet for normalår og ekstremår.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	29
2	Forutsetninger.....	30
3	Generelt om programmet	32
3.1	Kort gjennomgang av programmet	32
3.1.1	Inndata	32
3.1.2	Kostnader	32
3.1.3	Virkningsgrad.....	33
3.1.4	Tilsi&Produksjon	33
3.1.5	Statistikk.....	33
3.1.6	Optimalisering.....	33
3.1.7	Utdata	33
3.1.8	Økonomi.....	34
3.2	Oversikt over programmet	35
4	Eksempel på bruk av programmet.....	36
4.1	Tilsi&serie og inndata.....	36
4.2	Inndata.....	37
4.3	Optimalisering.....	38
4.4	Utdata	41
4.5	Økonomi.....	42
5	Kostnader	43
5.1	NVEs kostnadsgrunnlag.....	43
5.2	Produksjonskostnader.....	43
6	Utledning av realopsjonen.....	45
6.1	Prismodell.....	45
6.1.1	Langsiktig risikofri pris / skyggespotprisen	45
6.2	Investeringskostnaden, $I(m)$	46
6.3	Verdien av prosjektet og fortjeneste på produksjon.....	47
6.4	Optimal investeringsbeslutning.....	47
6.5	Verdien av realopsjonen.....	48
6.6	Den optimale investeringsstrategien	50
7	Estimering av drift og volatilitet	53
7.1	Drift.....	53
7.2	Volatilitet.....	54
8	Avkastningskrav, levetid og nedbetalingstid	55
9	Gjennomgang av programmet.....	56
10	Arket "Tilsi&Produksjon".....	56
10.1	Makroen "Ny tilsi&serie"	57
11	Arket "Inndata"	58
11.1	Tekniske inndata	58
11.2	Beregnete størrelser og konstanter	61
11.3	Makroer fra arket "Inndata"	63
12	Arket "Kostnader".....	64
12.1	Makroen "Kostnader"	64
12.2	Arket "Bendkostnader"	65

13	Arket "Virkningsgrad"	66
13.1	Makroen "Ny tilsigsserie" i arket "Virkningsgrad"	66
13.2	Rørtap	66
13.3	Turbinvirkningsgrader og makroen "Turbinvirkningsgrader"	67
13.4	Generator	68
13.5	Transformator	68
13.5.1	Kommentar til tabellen	69
13.6	Totalvirkningsgradsfunksjonen	69
13.7	Effekt	69
14	Arket "Statistikk"	70
15	Arket "Optimalisering"	71
15.1	Makroen "I av m"	71
15.2	Makroen "Røroptimalisering"	73
16	Arket "Utdata"	74
16.1	Nåverdiløsning	74
16.2	Realopsjonsløsning	75
16.3	Makroen "Sluttbudsjett"	76
17	Arket "Økonomi"	77
17.1	Makroen "Økonomi"	78
18	Videre arbeid	79
19	Kilder:	82
Vedlegg 1		I
Utklipp fra regneark for estimering av drift		I
Makro for estimering av volatilitet		II
Vedlegg 2 Turbinvirkningsgrader		III
Turbiner 1-10 MW		III
Turbiner 100-1000 kW		IV
Turbiner 0-100 kW		V
Vedlegg 3: Kildekode		VI
Makroen "Ny tilsigsserie"		VI
Makroen "Turbinvirkningsgrader"		X
Makroen "Kostnader"		XII
Makroen "I av m"		XXXI
Makroen "Røroptimalisering"		XXXIV
Makroen "Sluttbudsjett"		XXXVI
Makroen "Økonomi"		XXXVII
Vedlegg 4		XLI
CD med programfiler		XLI

Figurer

Figur 4-1: Arket Tilsig&Produksjon for eksemplet Rivedal Kraftverk	36
Figur 4-2: Arket Inndata for eksemplet Rivedal kraftverk	37
Figur 4-3: Arket Optimalisering etter 1. kjøring av makroen I av m for Rivedal kraftverk	38
Figur 4-4: Arket Optimalisering etter andre kjøring av I(m), optimalt område er funnet.....	39
Figur 4-5: Utdata for eksemplet Rivedal Kraftverk	41
Figur 6-1: Eksempel på en investeringsfunksjon på formen i ligning (6.2).....	46
Figur 6-2: Illustrasjon av "Value-matching" og "Smooth-pasting"	50
Figur 6-3: Eksempel på grafer for I(m) og V(m,P) og optimal.....	52
Figur 12-1: Eksempel på budsjett fra arket Kostnader.....	64
Figur 12-2: Tabell fra arket bendkostnader.....	65
Figur 13-1: Eksempel på virkningsgradskurve for en Pelton-turbin	68
Figur 13-2: Eksempel på totalvirkningsgradsfunksjon	69
Figur 16-1: Arket Utdata	74
Figur 17-1 Skjerm-bilde fra arket Økonomi.....	77

Tabeller

Tabell 7-1: Priser brukt til estimering av vekst.....	53
Tabell 11-1: Sammenheng mellom effekt og vekt.....	62
Tabell 11-2 : Sammenheng mellom fartstall og turbin-type.....	63
Tabell 13-1: Data fra arket Turbinvirkningsgrader	67
Tabell 16-1:Formler brukt i arket Utdata	75

1 Innledning

Dette programmet er en praktisk bruk av realopsjonsmetode for utbygging av småkraftverk. Da det er vanskelig å forene virkelighet og modell har enkelte valg og forenklinger vært nødvendige for å kunne bruke vår realopsjonsmodell på virkelige eksempler.

Nøyaktigheten i programmet er slik at det gir en svært god indikasjon på kostnaden for en slik utbygging og om prosjektet en vurderer er verdt å bygge ut ved dagens pris, eller ved hvilket prisnivå det eventuelt vil lønne seg å bygge ut. I tillegg gir programmet råd om i hvilken størrelsesorden man bør bygge ut, særlig hvilken slukeevne og rørdiameter man bør velge og hvilken gjennomsnittlig årsproduksjon dette sannsynligvis vil gi. Videre gir det en oversikt over hvordan økonomien i prosjektet kan variere gjennom levetiden. Selv om programmet gir gode indikasjoner på hvordan man bør bygge, er det ikke et verktøy for detaljprosjektering.

Nivået på programmet er tilpasset personer som kan en del om småkraftverk, og i tillegg har normale datakunnskaper. Det er også en fordel med økonomisk kompetanse. For å bruke modellen kreves en tilsigsserie for det aktuelle kraftverket på ukesbasis, man må også ha kartlagt viktige forhold rundt kraftverket som hvor stort brutto fallhøyde man har, hvor langt man må legge rør, hvor langt det er til nærmeste kraftlinje, hvor lang vei man må bygge i forbindelse med utbyggingen etc.

De tekniske beregningene i programmet er utarbeidet med veiledning fra Vannkraftlaboratoriet på NTNU, og de økonomiske dataene som er brukt er beregnet fra markedsdata i samråd med Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU. Avanserte brukere har muligheten til å justere de aller fleste størrelsene i programmet, både tekniske og økonomiske.

Dokumentet er lagt opp som en innføring og brukerveiledning til brukere av programmet samt støtte ved eventuell videreutvikling og er delt opp i tre større deler. Først gis en kort gjennomgang og oversikt før programmet vises brukt på et eksempel. Neste del inneholder grunnlaget for investerings og produksjonskostnader og en detaljert utledning av realopsjonsmodellen brukt i programmet. Den siste delen av dokumentet er en detaljert gjennomgang av hele programmet, med vekt på de ark og makroer det består av. Vedleggene inneholder informasjon om estimering av prisutvikling, virkningsgradskurver, programkode og en CD med programfiler for tre prosjekter og regneark for estimering av vekst og volatilitet.

2 Forutsetninger

Utbyggingskostnadene i programmet er basert på NVEs ”Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftverk” [NVE-håndbok, 2000] og rapporten ”Miljøtilpasset elkraftproduksjon ved små vannkraftverk i distriktsnorge del 2” [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999]. Disse bygger i all hovedsak på de samme tallene og forutsettes å være gode nok til formålet. Fra NVEs side blir det understreket at kostnadsgrunnlaget er noe konservativt for mini og mikrokraftverk, derfor er et nytt kostnadsgrunnlag under utarbeiding, det ferdigstilles høsten 2005 [Jensen, 2005]. Kostnadsgrunnlaget gjelder i utgangspunktet for kraftverk opp til 5 MW, for større anlegg vil derfor muligheten til feil være større, selv om det er mulig å bruke programmet også for slike anlegg.

Programmet krever tilsigsserier på ukebasis. For et gitt anlegg gjøres det produksjonsberegninger for hele seriens lengde. Gjennomsnittsprødsjonen per år brukes som måltall for kraftverkets produksjon, og regnes som sikker. Hvor riktig dette tallet er, avhenger av lengden og kvaliteten på tilsigsserien som benyttes.

I de økonomiske analysene er det ikke tatt hensyn til skatt. Vannkraftverk opp til 5 MW lignes ikke for naturressurs- og grunnrenteskatt. Normal resultatskatt skal ikke ha betydning for investeringsbeslutninger da den forenklet sett kan anses som et fast prosentvis fratrekk fra et eventuelt overskudd. Hvis man ser på kraftverk over 5 MW må bruker selv undersøke skattemessige forhold og virkningen av disse.

Den langsiktige risikofrie kraftprisen modelleres som en stokastisk prosess og det forutsettes at en geometrisk Brownsk bevegelse er en god beskrivelse av hvordan prisen vil utvikle seg. Vekst og volatilitet for kraftprisen er estimert ut fra omsatte og estimerte forwardkontrakter. Estimatenes forutsettes gode nok til formålet.

I utledningene av realopsjonen er ikke all teori bak utledningene beskrevet, da det ville bli unødvendig mye bakgrunnsmateriale. Dette må eventuelt slås opp for eksempel i Dixit & Pindycks ”Investment under uncertainty” [Dixit & Pindyck, 1994]. Tilsvarende er ikke all teori om hvordan et småkraftverk fungerer beskrevet, dette kan for eksempel slås opp i NVEs ”Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk” [NVE-veileder, 2003] eller i vår prosjektoppgave ”Realopsjonsanalyse av småkraftverk” [Bøckman & Juliussen, 2004].

De nominelle beløpene for produksjonskostnader forutsettes faste gjennom hele analyseperioden, vi regner ikke dette som usannsynlig da man vil kunne inngå langsiktige kontrakter vedrørende disse kostnadene. Bruker kan uansett endre disse hvis han har bedre tall. De økonomiske beregningene forutsetter stor grad av lånefinansiering, dette regner vi også som et svært sannsynlig scenario for de fleste prosjekt. Det forutsettes også en nedbetalingstid og levetid på prosjektene lik 30 år, dette vil kunne variere fra prosjekt til prosjekt, men for disse økonomiske beregningene regner vi ikke dette som en stor feilkilde.

Vi har ikke tatt hensyn til en sannsynlig innføring av et elsertifikatmarked i Norge, da fremtidige priser på disse er svært usikre. Nivået og varigheten på ordningen er avgjørende for prisen, men er ikke fastsatt [Gundersen, 2005]. Det sannsynlige scenariet ved en slik innføring er at den

vanlige kraftprisen vil gå noe ned som en følge av elsertifikatene, mens lønnsomheten for småkraftprosjekter vil gå opp [Bye, 2004]. Innføringen av et slikt marked vil med stor sannsynlighet bare virke positivt på økonomien i prosjektene, selv om størrelsen på denne virkningen er svært usikker. Prosjekt som allerede er lønnsomme vil følgelig ikke bli mindre lønnsomme av elsertifikatmarkedet.

I tillegg er noen forenklinger gjort i de tekniske beregningene, for eksempel har vi faste friksjonskoeffisienter for alle strømningshastigheter og forenklete virkningsgradskurver. I virkeligheten varierer friksjonskoeffisientene med strømningshastighetene og rørdiameten og man kan ikke si noe helt sikkert om virkningsgradskurvene før man har foretatt målinger på et utbygd anlegg. Innenfor rammen av å lage et program som er praktisk å bruke mener vi at de valgene vi har gjort i slike sammenhenger er de beste vi har hatt mulighet til. Vi mener følgelig at de tekniske beregningene er gode nok for programmets oppgave.

Nedetid for kraftverkene, herunder stopp i forbindelse med vedlikehold eller uforutsette stopp, er ikke tatt med. Lengre tids stopp forekommer sjelden og planlagt vedlikehold utføres normalt i perioder med lite tilsig [Dahlhaug, 2004-2005]. Denne forenklingen anser vi derfor som akseptabel.

3 Generelt om programmet

For å gjøre programmet noe mer brukervennlig er det benyttet fargekoder for å fremheve viktige celler. Celler som er markert gult betyr at det skal legges inn data fra brukeren. Blå markering er størrelser som er predefinert, men som kan endres hvis bruker mener å ha bedre tall. Tabeller som fylles ut av makroer, har grå fyllfarge. Celler uten markering inneholder i de fleste tilfeller funksjoner og bør ikke endres med mindre man er helt sikker på hva man gjør.

Flere av makroene som er skrevet benytter funksjoner i VBA som fungerer kun med . (punktum) som desimalskille. Hvis man ikke får kjørt makroene, kan dette være årsaken. For å rette dette må maskinens sentrale desimalskille endres, å endre desimalskilletegn i Excel holder ikke. Den sentrale innstillingen kan i Windows XP endres ved å gå inn i: Kontrollpanel-Regionale innstillinger-Dato, Tid, Språk og Regionale innstillinger- Endre format for nummer, datoer og tid. Her endres (,) til (.). Andre innstillinger kan stå som de er.

Det er viktig at brukeren sørger for fylle inn alle de inndata som kreves og at disse består av tall.

3.1 Kort gjennomgang av programmet

Denne delen gir en kort gjennomgang av programmet ark for ark; med hovedpunkter, oppgaver og koblinger mellom arkene.

3.1.1 Inndata

Her legges tekniske data om småkraftprosjektet inn. Typiske størrelser er fallhøyde, lengde på rørgate, avstand til nettilkobling med mer. I tillegg velger brukeren startverdier for type og størrelse på turbin, slukeevne og rørdiameter etter tips fra programmet. Disse verdiene kan endres underveis i en optimaliseringsprosess for å finne best mulig utbygging. I tillegg inneholder arket en rekke nødvendige størrelser som beregnes på bakgrunn av de dataene som legges inn.

3.1.2 Kostnader

Dette arket viser beregnet utbyggingskostnad for et anlegg med de egenskapene som er valgt i arket Inndata. Kostnadene er basert på NVE sitt kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk, og presenterer kostnaden for alle hovedkomponenter i kraftverket. I investeringskostnadene inngår også de faste drifts og vedlikeholdskostnadene. Bakgrunnen er i første rekke modellteknisk, men vil ikke gi feil svar ettersom disse kostnadene vil påløpe så lenge prosjektet opprettholdes. Det er i praksis aldri optimalt å legge ned et kraftverk som er bygget. Investeringskostnadene benyttes videre i beregningene for å finne optimal utbygging og oppdateres når inndataene endres. Kostnadsberegningene gjøres av makroen Kostnader, som også kobler seg til et skjult ark med kostnader for rørbend.

3.1.3 Virkningsgrad

Arket beregner kraftverkets totalvirkningsgrad ved ulike vanntilsig. Totalvirkningsgraden består av falltap i rørene, turbinvirkningsgrad, generatorvirkningsgrad og transformatorvirkningsgrad. Virkningsgraden beregnes fra null tilsig og opp til den største vannføringen i tilsigsserien, dessuten beregnes kraftverkets effekt for hvert enkelt tilsig. Virkningsgradene og effekten vil endres ut fra de størrelsene i arket Inndata. For turbinvirkningsgradene er det laget et eget skjult ark som brukes av makroen Turbinvirkningsgrad. Effektene brukes videre i produksjonsberegningene.

3.1.4 Tilsig&Produksjon

I dette arket legges tilsigsserien inn med opplysninger om starttidspunkt og varighet for serien. Hvis det kreves minstevannføring i elva trekkes dette fra før nyttbart tilsig og middelvannføring beregnes. For hver enkelt måling i tilsigsserien beregnes produsert energi ved at effektene fra arket Virkningsgrad multipliseres med tiden mellom to målinger, her en uke. Produsert energi brukes videre i beregningene.

3.1.5 Statistikk

I statistikkarket samles og sorteres energiproduksjonen for hvert enkelt år uke for uke. Videre beregnes minste produksjon, 25 persentilen¹, gjennomsnittproduksjon, 75 persentilen, maksproduksjon og medianproduksjon for hver uke. Disse størrelsene beregnes også på årsbasis. For videre beregninger benyttes gjennomsnittproduksjonen. Som størrelse for energiproduksjonen til et anlegg benyttes gjennomsnittlig årsproduksjon over hele serien, kalt m .

3.1.6 Optimalisering

I dette arket brukes størrelsene fra de tidligere omtalte arkene for å finne en sammenheng mellom investeringskostnad og forventet årsproduksjon. For å finne denne sammenhengen kjøres en makro som tar utgangspunkt i forslaget til størrelse som brukeren har lagt inn i inndataarket. Programmet tar utgangspunkt i anleggets slukeevne, hvor mye vann kraftverket kan nyttiggjøre seg. Programmet finner investeringskostnad, energiproduksjon og forventet driftsresultat per år for kraftverk i størrelsesspennet 80 % til 130 % av den foreslåtte størrelsen, dette gjentas med ulike startverdier inntil man nærmer seg en optimal størrelse. Da beregnes sammenhengen mellom investeringskostnad og årsproduksjon for størrelsesutvalget ved hjelp av regresjon. Sammenhengen kalles $I(m)$ og benyttes videre i realopsjonsanalysen.

3.1.7 Utdata

Ved hjelp av det beregnende forholdet mellom investeringskostnad og årsproduksjon løses realopsjonen og man finner optimalt utbyggingstidspunkt og optimal utbyggingsstørrelse.

¹ Persentil: Et p persentil betyr at p prosent av observasjonene er under denne størrelsen, dvs at det er p % sannsynlighet for at neste størrelse er like stor eller mindre. 25 persentil og 75 persentil kalles også hhv. 1. og 3. kvartil, mens 50 persentil kalles median.

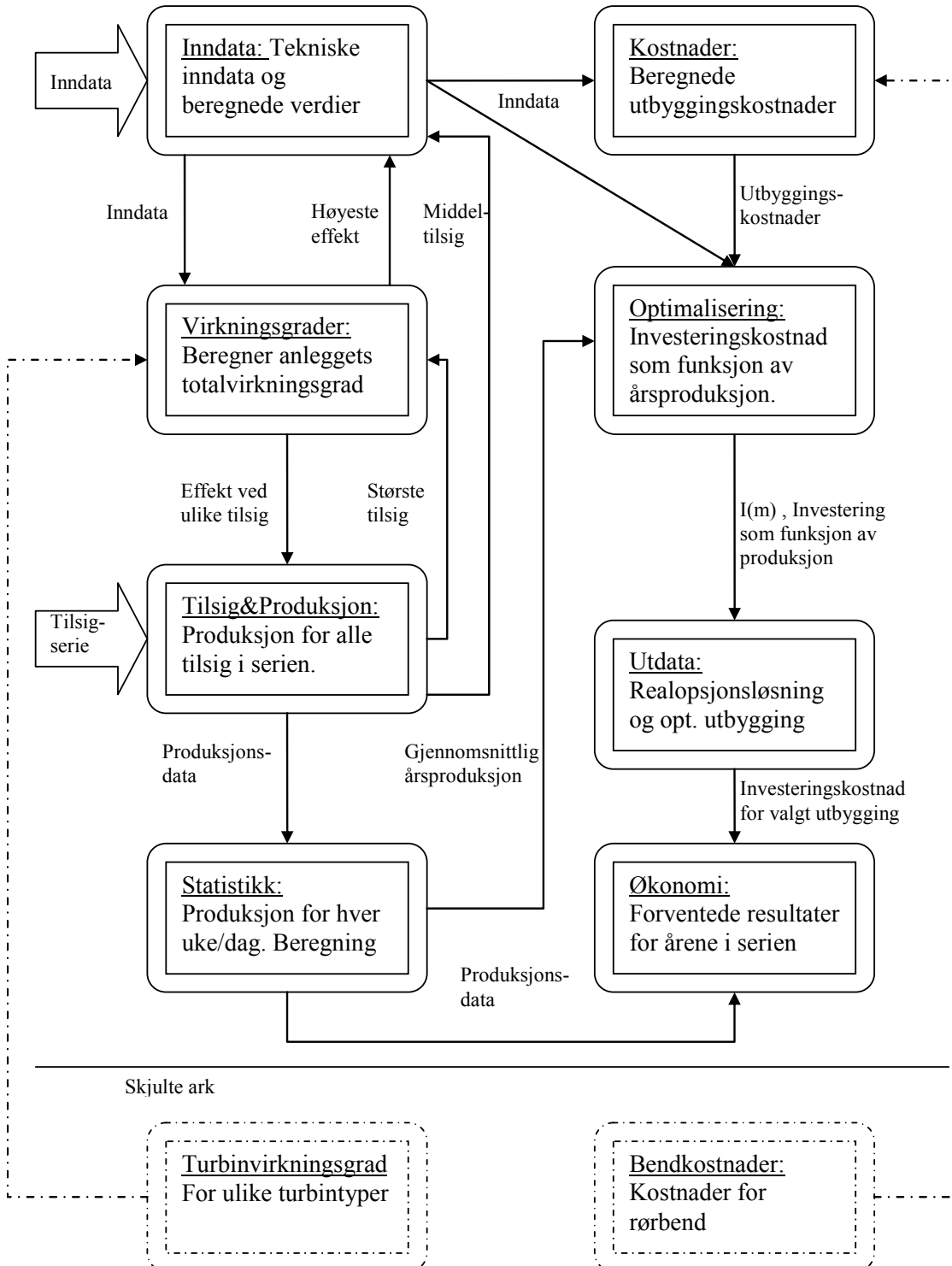
Kraftprisen er på lang sikt forventet å følge en geometrisk Brownsk bevegelse, forventet vekst og usikkerhet er beregnet eksternt fra markedsdata. Disse kan eventuelt endres av brukeren. I tillegg til realopsjonsløsningen angis den anbefalte utbyggingen ved bruk av nåverdimetoden.

3.1.8 Økonomi

Dette arket gir en oversikt over økonomien i prosjektet for hvert enkelt år i tilsigsserien. Størrelsene sier noe om hvordan inntjeningen vil variere mellom år med lite tilsig og år med stort tilsig. Størrelsene brukes ikke direkte i noen beregninger, men kan for eksempel være nyttige opplysninger i forhandlinger med lånegivere ettersom de sier noe om likviditetsutvikling i tørre år og sannsynligheten for at dette inntreffer.

3.2 Oversikt over programmet

Denne figuren viser arkene i programmet og informasjonsflyten mellom dem.



4 Eksempel på bruk av programmet

Dette kapitlet viser programmet brukt på et konkret case: Rivedal kraftverk ved Dalsfjorden i Sogn og Fjordane. Kraftverket utnytter en fallhøyde på 200 meter. Nedbørsområdet er 13,5 kvadratkilometer og gir gjennomsnittlig tilsig på 1,2 m³/s. Kraftverket eies av 20 lokale grunneiere og ble satt i drift i februar 2005.

4.1 Tilsigsserie og inndata

For Rivedal bruker vi en tilsigsserie på 74 år fra NVEs målepunkt i Ullebøelv. Måleserien er skalert for Rivedalselvas nedbørsområde ved å multiplisere med en skaleringsfaktor på 1,536. Måleserien legges inn i de gule kolonnene i arket Tilsig&Produksjon. Serien starter i 1929 og varer til og med 2002, konsesjonen setter krav om en minste vannføring på 80 l/s (0,08 m³/s). Vi har valgt en oppløsning på virkningsgradstabellen på 0,01 m³/s, hvilket gir stor nøyaktighet i svarene. Disse opplysningene legges inn i det samme arket, før man kjører makroen Ny tilsigsserie. Programmet beregner et middeltilsig på 1,21 m³/s.

Uke	År-uke	Vannføring [m3/s]	Nyttbar vannføring	Energij[MWh/uke]
1	192901	0,23	0,15	56,4
2	192902	0,11	0,03	0,0
3	192903	0,13	0,05	0,0
4	192904	0,17	0,09	38,8
5	192905	0,24	0,16	59,0
6	192906	0,10	0,02	0,0
7	192907	0,08	0,00	0,0
8	192908	0,07	0,00	0,0
9	192909	0,11	0,03	0,0
10	192910	0,15	0,07	0,0
11	192911	0,33	0,25	82,4
12	192912	0,58	0,50	151,2
13	192913	4,35	4,27	519,1
14	192914	0,70	0,62	186,2
15	192915	0,86	0,78	234,6
16	192916	2,93	2,85	519,1
17	192917	0,36	0,28	87,7
18	192918	0,36	0,28	90,3
19	192919	3,33	3,25	519,1
20	192920	2,94	2,86	519,1
21	192921	3,95	3,87	519,1
22	192922	1,29	1,21	369,4
23	192923	0,77	0,69	204,2
24	192924	1,94	1,86	519,1
25	192925	3,43	3,35	519,1
26	192926	0,25	0,17	61,5
27	192927	0,51	0,43	128,6
28	192928	1,65	1,57	463,4
29	192929	0,51	0,43	131,4
30	192930	1,33	1,25	360,8

Inndata om tilsigsserie:			Oppløsning
Startår:	1929	Kjør makro for ny tilsigsserie	0,01
Antall år:	74		Middeltlsig
Minste vannføring:	0,08		1,21

Figur 4-1: Arket Tilsig&Produksjon for eksemplet Rivedal Kraftverk

4.2 Inndata

Neste steg er å legge inn nødvendige opplysninger om prosjektet i arket Inndata. Opplysningene for Rivedal kan sees i Figur 4-2. Viktige størrelser er brutto fallhøyde på 200 meter, startverdi for slukeevnen omtrent lik tipset, $1,9 \text{ m}^3/\text{s}$, tilløpsrørens lengde på 1300 meter og rørdiameteren på 0,90 meter. Det velges en Pelton-turbin av stor størrelse, også dette fra tipsene programmet gir.

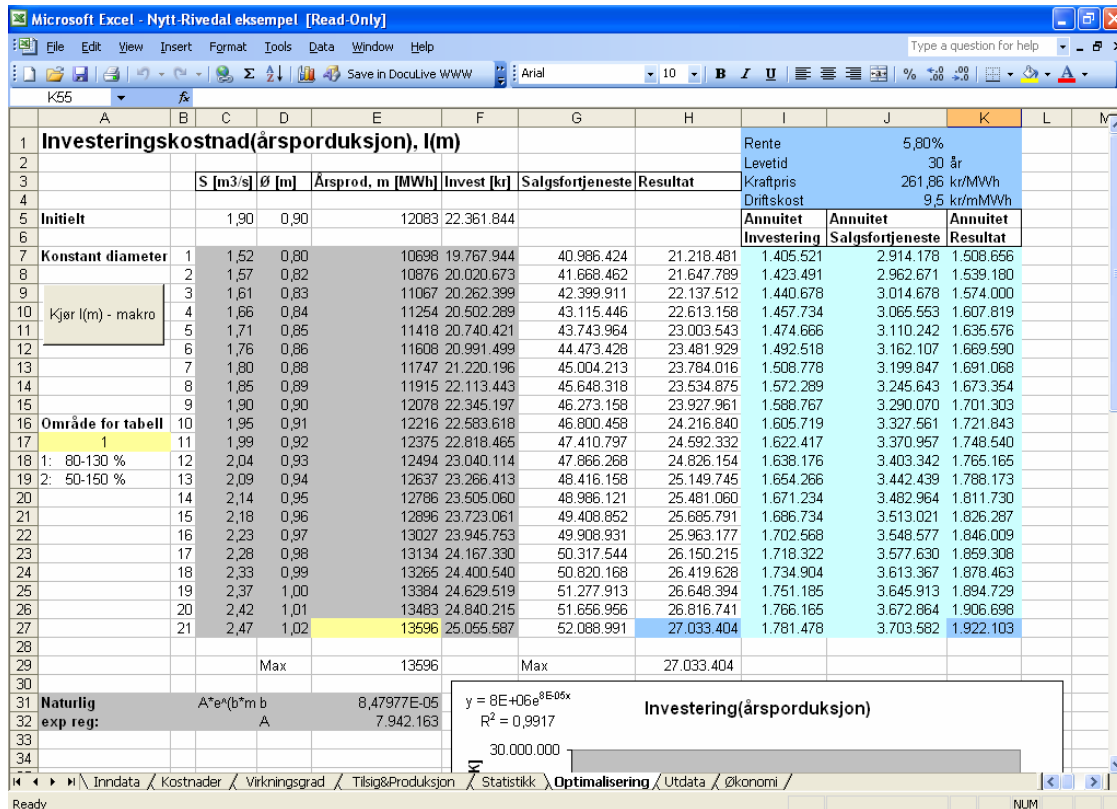
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
3	Teknisk inndata		Enhet	Tips etc.			Beregnete størrelser og konstanter			
5	Tilslig						Tilslig			
6	Middeltilslig i vassdrag	1,21	m ³ /s	1,21			Dimensjonerende volumstrøm, bestpunkt	1,583333	m ³ /s	x
7	Brutto fallhøyde	200	m							
8	Slukeevne	1,90	m ³ /s	1,815			Inntak			
9	Inntak						Areal varegrind	1,815	m ²	
10	Damluke (1=Rull, 2=Glid, 3=Stokk)	2	type				Vannhastighet i inntak	1	m/s	
11	Varegrind (1=Stål, 2=Kunststoff)	1	type				Areal på damluke	1,21	m ²	
12	Rør						Rør			
13	Rørtype(stål=1, jern=2, GUP=3, PE=4)	1	type				Trykkstet i rør	18	meter	
14	Rørlengde	1300	m				Friksjonsfaktor rørtype	0,015	-	
15	Rørdiameter	0,90	m	0,90			Dybde på rørgreft	2	m	
16	Type rørrasé(1=G-J, 2=G-F, 3=Fund)	1	type				Vannhastighet i rør ved slukeevnen	3,0	m/s	
18	Turbin						Turbin			
19	Turbintype (P=1, F=2, K=3)	1	type	Pelton	Kjør makro for endret turbin		Vekt på turbin/generator	8008	kg	
20	Turbinstr. (Stor: 1, Liten: 3)	1	størrelse	1			Fartstall for turbin,	0,159	-	
21	Lukketid hovedventil/edeapparat	45	s							
22	Turtall (omløps-hastighet) turbin	600	o/min	TRUE						
23	Generator						Fysisk			
24	Generatorspenning	1000	V	1000			Gravitasjon	9,81	m/s ²	
25	Vei						Effekt			
26	Lengde på vei	1600	m				Effekt ved bestpunkt	2,67	MW	
27	Terreng(1=lett, 2=moderat, 3=vanskelig)	2	type				Høyeste effekt	3,09	MW	
28	Nett					Kjør kostnadmakro				
29	Avstand til nettilkobling	1000	m							
30	Nettspenning/ trafospenning	22	kV							
31	Annet									
32	Faste drifts/vedlikeholds kostnader	250.000	kr/år	250.000						

Figur 4-2: Arket Inndata for eksemplet Rivedal kraftverk

Når alle data er lagt inn kjøres makroen Turbinvirkningsgrader, slik at korrekt turbinvirkningsgradskurve legges inn i arket Virkningsgrad. For å få et overblikk over investeringskostnaden kjøres også kostnadsmakroen. Med de valgene som er gjort her anslår programmet en utbyggingskostnad på 22,4 millioner kroner hvorav 3,5 millioner er fremtidige drifts og vedlikeholdskostnader, slik at de rene investeringskostnadene blir 18,9 millioner kroner. I arket Inndata kan man også legge merke til at høyeste effekt, eller installert effekt, er beregnet til 3,09 MW for disse startverdiene.

4.3 Optimalisering

Etter nå å ha laget omrisset av prosjektet starter prosessen med å finne optimal utbygging. I arket Optimalisering ligger den valgte slukeevnen og rørdiameteren som initielle størrelser. Her finnes også tilhørende årsproduksjonen på 12 083 MWh og investeringskostnaden på 22,4 millioner kroner. Neste steg er å kjøre makroen I av m med dette utgangspunktet. Det gir resultatet som vist i Figur 4-3.



Figur 4-3: Arket Optimalisering etter 1. kjøring av makroen I av m for Rivedal kraftverk

I den grå rammen har makroen opprettet et utfallsrom for 80–130 % av den initielle slukeevnen. Rørdiameteren tillater en høyeste hastighet i rørene på 3 m/s for tilhørende slukeevne. For disse tallene beregnes årsproduksjon og investeringskostnader, disse er utgangspunktet for å finne funksjonen $I(m)$.

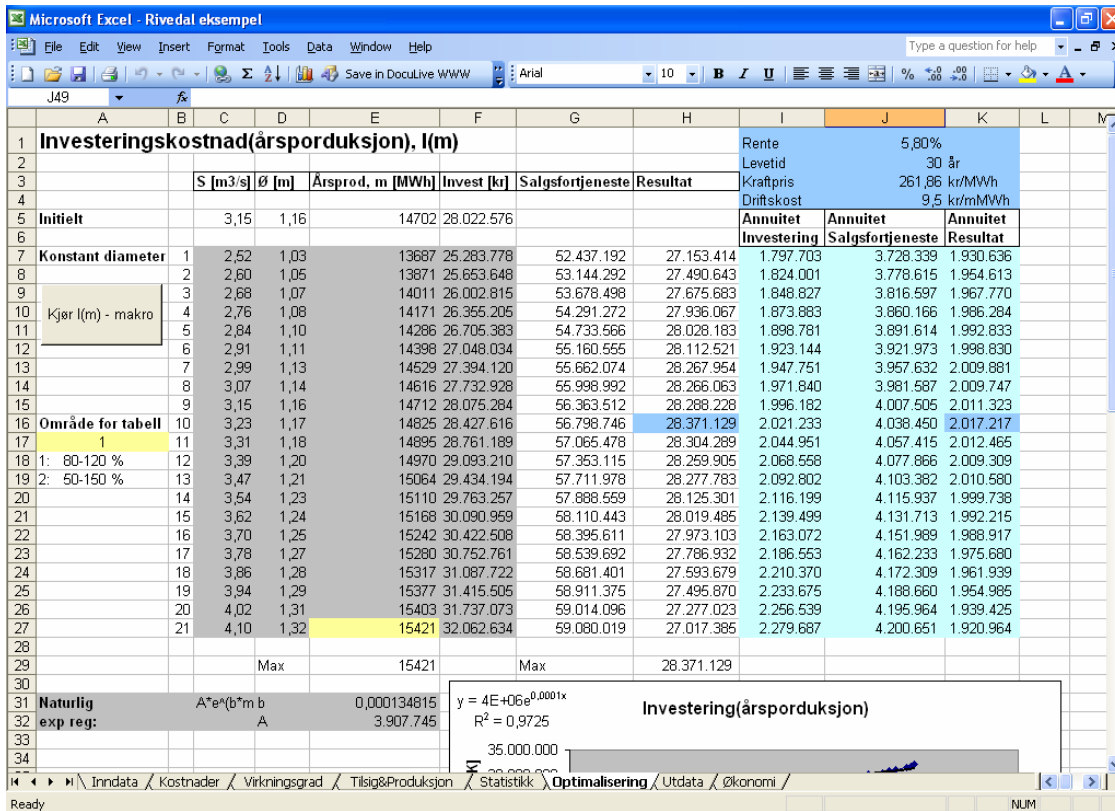
Den blå markeringen i kolonne H markerer at beste resultatet er ved største foreslåtte utbygging, hvilket indikerer at våre startverdier var for lave. Vi går derfor tilbake til Inndataarket og legger inn for størrelsen på det beste anlegget i denne kjøringen: slukeevne 2,5 m³/s og rørdiameter 1,0 meter. Deretter kjøres I av m på nytt.

Denne kjøringen gir best resultat er ved en slukeevne på 3,19 m³/s og rørdiameter på 1,16 meter. Også denne gangen ligger den beste markeringen såpass langt fra sentrum i kolonne H at vi legger inn de nye anbefalingene og kjører I av m nok en gang.

Investering i småkraftverk under usikkerhet

I denne kjøringen testes slukeevner fra 2,5 til 4,1 m³/s. Vi får beste resultat for en slukeevne på 3,2 m³/s med tilhørende rør på 1,2 meter. Beste anlegg, den blå markeringen, befinner seg omtrent midt i tabellen, hvilket betyr at vi har funnet området for den optimale løsningen. Det beste forslaget her gir en årsproduksjon på 14,8 GWh og en investeringskostnad på 28,4 millioner kroner. Fremdeles er 3,5 millioner fremtidig drift og vedlikehold.

Programmet utfører automatisk en regresjon for forholdet mellom investeringskostnader og årsproduksjon. Koeffisientene til den eksponentielle funksjonen for investeringskostnaden finnes i cellene E31 og E32. Vi kan nå i utgangspunktet gå videre til løsningen av realopsjonen.



Figur 4-4: Arket Optimalisering etter andre kjøring av I(m), optimalt område er funnet

Investering i småkraftverk under usikkerhet

For mer avanserte brukere kan det være interessant å se om det kan være aktuelt å endre forhold mellom slukeevne og rørdiameter, derfor undersøkes resultatet ved endrede maksimale vannhastigheter. En kjøring av makroen Røroptimalisering gir et noe bedre resultat for en maksimal hastighet i rørene på 3,5 m/s, men forskjellene er ikke større en at vi her velger å beholde hastigheten på 3 m/s.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
52													
53	Endring av rørdiameter												
54			Slukeevn	Rørdiam	Produksjon [MWh]	Invest [kr]	Salgsfortjeneste	Resultat	Vannhastighet [m/s]				
55			3,23	1,17									
56													
57			3,23	1,01	14.480	26.948.115	55.475.554	28.527.439	4,00				
58			3,23	1,08	14.671	27.658.598	56.208.707	28.550.119	3,50				
59			3,23	1,17	14.826	28.430.117	56.800.341	28.370.225	3,00				
60			3,23	1,28	14.946	29.333.180	57.260.973	27.927.794	2,50				
61			3,23	1,43	15.035	30.509.900	57.602.049	27.092.149	2,00				
62			3,23	1,66	15.096	32.315.397	57.836.240	25.520.844	1,50				
63													
64				Maks	15096		Maks	28.550.119					
65													

Figur 4-1: Røroptimalisering for eksemplet Rivedal

4.4 Utdata

Løsningen av realopsjonen finnes i arket Utdata som gjengis i Figur 4-5. Eksemplet har en investeringsgrense på 181,4 kr/MWh. Ved denne grensen vil det være optimalt å bygge et kraftverk som produserer rundt 11,9 GWh per år. Opsjonen har ved innløsningsgrensen en verdi på 11,6 millioner kroner.

Ettersom dagens langsiktige elektrisitetspris er 261,86 kr/MWh er det optimalt å bygge ut prosjektet i dag. Realopsjonen indikerer at man bør bygge slik at gjennomsnittlig årsproduksjon blir på 14,7 GWh. Fra simuleringstabellen hentes det anlegget som har produksjon nærmest denne verdien, og det foreslås å bygge med en slukeevne på 3,15 m³/s og rørdiameter på 1,16 meter, hvilket vil gi en årsproduksjon på 14,7 GWh. Utbyggingen er lønnsom og prosjektet har en verdi på 28,2 millioner kroner. Hvordan anlegget utføres blir opp til detaljprosjekteringen, men løsningen av realopsjonen viser at man bør bygge et anlegg som ligner på dette.

Beste løsning ved nåverdimetoden er det prosjektet som gir best resultat i simuleringen, blå markering. Det har en årsproduksjon på 14,8 GWh og en investeringskostnad på 28,4 millioner kroner (der 3,5 millioner kr er vedlikehold og drift). Over en levetid på 30 år og et avkastningskrav på 5,80 % gir det en netto nåverdi på 28,4 millioner kroner.

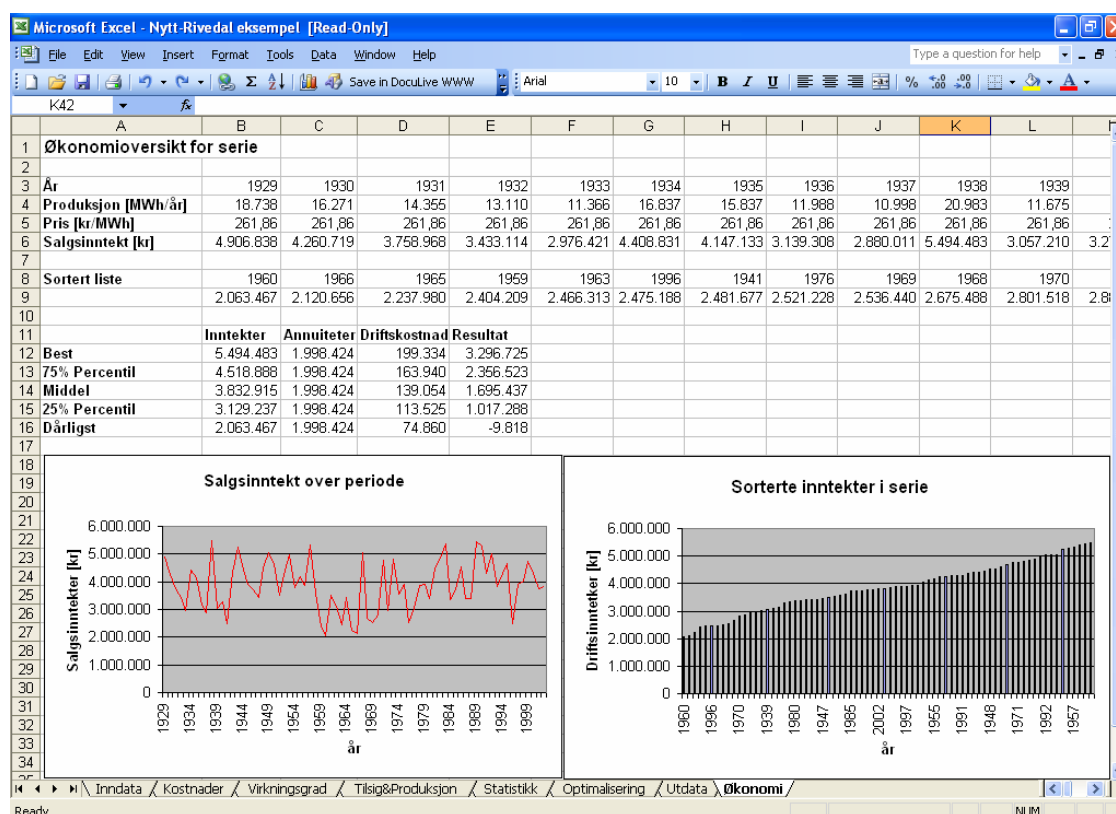
Teoretisk burde høyeste nåverdi og høyeste realopsjon av anlegget være like. Avviket mellom disse størrelsene kan komme av flere forhold, det mest nærliggende er at funksjonen $I(m)$ ikke klarer å beskrive forholdet mellom investeringskostnaden og årsproduksjonen perfekt siden den er funnet ved regresjon. Likevel er ikke avviket veldig stort.

Row	Column	Value	Unit
4	Inndata	Beregnete størrelser	Økonomiske data
5	r	beta1	Nåverdi
5		2,6666	28.371.129 [kr]
6	alfa		Årsproduksjon
6		0,69%	14.825 [MWh/år]
7	sigma	E	Investeringsfaktor
7		13,35%	2,16 [kr/kWh]
8	delta		
8		5,11%	
10	Levetid, T	D1	
10		30 år	12,7236
11		θ*	171,9 [kr]
12	Øverst	P*	181,4 [kr/MWh]
13	l(m)	m(θ*)	11.868 [MWh/år]
14	A	F(θ*)	11.614.337 [kr]
15	b		
15		3.907.745	
15		0,000134815	
16		Dagens pris	261,86 [kr/MWh]
18		Anbefalt utbygging	14,717 [MWh/år]
18		Verdi av anlegg	28.288.228 [kr]
21	Tekniske data		Tekniske data
22	Slukeevne		Slukeevne
22		3,15	3,23
23	Rørdiameter	Kjør budsjett for realopsjonsløsning	Rørdiameter
23		1,16	1,17
24	Turbin		Turbin
24		Pelton	Pelton
25	Rørtype		Rørtype
25		Stålrør	Stålrør

Figur 4-5: Utdata for eksemplet Rivedal Kraftverk, her kan alle viktige resultater leses ut

4.5 Økonomi

For det optimale utbyggingsalternativet funnet med realopsjonsmodellen, kan det være interessant å se hvordan driftsresultatene endrer seg mellom våte og tørre år. I arket Økonomi kan vi se at driftsresultatet har en middelværdi på 1,70 millioner kroner, men kan variere fra 3,30 millioner i et år med høyt tilsig til et lite negativt resultat i det tørreste året. Ut fra disse beregningene skal kraftverket kunne drives med stort overskudd i normalår, men i ekstremår kan man gå omtrent i null. Dette kan for eksempel være nyttige informasjon i forhandlinger med lånegivere.



Figur 4-2: Økonomi arket for eksemplet Rivedal

4.6 Avsluttende kommentar

Selv om dette kraftverket allerede er bygd ut har vi valgt å ikke sammenligne dette med vårt forslag. Grunnen er at vi mener det vil være svært vanskelig å gjøre på likt sammenligningsgrunnlag. Vi har vært i kontakt med utbyggerne, de har brukt andre tilsigsserier enn de vi har fått fra NVE. I tillegg er det vanskelig å vite hvilke økonomiske beregninger de har gjort for prosjektet. Vi har sannsynligvis mange parametere som avviker i større eller mindre grad fra deres. Siden det ikke er noen fasit på hva som er riktig økonomisk vurdering av et prosjekt mener vi en slik sammenligning ikke vil gi noen ny informasjon om vår metode.

5 Kostnader

I denne delen diskuteres grunnlaget for investeringskostnadene og produksjonskostnadene som brukes i programmet. Disse har avgjørende betydning for økonomien i prosjektene, kjennskap til hvordan de er fremkommet er derfor viktig.

5.1 NVEs kostnadsgrunnlag

For å beregne kostnadene i forbindelse med forskjellige småkraftprosjekter har vi brukt NVEs ”Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg” [NVE-håndbok, 2000] og rapporten ”Miljøtilpasset el-kraftproduksjon ved små vannkraftverk i distrikts-Norge” [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999]. Sistnevnte bygger i stor grad på NVE-dokumentet. Dokumentene inneholder kostnadsfunksjoner for alle viktige komponenter i små vannkraftverk. I programmet brukes funksjonene for å beregne investeringskostnadene for kraftverk med gitte størrelser.

NVEs kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk har etter noen års bruk vist seg å ha noen svakheter i dataene, derfor er NVE i ferd med å utarbeide et nytt kostnadsgrunnlag som vil være ferdig høsten 2005. Det nåværende kostnadsgrunnlaget gir gode tall for kraftverk i størrelsesorden 1-5 MW, mens det er for konservativt for mindre kraftverk, det vil med andre ord ofte gi en pris som er noe for høy for slike kraftverk [Jensen, 2005]. Vi har likevel valgt å bruke dette kostnadsgrunnlaget da vi mener at det vil være godt nok for en vurdering på det detaljnivået vi har valgt og fordi det ikke finnes noe relevant alternativ.

5.2 Produksjonskostnader

Kostnadene i forbindelse med produksjon, drift og vedlikehold for et småkraftverk er i utgangspunktet sammensatte og varierende. For å få en modell som fungerer har vi vært nødt til å forenkle sammenhengene noe, og har delt kostnadene i en fast og en produksjonsavhengig del.

De faste faste drifts og vedlikeholdskostnadene omfatter vedlikehold av vannvei, turbin, generator og annet mekanisk og elektroteknisk utstyr. I tillegg inngår kostnader i forbindelse med driftansvar for det elektriske anlegget, oppsyn med kraftverket og andre faste kostnader.

Produksjonsavhengige kostnader består av nettkostnader og kostnader for salg av kraft. Nettkostnadene består av en fast takst per MWh for å mate kraft inn i nettet og et ledd som er avhengig av nettets tilstand i innmatingspunktet. Sistnevnte ledd kan også gi inntekter, hvis for eksempel kraftverket produserer reaktiv effekt som det er behov for i nettet. Vi har imidlertid forutsatt at det alltid er en kostnad, da det er det vanligste. Den siste kostnadsdriveren er kostnaden for å få solgt produksjonen. Dette gjøres vanligvis gjennom et kraftselskap som tar del i den nordiske kraftbørsen Nord Pool og denne tjenesten vil koste noe.

Disse to kostnadsgruppene kalles heretter henholdsvis faste og variable produksjonskostnader.

Vi har estimert størrelsen på de faste produksjonskostnadene fra et tilbud TrønderEnergi gjorde til et reelt småkraftprosjekt noe tid tilbake [Kvaal, 2005]. Da dette forslaget er konfidensielt kan

vi ikke gå i detalj vedrørende tallene. Vi har forenklet noe og sagt at våre tips til faste produksjonskostnader for kraftverk under 100 kW er kroner 100 000 i året, for kraftverk opp til 1 MW: kroner 175 000 i året og for kraftverk opp til 10 MW kroner 250 000 i året. Kostnadene gjelder hvis man må leie noen til å gjøre dette arbeidet. Hvis dette er noe utbygger gjør selv vil ikke utbetalingene skje, kostnaden bør likevel regnes med siden dette er alternativkostnaden. Kostnadsoverslagene er ganske grove, derfor gis brukeren mulighet til å velge riktig kostnad selv.

Den variable produksjonskostnaden er beregnet fra offentlige tall og tidligere nevnte tilbud fra TrønderEnergi. Kostnaden for å mate inn elektrisitet i nettet er hentet fra Statnetts veiledende sats for slike kostnader. Denne er på 5 kr/MWh i 2005 [Statnett, 2005]. Den nettavhengige satsen er vanligvis på $\pm 10\%$ av spotpris avhengig av nettsituasjonen [NVE-statistikk, 2004]. Vi har som tidligere nevnt forutsatt at denne er en kostnad og satt den lik 2 kr/MWh. Kostnaden i forbindelse med salg er tatt direkte fra TrønderEnergis tilbud. Der tilbød de seg å selge elektrisiteten for 2,5 kr/MWh. Vi ser ingen grunn til at dette ikke skal være et godt estimat på denne kostnaden. Den totale variable driftskostnaden blir da:

$$\text{Variabel driftskostnad} = \text{leveringskostnad} + \text{nettkostnad} + \text{salgskostnad} = 9,5 \text{ kr/MWh} \quad (5.1)$$

6 Utledning av realopsjonen

I dette kapitlet utleder vi vår realopsjonsmodell for småkraftprosjekter. Hovedpoenget med en realopsjonsmodell er at den eksplisitt tar hensyn til verdien av å kunne utsette investeringstidspunktet i prosjekt med usikre faktorer. Hovedpoengene med vår modell er at den skal være mest mulig funksjonell og gi mulighet til å jobbe med kontinuerlige størrelsesvalg for de prosjekter som vurderes. De viktigste resultatene er optimalt investeringsnivå i småkraftprosjekter og optimal størrelse på anleggene.

6.1 Prismodell

Den fremtidige prisen på elektrisitet er den viktigste usikre faktoren ved investering i småkraftverk, derfor er det viktig med en prismodell som beskriver denne usikkerheten. Det er vanlig å skille mellom usikkerhet på kort og lang sikt ettersom de påvirkes av ulike faktorer og derfor utvikler seg forskjellig. På kort sikt kan kraftprisen påvirkes av faktorer som vær, kortsiktig endring av produksjonskapasitet og overføringsbegrensninger i nettet. Faktorer som påvirker prisen på lang sikt kan oppsummeres som total produksjonskapasitet og total etterspørsel etter elektrisk kraft.

En slik oppdeling bruker også Lucia og Schwartz i sin tofaktormodell [Lucia & Schwartz, 2002]. I deres modell beskrives utviklingen av elektrisitetsprisen på kort sikt som en "mean-reverting" Ornstein-Uhlenbeck prosess, mens en aritmetisk Brownsk bevegelse beskriver utviklingen på lengre sikt. De konkluderer med at en slik modell beskriver prisutviklingen bedre enn en ren "mean-reverting" prosess. Schwartz og Smith bruker en lignende modell for råvarepriser, og viser at på lang sikt beskrives prisene godt av en geometrisk Brownsk bevegelse [Schwartz & Smith, 2000]. Også Pindyck diskuterer utvikling av råvarepriser på lang sikt, og konkluderer med at bruk av en geometrisk Brownsk bevegelse vil gi små feil for langsiktede energirelaterte investeringer [Pindyck, 2001].

For en investeringsbeslutning i et småkraftverk er det tilstrekkelig å se på prisutviklingen på lang sikt. Med utgangspunkt i foregående argumentasjon har vi valgt å bruke en geometrisk Brownsk bevegelse for å beskrive fremtidig elektrisitetspris:

$$dP = \alpha P dt + \sigma P dz \quad (6.1)$$

Her er α er raten for årlig vekst i elektrisitetspriser, σ årlig volatilitet og dz en standard Wienerprosess [Dixit & Pindyck, 1994]. Hvordan størrelsene er estimert beskrives i kapittel 7.

6.1.1 Langsiktig risikofri pris / skyggespotprisen

Ettersom det er elektrisitetsprisen på lang sikt som er interessant for langsiktige energirelaterte investeringer, kan man ikke benytte normal spotpris for å vurdere investering i slike prosjekter, men heller dagens langsiktige pris, den såkalte skyggespotprisen. Skyggespotprisen er hva dagens spotpris burde være sett i forhold til forwardprisene [Schwartz, 1998]. Skyggespoten er med andre ord ikke påvirket av forholdene som kan gi kortvarige variasjoner i spotprisen, men av langsiktige forhold som reflekteres i prisene på forwardkontrakter. Ettersom forwardkontrakter er

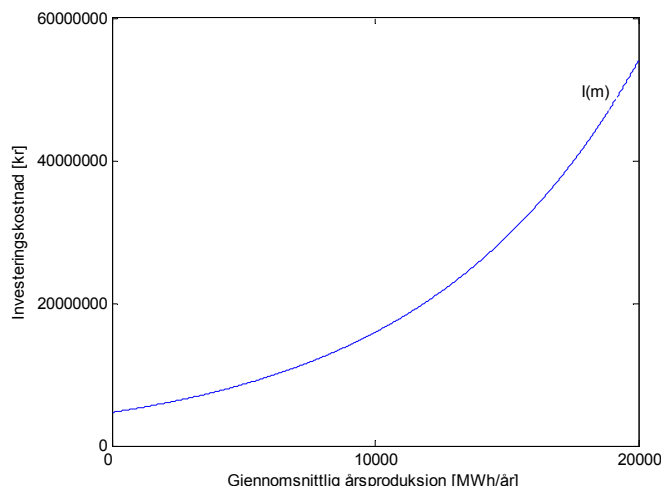
langsiktige risikofrie priser, er skyggespotprisen den risikofrie prisen på elektrisitet i dag. Den elektrisitetsprisen vi forholder oss til i denne oppgaven er altså den langsiktige elektrisitetsprisen.

6.2 Investeringskostnaden, $I(m)$

Formålet med denne delen er å finne en matematisk sammenheng mellom investeringskostnaden, I , for et småkraftverk og den årlige gjennomsnittproduksjonen, m . Ethvert småkraftprosjekt har en endelig energimengde tilgjengelig. Det er umulig å få utnyttet all denne energien da det alltid vil forkomme tap. De første enhetene produksjonskapasitet utbygd i et prosjekt er forholdsvis billige, mens enhetene produksjonskapasitet blir svært dyre når man nærmer seg denne absolutte grensen for tilgjengelig energi. Den marginale investeringskostnaden er med andre ord stigende med størrelsen på et småkraftprosjekt. Det er denne egenskapen for investeringskostnaden som fører til at man må velge hvor mye av energien i prosjektet som skal utnyttes. Våre estimater tilsier at en eksponentiell funksjon er velegnet til å beskrive investeringskostnaden som funksjon av størrelsen på anlegget.

$$I(m) = Ae^{bm} \quad (6.2)$$

Her er A og b er konstanter. I programmet bestemmes konstantene A og b med god nøyaktighet for størrelsesområdet der en utbygging vil være mest aktuell. Beveger man seg utenom dette størrelsesområdet vil det kunne være noe større avvik mellom modell og virkelige verdier.



Figur 6-1: Eksempel på en investeringsfunksjon på formen i ligning (6.2)

I investeringskostnaden inngår også de faste produksjonskostnadene. Hensikten har vært å få løsningen av realopsjonen på en enkel matematisk form. Ettersom det praktisk talt aldri er optimalt å legge ned et småkraftverk i levetiden eller ikke å produsere, er dette en fast årlig kostnad som med stor sikkerhet vil påløpe. Følgelig mener vi at den kan regnes som en del av investeringskostnaden.

6.3 Verdien av prosjektet og fortjeneste på produksjon

Realopsjonsmodellen krever et uttrykk for verdien av det utbygde prosjektet som funksjon av størrelse og pris. Generelt kan man si at verdien av et prosjekt er verdien av all produksjon gjennom hele levetiden minus de variable produksjonskostnadene.

Som tidligere nevnt har vi forutsatt at den variable produksjonskostnaden er et fast beløp per produserte enhet. Å inkludere denne i realopsjonsmodellen har gitt problemer med å finne greie analytiske løsninger av realopsjonen. Vår løsning er å definere en ny variabel, θ , for fortjenesten på produsert energi.

$$\theta = P - c \quad (6.3)$$

Her er P er den langsiktig elektrisitetspris og c fast produksjonskostnad per MWh. Ettersom elektrisitetsprisen følger en geometrisk Brownsk bevegelse, vil også θ følge en tilsvarende bevegelse:

$$d\theta = \alpha\theta dt + \sigma\theta dz \quad (6.4)$$

Denne driften og volatiliteten vil avvike noe fra tilsvarende størrelser for P .

Verdien av et utbygd prosjekt, $V(m, \theta)$, er gjennomsnittlig årsproduksjon, m , multiplisert med fortjenesten på produksjon, θ , diskontert over hele levetiden:

$$V(m, \theta) = \theta m \varepsilon \quad (6.5)$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + \delta}\right)^T}{\delta} \quad (6.6)$$

$$\delta = \rho - \alpha \quad (6.7)$$

Fremtidige inntekter må diskonteres med riktig diskonteringsfaktor, δ er ”convenience yield” definert som differansen mellom avkastningskravet, ρ , og driften, α . Verdien av et utbygd prosjekt skal diskonteres med denne faktoren da prisen i snitt er forventet å stige med α og avkastningskravet er ρ . ε er diskonteringsfaktoren for en fast kontantstrøm over T år.

6.4 Optimal investeringsbeslutning

Optimal størrelse på en investering finnes når marginal fortjeneste er lik marginal kostnad. Dette betyr at samlet fortjeneste på en ekstra enhet produksjonskapasitet gjennom prosjektets levetid er lik investeringskostnaden for denne ekstra enheten. Vi finner den optimale størrelsen ved å derivere uttrykkene for verdi av prosjektet og investeringskostnaden med hensyn på gjennomsnittlig årsproduksjon og løse for denne.

$$\text{Marginal inntekt} = \text{Marginal kostnad} \quad (6.8)$$

$$\frac{\partial}{\partial m} V(m, \theta) = \frac{\partial}{\partial m} I(m) \quad (6.9)$$

$$\frac{\partial}{\partial m} \theta m \varepsilon = \frac{\partial}{\partial m} A e^{bm} \quad (6.10)$$

$$\theta \varepsilon = A b e^{bm} \quad (6.11)$$

$$m^* = \frac{\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab}}{b} \quad (6.12)$$

(6.12) gir optimal størrelse på utbyggingen som en funksjon av fortjenesten på produksjon, som igjen er direkte avhengig av langsiktig elektrisitetspris.

6.5 Verdien av realopsjonen

For å beregne verdien realopsjon, $F(\theta)$, bruker vi Dixit & Pindycks tilnærming med dynamisk programmering. For mer om utledningen, se deres "Investment under uncertainty" [Dixit & Pindyck, 1994].

Verdien av realopsjonen er avhengig av tidligere nevnte geometrisk Brownske bevegelse:

$$d\theta = \alpha \theta dt + \sigma \theta dz \quad (6.13)$$

Utgangspunktet for denne beregningen er Bellmanligningen [Dixit & Pindyck, 1994]. Over et kort tidsintervall, dt , er total avkastning av å holde investeringsmuligheten lik forventet verdiendring av investeringsmuligheten. Med et avkastningskrav ρ blir den:

$$\rho F dt = E(dF) \quad (6.14)$$

Avkastningskravet ρ består av risikofri rente og et tillegg for risikoen utenom prisrisiko.

Utvider dF med Itos Lemma:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial \theta} d\theta + \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial \theta^2} d\theta^2 \quad (6.15)$$

Opsjonens deriverte med hensyn på t er null, da den ikke er direkte avhengig av t . Vi setter inn uttrykket for $d\theta$ (ligning (6.13)).

$$dF = F'(\theta)(\alpha\theta dt + \sigma\theta dz) + \frac{1}{2}F''(\theta)\sigma^2\theta^2 dt \quad (6.16)$$

Funksjonen, (6.16), settes inn i $E(dF)$, $E(dz)=0$

$$E(dF) = \alpha\theta F'(\theta)dt + \frac{1}{2}\sigma^2\theta^2 F''(\theta)dt \quad (6.17)$$

Funksjonen forkortes med dt .

$$\rho F = \alpha\theta F'(\theta) + \frac{1}{2}\sigma^2\theta^2 F''(\theta) \quad (6.18)$$

Dette gir en andregrads differensialligning.

$$\frac{1}{2}\sigma^2\theta^2 F''(\theta) + \alpha\theta F'(\theta) + \rho F = 0 \quad (6.19)$$

Differensialligningen løses ved hjelp av tre grensebetingelser:

$$F(0) = 0 \quad (6.20)$$

$$F(\theta^*) = V(m^*, \theta^*) - I(m^*) \quad (6.21)$$

$$F'(\theta^*) = 1 \quad (6.22)$$

Betingelse (6.20) følger av at en geometrisk Brownsk bevegelse aldri vil kunne stige når den har nådd null, da er opsjonen verdiløs. Betingelse (6.21) kalles "Value Matching", den sier at på det optimale investeringsnivået, θ^* , er verdien av opsjonen lik verdien av det utbygde prosjektet minus investeringskostnaden. Betingelse (6.22) er "smooth-pasting" betingelsen [Dixit & Pindyck, 1994]. Både "Value Matching" og "Smooth Pasting" omtales mer i kapittel 6.6.

Den generelle løsningen på differensialligningen blir da:

$$F(\theta) = D_1\theta^{\beta_1} + D_2\theta^{\beta_2} \quad (6.23)$$

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{\alpha}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{\alpha}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} > 1 \quad (6.24)$$

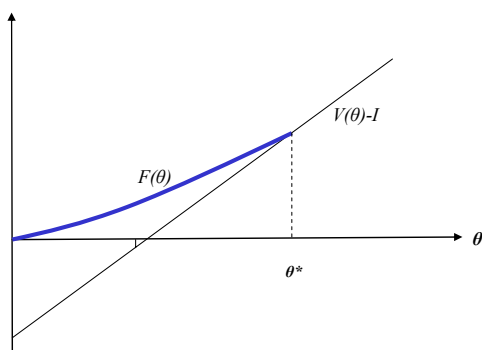
$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{\alpha}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{\alpha}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} < 0 \quad (6.25)$$

Grensebetingelse (6.20) gir $D_2 = 0$, da $\beta_2 < 0$. Når $\theta \rightarrow 0^+$ går leddet med D_2 mot $+\infty$ hvis D_2 ikke er lik null. Vi står igjen med den spesifikke løsningen:

$$F(\theta) = D_1 \theta^{\beta_1} \quad (6.26)$$

6.6 Den optimale investeringsstrategien

Det er optimalt å investere i et prosjekt når verdien av realopsjonen er lik nettoverdien av prosjektet, i tillegg tangerer disse verdiene hverandre i det optimale punktet. Disse to egenskapene er henholdsvis "value-matching" og "smooth-pasting" betingelsene [Dixit & Pindyck, 1994]. Punktet for optimal innløsning illustreres i Figur 6-2.



Figur 6-2: Illustrasjon av "Value-matching" og "Smooth-pasting"

"Value-matching" betingelsen, eller uttrykket for optimalt investeringsnivå har vi allerede beskrevet i ligning (6.21). Her setter vi inn opsjonsverdien (6.26), verdien av prosjektet (6.5) og investeringskostnaden (6.2), de to siste innsatt for den optimale utbyggingstørrelsen, m^* , (6.12).

$$F(\theta) = V(m^*, \theta) - I(m^*) \quad (6.27)$$

$$D_1 \theta^{\beta_1} = \frac{\theta \varepsilon}{b} \ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab} - \frac{\theta \varepsilon}{b} \quad (6.28)$$

$$D_1 \theta^{\beta_1} = \frac{\theta \varepsilon}{b} \left(\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab} - 1 \right) \quad (6.29)$$

"Smooth-pasting" betingelsen betyr at ved det optimale innløsningsnivået er endringen i opsjonsverdien lik endringen av netto nåverdi for prosjektet med hensyn på fortjeneste på produksjon. Derfor deriveres ligning (6.29) med hensyn på θ .

$$\beta_1 D_1 \theta^{\beta_1 - 1} = \frac{\varepsilon}{b} \ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab} \quad (6.30)$$

Vi har et ligningssett med to ligninger og to ukjente, θ and D_1 . Løsningene på ligningssettene er:

$$\theta^* = e^{\left(\frac{\beta_1 + \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right) - \beta_1 \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right)}{\beta_1 - 1} \right)} \quad (6.31)$$

$$D_1 = \frac{\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right)^{\beta_1} e^{-\beta_1 A}}{\beta_1 - 1} \quad (6.32)$$

Dette betyr at θ^* er den absolutte terskelen for investering i prosjektet. Hvis den aktuelle fortjeneste på produksjon, θ , er lavere enn denne terskelen:

$$\theta < \theta^* \quad (6.33)$$

eller

$$P < \theta^* + c \quad (6.34)$$

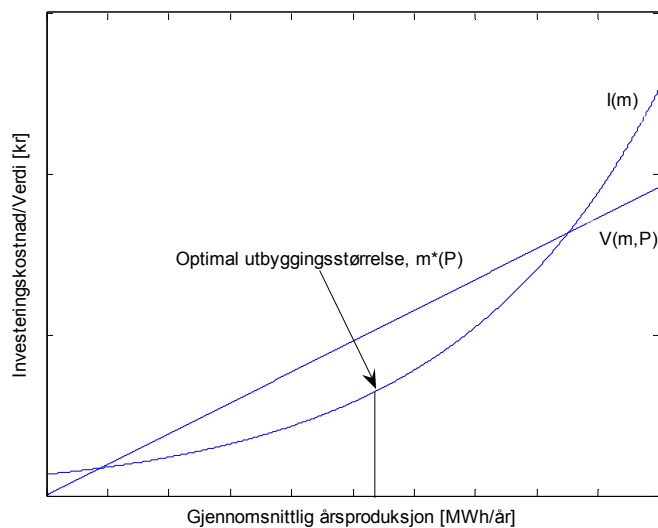
er det *aldri* optimalt å investere i prosjektet, uansett hvordan man varierer parametrene i prosjektet. P er langsiktig pris på elektrisitet, det betyr at hvis prisen er over fortjenesten pluss kostnaden per produserte enhet:

$$P > \theta^* + c \quad (6.35)$$

er det optimalt å investere med en gang. Størrelsen på prosjektet bestemmes med funksjonen for optimal kapasitet som funksjon av pris:

$$m^* = \frac{\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab}}{b} \quad (6.36)$$

Figur 6-3 viser et eksempel på hvordan grafene til $I(m)$ og $V(m,P)$ kan se ut for en gitt pris P . For dette prosjektet er investeringskostnaden høyere enn nåverdien av prosjektet bare for svært små og svært store prosjekter. Ifølge nåverdimetoden skal alle de mulige prosjektene i området mellom bygges ut hvis de vurderes separat. Men den optimale størrelsen ved denne kraftprisen finnes når størrelsen på kraftverket er slik at de to grafene er parallelle, med andre ord har samme deriverte. Da er marginalkostnad lik marginal fortjeneste.



Figur 6-3: Eksempel på grafer for $I(m)$ og $V(m,P)$ og optimal utbygging ved en gitt pris P

7 Estimering av vekst og volatilitet

Vekst og volatilitet for den langsiktige elektrisitetsprisen i det nordiske kraftmarkedet er nødvendige inndata til realopsjonsløsningen. Verdiene estimeres fra langsiktige forwardkontrakter, som er de risikofrie prisene som minst er påvirket av de kortsiktige bevegelsene i kraftmarkedet.

7.1 Drift

Vi har brukt prisene på fem ettårskontrakter forward kontrakter for årene 2007-2011, de to første er omsatt 11. april 2005 og de tre neste er estimert av kraftmeglerfirmaet QEB samme dag [Johansen, 2005]. Prisene er oppført i Tabell 7-1.

Tabell 7-1: Priser og korresponderende funksjoner på produksjon brukt til estimering av vekst

År	Forwardpris	Variabel prod.kostnad	Fortjeneste på produksjon
	P	c	θ
2007	266	9,5	256,5
2008	267	9,5	257,5
2009	269	9,5	259,5
2010	271	9,5	261,5
2011	273	9,5	263,5

Siste kolonne inneholder fortjenesten på produksjon, θ . Den er tidligere forutsatt å følge en geometrisk Brownsk bevegelse:

$$d\theta = \alpha\theta dt + \sigma\theta dz \quad (7.1)$$

For en geometrisk Brownsk bevegelse forutsettes fortjenesten på produksjon i snitt å utvikle seg på formen:

$$E(\theta(t)) = \theta_0 e^{\alpha t} \quad (7.2)$$

De ukjente i uttrykket, θ_0 og α er funnet ved regresjon for den naturlige logaritmen, α er veksten for θ , den ble estimert til 0,69 %. Tilsvarende faste θ for 2005 er 252,59 kr/MWh, se eventuelt Vedlegg 1.

Denne faste θ gjennom hele året er helt analog en forwardkontrakt for dette året. For å bestemme langsiktig pris i mai må man først finne verdien i starten av året. Hvis en forwardkontrakt er riktig priset skal det gi samme avkastning å kjøpe eller selge til den faste prisen som til den underliggende prisen, denne endres kontinuerlig med veksten. Da en forwardkontrakt i en slik sammenheng har høyest pris i starten av året må renteeffekten av den risikofrie renta tas med i beregningen:

$$\int_0^1 \theta_{\text{åretsstart}} e^{(\alpha+r)t} dt = \int_0^1 \theta_{\text{fast}} e^{rt} dt \quad (7.3)$$

$$\theta_{\text{åretsstart}} = \frac{\theta_{\text{fast}} (\alpha + r)(e^r - 1)}{r(e^{(\alpha+r)} - 1)} \quad (7.4)$$

$\theta_{\text{åretsstart}}$ ble 251,71 kr/MWh, ved bruk av risikofri rente, $r = 4,3\%$. Renta er diskutert i kapittel 8. Dagens θ finnes ved hjelp av ligning (7.2), innsatt verdien ved årets start og veksten. Denne var 252,36 kr/MWh i mai 2005. Dagens langsiktige kraftpris benyttet i oppgaven er 261,86 kr/MWh. Ser fra utregningene at med vår rente og prisutvikling vil bruke fast pris gjennom året sannsynligvis gi gode nok svar.

7.2 Volatilitet

Volatiliteten er estimert fra daglige priser på forwardkontrakter tre år frem i tid. Vi brukte priser fra fire år 2001-2004, slik at de korresponderende forwardkontraktene var ettårskontrakter på årene 2004-2007. Volatiliteten er estimert med formelen [Eydeland & Wolyniec, 2003]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\ln \theta_i - \ln \theta_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\ln \theta_i - \ln \theta_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} \right)^2} \quad (7.5)$$

Formelen forutsetter lognormalfordeling på dataene, hvilket er en forutsetning for en geometrisk Brownsk bevegelse.

Volatiliteten for θ ble estimert til $\sigma = 13,35\%$. For mer om estimeringen, se Vedlegg 1.

8 Avkastningskrav, levetid og nedbetalingstid

Riktig avkastningskrav for et småkraftprosjekt er avhengig av risikoen i prosjektet. Prisisikoen er tatt hensyn til ved bruken av langsiktige priser. Det er imidlertid risiko på en del andre områder som også påvirker avkastningskravet. Teknisk risiko er typisk risikoen for feilprosjekteringer eller at komponenter ikke holder så lenge som de skal. Finansiell risiko gjelder for eksempel betalingsproblemer i forbindelse med flere tørrår på rad. Politisk risiko omfatter blant annet endrede skattebetingelser eller subsidiering av vannkraft. Generelt er det mer sannsynlig at den politiske risikoen kommer vannkraft til gode, da et er politisk vilje til å bygge ut mer småkraft.

Denne samlede risikoen tilsier at avkastningskravet skal ha et risikotillegg over den risikofrie renten. Størrelsen er vanskelig å estimere for et selvfinansiert prosjekt. Men da de fleste småkraftprosjekter i stor grad er lånefinansierte vil lånerenta i praksis være avkastningskravet man minst må forholde seg til. Hvis man ikke får en avkastning minst lik lånerenta, vil man ikke kunne betjene lånet. Derfor er det greit å overlate fastsettelsen av risikopremien for slike prosjekter til banken.

Levetiden for et småkraftverk kan være lang. Det er imidlertid problematisk å sette noe klart skille mellom hva som er påregnet vedlikehold og hva som er reinvestering i anlegget. At et småkraftverk har en levetid på 30 år er ikke uvanlig, etter dette må man ofte påregne en del reinvesteringer [Dahlhaug, 2004-2005]. Ved lånefinansiering av småkraftprosjektene kan man for svært gode prosjekter få nedbetalingstid lik 30 år. Nedbetalingstid 25 år vanlig, men i enkelte tilfeller er ikke banken villig til å gi mer enn 20 år [Holsvik, 2004]. For å få en anvendelig modell er det svært fordelaktig å ha en sammenfallende nedbetalingstid og levetid for prosjektet. Derfor har vi valgt å sette både nedbetalingstid og levetid lik 30 år.

Ved lånefinansiering av et småkraftverk vil banken ofte ha halvparten av lånet bundet til fastrente i ti år og halvparten til flytende rente, dette reforhandles så etter ti år. Vi må imidlertid gjøre noen forenklinger for å få en brukbar modell, derfor har vi valgt det beste estimatet på et fastrentetilbud for et lån som nedbetales over 30 år som vårt avkastningskrav. DnBNOR kreve 1,5 prosentpoeng over NIBOR (Norwegian Interbank Offered Rate) ved lånefinansiering av småkraftprosjekter [Holsvik, 2004]. Denne marginen tar altså høyde for den samlede risikoen vi tidligere har nevnt. Banken forutsetter vanligvis at en forholdsvis stor del av produksjonen skal bindes til forwardkontrakter slik at prisisikoen minimeres. Banken har mulighet til en profittmargin i disse 1,5 prosentpoengene, men hvis lånetaker har en brukbar forhandlingsposisjon mener vi ikke denne vil være noen stor feilkilde. I et lånefinansiert prosjekt vil man uansett vanskelig kunne unngå denne ekstra kostnaden.

Rentekontrakter på 30 år er ikke vanlige, men et godt estimat fås fra swapkontrakter. DnBNOR Markets' beste gjetning på en NIBOR fastrente for et lån som nedbetales over 30 år var, mai 2005, 4,3 % [Kallmyr, 2005]. Det betyr at fastrente over 30 år for en småkraftlånetaker er 5,8 %. Denne renta er med andre ord vårt risikojusterede avkastningskrav, ρ .

9 Gjennomgang av programmet

Denne delen inneholder en detaljert gjennomgang av programmet. Hvert ark i regnearket presenteres med det viktigste innholdet og hvordan disse dataene beregnes eller hvor de hentes. De aller fleste beregninger i programmet gjøres med makroer, disse er beskrevet under det arket makroen har størst tilknytning til eller hvor den kjøres fra. For å få best mulig utbytte av gjennomgangen kan det være en fordel å ha programmet foran seg, men det skal ikke være en forutsetning for å skjønne hovedpoengene.

Gjennomgangen følger normal bruk av programmet, hvilket betyr at man starter med arkene Tilsig&Produksjon og Inndata, og avslutter med Utdata og Økonomi.

10 Arket "Tilsig&Produksjon"

Arket Tilsig&Produksjon er det naturlige startpunktet i vurdering av et småkraftprosjekt, siden grunnlaget for prosjektet er tilsiget i vassdraget. I dette programmet brukes tilsigsserier på ukebasis.

Arket inneholder to gule kolonner der nye tilsigsserier limes inn, venstre kolonne skal inneholde ukenummerering, for eksempel på formen 193001 – 193002 – 193002 og så videre. Høyre kolonne skal inneholde vannføring i m³/s. Videre er det fire inndata som kreves:

- **Startår** er det første året i tilsigsserien.
- **Antall år** er hvor mange år tilsigsserien strekker seg over
- **Minste vannføring** er den vannføringen myndighetene vil kreve alltid får gå utenom kraftverket. Denne kan variere over året. Her er det kun mulighet til en verdi. Hvis man har endring av minstevannføring over året må dette gjøres justeres før serien legges inn i programmet.
- **Oppløsning** er et tall i m³/s som brukes som oppløsning i beregning av virkningsgradsfunksjonen. Stor oppløsning gir mer nøyaktige beregninger, men lengre kjøretid for programmet.

Kolonnen Nyttbar vannføring er vannføringen i tilsigserien fratrukket minste vannføring. Kolonnen energi er koblet mot arket Virkningsgrader og finner energiproduksjonen i MWh/uke for aktuelle uketilsig ved å multiplisere gjennomsnitteffekten med antall timer i en uke.

Etter at alle inndata er lagt inn må man kjøre makroen Ny tilsigsserie, denne har en egen knapp oppe til høyre i arket.

10.1 Makroen "Ny tilsigsserie"

Formålet med makroen Ny tilsigsserie er først og fremst å tilpasse hele programmet når man legger inn en ny tilsigsserie. Hovedoppgavene er å fylle ut all nødvendig data og slette eventuelle data som ligger igjen i arket Tilsig&Produksjon fra forrige vurderte prosjekt. Videre skal makroen sørge for at arket Virkningsgrader dekker hele tilsigsområdet med den oppløsningen bruker har valgt. Arket Statistikk skal likeledes fylles ut for riktig antall år. Til slutt slettes eventuelle ekstra data fra tidligere prosjekter i arkene Statistikk og Økonomi.

Makroen henter til å begynne med inn en rekke data, som maksimal vannføring i serien, minstevannføringen, oppløsningen man skal bruke i virkningsgradsfunksjonen, startår og hvor mange år tilsigsserien går over.

Det første makroen gjør er å fylle ut kolonne A i arket Virkningsgrader fra null til maksimal vannføring med valgte oppløsning. Videre kopierer den formlene i alle kolonnene like langt ned og sletter de data som eventuelt måtte ligge nedenfor. Den fyller så ut toppraden i arket Statistikk med alle år i tilsigsserien og kopierer formlene i kolonne I like langt til høyre. Etterpå sletter den de data som eventuell måtte ligge bortenfor.

Den tredje delen av makroen oppdaterer arket Tilsig&Produksjon. Først kopierer den nummereringen av kolonne A så langt som man har tilsigsserie. Siden tidsangivelse for tilsigene i kolonne B kan ha flere ulike former, standardiseres dette på formen ÅRUK. Man får da for eksempel 195001, 195002 ...195052 for tilsigene i 1950. Deretter trekker makroen minste vannføring fra tilsiget i kolonne C, slik at man sitter igjen med den vannføringen man kan nyttiggjøre seg i kolonne D. Hvis tilsiget er mindre enn minste vannføring vil nyttbar vannføring settes lik null. Når dette er gjort kopierer makroen formlene i kolonne D og E så langt man har tilsigsserie. I samme lengde oppdateres også den gule bakgrunnsfargen i kolonnene for tilsigsserien. Det siste makroen gjør i dette arket er å slette alle data som måtte ligge fra tidligere prosjekter og kjøre makroen for turbinvirkningsgrader. Denne makroen må kjøres for at turbinvirkningsgradformelen skal være avpasset lengden på tilsigsserien som er lagt inn.

Arket Økonomi er det siste hvor makroen utfører noe, den sletter alle formlene i arket. Hensikten er at disse ikke skal ligge og oppdatere seg gjennom hele prosjektvurderingen og således gjøre oppdateringstiden for regnearket unødvendig lang. For mer informasjon om selve programmeringen, se koden i Vedlegg 3.

11 Arket "Inndata"

Inndataarket tar inn de viktigste tekniske valgene i forhold til kostnaden ved å bygge ut et småkraftverk. Valg av inndata er delvis gjort for å tilpasse bruken av NVEs "Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg" [NVE-håndbok, 2000]. Her presenteres hver enkelt inndata, de viktigste beregnede størrelser fra disse og hvilke kostnadsfunksjoner som er knyttet til de forskjellige.

11.1 Tekniske inndata

De tekniske inndataene er de data som kreves av bruker i arket Inndata. Disse er markert med gult og vi vil forklare kort om hver av disse, hvordan de klassifiseres og hvilken betydning de har.

Middeltilsig i vassdrag

Størrelsen er kort og greit middeltilsiget i tilsigsseriene en jobber med. Til høyre for ruten står et tips, det er det beregnede fra tilsigsserien. Grunnen til at denne formelen ikke er satt direkte inn i cellen er at det kan være interessant for brukeren å justere middeltilsiget opp og ned for å se betydningen det har i prosjektet. Middeltilsiget er en av de viktigste inndataene og har spesielt stor betydning for valg av slukeevne.

Brutto fallhøyde

Brutto fallhøyde er høyden fra toppen av vannspeilet og ned til turbinen. Denne verdien har stor betydning for den potensielle energien som kan utnyttes i kraftverket. Netto fallhøyde finnes med utgangspunkt i denne. Netto fallhøyde er brutto fallhøyde minus rørtap, som angir hvor mange meter fall friksjonstapet i rørene tilsvarer.

Slukeevne

Slukeevnen er hvor mye vann kraftverket maksimalt kan nyttiggjøre seg, den oppgis i m^3/s . Tipset som står ved siden av slukeevnen er en tommelfingerregel fra NVE som sier at en slukeevne på 1,5 ganger middeltilsiget gir noenlunde riktig valg. Dette tipset er ment som et godt utgangspunkt når en begynner optimaliseringen av anlegget.

Damluke

Damluken er luken nederst i inntaksdammen som skal kunne brukes til å tømme dammen for vedlikehold. Vi har tre valg: rulleluke, glideluke og lukestengsel med trestokker.

Varegrind

Varegrinden er en grind i inntaket som skal sørge for at fremmedelemerter som kvister, løv og stein, ikke kommer inn i rørene til kraftverket. Det er mulig å velge mellom to typer varegrinder: varegrind i stål eller i kunststoff.

Rørtype

Valg av rør har stor betydning for friksjonstap i rørene. Hvert rør har en friksjonsfaktor som direkte influerer størrelsen på tap, se eventuelt egen del om denne. De ulike rørtypene har også et

maksimalt trykk det tåler. Velges rør med for lavt maksimaltrykk i forhold til dimensjonerende trykk i anlegget vil det komme en feilmelding i budsjettet når man kjører kostnadsmakroen. Vi har konsentrert oss om de fire vanligste rørtypene ved bygging av små vannkraftverk: stålrør, duktile støpejernsrør, GUP-rør dvs. glassfiberrør og polyetylen-rør (PE).

Rørlengde

Rørlengden er den totale avstanden man må legge rør. Den er en viktig kostnadsdriver da rør ofte er en forholdsvis stor utgift i slike anlegg. I tillegg har lengde betydning for falltapet i rørene, ved at lengre rør gir mer falltap under ellers like forhold.

Rørdiameter

Rørdiameteren er en viktig størrelse i beregning av falltap, større rør gir mindre tap da forholdsvis mer av vannet ikke strømmer mot en overflate med friksjon. Tipset til rørdiameter som står til høyre er den rørdiameteren som gir en maksimal hastighet i rørene på 3 m/s, denne størrelsen er valgt da den erfaringsmessig gir best resultater i programmet. Se for øvrig eget punkt.

Type rørtrasé

Rørtraséen sier hvordan rørene er lagt mellom inntaksdam og kraftverk. De forskjellige valgene har forskjellige kostnader. De tre typene som kan velges er grøft i jord, grøft i fjell og fundamenterte rør, riktig valg kommer an på lokale forhold.

Antall rørbend

Rørbend vil være dyrere enn vanlige rør i tillegg vil de ha en viss betydning for tapene i rørgatene. Vi har kun sett på den ekstra kostnaden ved rørbend. De ekstra tapene er såpass små i slike sammenhenger at de er blitt sett bort fra. Bendprisene er ikke fra NVEs kostnadsgrunnlag, men fra Brødrene Dahl AS [Gjertsen, 2005].

Turbintype

Turbintype har veldig stor betydning for produksjonen i kraftverket. Det er mulig å velge mellom tre turbintyper: Pelton, Francis og Kaplan. Det er også oppgitt et tips for valg av turbin basert på fartstallet [Dahlhaug, 2004-2005]. Dette er et tips som i hovedsak bør følges for at virkningsgradene skal bli høye. Det er viktig å merke seg at hver gang turbintype eller turbinstørrelse endres må makroen Turbinvirkningsgrader kjøres for å oppdatere virkningsgradsfunksjonene.

Turbinstørrelse

Turbinstørrelse er målt i installert effekt. Det skilles mellom tre størrelser: mindre enn 100 kW, 100 -1000 kW og 1-10 MW. De forskjellige størrelsene har forskjellige kostnader og forskjellige virkningsgradskurver. Tipset for valg av størrelse kommer av den utregnede installerte effekten for de valg som er gjort.

Lukketid hovedventil/ledeapparat

Lukketiden for hovedventil/ ledeapparat er tiden som går fra stenging av vannveien begynner til vannstrømmen er stoppet helt. Denne tiden har betydning for det trykket systemet må

dimensjoneres for, ettersom en kort lukketid gir et stort trykkstøt² som rørene må dimensjoneres for.

Turtall

Turtallet for systemet må gå opp i 3000 omdreininger i minuttet for å kunne gi en spenningsfrekvens på 50 Hz. For små vannkraftverk ligger turtallet vanligvis i området 428-1500 omdreininger i minuttet³. Turtall er en viktig parameter ved valg av turbintype og konstruksjon av turbin og generator, derfor bestemmes det ofte av leverandør. Forenklet kan man si at høyere turtall gir mindre og billigere løpehjul, men større risiko hvis noe går galt.

Generatorspenning

Valg av generatorspenning henger sammen med ytelsen til generatoren. Effekt under ca 1,5 MW bruker vanligvis en spenning på 400 V, mellom 1,5MW og 2,5 MW er 690 V vanlig, mens over ca 2,5 MW effekt brukes en generatorspenning på 1000 V eller høyere. Disse størrelsene gjengis i tipskolonnen. Generatorspenningen har også betydning for kostnadene forbundet med de elektriske installasjonene.

Lengde på vei

Lengden på vei er den lengden ny vei som må bygges i forbindelse med prosjektet, og er altså en kostnadsdriver i forbindelse med konstruksjon av anlegget.

Terreng

Terrenget veien skal konstrueres i har også direkte betydning for kostnaden. Terrenget er klassifisert i tre typer: lett, moderat og vanskelig.

Avstand til nettilkopling

Avstand til nettilkopling er en kostnadsdriver i forhold til kraftverket, da man må betale denne linjen som en del av prosjektet.

Nettspenning/trafospenning

Nettspenningen har direkte betydning for kostnaden ved å konstruere kraftlinje, og bestemmes av nettet man kobler seg til.

Faste drifts/vedlikeholdskostnader

De faste drifts og vedlikeholdskostnadene er de kostnadene man må ut med uavhengig av hvor mye man produserer. Kostnadene omtales mer utførlig i kapittel 5.2. Tipsene avhenger av turbinstørrelse; 1-10 MW: kroner 250.000, 100-1000 kW: kroner 175.000 og under 100 kW: kroner 100.000. Nåverdien av denne kostnaden over hele prosjektets levetid beregnes og inngår i investeringskostnaden.

² Trykkstøt er resultatet av de ekstra kreftene som virker når man stenger et rør med vann i bevegelse; som for eksempel nederst i tilløpsrørene til et kraftverk.

³ 428 går ikke helt opp i 3000 og er derfor en tilnærmet verdi. Intervallet oppgis NVEs kostnadsgrunnlag [NVE-håndbok, 2000]

11.2 Beregnede størrelser og konstanter

Beregnete størrelser og konstanter er hjelpestørrelser som er nødvendige for å beregne kostnaden ved prosjektet basert på NVEs kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk og størrelser som er interessant informasjon i forhold til prosjektet. I dette kapitlet presenteres hver av disse, deres betydning og hvordan de er funnet.

Bestpunkt

Bestpunktet er den volumstrømmen som kraftverket er dimensjonert for, det vil si at ved denne volumstrømmen vil man oppnå høyest virkningsgrad. Turbinens virkeområde oppgis som et prosenttall i forhold til bestpunkt. Ved de virkningsgradsfunksjonene som er brukt i dette programmet er slukeevnen 20 % over dimensjonerende volumstrøm, det vil si at bestpunkt finnes som 5/6 av slukeevnen.

Areal varegrind

Kostnaden for varegrinden tar utgangspunkt i arealet. Arealet av varegrinden settes slik at vannhastigheten inn i inntaket skal være 1 m/s. Det ideelle er lavest mulig hastighet inn i inntaket. Arealet beregnes ved følgende formel [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999].

$$A_{grind} = \frac{Q_{middel} \cdot 3}{C_{grind} \cdot 2} \quad (11.1)$$

A_{grind} er arealet av varegrinden

Q_{middel} er middelvannføring

C_{grind} er hastighet gjennom luken, her 1 m/s.

Vannhastighet i inntak

Denne er forklart i forrige punkt, *kun* en input til formelen for areal av varegrind.

Areal på damluke

Arealet på damluken har betydning for kostnaden. Som tidligere nevnt skal damluken kunne brukes til å tømme inntaksdammen, arealet på damluken finnes ved formelen [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999].

$$A_{damluke} = \frac{Q_{middel}}{C_{luke}} \quad (11.2)$$

$A_{damluke}$ er arealet på damluken

C_{luke} er vannhastigheten inn i luken, her 1 m/s

Trykkstøt i rør

Trykkstøt i rør brukes for å finne nødvendig trykkklasse for rørene som er valgt. Det er den maksimale belastningen rørene må dimensjoneres for. Trykkstøt regnes ut ved formelen:

$$\text{Trykkstøt} = \frac{\text{Slukeevne}}{\pi \cdot \text{radius}^2} \cdot 2 \cdot \text{rørlengde} \quad [m] \quad (11.3)$$

g er gravitasjonskonstanten $9,81 \text{ m/s}^2$. Lukketiden finnes i tidligere nevnte celle.

Friksjonsfaktor

Friksjonsfaktoren brukes i utregning av friksjonstap i rørene. Cellen viser friksjonsfaktoren for valgte rørtype. Nøyaktig friksjonsfaktor kan være vanskelig å finne. Den avhenger av flere ulike faktorer som rørdiameter, vannhastighet relativ ruhet på materialet og type strømning. I denne oppgaven er følgende tilnærmede faktorer benyttet: for stålrør 0,015, jern 0,016, PE 0,015, mens for GUP rør vil den ligge rundt 0,030 [NVE-veileder, 2003] [Nilsen, 2005]. Størrelsene kan endres av bruker om ønskelig.

Dybde på rørgrøft

Denne størrelsen benyttes i utregning av kostnader ved rørlegging. Den er avhengig av størrelsen på rørene, som direkte influerer grøftedybden og derved kostnaden. Dybden er satt til 2 meter for rør med diameter under 1 meter, ellers er den 3 meter, dette gjelder de vanlige størrelsene for småkraftverk. [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999]

Vannhastighet i rør ved slukeevnen

Størrelsen brukes for å bestemme forholdet mellom slukeevnen og rørdiameter. Den er forhåndsbestemt til 3 m/s som erfaringsmessig gir best resultat, men kan endres av bruker.

Vekt på turbin/generator

Vekten på turbin og generator har betydning for kostnaden i forbindelse med løfteutstyr. Her er det brukt følgende tilnærming [Midtre-Gauldal kommune 2, 1999]:

Tabell 11-1: Sammenheng mellom effekt og vekt

Effekt ved bestpunkt	Maks løftebehov
< 10 kW	150 kg
< 50 kW	300 kg
< 100 kW	6 kg/kW
< 1 MW	4 kg/kW
>= 1 MW	3 kg/kW

Fartstall for turbin

Fartstallet for turbinen brukes som tips for hvilken turbin man skal velge, og beregnes etter formlene (11.4) - (11.6).

$$\Omega = \frac{\omega \sqrt{Q}}{gH} \quad (11.4)$$

$$\omega = \frac{\omega}{\sqrt{2gH}} \quad (11.5)$$

$$\underline{Q} = \frac{Q}{\sqrt{2gH}} \quad (11.6)$$

Ω er fartstallet [-]
 Q er volumstrømmen [m^3/s]
 H er netto fallhøyde [m]

$$\omega : \text{vinkelhastighet} [rad / s] = \frac{\text{turtall} [rpm] \times 2\pi}{60 [m / s]}$$

Sammenhengen mellom fartstall og anbefalt turbintype bygger på erfaringsdata fra GE-Hydro. Store avvik fra disse tipsene kan gi dårligere virkningsgrader [Dahlhaug, 2004-2005].

Tabell 11-2: Sammenheng mellom fartstall og turbintype

Fartstall	Type turbin
$\Omega < 0,2$	Pelton
$0,2 < \Omega < 1,5$	Francis
$1,5 < \Omega$	Kaplan

Gravitasjon

Gravitasjonskonstanten brukt i programmet er $9,81 \text{ m/s}^2$. Denne har stor betydning for vannets potensielle energi. Den kan variere noe mellom forskjellige steder, og bør justeres ved avvik.

Effekt ved bestpunkt

Effekt ved bestpunkt er effekten ved den dimensjonerende vanngjennomstrømningen. Denne finnes fra arkene som beregner virkningsgrader og produksjon som beskrives senere.

Høyeste effekt

Høyeste effekt er effekten kraftverket oppnår ved slukeevnen. Denne kalles installert effekt. Størrelsen brukes i flere av kostnadsfunksjonene som beregner investeringskostnaden ved kraftverket.

11.3 Makroer fra arket "Inndata"

I arket Inndata ligger det knapper for å kjøre makroene Turbinvirkningsgrad og Kostnader. Turbinvirkningsgrader må kjøres hver gang turbintype eller turbinstørrelse endres. Kostnader vil oppdatere budsjettet for de data som er lagt inn for prosjektet. Makroene beskrives utførlig henholdsvis i kapittel 13.3 og 12.1.

12 Arket "Kostnader"

Arket kostnader er et lettforståelig ark, det inneholder et budsjett for utbyggingen basert på de valg som er gjort for anlegget. Utbyggingskostnadene er delt opp i gruppene bygg og anleggsteknisk, maskinteknisk, elektroteknisk og annet. Til sammen er det 20 punkter, 17 av disse fylles ut av makroen Kostnader, denne fyller ut kostnaden og en opplysning om de valg som er gjort. Figur 12-1 viser et eksempel på et budsjett fra arket.

Kostnader

Bygge og anleggstekniske	Kommentar	Kostnad [kr]
Inntaksdam	Volumstrøm: 1-10 m ³ /s	271,149
Kraftstasjon	Frittstående kraftverkshus	396,914
Rørgate	650 meter Frittliggende rørtrasè	800,881
Anleggsvei	150 meter i moderat terreng	75,000
Maskintekniske arbeider		
Turbin	Pelton, > 0,5 MW, fallhøyde 150 m	3,009,091
Damluke	Glideluke, 0.87 m ²	259,581
Inntaksluke/ventil	Inntaksventil, 0.8483505 m Ø	29,601
Varegrind	Varegrind i kunststoff 1.305m ²	6,117
Løfteutstyr	Elektrotalje med wire	93,609
Rør	Spir.sv. stålrør PN 20	1,354,195
Bendkostnader	3 bend a ~ 30 grader	41,640
Elektrotekniske arbeider		
Generator	Effekt 2.100844MW	1,384,174
Hovedtransformator	Spenning: 1000 V, effekt: 2.100844 MW	210,610
Stasjonstransformator	Stasjonstrafoeffekt 25- 50 kVA	25,000
Kontrollanlegg	Kontrollanlegg for effekt 2-3 MW	950,000
Koplingsanlegg	Koblingsanlegg for effekt 2.100844 MW	1,117,782
Kraftledning	Høyspent Kabel 1000 meter	450,000
Annet		
Drifts/vedlikeholdskost.	Nåverdi av 30 års drift og vedlikehold	3,516,123
Prosjektering	10 %	1,047,534
Uforutsett	10 %	1,047,534
Totalkostnad		16,086,535

Figur 12-1: Eksempel på budsjett fra arket Kostnader

De tre nederste punktene fylles ikke ut av makroen. Drifts/vedlikeholdskost. er nåverdien av de faste produksjonskostnadene gjennom 30 år, som beskrevet i del om kostnader. I tillegg er det beregnet 10 % av totalbudsjettet i både prosjektering og uforutsette utgifter [NVE-håndbok, 2000].

12.1 Makroen "Kostnader"

Denne makroen legger inn kostnadene for valgene gjort i arket Inndata med hensyn på de 17 første punktene i budsjettet ovenfor. NVEs kostnadsgrunnlag har kostnadsfunksjoner for alle de nødvendige komponentene i et kraftverk, funksjonene varierer for eksempel med størrelse og type installasjon. Makroen kan kjøres med en knapp i arket Inndata, dessuten kjøres en forenklet versjon som ikke oppdaterer informasjonscellene i makroen I av m, beskrevet i kapittel 15.1.

De inndata som kreves er stort sett bestemt av NVEs kostnadsgrunnlag. De reflekterer de viktigste tekniske valg i forbindelse med en småkraftprosjektering. Først samler makroen inn nødvendige data, lagt inn av bruker eller beregnet. Disse opplysningene gjøres "public" slik at de kan brukes i forskjellige undermakroer. Videre defineres en rekke målceller i kostnadsarket; disse er delt inn i to kategorier: kostnadscellen og en infocelle ved siden av. Etter at alle nødvendige

inndata og måceller er definert slår makroen av automatisk rekalkulering av celler for å spare tid under kjøring. Makroen kaller deretter opp en rekke undermakroer som regner ut kostnadene for de 17 punktene i kostnadsarket. Alle disse punktene har et eget sett med ligninger for kostnaden forbundet med installasjonen. Kostnadsmakroen finner riktige ligninger og beregner kostnadene for valgene som er gjort. I tillegg legger den opplysninger om tekniske valg i infocellene.

12.2 Arket "Bendkostnader"

Bendkostnaden er et av punktene i kostnadsmakroen, punktet nevnes spesielt da det har et eget skjult ark med kostnader for forskjellige bend. Arket inneholder priser på bend i en rekke forskjellige størrelser og består av en tabell med priser på 30 graders bend for stålrør, duktile støpejernsrør, GUP-rør og PE-rør, se Figur 12-2. I tillegg er det flere ulike trykklasser for GUP og PE. Valget av 30 graders bend er en forenkling, men vi mener den er grei i denne sammenhengen. Kostnadsmakroen beregner nødvendig trykklasse ut fra det største trykkstøt rørene skal tåle og henter inn valgte rørdiameter fra inndataarket. Deretter leter den seg frem i tabellene og finner riktig bendkostnad. Trykklassen for den kostnaden som brukes må være større enn eller lik det som trengs, tilsvarende for rørdiameter. Kostnadsmakroen setter inn i budsjettet en kostnad lik antall bend multiplisert med kostnaden per bend.

STÅL

rørdiameter \ trykklasse	Alle
406	3315
508	6450
610	11452
711	13880

DUKTILT

rørdiameter \ trykklasse	25
400	4199
500	9050
600	14520
700	23123

GUP

rørdiameter \ trykklasse	6	10	16	25	32
400	3600	3800	4400	6600	8800
500	3850	4100	4750	7150	9400
600	5000	5280	5600	8300	10500
700	6100	6400	7800	9100	12100
800	7200	7500	8500	9800	13200

PE

rørdiameter \ trykklasse	4	6	10	16	25
500	4250	5350	7230	10210	14646
560	4750	6220	8620	12490	18237
630	5670	7400	10350	15030	21995
710	10130	13650	17500	24870	35583
800	12650	17300	22500	32350	46686

Figur 12-2: Tabell fra arket bendkostnader

13 Arket "Virkningsgrad"

Ideen bak virkningsgradsarket er å samle alle virkningsgradene i et kraftverk, i vårt tilfelle rørtap, turbinvirkningsgrad, generatorvirkningsgrad og transformatorvirkningsgrad til en totalvirkningsgradsfunksjon. Denne samlede funksjonen må beskrives for det spennet av tilsigsstørrelser som finnes i tilsigsserien. Her vil vi beskrive alle virkningsgradene som brukes og hvordan disse beregnes. I tillegg vil makroen for turbinvirkningsgrader og den delen av makroen for Ny tilsigsserie som endrer virkningsgradsarket beskrives.

13.1 Makroen "Ny tilsigsserie" i arket "Virkningsgrad"

Makroen Ny tilsigsserie fyller ut kolonne A i arket, den starter på null og fortsetter punkt for punkt med den oppløsningen som er valgt i arket Tilsig&Produksjon, til maksimal vannføring. I tillegg legger den inn i kolonne B vannføringene i prosent av vannføringen ved bestpunkt, dette er hjelpestørrelser som brukes i de videre beregningene. Deretter kopierer makroen formlene i de andre kolonnene like langt ned som kolonne A og sletter det som eventuelt måtte finnes nedenfor av tidligere beregninger. Til slutt kjøres makroen for turbinvirkningsgrader, som fyller ut formlene for virkningsgraden til valgte turbin. Makroen Ny tilsigsserie er beskrevet grundig i kapittel 10.1.

13.2 Rørtap

Rørtapet (falltapet) er friksjonstapet i rørene. Det varierer med rørenes overflate, beskrevet ved deres friksjonsfaktor. For eksempel gir store rør mindre tap, det samme gjør lav strømningshastighet. Formelen for rørtap er:

$$h_{\text{tap}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \quad (13.1)$$

λ er friksjonsfaktoren [-]
 L er rørlengden [m]
 D er rørdiameteren [m]
 g er gravitasjonskonstanten [m/s²]

C er vannhastigheten, finnes fra forholdet $C = \frac{\text{Vannføring}}{\text{Rørtverrsnitt}} = \frac{Q}{A}$ [m/s]

Rørtapet i meter beregnes for hvert trinn i virkningsgradsfunksjonen. For at det skal kunne gjøres om til en virkningsgradsfunksjon oppgis det i prosent. Dette gjøres i kolonne D, der deles rørtapet i kolonne C på brutto fallhøyde og man får rørtap i prosent. Kolonne E gir rørvirkningsgraden, som er 100 % minus rørtapet i prosent.

13.3 Turbinvirkningsgrader og makroen "Turbinvirkningsgrader"

Turbinvirkningsgradene er den mest kompliserte virkningsgradsfunksjonen. Den har vært forsøkt lagt inn som en rekke nøstede if-setninger, men oppdateringen av regnearket ble da så tung at det var bedre å legge den inn med en makro. Det er en knapp for å kjøre makroen i arket Inndata, makroen må kjøres hver gang man endrer valg i forbindelse med turbinene. I tillegg kjøres makroen automatisk i slutten av makroen Ny tilsigsserie.

Turbinmakroen legger inn et uttrykk som gir riktig turbinvirkningsgrad for alle mulige tilsig for en valgt turbin i kolonne F. Virkningsgradsfunksjonene er estimert i samarbeid med førsteamanuensis Ole Gunnar Dahlhaug ved Vannkraftlaboratoriet NTNU [Dahlhaug, 2004-2005]. Disse er estimert som tredje eller andregradsfunksjoner der man har henholdsvis fire eller tre konstantledd som varierer med størrelse og type turbin.

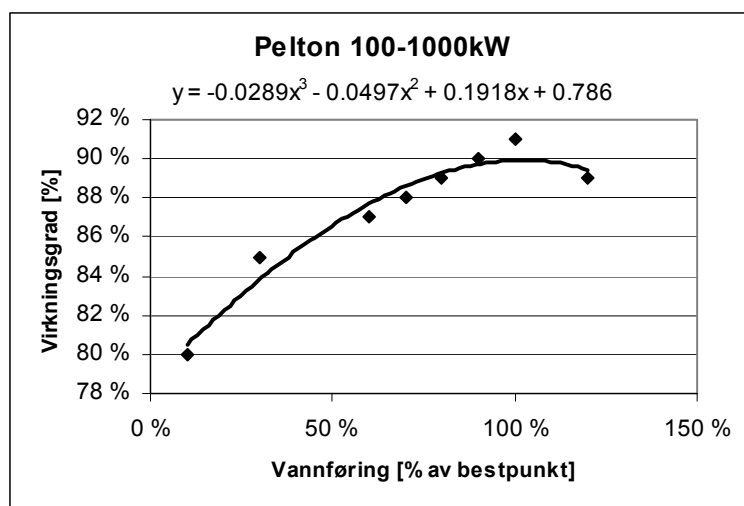
Man har 3x3 muligheter: tre turbiner Pelton, Francis og Kaplan, som velges med numrene 1-3 i arket Inndata, og tre forskjellige størrelseskategorier: 1-10 MW, 100 kW-1 MW og 0-100 kW som også velges med numrene 1-3 i arket Inndata. Makroen bruker "offset-funksjoner" for å lete seg fram i tabellen, hver av de ni forskjellige valgene har et eget sett med konstanter i virkningsgradsfunksjonene, i tillegg har de tre forskjellige turbinene en øvre grense (slukeevne) og nedre grense for når turbinen kan produsere. En Pelton for eksempel, kan produsere ned til 10 % av bestpunkt og opp til 20 % over bestpunkt. Konstantene og produksjonsgrensene brukt i turbinvirkningsgradsfunksjonene er gjengitt i Tabell 13-1. I selve programmet ligger denne tabellen i det skjulte arket Turbinvirkningsgrader.

Tabell 13-1: Data fra arket Turbinvirkningsgrader

Innuttabeller		Pelton	Francis	Kaplan	Prosent av bestpunkt	Generator	Trafo
	Laveste prod Slukeevne	10 % 120 %	30 % 120 %	30 % 120 %			90 % 98 % 98 %
	Virkningsgradsfunksjoner	Pelton	Francis	Kaplan			
Stor 1-10 MW	Tredjegrad	-0.1567	0	0		26 %	26 %
	Andregrad	0.1756	-0.8889	-0.6926		210 %	210 %
	Førstegrad	0.0837	1.7556	1.3494		263 %	263 %
	Nulltegrad	0.8069	0.0733	0.2738		315 %	120 %
Middels 100-1000 kW	Tredjegrad	-0.0289	0	0		0.043537414	0
	Andregrad	-0.0497	-0.8889	-0.7104		0	0
	Førstegrad	0.1918	1.7556	1.3671			
	Nulltegrad	0.786	0.0533	0.2511			
Liten 0-100 kW	Tredjegrad	-0.0497	0	0			
	Andregrad	-0.0144	-0.8889	-0.6694			
	Førstegrad	0.1727	1.7556	1.3017			
	Nulltegrad	0.7312	0.0133	0.2275			

For å forklare turbinvirkningsgradsmakroen bedre er det greit å illustrere med et eksempel. Hvis det er valgt en Pelton i størrelse middels legger makroen inn i kolonne F at under 10 % av bestpunkt er virkningsgraden 0, over dette følger den funksjonen:

$$\begin{aligned} \text{Turbinvirkningsgrad} = & -0,0289 \cdot \text{vannføring}^3 - 0,0497 \cdot \text{vannføring}^2 \\ & + 0,0198 \cdot \text{vannføring} + 0,786 \end{aligned} \quad (13.2)$$



Figur 13-1: Eksempel på virkningsgradskurve for en Peltonturbin

De forskjellige konstantene hentes ut fra tabellen. Over 120 %, som er slukeevnen, vil virkningsgraden være den samme som ved slukeevnen. Man vil benytte like mye vann som slukeevnen, alt annet går til spille. Tilsvarende fungerer det for de åtte andre mulige valgene. For mer om estimeringen av virkningsgradsfunksjonene, se Vedlegg 1. Koden finnes i Vedlegg 3.

13.4 Generator

Generatorvirkningsgraden er enklere enn turbinvirkningsgradene. Denne ligger bare som formler i regnearket i kolonne G. Formlene viser også til inndata i det skjulte turbinvirkningsgradsarket. Konstantene brukt er vist til høyre i Tabell 13-1. Virkningsgraden er null under 10 % av bestpunkt vannføring. Ved 10 % er den 90 % og stiger til 98 % ved 81 % vannføring. Over dette punktet holder den seg konstant. Tallene nederst i tabellen er stigningstallene mellom knekkpunktene. Under 10 % av vannføringen er virkningsgraden null. Over dette stiger den fra 90 % med stigningstallet 0,113 til 98 %, før den holder seg konstant over 81 % vannføring.

13.5 Transformator

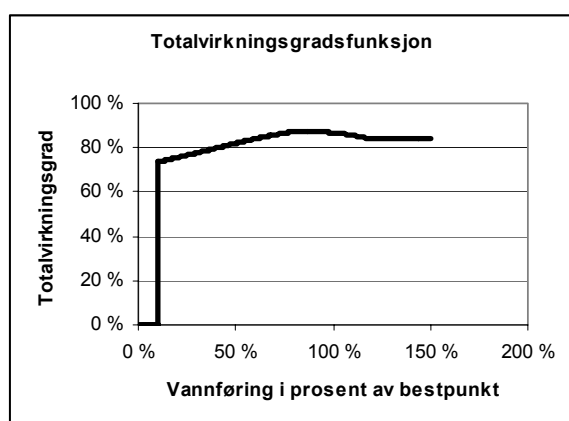
Transformatorvirkningsgraden er helt analog generatorvirkningsgradsfunksjonen, men denne er satt til 100 % hele veien fra 10 % vannføring. Dette er noe forenklet, men i virkeligheten er den svært nær 100 %, så vi regner ikke dette som noen grov forenkling. I kolonne H er formelene fylt inn slik at virkningsgraden for disse valgene er konstant 100 % over 10 % vannføring.

13.5.1 Kommentar til Tabell 13-1

Grunnen til at tabellen er lagt opp slik er at det skal være mulig å bytte ut konstantene hvis man mener man har bedre data. Spesielt kan det jo se ut som utformingen av virkningsgradsfunksjonen for transformator er unødvendig komplisert, men det er for enkelt å kunne endre konstanter og knekkpunkter.

13.6 Totalvirkningsgradsfunksjonen

Totalvirkningsgradsfunksjonen finnes i kolonne I, her samles alle de tidligere beskrevne virkningsgradene til en total virkningsgrad for systemet. Denne er basisen for å finne effekten for alle mulige tilsig. Totalvirkningsgraden er lavest på laveste mulige tilsig der man har produksjon. For høyere produksjon stiger den til en topp rundt bestpunkt. For slukeevnen er den noe lavere, og vil holde dette nivået for større tilsig. I Figur 13-2 nås høyeste virkningsgrad før bestpunkt, dette kommer av at virkningsgradskurvene er noe forenklede.



Figur 13-2: Eksempel på totalvirkningsgradsfunksjon

13.7 Effekt

Kolonne J inneholder effekten som funksjon av tilsiget og totalvirkningsgradsfunksjonen. Den følger formelen for potensiell energi

$$E_{potensiell} = m \cdot g \cdot H \cdot \eta \quad [\text{N m}] \quad (13.3)$$

m er masse av vannet [kg]
 g er gravitasjonskonstanten [m/s²]
 H er høyden, her brutto fallhøyde [m]
 η er totalvirkningsgrad [-]

Selve formelen bruker det tilsiget man har opp til slukeevnen, over slukeevnen benyttes bare en vannmengde lik slukeevnen. Dette gir effekten i MW i kolonne J.

14 Arket "Statistikk"

Arket Statistikk er tett koblet opp mot produksjonsarket og har som oppgave å samle og sortere produksjonsdata, for så å beregne blant annet gjennomsnittlig produksjon. Denne størrelsen brukes videre i beregningene. Her presenteres produksjonsdata både tabellarisk og grafisk.

Dataene som hentes inn fra arket Tilsig&Produksjon legges på riktig plass i tabellen som starter i kolonne I. Når en ny tilsigsserie legges inn og når makroen Ny tilsigsserie kjøres, tilpasses denne tabellen ved at det lages en kolonne for produksjonen i hvert av seriens år. Ettersom det finnes en rad for hver uke i året, kan samtlige produksjonsdata plasseres i tabellen. Data hentes i produksjonsarket og fylles inn på riktig plass, før hvert års produksjon summeres i bunnen av hver kolonne.

Til venstre for tabellen med produksjonsdata gjøres noen statistiske beregninger for produksjonen. Kolonne A inneholder ukenummer, kolonne B inneholder minste produksjon i serien, kolonne C 25 persentilen, kolonne D gir gjennomsnittlig produksjon, kolonne E 75 persentilen, kolonne F høyeste produksjon i serien mens kolonne G gir median produksjon. På samme måte som for produksjonstabellen summeres disse størrelsene i bunnen av hver kolonne, slik at vi får de samme størrelsene på årsbasis.

Det viktigste resultatet fra dette arket er den gjennomsnittlige årsproduksjonen som finnes i celle D55. Den betegnes som kraftverkets årsproduksjon, m , og brukes videre i beregninger. I tillegg til tabellene er dataene fremstilt i en graf som viser hvordan produksjonen fordeler seg over året for de ulike beregningene nevnt over.

Arket Økonomi henter ved hjelp av makroen med samme navn ut nødvendige produksjonsdata fra dette arket. Denne er beskrevet i kapittel 17.

15 Arket "Optimalisering"

Hovedformålet med dette arket er å finne frem til en sammenheng mellom investeringskostnaden, I , og gjennomsnittlig årsproduksjon, m , for et kraftverk, for deretter å uttrykke denne sammenheng matematisk. $I(m)$ brukes i løsningen av realopsjonen. Selve uttrykket finnes ved hjelp av makroen I av m , som kjøres med en knapp til venstre i arket.

Da det er svært mange variable som påvirker størrelsen på produksjonen i et kraftverk har det vært nødvendig å sette fast noen størrelser for å få en entydig funksjon for $I(m)$. Slukeevne og rørdiameter er de to variablene som påvirker produksjonen mest, derfor tar endring i kraftverkets produksjon utgangspunkt i endring av disse. Forholdet mellom dem er fastsatt slik at det gir en maksimal hastighet i rørene på 3 m/s. Andre valgene fra bruker endres ikke for ulik produksjon. Bakgrunnen for dette forholdet er at denne vannhastigheten erfaringsmessig gir minst tap i programmet. Det ideelle er minst mulig fart i rørene siden større fart gir høyere falltap, men samtidig koster større rør mer. Det er mulig å prøve andre hastigheter og eventuelt endre hastigheten man finner $I(m)$ for. Dette gjøres i røroptimaliseringsdelen nederst i arket. Her har man mulighet til å variere farten i rørene for den beste slukeevnen og se om andre hastigheter gir bedre økonomi i prosjektet. Optimaliseringen gjøres ved hjelp av makroen Røroptimalisering, knappen for å kjøre denne er nede til venstre i arket.

15.1 Makroen "I av m"

Utbyggingskostnadene og de faste drifts og vedlikeholdskostnadene, og dermed også uttrykket $I(m)$ endres fra kraftverk til kraftverk, men har en naturlig eksponentiell form, som diskutert i utledningen av realopsjonen

$$I(m) = Ae^{bm} \quad (15.1)$$

I dette arket er derfor hovedformålet å komme frem til størrelsen på koeffisientene A og b . For et vannkraftprosjekt vil en mulig utbygging ligge i et størrelsesområde bestemt av de fysiske og økonomiske rammene for prosjektet. For å komme frem til dette størrelsesområdet har vi tatt utgangspunkt i turbinens slukeevne, eller hvor mye vann den har kapasitet til å nyttiggjøre seg. I celle C5 legges den slukeevnen brukeren foreslår i Inndataarket. I celle D5 legges tilhørende rørdiameter. I cellen E5 finnes gjennomsnittlige årsproduksjonen, m , for valgte slukeevne og rørdiameter, mens F5 gir forventet investeringskostnad, I . Størrelsene hentes fra henholdsvis statistikkarket og kostnadsarket.

Oppe i høyre hjørne i dette arket er konstantene som brukes i de økonomiske beregningene: avkastningskrav, levetid, dagens langsiktige elektrisitetspris og den variable produksjonskostnaden. Disse kan endres av brukeren.

Makroen I av m tar utgangspunkt i den initielle verdien for slukeevne i celle C5, og antar at dette er en god gjetning. Deretter lager makroen et utfallsrom for slukeevnen fra 0,8 til 1,3 ganger den foreslåtte størrelsen, i den grå rammen i kolonne C. Med 2,5 % forskjell fra en størrelse til den neste gir dette i alt 21 ulike verdier. Grunnen til at det er valgt et litt skeivt utfallsrom er at vår

erfaring med programmet tilsier at det å få med mer av investeringsfunksjonen på oversiden av det man mener er optimalt investeringspunkt gir et riktigere uttrykk for $I(m)$, da man slik ofte får med mer av krummingen av funksjonen. Det er også mulig å kjøre programmet for et utfallsrom på 0,5 til 1,5 av foreslåtte slukeevne. Dette velges i så fall i celle A17. For hver slukeevne legges en rørdiameter som gir en fart i rørene på 3 m/s inn i kolonne D.

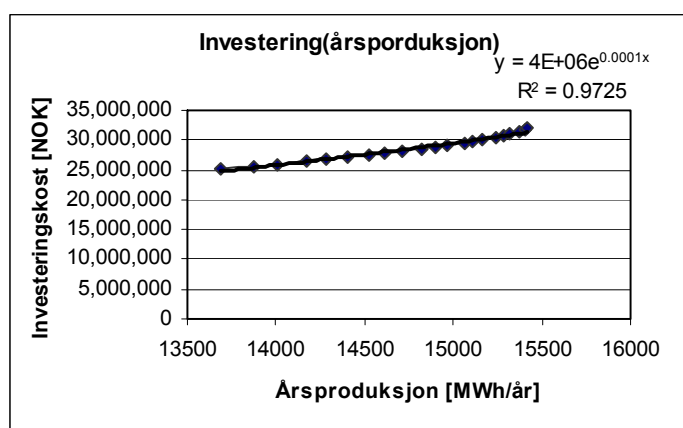
Etter å ha laget et utfallsrom med hensyn på slukeevne og rørdiameter finner makroen årsproduksjonene og investeringskostnadene disse er forventet å gi. Dette gjøres ved at et og et par med slukeevne og rørdiameter fra kolonne C og D legges i inndataarket. Programmet beregner gjennomsnittlig årsproduksjon og makroen "Kostnader uten info" kjøres. Dette er makroen Kostnader uten funksjonene som fyller ut informasjonen om de valg som er gjort, hensikten er å spare tid. For hvert av parene hentes årsproduksjonen fra arket Statistikk og kostnaden fra arket Kostnader Disse legges i henholdsvis kolonne E og F. Operasjonen gjentas for alle 21 størrelseskombinasjoner, noe som gir en kjøretid på et og et halvt minutt for makroen. Makroen kjører til slutt makroen Kostnader med de opprinnelige valgene for slukeevne og rørdiameter. For mer informasjon om selve programmeringen, se koden i Vedlegg 3.

I utgangspunktet har man nå forholdet mellom investeringskostnaden og energiproduksjonen, men hvor godt prosjektet er avhenger av de startverdiene som ble benyttet. Kolonnene G og H beregnes derfor økonomien i prosjektene etter nåverdimetoden for å få en pekepinn på hvor gode prosjektene er, og på om man bør bygge større eller mindre.

Kolonnene G inneholder nåverdien av all fremtidig produksjon, som beskrevet i ligning (6.5). Kolonne H inneholder netto nåverdi av prosjektet som nåverdi av all fremtidig produksjon minus investeringskostnaden. Høyeste nåverdien markeres automatisk blått. De neste tre kolonnene inneholder annuiteter av de tre foregående utregnet for avkastningskravet ρ . Det er altså de faste nominelle kontantstrømmene gjennom hele analyseperioden som tilsvarer nåverdiene ved avkastningskravet. Disse er ment som informasjon og kan gi en pekepinn på de årlige kostandstrømmene. Også her markeres den høyeste annuiteten for hele prosjektet automatisk blått.

Hvis det beste resultatene befinner seg i ytterkant av tabellen, på over eller undersiden betyr det at utgangspunktet for beregningen burde vært henholdsvis lavere eller høyere. For å nærme seg det maksimale potensialet må brukeren manuelt legge inn slukeevnen for det beste alternativet i arket Inndata og kjøre makroen på nytt. Dette bør gjentas inntil det maksimale resultatet er blant radene 7-11 (på grunn av det skeive utfallsrommet). Da har man med god sannsynlighet den beste utbyggingsstørrelsen ifølge modellen i tabellen og et godt uttrykk for $I(m)$.

Regresjonen for $I(m)$ ligger i den grå rammen i radene 31-32. Den bruker investeringskostnadene i kolonne F og årsproduksjonen i kolonne E og finner en eksponentiell regresjon, på formen i ligning (15.1). Dette gjøres i Excel ved bruk av formelen LINEST og logaritmen av investeringskostnadene (når investeringskostnaden har en eksponentiell form er logaritmen lineær) Koeffisientene A og b er hovedresultatet fra dette arket og brukes i løsningen av realopsjonen. I tillegg til regresjonen vises forholdet mellom investeringskostnadene og årsproduksjonen i grafen som ligger i arket, der man lett skal kunne se at den har en eksponentiell form. Se Figur 15-1.



Figur 15-1: Eksempel på kurve en $I(m)$ funksjon. Prikkene er kjente verdier for I og m , tykk strek viser regresjonslinje.

15.2 Makroen "Røroptimalisering"

Siden modellen i utgangspunktet har låst forholdet mellom slukeevne og rørdiameter til en maksimal vannhastighet i rørene på 3 m/s kan det for mer avanserte brukere være interessant å se på resultatene ved større eller mindre rør altså ved andre maksimalhastigheter i rørene. Dette gjøres ved hjelp av makroen Røroptimalisering. Makroen ligner mye på makroen I av m i oppbygging og virkemåte, resultatene presenteres i en tabell nederst i arket Optimalisering. Slukeevnen med tilhørende rørdiameter som ga det beste resultatet i kjøringen av I av m, hentes automatisk ned i rad 54. Formålet med makroen er å teste denne slukeevnen for ulike maksimale hastigheter i rørene. Makroen fyller inn seks celler etter hverandre i kolonne C med tidligere nevnte slukeevne. I kolonne D legges rørdiameterer inn. Den minste rørdiameteren tilsvarer en største vannhastighet på 4 m/s og legges øverst. For hver ny rørdiameter reduseres deretter tillatt hastighet med 0,5 m/s slik at vi ender på 1,5 m/s i det største røret.

For denne tabellen med seks par slukeevner og rørdiameterer kjøres en tilsvarende prosess som i makroen I av m. Årsproduksjonen legges i kolonne E og investeringskostnaden i kolonne F. På samme måte som tidligere finnes nåverdien av produksjonen i kolonne G, og netto nåverdi av prosjektet i kolonne H. Beste resultat i kolonnen markeres automatisk blått. I kolonnen til høyre for hvert resultat legges maksimal vannhastighet inn og man kan se hvilken vannhastighet som gir best resultat. Hvis det er store forskjeller i resultatene for beste vannhastighet og den vannhastighet som brukes kan man vurdere å endre høyeste tillatte vannhastighet i rørene i celle H17 i Inndata. Hvis verdien endres må optimaliseringen gjøres på nytt slik at en riktig $I(m)$ og opsjonsløsning finnes. For mer informasjon om selve programmeringen, se koden i Vedlegg 3.

16 Arket "Utdata"

Dette arket presenterer nøkkeldata for vurderingen av prosjektet. Disse er delt inn i to deler, en nåverdidel og en realopsjonsdel. I tillegg til de økonomiske dataene gir begge løsningene opplysninger om type rør og turbin som er valgt og hvilken slukeevne og rørdiameter som er optimalt ifølge løsningene. I dette kapitlet vil begge metodene forklares. Nåverdidelen forholdsvis kort og enkelt. Realopsjonsdelen vil være noe større da denne beregningen er noe mer omfattende. To makroer kan kjøres fra dette arket, makroen Sluttbudsjett forklares i eget underkapittel, mens makroen Økonomi står beskrevet i kapittel 17.1.

Realopsjonsløsning			Beregnete størrelser		Økonomiske data	
1	Realopsjonsløsning				Nåverdiløsning	
2						
3						
4	Inndata		Beregnete størrelser		Økonomiske data	
5	r	5.80 %	beta1	2.6666	Nåverdi	28,371,129 [kr]
6	alfa	0.69 %			Årsproduksjon	14,825 [MWh/år]
7	sigma	13.35 %	E	15.1816	Investeringsfaktor	2.16 [kr/kWh]
8	delta	5.11 %				
9						
10	Levetid, T	30 år	D1	12.7236		
11			θ*	171.9 [kr]		
12	Øverst		P*	181.4 [kr/MWh]		
13	l(m)		m(θ*)	11,868 [MWh/år]		
14	A	3,907,745	F(θ*)	11,614,337 [kr]		
15	b	0.000134815				
16			Dagens pris	261.86 [kr/MWh]		
17						
18			Anbefalt utbygging	14,717 [MWh/år]		
19			Verdi av anlegg	28,288,228 [kr]		
20						
21	Tekniske data				Tekniske data	
22	Slukeevne	3.15			Slukeevne	3.23
23	Rørdiameter	1.16	Kjør budsjett for realopsjonsløsning	Kjør makro for økonomi-arket	Rørdiameter	1.17
24	Turbin	Pelton			Turbin	Pelton
25	Rørtype	Stålrør			Rørtype	Stålrør

Figur 16-1: Arket Utdata

16.1 Nåverdiløsning

Nåverdien finnes i høyre del i arket. Den er basert på optimal løsning i arket Optimalisering. Høyeste nåverdi er den optimale løsningen ifølge nåverdimetoden. Denne nåverdien oppgis i en egen celle. Videre vises den produksjonen den optimale nåverdiløsningen vil gi og hvilken slukeevne, rørdiameter, turbintype og rørtype som har gitt dette svaret. I tillegg vises investeringsfaktor definert som investeringskostnad for nåverdialternativet delt på gjennomsnittlig årsproduksjon. Dette er en størrelse som er vanlig å bruke i vannkraftsammenheng, derfor er den tatt med, selv om den ikke gir noe ny informasjon.

16.2 Realopsjonsløsning

For selve utledningen av realopsjonen, se kapittel 6. Til løsningen av realopsjonen behøver man en rekke størrelser, som hentes fra ulike steder. Fra den blå rammen i arket Optimalisering hentes følgende størrelser:

- dagens langsiktige kraftpris, P
- avkastningskrav, ρ
- levetiden på anlegget, T
- variable driftskostnader (vises ikke)

Fra arket Optimalisering hentes konstantene A og b til uttrykket for $I(m)$. I tillegg til disse størrelsene er følgende størrelser lagt inn:

- Estimert årlig vekst i fortjeneste på produksjon, α .
- Estimert volatilitet i fortjeneste på produksjon, σ
- "Dividend yield", differansen mellom rente og estimert vekst, $\delta = \rho - \alpha$

Formlene som brukes er gjengitt i Tabell 16-1.

Tabell 16-1: Formler brukt i arket Utdata

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{\alpha}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{\alpha}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} \quad \text{Regnestørrelse i opsjonsløsning} \quad (16.1)$$

$$D_1 = \frac{\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right)^{\beta_1} e^{-\beta_1 A}}{\beta_1 - 1} \quad \text{Regnestørrelse i opsjonsløsning} \quad (16.2)$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + \delta}\right)^T}{\delta} \quad \text{Diskontering over levetid } T \quad (16.3)$$

$$\theta^* = e^{\left(\frac{\beta_1 + \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right) - \beta_1 \ln\left(\frac{\varepsilon}{Ab}\right)}{\beta_1 - 1}\right)} \quad \text{Nedre investeringsgrense for prosjektet} \quad (16.4)$$

$$m^* = \frac{\ln \frac{\theta \varepsilon}{Ab}}{b} \quad \text{Optimal utbygging ved } \theta \quad (16.5)$$

$$F(\theta) = D_1 \theta^{\beta_1} \quad \text{Opsjonsverdi} \quad (16.6)$$

$$\theta = P - c \quad \text{Fortjeneste på produsert energi} \quad (16.7)$$

Formlene er beskrevet i utledningen av realopsjonen.

De viktigste resultatene finnes i cellene E11 og E12 som angir nedre investeringsgrensen for prosjektet for henholdsvis fortjenesten på produksjon θ og pris P , disse finnes med ligningene (16.4) og (16.7). Celle E13 viser optimal utbyggingsstørrelse ved nedre investeringsgrense, altså

det minste anlegget som vil være optimalt å bygge. Denne beregnes med ligningene (16.5), altså det minste anlegget som vil være optimalt å bygge. Denne beregnes med ligning (16.5). Verdien av opsjonen ved nedre investeringsgrense finnes ved ligning (16.6) innsatt grensen og presenteres i celle E14, hvis det ikke er optimalt å investere ved dagens langsiktige pris viser cellen opsjonsverdien ved dagens pris.

Så lenge dagens langsiktige kraftpris er høyere enn nedre prisgrense vil det være optimalt å bygge ut, dagens optimale utbygging beregnes i celle E18. Igjen brukes ligning (16.5), denne gang for dagens θ . Hvis det ikke er optimalt investere, vil det stå "Ikke bygg!" i denne cellen.

Celle E19 viser verdien av realopsjonsløsningen. Hvis denne verdien er utenfor tabellen for $I(m)$ vises nærmeste verdi i tabellen, altså på topp eller bunn av tabellen. Ved slike tilfeller indikerer celle E20 at dette bare er en tilnærmet verdi. Hvis dagens pris er under prisgrensen vises bare en tom celle.

Realopsjonsløsningen gir også opplysning om valgt rørtype og turbin og optimal rørdiameter og slukeevne for løsningen for dagens θ .

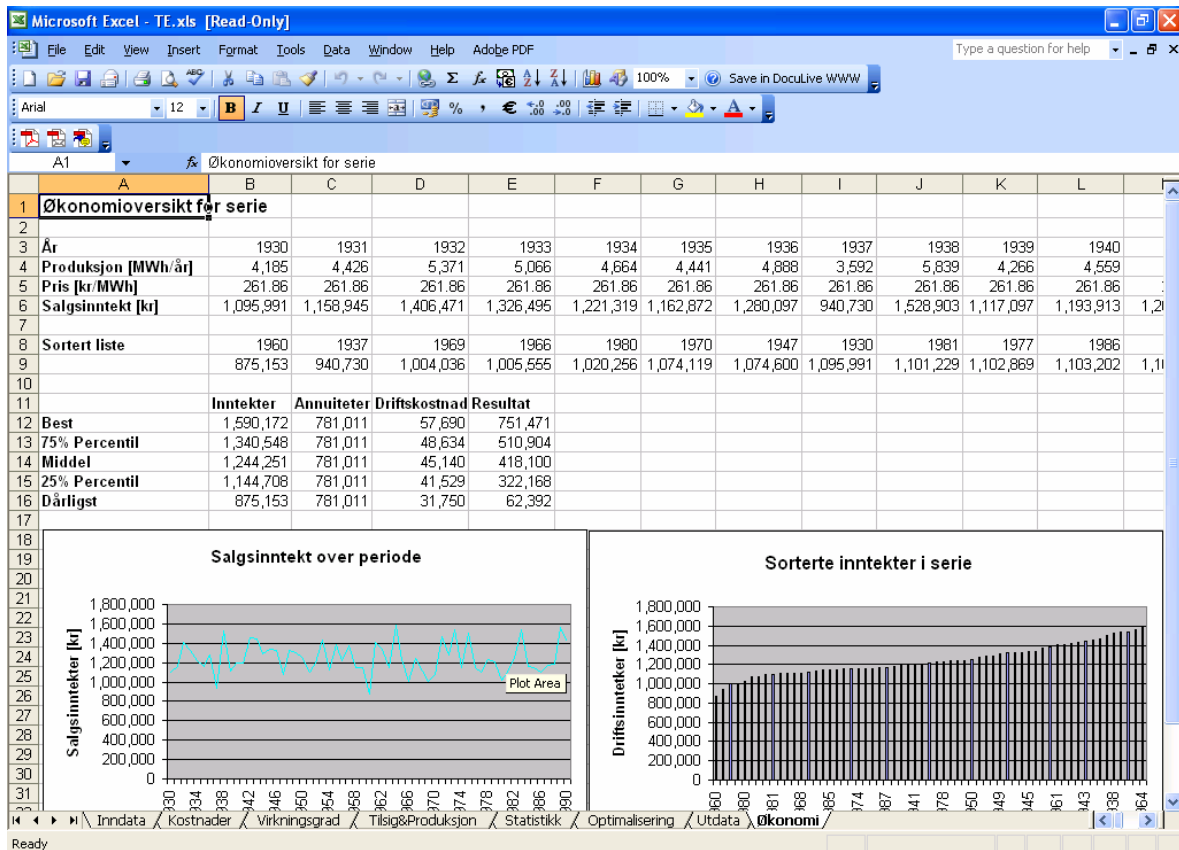
16.3 Makroen "Sluttbudsjett"

Knappen for å kjøre makroen Sluttbudsjett finnes i arket Utdata. Makroen er svært enkel, den henter inn optimal slukeevne og rørdiameter ifølge realopsjonsløsningen, disse finnes i arket Utdata. Deretter setter den inn disse i rutene for slukeevne og rørdiameter i arket Inndata. Til slutt kjøres makroen Kostnader slik at arket Kostnader oppdateres for realopsjonsløsningen. Dette er gjort fordi det kan være greit å få oversikt over de spesifikke kostnadene forbundet med det optimale valget. For mer informasjon om selve programmeringen, se koden i Vedlegg 3.

17 Arket "Økonomi"

Dette arket henger ikke direkte sammen med dimensjonering eller investeringsbeslutningen i resten av programmet, men gir informasjon om hvordan inntekter og likviditet endrer seg mellom år med ulike tilsig. Slik informasjon kan for eksempel være av interesse for utbyggere i forbindelse med lån.

For å hindre at programmet blir unødvendig tungt å kjøre slettes innholdet i dette arket når man kjører makroen Ny tilsigsserie, det fylles så ut av makroen Økonomi når optimal realopsjonsløsning for prosjektet er funnet. Grunnen til dette er at hvis formler i dette arket oppdateres gjennom alle de tidligere operasjonene vil det gjøre kjøretiden for makroene og oppdateringstiden for arket unødvendig lang. Det er en knapp for å kjøre makroen i arket Utdata.



Figur 17-1 Sjermbilde fra arket Økonomi

17.1 Makroen "Økonomi"

Makroens eneste oppgave er å fylle ut arket økonomi. Fra statistikkarket hentes årsproduksjonen for hvert enkelt år i serien. Årstallene legges inn i rad 3 og produksjonen i rad 4. Arket og makroen er laget dynamisk, og tilpasses lengden på den aktuelle tilsigsserien. I rad 5 legges dagens langsiktige kraftpris inn. Denne legges likt inn i alle rutene. Dette er for at en bruker eventuelt skal kunne legge inn en annen prisserie i stedet. En flat serie gir ikke et perfekt bilde av hvordan denne inntektsfordelingen ville kunne ha artet seg, men den gir et brukbart inntrykk av forholdene, ofte vil det være slik at lavt tilsig gir høyere priser og vice versa slik at man får en demping av de største utslagene. Den mulige salgsinntekten for de forskjellige årene finnes i kolonne 6, som produktet av produsert energimengde og pris. Driftsinntektene gjennom perioden fremstilles grafisk i linjediagrammet nederst til venstre. Videre sorterer makroen inntektene i stigende rekkefølge i rad 9. Inntektsfordelingen presenteres i stolpediagrammet nede til høyre.

Fra listen over driftsinntektene hentes den høyeste verdien, 75 persentilen, middelverdien, 25 persentilen og laveste verdi, disse legges i kolonne B i tabellen nede til venstre i arket. For hver av disse sammenlignes salgsverdien for elektrisiteten med annuiteten av investeringskostnaden, produksjonskostnadene og driftsresultatet per år. Dette er ment som en grei sammenfatting av dataene i arket og skal gjøre det enklere å vurdere den kortsiktige økonomiske risikoen i prosjektet.

18 Oppsummering og konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å utvikle et beslutningsstøtteverktøy for investering i småkraftverk basert på realopsjonsanalyse.

Vi har utviklet en beslutningsmodell for småkraftverk som benytter en realopsjonsmetode med kontinuerlig kapasitetsvalg basert på en metode presentert av Thomas Dangl [Dangl, 1999]. Modellen er presentert i en artikkel som utgjør første hoveddel av masteroppgaven. Parallelt har vi utviklet et Excel-basert program som bruker modellen i praksis.

Programmet gir en teknisk-økonomisk tidligfase vurdering av aktuelle småkraftprosjekter. Resultatet er en anbefaling om prosjektet bør videreføres, og hvor stort man i så fall bør bygge og med hvilke tekniske spesifikasjoner. Videre gir programmet gode indikasjoner på hvilke økonomiske muligheter som ligger i prosjektet, og gir dermed brukeren et solid grunnlag for beslutningen om eventuelt å søke konsesjon og starte detaljprosjektering.

Programmet er forsøkt gjort brukervennlig og nøyaktig nok for vurdering av småkraftutbygginger i Norge. Vi har vist bruk av programmet på et allerede utbygget småkraftverk i Rivedal i Sogn og Fjordane.

Investeringskostnadene i programmet baserer seg på NVEs kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk [NVE-håndbok, 2000]. De tekniske analysene er utarbeidet med hjelp fra Vannkraftlaboratoriet på NTNU. Prisutviklingen for elektrisk kraft ble modellert med en geometrisk Brownsk bevegelse. Parameterne for den tilhørende størrelsen fortjeneste på produksjon ble estimert til en vekst på 0,69 % og volatilitet på 13,35 %. Dagens langsiktige risikofrie kraftpris som man sammenligner investeringsgrensen med, ble beregnet til 261,86 kr/MWh.

Estimering av parametere for prisutvikling, kostnader, og tekniske egenskaper har ikke vært et hovedpunkt i oppgaven. Det er et viktig poeng at størrelsene brukt lett kan byttes i realopsjonsmetode og program. Alle parametere benyttet i oppgaven er beregnet og estimert med den nøyaktighet vi mener er nødvendig og praktisk for programmets formål:

Programmet gir en rask, enkel og riktig vurdering av tidligfase småkraftprosjekter.

19 Videre arbeid

Programmet er utviklet som en del av en masteroppgave med de tidsbegrensninger det innebærer, derfor er det mulig med videreutvikling og forbedringer på enkelte områder. Her diskuterer vi noen av mulighetene.

Mulig videre arbeid med programmet er først og fremst å legge inn det nye kostnadsgrunnlaget som NVE skal ferdigstille i løpet av høsten 2005. Dette skal gi riktigere investeringskostnader for de mindre vannkraftverkene. Å legge til mulighet for å kjøre tilsigsserier på dagsbasis er en naturlig utvidelse, det vil gi større valgfrihet.

Når det sannsynlige elsertifikatmarkedet er innført og man kan si mer sikkert om hvordan det fungerer og sannsynligvis vil utvikle seg vil disse opplysningene være svært nyttige å få inn i programmet.

En grundigere estimering av alle parametere i modellen vil være nyttig og gjøre modellen mer etterrettelig. Særlig vil en grundigere estimering av produksjonskostnadene og den korresponderende veksten og volatiliteten til fortjenesten på produksjon være nyttig. Det kan også være interessant med et system som tar hensyn til graden av lånefinansiering og varierer avkastningskravet med den.

Selv om det ikke er noen fasit på hva som er riktig vurdering av økonomien i et småkraftprosjekt kunne det vært interessant å få tak i omfattende data for flere forskjellige vannkraftprosjekter som for eksempel er vurdert og prosjektert av en tyngre aktør i markedet og se hvordan deres vurderinger er i sammenligning med programmet. I så tilfelle først og fremst med hensyn på investerings tidspunkt og størrelse på anlegg, da dette ikke er et verktøy for detaljprosjektering.

Videre kan det være greit å gjøre programmet enda mer brukervennlig, for eksempel å legge inn "input-vinduer" som krever all relevant informasjon. Et system for feilhåndtering i programmet vil også gjøre det mer robust. I tillegg er det sikkert mulig å redusere kjøretiden noe ved å gå grundig gjennom makroene.

Makroen I av m burde kunne gjøres om slik at den bare kjøres en gang og kjører helt til den finner optimum. Dette har vi forsøkt å lage et enkelt system på, men da endte programmet i en evig loop, som vi måtte avbryte manuelt. Så hvis det skal gjøres vil det nok kreve litt gjennomtenkt programmering. Et slikt system vil absolutt gjøre programmet mer brukervennlig, men det kan og føre til at brukeren mister litt følelsen med hvordan programmet fungerer. Et system der brukeren kan kjøre I av m for kostnader utenom kostnadsgrunnlaget kan også være nyttig.

En bør også se på andre muligheter for å finne en funksjon for $I(m)$, men en slik metode vil nok uansett innebære valg og forenklinger. Det kan også være en ide at programmet selv finner strømningshastigheten som gir minst tap i rørene og automatisk bruker denne i makroen I av m.

Det vil være fordelaktig med en realopsjonsmetode som baserer seg på en geometrisk Brownsk bevegelse for prisen og ikke fortjenesten på produksjon. Problemet vil likevel sannsynligvis være

det samme som vi har hatt, nemlig å finne greie analytiske løsninger når man også skal ta hensyn til produksjonskostnadene på en eller annen måte. En slik modell ville gjøre det enklere å bruke andres estimater for elektrisitetsprisens vekst og volatilitet.

I økonomiarket er det også mulighet til forbedringer, for eksempel kan man lage en modell som simulerer en prisutvikling i perioden som tar hensyn til om prisen varierer med det generelle tilsiget i systemet og hvordan dette tilsiget er korrelert med kraftverkets tilsig.

20 Kilder:

[Bye, 2004]: Torstein Bye, forskningsdirektør i Statistisk sentralbyrå: Foredrag i forbindelse med "Fagmøte om grønne kraftsertifikater" på NTNU, 21.9.2004.

[Bøckman & Juliussen, 2004]: Thor Bøckman og Erik Juliussen: *Realopsjonsanalyse av småkraftverk*, prosjektoppgave ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse NTNU, 2004,
http://www.iot.ntnu.no/users/fleten/students/tidligere_veiledning/BockmanJuliussen_H04.pdf

[Dahlhaug, 2004-2005]: Personlig kontakt med førsteamanuensis Ole Gunnar Dahlhaug ved Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2004-2005

[Dangl, 1999]: Thomas Dangl: *Investment and capacity choice under uncertain demand*, European Journal of Operational Research 117 (1999), 1999

[Dixit & Pindyck, 1994]: Avinash K. Dixit & Robert S. Pindyck: *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994

[Eydeland & Wolyniec, 2003]: Alexander Eydeland og Krzysztof Wolyniec: *Energy and Power Risk Management, New developments in Modeling, Pricing and Hedging*, Wiley, 2003

[Flaten, 2005]: Personlig kontakt med Vidar Foss Flaten i Trønderenergi vedrørende type og priser på høyspentkabler, 9.3.2005

[Fleten & Maribu, 2004]: Stein-Erik Fleten og Karl Magnus Maribu: *Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty*, 2004

[Fosso, 2005]: Personlig kontakt med professor Olav B. Fosso ved Institutt for elkraftteknikk, NTNU, januar 2005

[Gjertsen, 2005]: Kontakt med Leif Gjertsen ved Brødrene Dahl AS, februar 2005

[Gundersen, 2005]: Personlig kontakt med Mari Hegg Gundersen, rådgiver i NVEs seksjon for energiressurs, hun arbeider med utarbeidelse av forskriften til elsertifikatorordningen, 3.6.2005

[Holsvik, 2004]: Personlig kontakt med Frode Holsvik i DnBNOR som jobber spesielt med finansiering av småkraftprosjekter, 2004

[Jensen, 2005]: Telefonsamtale med Torodd Jensen, seksjonssjef i ressursseksjonen ved Norges Vassdrags og Energidirektorat, 11.2.2005

[Johansen, 2005]: Kraftpriser oppgitt i mail fra Carl-Otto Johansen ved kraftmeglerfirmaet QEB, 22.4.2005

[Kallmyr, 2005]: Personlig kontakt med Bjørn Arild Kallmyr ved DnBNORMarkets, april 2005

[Kvaal, 2005]: Personlig kontakt med Bernhard Kvaal i TrønderEnergi, 2005

[Lucia & Schwartz, 2002]: J. Lucia, E.S. Schwartz, *Electricity prices and power derivatives – evidence from the Nordic power exchange*, Review of Derivates Research 5, s 5-50, 2002

[Midtre-Gauldal kommune 2, 1999]: Midtre-Gauldal kommune: *Miljøtilpasset elkraftproduksjon ved små vannkraftverk i distriktsnorge del 2*, 1999

[Nielsen, 2005]: Personlig kontakt med professor Torbjørn Nielsen ved Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2005

[NVE-håndbok, 2000]: NVE: *Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg (50-5000kW)*, 2000

[NVE-statistikk, 2004]: NVE: *Statistikk over tariffer i regional- og distribusjonsnettet* <http://www.nve.no/FileArchive/278/Statistikk%20over%20tariffer%202004.pdf>, 2004

[NVE-veileder, 2003]: NVE: *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*, 2003

[Pindyck, 2001]: R. S Pindyck, *The dynamics of commodity spot and futures markets: A primer**, Massachusetts Institute of Technology, 2001

[Schwartz, 1998]: Eduardo S. Schwartz: *Valuing Long-Term Commodity Assets*, Financial Management, Vol. 27, No. 1, s 57-66, 1998

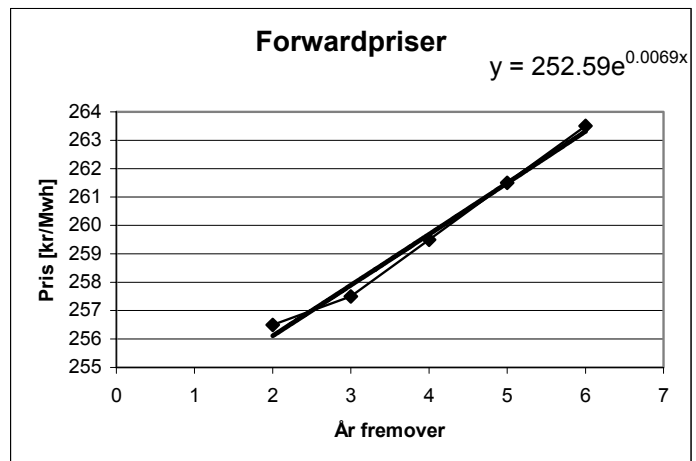
[Schwartz & Smith, 2000]: E. S. Schwartz & J. E Smith, *Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices*, Management Science, 2000

[Statnett, 2005]: Statnett: *Tariffer gjeldende for Statnetts regionalnett for 2005* <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1384>

Vedlegg 1 Estimering av vekst og volatilitet

Utklipp fra regneark for estimering av vekst

År	Pris	Kostnad	Fortjeneste
2	266	9.5	256.5
3	267	9.5	257.5
4	269	9.5	259.5
5	271	9.5	261.5
6	273	9.5	263.5
Drift:			0.0069
Langsiktig pris første år:			252.59



Makro for estimering av volatilitet

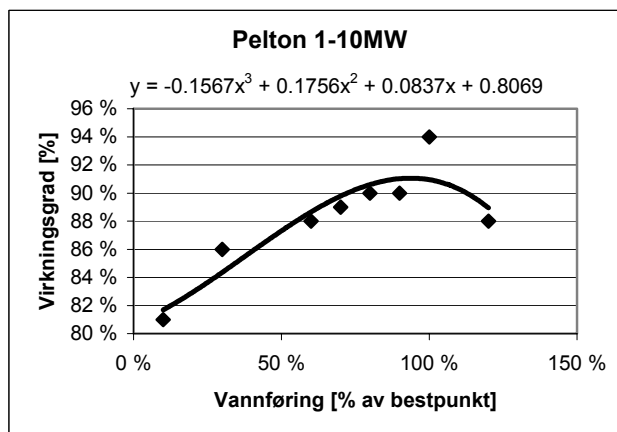
```
Sub Total_volatilitet_med_fratrekk()  
  
    '*****  
    'Total volatilitet med fratrekk Makro  
    'Denne makroen er utarbeidet våren 2005  
    'av Thor Bøckman og Erik Juliussen.  
    '  
    'Makroen beregner volatilitet for fire år  
    'a 248 handelsdager hver  
    '*****  
  
    Dim n As Integer  
  
    n = 991  
  
    Dim IndreVerdi(991) As Single  
    Dim YtreVerdi(991) As Single  
    Dim IndreVerdiSum(991) As Single  
    Dim YtreVerdiSum(991) As Single  
  
    IndreVerdiSum(0) = 0  
    YtreVerdiSum(0) = 0  
  
    For j = 1 To n  
        IndreVerdi(j) = ((Log(Cells(26 + j, 4)) - Log(Cells(26 + (j - 1), 4))))  
        IndreVerdiSum(j) = IndreVerdiSum(j - 1) + IndreVerdi(j)  
    Next j  
  
    For i = 1 To n  
        YtreVerdi(i) = (((Log(Cells(26 + i, 4)) - Log(Cells(26 + (i - 1), _  
            4))) - (1 / n) * IndreVerdiSum(991))) ^ 2  
        YtreVerdiSum(i) = YtreVerdiSum(i - 1) + YtreVerdi(i)  
    Next i  
  
    Cells(1018, 4) = (((1 / (n - 1)) * YtreVerdiSum(991)) ^ (1 / 2)) * _  
        (248 ^ (1 / 2))  
  
End Sub
```

Vedlegg 2 Turbinvirkningsgrader

Turbiner 1-10 MW

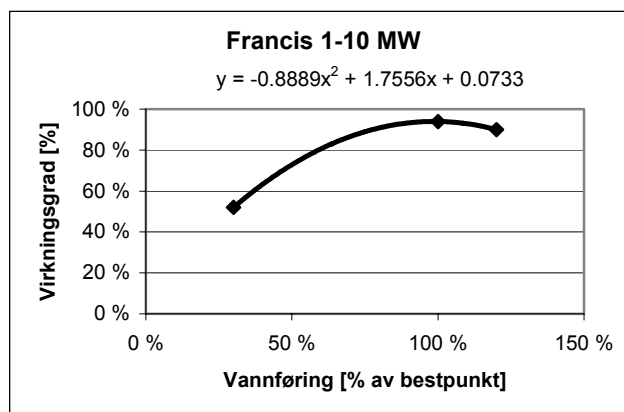
Pelton

% av Q*	Virk	funksjon
10 %	81 %	82 %
30 %	86 %	84 %
60 %	88 %	89 %
70 %	89 %	90 %
80 %	90 %	91 %
90 %	90 %	91 %
100 %	94 %	91 %
120 %	88 %	89 %



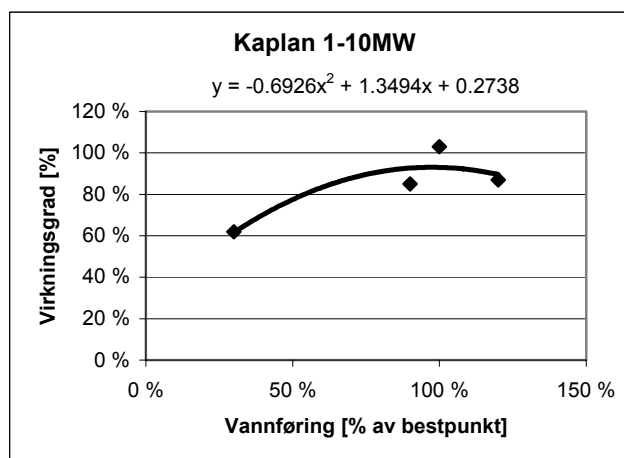
Francis

% av Q*	Virk	funksjon
30 %	52 %	52 %
100 %	94 %	94 %
120 %	90 %	90 %



Kaplan

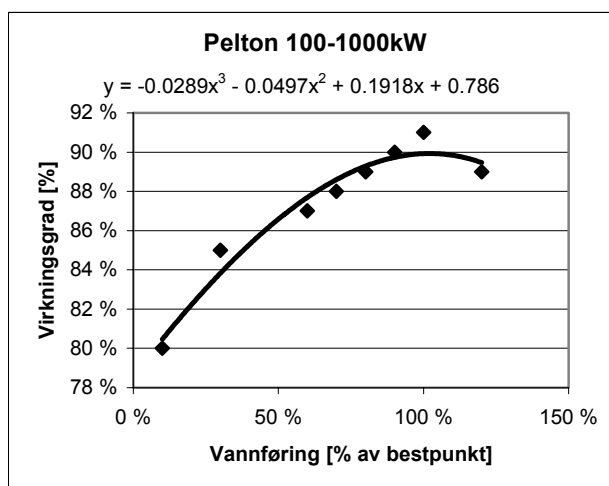
% av Q*	Virk	funksjon
30 %	62 %	62 %
90 %	85 %	93 %
100 %	103 %	93 %
120 %	87 %	90 %



Turbiner 100-1000 kW

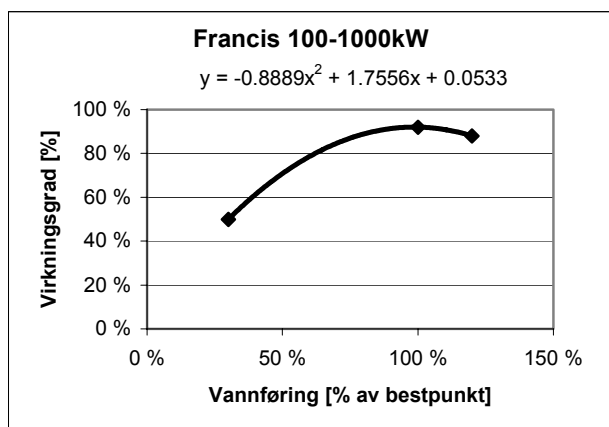
Pelton

% av Q*	Virk	funksjon
10 %	80 %	80 %
30 %	85 %	84 %
60 %	87 %	88 %
70 %	88 %	89 %
80 %	89 %	89 %
90 %	90 %	90 %
100 %	91 %	90 %
120 %	89 %	89 %



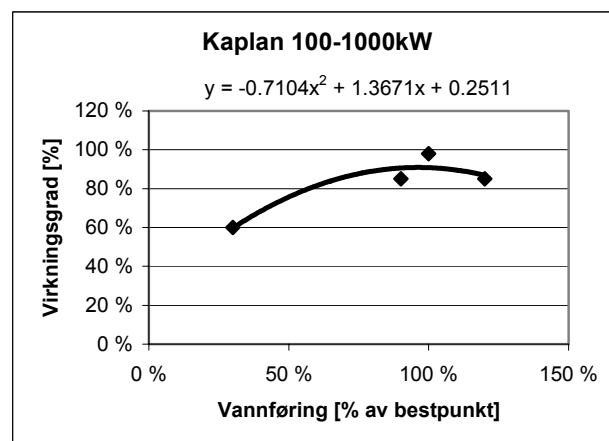
Francis

% av Q*	Virk	funksjon
30 %	50 %	50 %
100 %	92 %	92 %
120 %	88 %	88 %



Kaplan

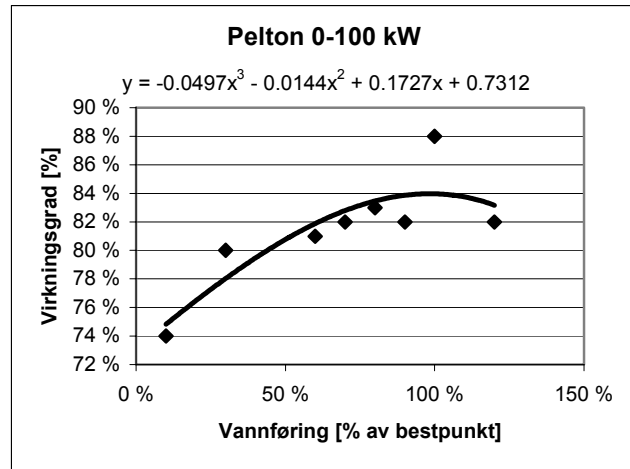
% av Q*	Virk	funksjon
30 %	60 %	59.73 %
90 %	85 %	90.61 %
100 %	98 %	90.79 %
120 %	85 %	86.87 %



Turbiner 0-100 kW

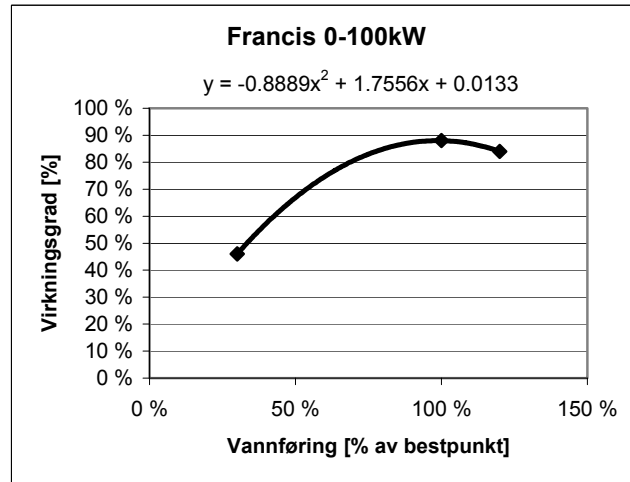
Pelton

% av Q*	virk	funksjon
10 %	74 %	75 %
30 %	80 %	78 %
60 %	81 %	82 %
70 %	82 %	83 %
80 %	83 %	83 %
90 %	82 %	84 %
100 %	88 %	84 %
120 %	82 %	83 %



Francis

% av Q*	virk	funksjon
30 %	46 %	46 %
100 %	88 %	89 %
120 %	84 %	85 %



Kaplan

% av Q*	virk	funksjon
30 %	56 %	56 %
90 %	81 %	86 %
100 %	92 %	86 %
120 %	81 %	83 %

