



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp

Fakultet for realfag og teknologi

Arne Auen Grimenes

Betydningen av demningsmagasin og av klimaendringer for energiproduksjonen i småkraftverk

Effects of dams and of climate change on
hydropower generation from small hydro power
plants

Edwige Solène Hwang

Miljøfysikk og fornybar energi
Fakultet for realfag og teknologi

NORGES MILJØ- OG BIOVITENSKAPELIGE UNIVERSITET

FAKULTET FOR REALFAG OG TEKNOLOGI

**Betydningen av demningsmagasin og av klimaendringer for
energiproduksjonen i småkraftverk**

Edwige Solene Hwang

MASTEROPPGAVE I MILJØFYSIKK OG FORNYBAR ENERGI

Veiledere: Arne Auen Grimenes og Bjørn Sønju-Moltzau

Mai 2018

Forord

I løpet av mitt utdanningsforløp har interessen min for vannkraftproduksjonen økt. Det var derfor et stort privilegium å få muligheten til å skrive denne masteroppgaven i samarbeid med Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Jeg har fått bryne meg på en spennende og aktuell problemstilling, noe jeg er svært takknemlig for. At energiverk vil kunne dra nytte av resultatene fra min studie, har dessuten vært en stor motivasjonsfaktor for å utføre arbeidet mitt.

Jeg vil først rette en takk til Bjørn Sønju-Moltzau, veilederen min fra NVE, for hans medvirkning til dette prosjektet. Jeg vil deretter takke Arne Auen Grimenes for god veiledning under den avsluttende delen av arbeidet, som også markerer siste fase av en flott tid som student i Ås. Jeg er også takknemlig overfor Fredrik Arnesen og Erik Holmqvist fra NVE, som har vært meget hjelpsomme og delt nyttig faglig kunnskap med meg. Til slutt en takk til familiens førsteamanuensis for gode innspill og støtte.

Oslo, Mai 2018

Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler betydningen av demningsmagasin og av klimaendringer for energiproduksjonen i småkraftverk. Formålet er å undersøke hvordan energiproduksjonen i norske småkraftverk endres, dersom det forutsettes innstallering av et tenkt demningsmagasin i vannkraftverk som per dags dato ikke har noen demning, og dersom det antas at dagens klimaprognoser vil inntreffe i fremtiden.

Analysene utføres på tjue småkraftverk som er valgt ut basert på visse kriterier. Når utvalget av småkraftverkene er bestemt, hentes målte tilsigsserier med døgnoppløsning for å undersøke effekten av demningsmagasin på vannkraftproduksjonen. Tilsigsseriene som benyttes i forbindelse med klimaendringers innvirkning på energiproduksjonen, er ikke basert på observerte data. Vannføringsverdiene i disse seriene vil avhenge av det utslippsscenario og den klimamodell som legges til grunn for framskrivningen av tilsigene. Tilsigsserier basert på tre forskjellige scenarioer (CNRM-CCLM-RCP4.5, CNRM-CCLM-RCP8.5 og EC-EARTH-CCLM-RCP4.5) brukes som datagrunnlag i denne oppgaven. Målte og modellerte tilsigsserier settes inn i en modell i Excel, slik at energiproduksjonen for hvert småkraftverk kan beregnes.

For de tjue småkraftverkene vil det være lønnsomt å installere et demningsmagasin, da gjennomsnittlig endring i energiproduksjonen ble beregnet å være 26,8 % med dam. Det konkluderes med at klimaendringene vil påvirke energiproduksjonen, men resultatene fra denne studien peker ikke entydig mot høyere vannkraftproduksjon, slik som tidligere forskning. Enkelte småkraftverk vil oppleve reduksjon i energiproduksjonen, eller lite endring, avhengig av hvilket scenario tilsigsseriene baserer seg på, samt hvilken fremtidig periode som analyseres. Sannsynligvis er det mange årsaker til at få småkraftverk opplever relativt stor økning i energiproduksjonen, når det tas hensyn til klimaeffekter. Den mest åpenbare årsaken er den begrensede reguleringssevnen til de fleste småkraftverkene, slik at få av disse har muligheten til å nyttiggjøre seg det ekstra tilsiget som kommer som følge av klimaendringer. En annen årsak er betydningen av hvor i landet det enkelte småkraftverket befinner seg.

Variasjonene i resultatene mellom scenariene antas å ha sammenheng med modellenes forenklinger og begrensninger.

Det fremheves at resultatene i denne studien kun gjelder for dens utvalg, altså de tjue småkraftverkene. Det vil være nødvendig å øke utvalget, og eventuelt å utvikle bedre klimamodeller, for å kunne heve kvaliteten på analysene og kunne trekke mer vidtgående konklusjoner.

Abstract

This thesis focuses on the significance of dam reservoirs and of climate change on power generation in small hydro power plants. The purpose of this paper is to examine eventual changes in power generated by small Norwegian hydro power plants, supposing the installation of a fictive dam reservoir, as well as climate change scenarios occurring in the future.

Performing the wanted analysis requires a selection of twenty small hydro power plants. When the selection criteria are ascertained, measured inflow series with day resolution are used to assess the effect of dam reservoir on hydropower generation. On the other hand, inflow series used to evaluate the impact of climate change on hydropower generation are not based on observed data. The values of water flow in these series will depend on which emission scenario and which climate model that are the basis of inflow projections. Inflow series based on three different scenarios (CNRM-CCLM-RCP4.5, CNRM-CCLM-RCP8.5 and EC-EARTH-CCLM-RCP4.5) make up the data basis in this thesis. Measured and modeled inflow series are put in an Excel-model, which enables to calculate the hydropower generation in each power plant and for the period in question.

It will be beneficial for the twenty small hydro power plants to install a dam reservoir, as the average increase in hydropower generation is calculated to be 26,8 % with a dam. The second conclusion is that climate change will influence the hydropower production, however the results obtained in this study do not point unambiguously towards increased power generation, as has been the case with former research. Some small hydro power plants will either experience a reduction in power generation or little change, depending on which scenario the inflow series are based on, and which future period is analyzed. There are probably many reasons as to why so few small hydro power plants experience any notable increase in power generation, when considering effects of climate change.

The most obvious reason is the small hydro power plants' limited capacity to regulate, meaning few of them could benefit from the additional inflow that will come from increasing rainfall. Another cause is the importance of the hydropower plant's geographical location.

Variations in results between different scenarios are supposed to be due to the limitations of the models.

It should be highlighted that the results from this study first and foremost apply to the selected small hydro power plants. If generalization of results or definition of regional tendencies is desirable, then more hydro power plants should be selected and better climate models should be developed.

Innholdsfortegnelse

1. Problemstilling og bakgrunn.....	7
1.1 Bakgrunn.....	7
1.2 Oppgavens problemstilling og formål.....	7
1.3 Avgrensning.....	7
2. Om vannkraftanlegg.....	8
2.1 Teori om vannkraftanlegg.....	8
2.2 Noen tekniske forutsetninger i simuleringsmodellen.....	14
2.3 Kort om kraftproduksjonen og kraftverkene i Norge.....	15
3. Om bygging av dammer og opprustning/utvidelse.....	16
3.1 Grunnleggende krav ved bygging av dam.....	16
3.2 Opprustning og utvidelse.....	16
3.3 Betydningen av opprustning og utvidelse for produksjonspotensialet.....	18
3.4 Teoretisk utgangspunkt for den videre analyse av effekten av et demningsmagasin for kraftproduksjonen i småkraftverk.....	19
4. Teorier og modeller knyttet til klimautviklingen.....	20
4.1 Det hydrologiske kretsløp.....	20
4.2 Tilsigsserier.....	21
4.3 HBV- og GWB-modellene.....	22
4.3.1 Generelt om modellene.....	22
4.3.2 Analyser av klimaendringers påvirkning av tilsig og energiproduksjon.....	23
4.4 Usikkerhetsanalyser.....	25
4.5 Utviklingen i klimatiske og hydrologiske forhold i Norge i de siste tiårene.....	26
4.6 Klimamodeller og utslippsscenarioer.....	27
4.6.1 Innledende om modeller for simulering av framtidig klimautvikling.....	27
4.6.2 Utslippsscenarioer.....	27
4.6.3 Usikkerhet i modellene.....	28

4.6.4	Et eksempel på beregninger av klimaendringers konsekvenser for vannkraftproduksjonen ved bruk av en global klimamodell.....	28
4.6.5	Kort om klimamodellene som anvendes i denne studie.....	29
4.7	Oppsummering av det teoretiske grunnlaget for den videre analyse av effekten av klimaendringer for energiproduksjonen i småkraftverk.....	29
5.	Utvalget av småkraftverk.....	30
5.1	Innledende om metoden.....	30
5.2	Kriteriene for utvelgelse av småkraftverkene.....	30
5.3	En presentasjon av sentrale data for kraftverkene i utvalget.....	31
6.	Måleserier og varighetskurver.....	34
6.1	Måleserier.....	34
6.2	Varighetskurver for vannføringsserier.....	35
6.3	Produksjonsanalyse.....	36
6.4	Kilder til usikkerhet.....	39
7.	Resultater av simuleringene.....	39
7.1	Utarbeidelse av varighetskurver.....	39
7.2	Beregning av energiproduksjon med og uten demningsmagasin.....	40
7.3	Beregning av energiproduksjon med klimajusterte tilsig.....	42
7.4	Regionale forskjeller.....	48
8.	Diskusjon.....	49
8.1	Effekten av demningsmagasin på energiproduksjonen i småkraftverk.....	49
8.2	Effekten av klimaendringer på energiproduksjonen i småkraftverk.....	50
9.	Konklusjon.....	52
10.	Referanser.....	53
11.	Vedlegg.....	56
Vedlegg I:	Sentrale definisjoner.....	56
Vedlegg II:	Konstanter.....	57
Vedlegg III:	Varighetskurver for vannføringsserier.....	58

1. Problemstilling og bakgrunn

1.1 Bakgrunn

Fremtidig energiproduksjon i norske vannkraftverk vil kunne sees i lys av den globale klimautviklingen. Hva angår klimautviklingen, har FNs klimapanel utarbeidet to ulike scenarier for å beskrive fremtidens klima basert på utslippsmengden av klimagasser (Stocker et al., 2013). Utslippsøkning er direkte korrelert med global temperaturøkning. Klimapanelets første utslippsscenario, også kalt RCP8.5, har et anslag på 4,5 °C i global temperaturøkning mot slutten av dette århundret. Utslippsscenario RCP4.5 opererer med et mer moderat anslag i temperaturøkning, rundt 2,5 °C, og det antas en stabilisering av klimagasskonsentrasjonene i atmosfæren rundt 2060-2080.

Uansett hvilket utslippsscenario en velger å basere seg på, er det framtidende likheter i forventningene rundt konsekvensene av klimaendringene i Norge. Det er en generell konsensus blant forskere om at disse klimaendringene vil føre til en økning i flomhendelser og færre sesongvariasjoner i tilsiget. Dette har sammenheng med en økning både i årsmiddeltemperatur og årsmiddelnedbør (Beisland et al., 2017 & Hanssen-Bauer et al., 2015). Det er grunn til å anta at det norske kraftsystemet vil kunne dra fordel av de forventede endringer i tilsigsmønsteret, i form av økt kraftproduksjon. Samtidig må en regne med at endringene vil medføre økte flomtap.

1.2 Oppgavens formål og problemstilling

Denne oppgaven omhandler potensialet for økt kraftproduksjon i småkraftverk. Formålet med arbeidet er todelt. For det første skal vurderes potensialet for økning i kraftproduksjonen i småkraftverk, som følge av at det bygges et demningsmagasin. For det andre skal vurderes hvilke virkninger som klimaskapte endringer i vanntilsig kan få for småkraftverkenes produksjon.

I korte trekk kan problemstillingen for denne masteroppgaven beskrives på følgende vis:

Å utføre analyser av den potensielle energiproduksjonen i et utvalg av småkraftverk, når det forutsettes: 1) konstruksjon av et tenkt demningsmagasin, ved et kraftanlegg som per i dag ikke har et slikt anlegg; 2) endret vanntilsig som følge av klimaendringer, i samsvar med realistiske antakelser om klimautviklingen; 3) en konstruksjon av et demningsmagasin kombinert med et endret (klimaskapt) vanntilsig.

1.3 Avgrensninger og betydningen av forenklinger

Beregninger og analyser som utføres i denne oppgaven bygger på visse forenklinger, som er nødvendige for å kunne isolere effektene av en (tenkt) damkonstruksjon og/eller av et gitt klimaskapt tilsigsmønster. I realiteten vil produksjonspotensialet i

et kraftanlegg avhenge av en rekke faktorer. Blant annet magasin størrelse, miljøaspekter (som topografi) samt ulike lokale fysiske forhold spiller inn. I all hovedsak vil slike faktorer ikke bli tatt hensyn til i denne masteroppgaven. Det kan for øvrig ikke tas for gitt at bygging av et demningsmagasin er gjennomførbart eller aktuelt for alle småkraftverkene som vil inngå i utvalget.

Forenklinger og andre forutsetninger som ligger til grunn for modeller og analyser i denne masteroppgaven, vil nødvendigvis ha en viss betydning for resultatene som det kommes fram til. Avgrensninger og forenklinger medfører nemlig at visse forhold (og eventuelt interaksjoner) ikke inngår i modellen og dermed ikke blir tatt hensyn til. Disse begrensningene trenger likevel ikke å bety at resultatene som oppnås, har en lav grad av validitet eller pålitelighet. For det første kan modellen avspeile på en god måte de sentrale relasjonene som den er ment å fokusere på. Og for det andre så kan data som anvendes i modellen være av høy kvalitet. I avsnitt 4.4 vurderes modellens egnethet med utgangspunkt i en drøfting av reliabiliteten til beregningsmodellens resultater, det vil si i hvilken grad en oppnår en stabilitet i resultatene, når simuleringer foretas med ulike modeller.

2. Om vannkraftanlegg

2.1 Teori om vannkraftanlegg

Et vannkraftverk utnytter potensiell energi i form av vannfallenergi for å produsere kraft. Vannfallenergien er den ideelle energimengden som kan innvinnes ved en vannmasses fall fra ett nivå (eksempelvis nedbørsfelt eller et vannmagasin) til et lavere nivå. Denne energien bestemmes av vannmengde og fallhøyde (Sønju-Moltzau, personlig meddelelse 2014).

I kraftstasjonen driver det rennende vannet en turbin; med andre ord omdannes energien i vannet til mekanisk energi i turbinen, og dette får turbinen til å rotere. Turbinen er knyttet til en generator (som regel en trefaset synkrongenerator) gjennom en aksling (Sønju-Moltzau, personlig meddelelse 2014). På turbinakslingen er det festet en spole av kobbertråd, og turbinens rotasjon i et magnetisk felt medfører at det induseres en strøm inne i spolen, slik at den mekaniske energien omformes til elektrisk energi i generatoren. Før vekselstrømmen overføres til sluttbrukerne, må den gjennom en transformator, slik at dens spenningsnivå endres. I det øyeblikket vekselstrømmen når transformatorens primærvikling, vil det induseres en varierende magnetisk fluks i jernkjernen, som igjen vil indusere en varierende elektromotorisk spenning i sekundærviklingen.

Den generelle likningen for potensiell energi er gitt nedenfor:

$$E_p = mgh \quad (1)$$

Der E_p er potensiell energi, m er masse, g er gravitasjonskonstanten og h er fallhøyde.

En vil kunne benytte definisjonen på vannets tetthet eller spesifikke vekt for å beregne stillingsenergien, da vannmengden ofte oppgis i kubikkmeter:

$$E_p = V\rho gh \quad (2)$$

Der massen er blitt erstattet med:

$$m = V\rho \quad (3)$$

V er vannets volum, og ρ er vannets tetthet.

Fra definisjonen for effekt gitt ved (4), ser en at 1 J stillingsenergi per sekund produserer 1 W effekt.

$$P = \frac{E}{t} \quad (4)$$

P er effekt, og t er tid. Innen kraftproduksjon vil typisk uttrykket kWh/h brukes (arbeid per time).

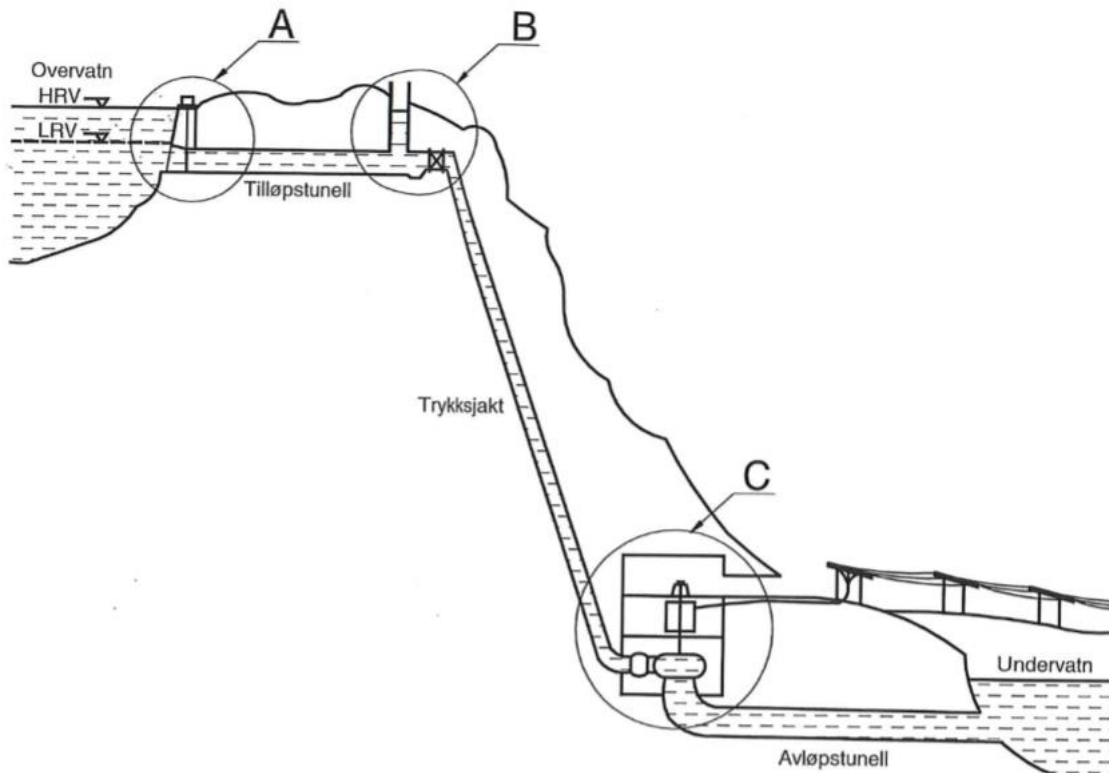
Formel (5) oppgir det generelle uttrykket for effekten i et vannkraftverk.

$$P = \rho Qgh\eta \quad (5)$$

Q er strømningsrate, vannføring (gjennomsnittlig midlere tilløp til turbinene) eller slukeevne. η er virkningsgraden i anlegget.

Som regel vil det måtte regnes med flomtap og vannslipping forbi turbinen. Vannslipping skyldes at turbinens minste slukeevne er større enn selve vannføringen. Derfor blir uttrykket energipotensial benyttet, slik at en kan si hvor mye energi som teoretisk kan hentes ut av et vassdrag, når en ikke tar hensyn til forskjellige former for vanntap.

Figur 1 viser hovedkomponentene i et vannkraftverk med tilhørende tabell nedenunder.



Figur 1: Skisse av et vannkraftverk (Svarte og Sebergsen, 2012).

Tabell 1: Hovedkomponenter i et vannkraftverk.

Sirkel A	Inntaksluke og grind.
Sirkel B	Fa tilløpstunnel til trykksjakt.
Sirkel C	Turbin og generator.

Turbinen og effekten av turtallet

Ved utbygging av vannkraftverk har tre faktorer vesentlig betydning for valg av turbintype. Disse faktorene er:

1. Fallhøyden
2. Vannføringen eller strømningsraten
3. Turtallet på turbinen.

En kan først få fram sammenhengen mellom effekten og turtallet, ved å benytte relasjonen:

$$P = \omega \tau \quad (6)$$

Der P er effekt, ω er omdreiningshastighet, og τ er kraftmoment.

Deretter tas det utgangspunkt i at:

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} \quad (7)$$

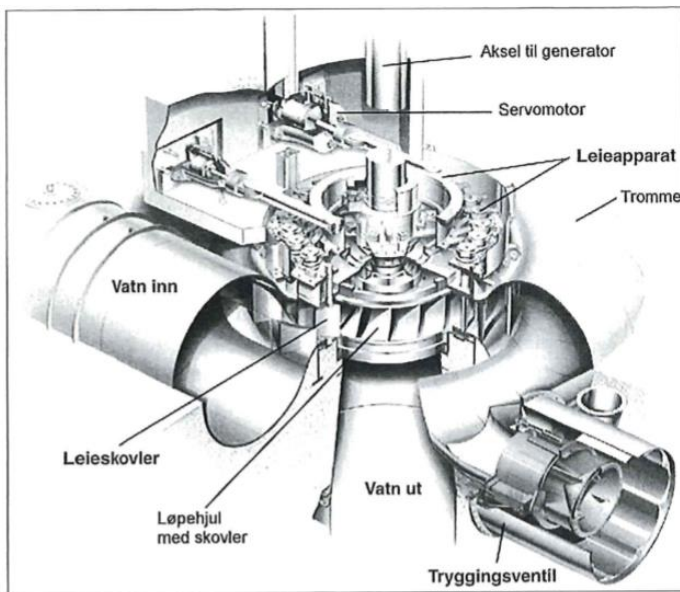
I formel (7) står n for turtall. Det betyr at ved å kombinere formlene (6) og (7), kan effekten uttrykkes som funksjon av turtall på følgende vis:

$$P = \frac{\pi n \tau}{30} \quad (8)$$

Turbintypene

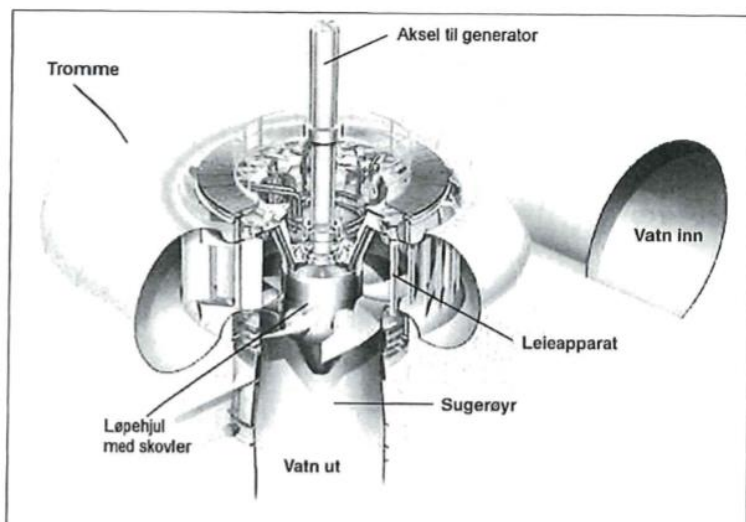
En turbin er et hjul med skovler. Mest utbredt er turbiner av typene Pelton, Kaplan og Francis (Fornybar, 2018).

Francisturbinen er den vanligste typen og brukes ved middels vannføringer i forhold til fallhøyde. Den dekker området mellom Pelton- og Kaplan-turbinen. Vannet i en Francisturbin ledes inn via en spiralformet tromme (et «sneglehus»). Vannet fordeles jevnt på ledeskovlene og videre til løpehjulet. Francisturbinen har noe høyere maksimalvirkningsgrad enn Pelton-turbinen, men virkningsgraden reduseres betydelig når turbinen kjøres på lave vannføringer. Ved fravær av et vannmagasin bør derfor to turbiner vurderes.



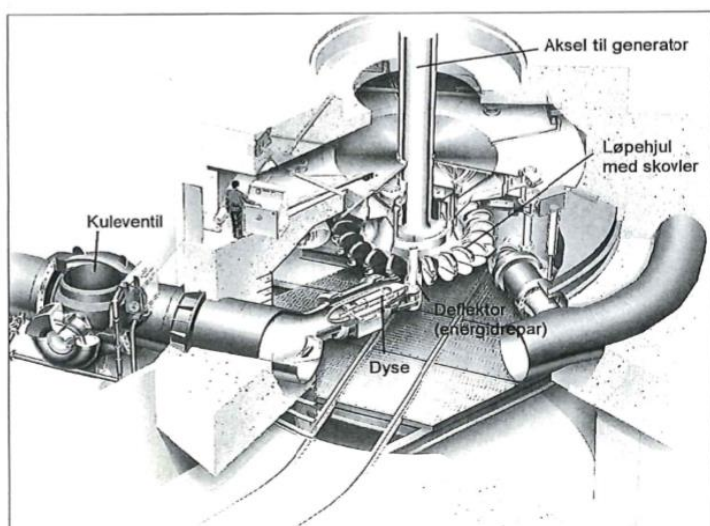
Figur 2: Skisse av en francisturbin (Svarte og Sebergesen, 2012).

Kaplan-turbinen er særlig egnet ved store vannføringer i forhold til fallhøyde. Kaplan-turbinen deler mange trekk med Francisturbinen. Vann ledes til løpehjulet gjennom en spiral-tromme, og effekten reguleres når ledeskovlene regulerer vannmengden. Begge turbinene har løpehjulet under undervannet. Forskjellen mellom en Kaplan- og en Francisturbin ligger i utformingen av løpehjulet samt retningen til vannstrømningen i forhold til løpehjulet (Svarte og Sebergesen, 2002).

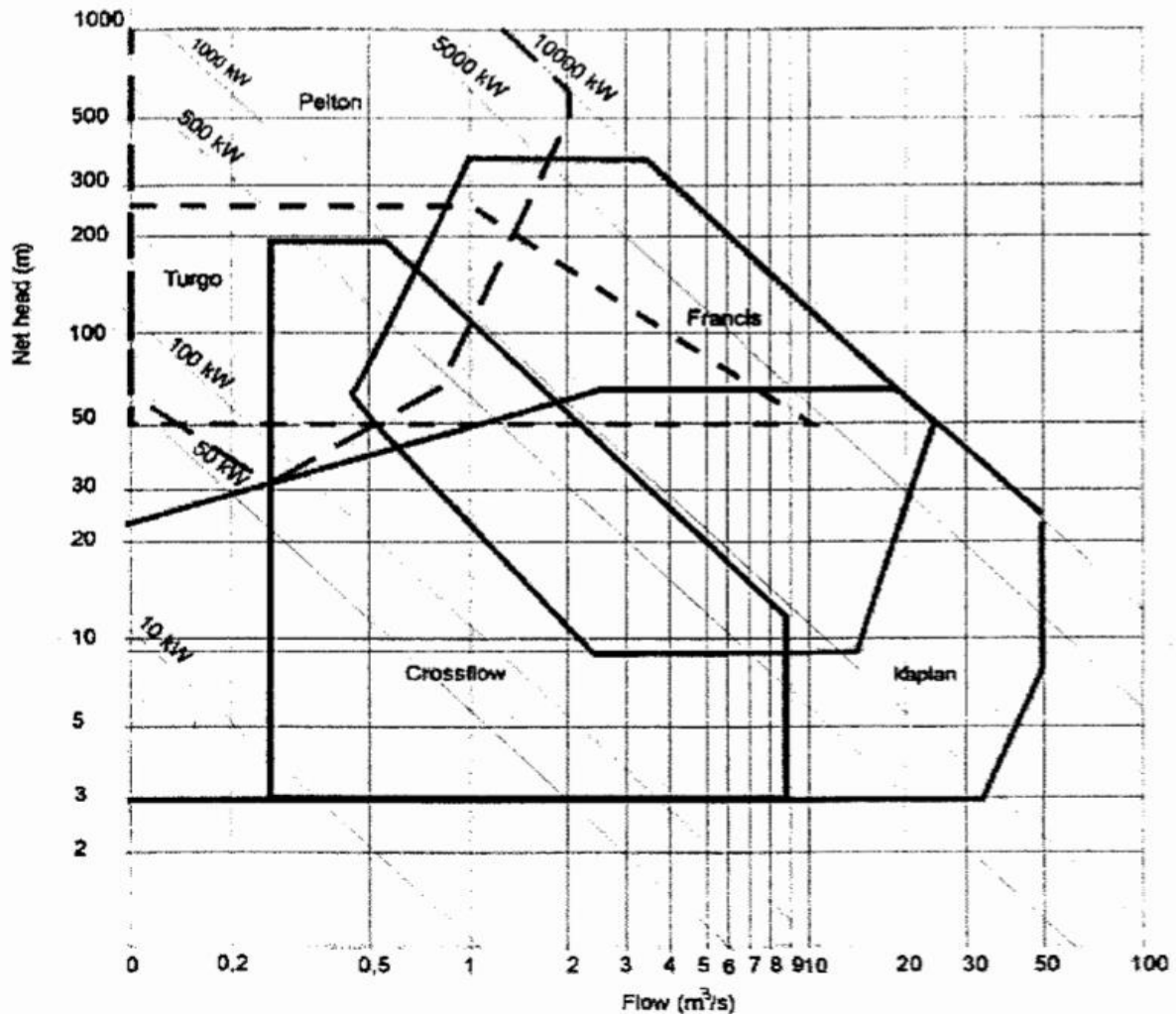


Figur 3: Skisse av en kaplanturbin (Svarte og Sebergsen, 2012).

Peltonturbinen brukes ved liten vannføring i forhold til fallhøyden. Vannet ledes gjennom en eller flere dyser som strømmer inn som fri vannstråle på skovlene til det roterende løpehjulet. Dette er også en av karakteristikene til en såkalt partialturbin, noe en peltonturbin er. En partialturbin kjennetegnes i tillegg ved at hele vannveien er fylt med vann. Når vannstrålen treffer en skovl bøyes strålen av, slik at det overføres en impuls som gir rotasjon av hjulet. Dysene er regulerbare for å tilpasse vannmengden inn på løpehjulet. I motsetning til Francisturbinen og Kaplanturbinen, er Peltonturbinens løpehjul over undervannet (Svarte og Sebergsen, 2002).



Figur 4: Skisse av en peltonturbin (Svarte og Sebergsen, 2012).



Figur 5: Ideell turbintype som funksjon av strømningsrate og fallhøyde (Bachke et al., 2010). (På begge aksene anvendes en logaritmisk skala)

Virkningsgrader

For å kunne bestemme produksjonsmengden fra et kraftverk, er det nødvendig å se på de forskjellige virkningsgradene som påvirker hvor mye kraft som kan produseres.

For det første vil falltap, det vil si friksjonstap i rørene, gi utslag på totalvirkningsgraden. Virkningsgraden blir (Nielsen, 2014):

$$\eta_{vannvei} = 1 - \frac{h_f}{h} \quad (9)$$

Der h_f er falltap, og h er brutto fallhøyde. Falltap defineres nærmere i avsnittet som omhandler Bernoulli-likningen.

Når vannet treffer turbinen, vil effekten ut fra turbinen avhenge av turbinens virkningsgrad, jf. formel (10). Turbinens virkningsgrad η_{turbin} uttrykkes som funksjon av effekt ut fra turbinen:

$$\eta_{turbin} = \frac{P_{turbin}}{\rho g Q h} \quad (10)$$

Der P_{turbin} er effekt ut fra turbin.

Til slutt vil effekten som kommer ut av generatoren ha en lavere verdi enn effekten som kommer inn (tilsvarende effekt ut fra turbin). Virkningsgraden $\eta_{generator}$ til generatoren er gitt ved:

$$\eta_{generator} = \frac{P_{generator}}{P_{turbin}} \quad (11)$$

Der P_{gen} er effekt ut fra generator.

Totalvirkningsgraden til anlegget blir dermed:

$$\eta = \eta_{vannvei} \eta_{turbin} \eta_{generator} \quad (12)$$

2.2 Noen tekniske forutsetninger i simuleringsmodellen

Valg av kapasitet for elvereservoar

Kapasiteten til et elvereservoar bestemmes ved å utføre såkalte operasjonsstudier, der driften av magasinene simuleres i løpet av et tidsintervall. Tidsintervallet kan være en dag, en måned eller et år. Som regel anvendes månedlige data. Siden det ønskes å se på effekten av små inntaksmagasin, vil data med døgnoppløsning anvendes i denne masteroppgaven. Årlige intervaller er mest aktuelle for store magasiner med lagringskapasitet som kan vare i flere år (Linsley og Franzini, 1992).

Bernoulli-likningen

Simuleringsmodellen for kraftproduksjon (utviklet i Excel) som benyttes i arbeidet med denne masteroppgaven, og som det er redegjort for i avsnitt 6.3, baserer seg blant annet på Bernoulli-likningen for inkompressible fluider og med friksjonstap. En inkompressibel fluid har konstant tetthet (Finnemore og Franzini, 2002). Vann, som har en tetthet lik $1000 \frac{kg}{m^3}$, er en inkompressibel fluid.

Bernoulli-likningen for inkompressible fluider og med friksjonstap er gitt nedenfor (Finnemore og Franzini, 2002).

$$\left(\frac{p_1}{\gamma} + z_1 + \frac{V_1^2}{2 * g} \right) - h_f = \left(\frac{p_2}{\gamma} + z_2 + \frac{V_2^2}{2 * g} \right) \quad (13)$$

Der p står for trykk, z er høyde, g er gravitasjonskonstanten, V er strømningshastigheten i røret, og h_f er falltap grunnet friksjon, også kalt for friksjonstap. Fotskriften 1 står for inntakspunkt, mens fotskrift 2 står for uttakspunkt.

Og videre:

$$\gamma = \rho * g \quad (14)$$

γ er (vannets) spesifikke vekt, mens ρ er (vannets) tetthet.

Denne Bernoulli-likningen er viktig, siden den tar høyde for friksjonstap i rør. Falltap grunnet friksjon er en av parameterne som beregnes i modellene. Rørene som benyttes i kraftverkene, er som regel sirkulære. Da er h_f gitt ved:

$$h_f = \frac{4 * \tau_0 * L}{\gamma * D} \quad (15)$$

Der τ_0 er skjærfriksjon, L er rørlengden og D er rørdiameteren (Finnemore og Franzini, 2002).

Fra formelen ovenfor ser en at friksjonstapet avhenger blant annet av rørlengden og rørdiameteren.

2.3 Kort om kraftproduksjonen og kraftverkene i Norge

I dag står vannkraft for tilnærmet 16 % av verdens elektrisitetsproduksjon (Adams K et al., 2015). Canada, USA, Brasil, Kina og Russland står for mer enn 50% av verdens vannkraftproduksjon, og er de største vannkraftprodusentene i verden. Den norske vannkraftproduksjonen tilsvarer nesten 40% av den europeiske, og gjør dermed Norge til den største produsenten av vannkraft i Europa.

I 2016 var det totalt 1066 kraftstasjoner i Norge. Mengde vannkraft produsert var på 144 TWh, og utgjorde 96,3 % av den totale kraftproduksjonen. Nettoeksporten av kraft i 2016 var på 16,5 TWh, noe som anses for å være veldig høyt (SSB, 2017). Små variasjoner i kraftproduksjonen vil kunne forekomme fra år til år, som følge av årlige endringer i værforhold (Energifakta Norge, 2017).

En oversikt over det utbygde vannkraftsystemet pr 01. januar 2018 er vist i tabell 2.

Tabell 2: Utbygd vannkraftsystem pr 1.1.2018. Referanseperioden for midlere årsproduksjon er 1981-2020.

Kategori	Antall	Ytelse i GW	Midlere årsproduksjon i TWh
Under 1 MW	569	0,18	0,78
1-10 MW	690	2,39	9,48
10-100 MW	259	9,64	43,08
Over 100 MW	81	19,62	80,71
Pumper	30	---	-0,16
Totalt	1599	31,83	133,89

Kilde: NVE, 2018b.

Små vannkraftverk er kraftverk med installert effekt opp til 10 MW. De deles inn i følgende undergrupper (Fornybar, 2018):

- Mikrokraftverk, installert effekt er inntil 100 kW.
- Minikraftverk, installert effekt er mellom 100 kW og 1 MW.
- Småkraftverk; installert effekt er mellom 1 og 10 MW.

Antall småkraftverk pr. 1.1.2018 er 690 stk, jf. tabell 2. Mesteparten av elvekraftverkene i Norge ligger i lavlandet, hovedsakelig på Sørlandet, Østlandet og i Trøndelag (Fornybar, 2018).

Det finnes både elvekraftverk og magasinkraftverk, der sistnevnte skiller seg fra førstnevnte ved at et magasin regulerer vannføringen (Sønju-Moltzau, personlig meddelelse 2014). I noen tilfeller vil det kunne være demningsmagasin i elvekraftverk, men ikke alltid. Småkraftverk vil typisk være et elvekraftverk.

Et magasinkraftverk har muligheten til å redusere vanntapet, og har derfor høyere produksjon. Produksjonen er også høyere enn i de to andre kraftverktypene når forbruket er høyest, og effekten på forsyningssikkerheten er positiv (Sønju-Moltzau, personlig meddelelse 2014).

3. Om bygging av dammer og opprustning/utvidelse

3.1 Demningsmagasinets funksjon

En demning stopper og samler opp vann på demningens overside, slik at vannstanden heves og vannkraftverket får et inntaksmagasin. Et magasin kan også oppnås uten nødvendigvis å måtte bygge en dam. Dette gjelder dersom det finnes en naturlig sjø. Da kan vann tappes ut gjennom en tunnel inn under sjøen, og på den måten kan vannstanden senkes etter behov (Brattebø et al., 2013). For småkraftverk vil det være aktuelt å bygge en liten oppdemning, altså en mindre konstruksjon, for å magasinere vannet. Da oppnår en et såkalt demningsmagasin. Dersom vannet ikke kan lagres når turbinslukeevnen er mindre enn tilløpet, vil vannet renne forbi (Bachke et al., 2010). Selv om demningsmagasinet ikke vil kunne manøvreres som andre større reguleringsmagasiner, vil vanntap kunne minkes ved å holde den øverste delen av inntaksmagasinet nedtappet. I denne masteroppgaven simuleres og analyseres hvilken effekt som et demningsmagasin kan ha for energiproduksjonen i små kraftverk.

3.2 Grunnleggende krav ved utbygging av dam

Det stilles krav til alle dammer som skal bygges ut. Bestemmelser om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg finnes i Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg av 2009 (damsikkerhetsforskriften). NVE har utgitt en veileder til bruk ved planlegging og bygging av vassdragsanlegg, for å ivareta kravene i forskriften (Pettersen, 2012). Det er dessuten utviklet en egen veileder for utbygging av dammer av mindre størrelse (Midttømme, 2006).

Ethvert vassdragsanlegg blir plassert i en såkalt «konsekvensklasse». Kravene til anlegget vil avhenge av hvilken klasse den tilhører (se mer om dette i NVEs rapport fra 2014). Hva angår dammer, gjelder generelt at demningene må kunne tåle

vanntrykket som de vil utsettes for, og være solide nok mot bølger, frost og is. I tillegg må de kunne håndtere forekomsten av store flommer (Midttømme, 2006).

Lia. et al (2015) ser på nåværende status for utviklingen av vannkraft og damutbygging. Der redegjøres for at det som følge av økte energipriser og politisk støtte, har vært en økning i vannkraftproduksjonen siden 2004. Det forventes at produksjonen av vannkraft vil øke enda kraftigere fram til 2020, som er året hvor elsertifikatene utløper. Elsertifikater er støtteordninger for produksjon av fornybar kraft (NVE, 2017a) og er en konsekvens av den norske regjeringens forpliktelse til å innføre 13,2 TWh fornybar kraft årlig til det europeiske markedet innen 2020 (Lia et al., 2015).

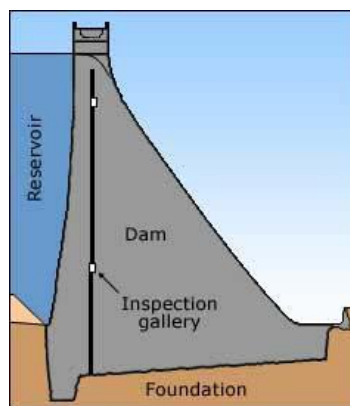
Mellom 2001 og 2010 ble det gitt konsesjon til utbyggingen av 234 nye småkraftverk. De fleste småkraftprosjektene har høye fall, og vil følgelig være utstyrt enten med to Francis-turbiner eller med en Pelton-turbin (Lia et al., 2015).

Utbygging av dam må skje ut ifra de forutsetninger som eksisterer på utbyggingsstedet. Det ønskes å redusere kostnadene relatert til utbyggingen og å minimere eventuelle påvirkninger på miljøet.

De fleste dammer som bygges ut er av typene gravitasjonsdam, platedam og buedammer. Alle disse er laget av betong, og de egner seg godt for småkraftverk grunnet deres overløpskapasitet (Lia et al., 2015). Figurer av de tre damtypene er vist nedenfor.



Figur 6: Buedam (NVE, 2017c).



Figur 7: Tverrsnitt av en gravitasjonsdam (British dams, 2018).



Figur 8: Platedam (NVE, 2016).

Ingen store dammer, dvs. med en lengde større enn 15 m, er blitt bygget for nye småkraftprosjekter mellom 2010 og 2014 (Lia et al., 2015).

Siden 2000 har NVE gitt støtte til studier om nye hydrologiske modeller og kart, i den hensikt å forbedre planleggingen av uregulert vannkraft. Nye byggemetoder er blitt utviklet, blant annet for å erstatte trykksjakt på overflaten med ny boringsteknologi. Det forskes også på miljørelaterte spørsmål, eksempelvis hvordan man kan minimere effektene på fiskemigrasjon.

3.3 Betydningen av opprustning og utvidelse for produksjonspotensialet

De fleste norske kraftverkene ble bygd mellom 1950 og 1980-tallet, og vil nærme seg sin tekniske levealder rundt 2020. Selv om mange er godt vedlikeholdt, vil oppdateringer i kraftanleggene kreves. I denne sammenheng har regjeringen og NVE utarbeidet en plan for å realisere potensialet for opprustning og utvidelse (heretter forkortet O/U) (NVE, 2017b). Opprustningstiltak vil sikre driften til anlegget. Eksempel på opprustningstiltak er:

- Utvidelse av tverrsnittene i vannveiene, i den hensikt å redusere falltapene.
- Automatisering av kraftverkene og utskiftning av gamle komponenter, som vil bidra til større virkningsgrad for anlegget.

Med utvidelsestiltak søkes det å øke lønnsomheten ved å utvide kapasiteten. Aktuelle utvidelsestiltak kan være:

- Utbygging av nye magasiner eller økning av volumet til eksisterende magasiner.
- Bedre utnyttelse av fallhøyden ved økning av tunneltverrsnitt (Lia et al., 2017).
- Økning av slukeevnen.
- Økt kapasitet for å redusere sløsing av vann (Lia et al., 2017).

I forbindelse med opprustning og utvidelse av norske vannkraftanlegg, har det vært forsket på potensialet for økning i kraftproduksjonen som følge av implementeringer av opprustnings- og utvidelsestiltak. Pr 2017 er nye anlegg med en tilleggsproduksjon på totalt 2,3 TWh/år under oppbygging, mens det vil kunne forventes ekstra kraftproduksjon på 4,7 TWh/år som følge av at kraftselskaper er blitt gitt konsesjon (Lia et al., 2017). Selv om oppgradering av kraftanleggene først og fremst skjer i forbindelse med at deres levealder går mot slutten, ligger det også et politisk insentiv bak. Både Norge og Sverige har forpliktet seg til å øke fornybar kraftproduksjon med 26,4 TWh innen 2020, en økning som tilsvarer 10 % av dagens kraftproduksjon i begge landene til sammen. Av fornybar energi er vannkraft det billigste alternativet (sammenliknet med for eksempel vindkraft og bioenergi), hvor bidrag fra småkraftverk ved O/U spiller en ikke ubetydelig rolle (Lia et al., 2017). Faktisk er det pr 2017 registrert en topp i utviklingen av norske småkraftverk, som følge av ovennevnte insentiv. Det er dog ønskelig å videreutvikle allerede etablerte anlegg, slik at eventuelle innvirkninger på miljøet minimeres.

Forskningen til Lia et al. (2017) baserer seg på et tjuetalls vannkraftverk, foretatt der anleggene er blitt oppgradert i løpet av de siste femten årene. Enkelte kraftverk ble valgt ut tilfeldig, mens andre ble valgt med hensyn på tilgjengelig datamengde. Total økning i energiproduksjonen for de tjue kraftverkverkene som følge av oppgraderingene ble anslått til å ligge rundt 4 TWh/år, eller 31 %.

Potensialet for kraftproduksjonen avhenger av flere faktorer. Lia et al. (2017) har påvist et større potensial blant eldre kraftverk, da nyere teknologi og nyere måter å optimalisere driften gjør det mulig å styrke ressursutnyttelsen. En annen faktor av betydning er, som nevnt over, muligheten til å øke kapasiteten til anlegget (i MW). Men i motsetning til hva en kanskje skulle tro, har ikke selve ytelsen/størrelsen på anlegget noe å si for potensialet for økt kraftproduksjon.

Ifølge samme forskningsartikkel fra Lia, Aas og Killingtveit vil framtidige oppgraderinger knyttet til utvidelse av kraftanlegg kunne medføre en økning i kraftgenerering mellom 6 og 60 % av økning i kraftgenerering, slik tilfellet var for de tjue kraftverkene i studiet. Politiske og miljømessige utfordringer vil kunne redusere dette estimatet noe. Der hvor utvidelse ikke er mulig, vil potensialet for økt kraftproduksjon begrenses av mulige forbedringer av virkningsgraden til turbiner samt reduksjon av falltap.

3.4 Teoretisk utgangspunkt for den videre analyse av effekten av et demningsmagasin for kraftproduksjonen i småkraftverk

Det legges til grunn at oppgraderinger og utvidelser av et eksisterende vannkraftanlegg normalt kan bidra til en markant vekst i energiproduksjonen. I forhold til masteroppgavens problemstilling vil det være interessant å se om etableringen av inntaksmagasiner i småkraftverk – som altså er et utvidelsestiltak – bekrefter resultatene fra Lia et al., nemlig et potensial for økt kraftproduksjon på mellom 6 og 60 %. Derimot vil det ikke kunne trekkes noen slutning om den tekniske

alderen til kraftverkene har betydning for potensialet for kraftproduksjon, siden andre former for oppgradering av eldre kraftverk er separate utvidelsestiltak som ikke analyseres videre i denne oppgaven.

4. Teorier og modeller knyttet til klimautviklingen

Det foreligger en god del forskning om hvilke effekter klimaendringer vil ha på vannkraftproduksjonen, både globalt, nasjonalt og lokalt på et og flere vannkraftverk. Sentralt i dette kapitlet vil være å gi en kort sammenfatning av noen av disse studiene, samtidig som det vil forsøkes å koble de opp mot hensikten til oppgavens problemstilling. Spesielt modellene som anvendes og usikkerhetene knyttet til disse vil bli diskutert. Men først gis en presentasjon av det hydrologiske kretsløp, samt at tilsigsserier blir presisert.

4.1 Det hydrologiske kretsløp

Solenergi driver vannets kretsløp, og i likhet med både vindkraft og geotermisk energi er vannkraft en indirekte form for solenergi (Fornøybar, 2018). Havvann og overflatevann varmes opp av solstråler, slik at vannet fordampes og stiger i overflateluften. Ved høyere luftlag skjer det en nedkjøling av vandampen, og avhengig av temperaturforhold vil vannet kunne falle ned som snø, regn eller hagl. På jordoverflaten vil vannet i bekker og elver renne ned til havet, hvor fordampningsprosessen gjentas (Fornøybar, 2018).

Vannets kretsløp kan kort beskrives av vannbalansen gjengitt nedenfor (Cook, 2013):

$$S = P - E - R_s - R_u \quad (16)$$

Der S er lagringsraten til vann, P er nedbørsraten, og E er evapotranspirasjonsraten. R_s er raten for avrenning fra landoverflaten, mens R_u er raten for underjordisk avrenning.

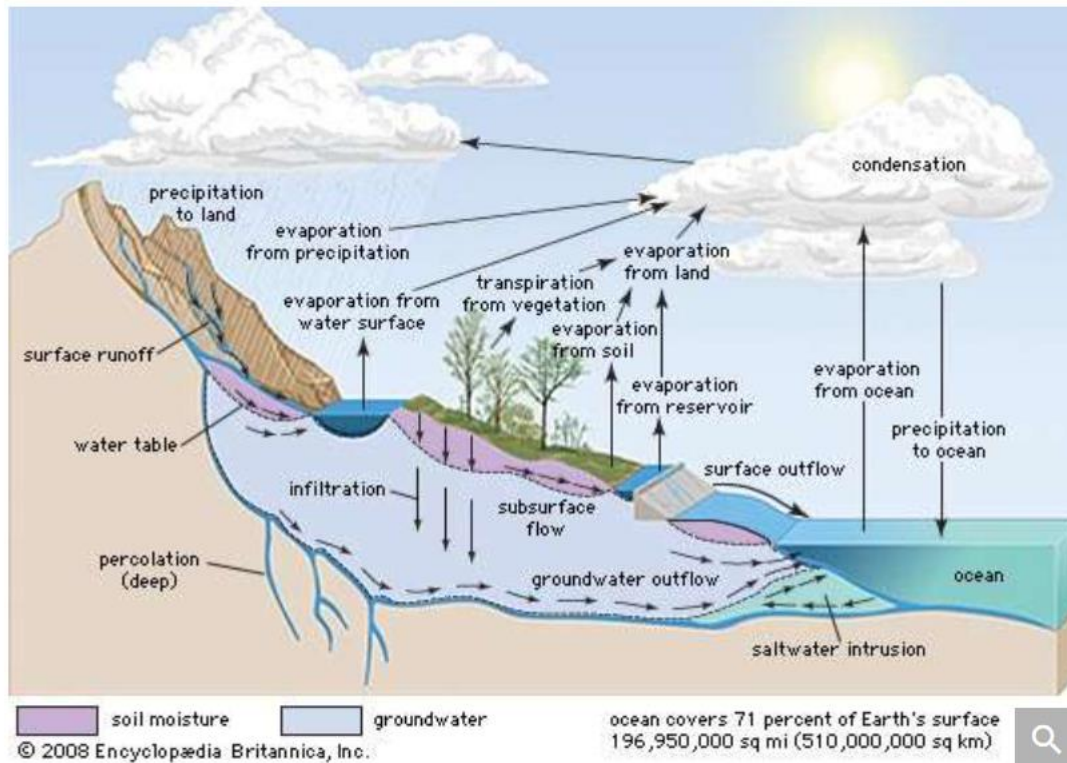
P omfatter nedbøren i form av regn, snø og is. I uttrykket evapotranspirasjon inngår fordampning henholdsvis fra vannoverflater, jordoverflater, planteoverflater og snø og is (Cook, 2013).

Av (16) utledes at flomhendelser skjer når S er positiv, dvs. når evapotranspirasjonen og avrenningen ikke er store nok i forhold til nedbørsraten. Tørke vil forekomme når S har negativ verdi.

Vann kalles for markvann når det infiltreres ned i bakken og for grunnvann når det lagres under jordoverflaten. Fordampning av vann skjer både fra hav- og jordoverflaten. Kretsløpet vil påvirkes av klimaendringene (Hanssen-Bauer I et al., 2015). Dette vil bli utdypet i avsnitt 4.3.

Siden det globale klimasystemet omfatter det hydrologiske kretsløpet der prosessene ovenfor inngår, blir disse påvirket av både interne faktorer som sirkulasjonsmønstre og instabiliteter i atmosfæren, samt eksterne faktorer som solstråling, avstand til havet og jordens rotasjon (Beldring et al., 2002). Lokale og globale endringer i klimaet medfører at systematiske oppdateringer blir nødvendige, for å kunne beskrive klimatiske forholds betydning for lagringsraten.

Figur 9 gir en illustrasjon av de forskjellige hydrologiske prosessene som er beskrevet ovenfor.



Figur 9: Vannets kretsløp (Britannica, 2018).

4.2 Tilsigsserier

Et tilsig defineres som den samlede vannmengden i millioner m^3 som renner til det totale nedbørsfeltet til et vassdrag. Tilsiget er som regel størst om våren under snøsmeltingen samt om høsten ved mye nedbør (Rosvold, 2015).

I denne masteroppgaven vil tilsigsserier danne datagrunnlaget. En tilsigsserie defineres som en dataserie som skildrer et felts tilsig. Formel (17) viser hvilke ledd som inngår, når en tilsigsserie skal beregnes (NVE, 2015b).

$$QT = QA + QD + QO + Q_{FRA} - Q_{TIL} + \frac{dM}{dt} \quad (17)$$

Der QT er tilsig. QA er summen av avløpene fra en målestasjon. I målestasjonen utføres blant annet målinger av sanntidsvannføring.

QD er summen av avløpene gjennom kraftstasjonen.

QO er summen av avløpene gjennom overløp og luker.

Q_{FRA} er overføring fra feltet, og Q_{TIL} er overføring til feltet.

$\frac{dM}{dt}$ tilsvarer endringer i magasinene innenfor feltet. Magasinendringer kan beregnes på to måter. For det første kan de beregnes ved å substrahere magasinvolumet på den foregående dagen fra magasinvolumet på den aktuelle dagen. Dette gjør det mulig å beregne kvotienter. Den andre måten går ut på å beregne et gjennomsnitt, altså en midlere differanse over to dager. Dette gjør det mulig å beregne rater.

Nedbør og temperatur er eksempler på klimatiske elementer som blir oppgitt i normalverdier for å beskrive deres midlere tilstand (Beldring et al., 2002).

4.3 HBV- og GWB-modellene

4.3.1 Generelt om modellene

Klimaendringene forventes å påvirke det hydrologiske kretsløp på forskjellig skala (Olsson et al., 2016). Dette gjør det nødvendig med klimamodeller som kan reprodusere både storskala synoptiske trender og lokal småskala variabilitet. Skjevhetjustering og/eller nedskalering av resultatene fra klimamodellene er viktig før simuleringer gjennomføres i de hydrologiske modellene. Hydrologiske innvirkninger vil i tillegg være følsomme for geografiske og meteorologiske data. Selv om klimaendringer vil spille en stor rolle for fremtidens hydrologi, vil også menneskelige intervensjoner – herunder urbanisering, infrastruktur, landbrukspraksis, luftforurensning og styring av vannkraftsystemet – kunne påvirke hydrologien i minst like stor grad som klimaendringene.

HBV-modellen, eller Hydrologiska Byråns Vattenbalansavdelning-modellen, er betegnelsen på en av de mest brukte hydrologiske modellene globalt. Den er utviklet ved Svenska Meteorologiska och Hydrologiska Institut. I Norge brukes en tilpasset versjon av denne både for simuleringer og anslag for avrenning (NVE, 2015a). Den norske tilpassede versjonen av HBV-modellen kalles for GWB-modellen (Gridded Water Balance Model). Både HBV- og GWB-modellene benyttes ved prognosering av tilsig. Det såkalte avrenningskartet, som er utarbeidet av NVE, oppgir normalverdier for vannføring for perioden 1961-1990, og er basert på beregninger av vannføringer ved hjelp av GWB-modellen. På hjemmesidene til NVE står oppført historiske tilsigsserier for uregulerte nedbørfelt. Kvaliteten på disse seriene er sikret ved å anvende kalibrerte HBV-modeller (Beldring et al., 2002).

Input til HBV-modeller er nedbør- og temperaturdata, mens elementer i vannbalansen – avrenning, fordampning og vanninnhold i snømagasin, mark- og grunnvann – utgjør utgangsverdiene (Holmqvist, 2014). Nedbør simuleres enten som snø eller regn avhengig av verdien på temperaturen som inngangsdata. Nedbør og smeltevann deles inn i markvann eller opplading av grunnvann (Seibert, 2005).

I GWB-modellen beregnes vannbalanseelementene for hver kvadratisk rute à 1 km² som nedbørfeltet deles inn i. Ved å samle døgnmiddelverdiene for nedbør og temperatur får en til slutt årsnormaler for hver rute.

Økt nedbør fører til større avrenning. Økt temperatur fører derimot til mindre avrenning, grunnet økning i evapotranspirasjon. Avrenningsraten avhenger derfor sterkt av sted og hvordan klima forventes å endre seg. Magasinstørrelsen og karakteristika som overflate og volum er også av betydning (Wetterhall et al., 2011).

4.3.2 Analyser av klimaendringers påvirkning av tilsig og kraftproduksjon

I deres studie fra 2011 ser Wetterhall et al. på hvordan klimaendringer vil påvirke vannstanden til tre forskjellige magasiner i Sverige. Studiets andre formål var å undersøke hvorvidt responsoverflatemodellering var et egnet verktøy for å analysere og visualisere sannsynlige klimascenarioer. Responsoverflatemodellering gjør det mulig å undersøke sammenhenger mellom forklaringsvariabler og responsvariabler. Tilnærmingen innebærer at resultatene fra flere klimamodeller kombineres med en hydrologisk modell, i dette tilfellet HBV-modellen. Responsoverflatene representerer HBV-modellens følsomhet til trinnvise endringer i klimavariabler og viser sannsynlighetene for at klimavariablene overstiger visse terskelverdier (eksempelvis kan en beregne sannsynligheten for at vannstanden i et av magasinene ikke overstiger en viss høyde innenfor en viss tidsperiode).

Det er to tilnærminger som brukes i lokal påvirkningsmodellering av klimaendringer. Disse betegnes henholdsvis topp-ned-tilnærming og bunn-opp-tilnærming. Ved topp-ned tilnærming, som er en direkte tilnærming, vil utgangsverdier fra klimaprojeksjoner brukes som inputverdier i de hydrologiske modellene. Ved bunn-opp tilnærming anvendes hydrologiske modeller med utgangsverdier fra klimamodeller, ved å identifisere terskelverdier gjennom omfattende sensitivitetsanalyse og deretter ved å bygge responsoverflater. Utgangsverdier fra klimaprojeksjoner legges til slutt på responsoverflatene (Wetterhall et al., 2011).

Wetterhall et al. konkluderer med at responsoverflater utgjør et visualiseringsverktøy som kan uttrykke sannsynlig hydrologisk endring. En fordel med responsoverflater er muligheten til å beregne sannsynligheter for at klimavariabler når forhåndsbestemte terskelverdier ved bruk av flere klimascenarioer. Det forutsettes at en kjenner godt til lokale forhold, slik at en finner fornuftige terskelverdier i utgangspunktet. Med responsoverflater kan sannsynlige trender for fremtidige endringer anslås. I tillegg kan usikkerheten knyttet til ulikhetene mellom benyttede klimamodeller vurderes. Dette er en stor fordel, da usikkerhet er vanskelig å vurdere, noe som forsterkes når klimaendringene er ekstreme. Typisk vil estimeringer av fremtidig klima ved hjelp av globale klimamodeller ha stor usikkerhet pga. avgrensninger knyttet både til modellene og utslippsscenarioene.

I en studie fra 2013 fokuserer Chernet et al. på virkningen av klimaendringene på et norsk vannkraftsystem, med mange inntaksmagasiner. Vannkraft er energikilden

som er mest sårbar for klimaendringer, og det gir gode muligheter for å analysere virkninger av klimaendringer. Modellen som anvendes er en kombinasjon av en hydrologisk modell og en simulasjonsmodell. Den hydrologiske modellen er den såkalte HBV-modellen (Hydrologiska Byråns Vattenbalansavdelning) implementert i Excel, og er en av de mest brukte modellene for å finne tilsigscenarier. Datainput er daglig nedbør, temperatur samt daglig og månedlig evapotranspirasjon. Simulasjonsmodellen nMAG simulerer vannkraftsystemet for både kontrollperioden og scenarioperioden. Kombinasjonsmodellen baserer seg på scenarier fra AOGCM (Atmospheric-Ocean General Circulation Model). Vannkraftsystemet befinner seg i Aurland, et sted som er høyst regulert, og hvor det derfor er vanskelig å finne en naturlig avrenningsserie som kan brukes til kalibrering av HBV-modellen. Det ble derfor brukt en avrenningsserie fra et nobakraftverk i Flåmselvi. Dataserier ble gitt av Meteorologisk Institutt.

Chernet et al. (2013) sine beregninger for fremtidsscenarioer indikerer en gjennomsnittlig økning i årlig tilsig på mellom 11 og 17 %, som tilsvarer en økning i kraftproduksjon på mellom 9 og 20 %. I tillegg viser simulasjonsmodellen at tilsigstoppene kommer tidligere på året enn i dag, samt en økning i tilsig om våren, høsten og vinteren, men en reduksjon i tilsig om sommeren.

Resultatene til Chernet et al. (2013) er i samsvar med tendensene mot høyere tilsig og større vannkraftproduksjon som er funnet i tidligere studier. For eksempel forventes en økning i produksjon av vannkraft i NordPool-regionen, som Norge er en del av, på mellom 9-10 %, som følge av klimaendringer (Mo et al., 2010). Jerkø og Killingtveit (2010) har undersøkt effekten av klimaendringer på to vannkraftverk i den nordlige delen av Norge. De konkluderte med at kraftproduksjonen ville øke, mens behovet for turbin- og magasinkapasitet ville minke. Roald et al. (2006) registrerte en markant økning i vannstrømningen om vinteren og en markant nedgang i vannstrømningen om sommeren i mange norske regioner.

Resultatene fra ovennevnte studie vil være høyst relevante å bruke som sammenlikningsgrunnlag for denne masteroppgaven.

Hovedkildene til usikkerhet er, slik Chernet et al. (2013) påpeker, knyttet til klimascenariet (AOGCM), nedskaleringen av data og den hydrologiske modellen. Usikkerheten fra den hydrologiske modellen er relativt mindre i forhold til usikkerheten fra meteorologiske data fra klimamodellen. Forutsetningene som ble gjort, kan ha påvirket resultatene. For det første antas det at parametrene i modellen etablert på grunnlag av observerte data, også er gyldige i fremtiden. For det andre antas det at eventuelle modellerende feil er like både for kontrollperioden og scenarioperioden.

Når det gjelder inntektene som genereres av vannkraftproduksjon, vil disse påvirkes av både klimaendringer og kraftpriser. Gaudard et al. (2015) viser i sin studie at korrelasjonen mellom inntektene og midlere avrenning er på 0,16, mens korrelasjonen mellom inntektene og midlere årlig kraftpris er på 0,91. Med andre ord vil inntektene til et vannkraftverk variere mer med kraftprisene enn med avrenningen.

4.4 Usikkerhetsanalyser

De neste artiklene som diskuteres, er hovedsakelig sentrert rundt usikkerhet knyttet til resultatene av forskning som er gjort for å bestemme påvirkningen av klimaendringer på kraftproduksjonen.

Clark et al. (2016) fokuserer på usikkerheten ved simuleringer som utføres for å få et bilde av fremtidens klima. Forfatterne av denne artikkelen foreslår følgende for å forbedre kvaliteten på beregningene:

- Usikkerheten knyttet til globale klimamodeller kan forstås bedre ved å styrke innledende forutsetninger, samt ved videre forskning på hvilke klimamodeller som bør velges.
- Bedre karakterisering av usikkerhet i nedskalering av regionalt klima kan fås ved en mer utstrakt bruk av dynamiske modeller, en videreutvikling av statistiske nedskalingsmetoder for viktige beregninger innenfor hydrologi samt en avvisning av nedskaleringsmetoder med begrenset verdi for studier av klimaeffekter på vannkraftproduksjon.
- Ved å utforme modeller hvor flere parametere kan implementeres og ved å bruke en nøyere representasjon av hydrologiske prosesser, vil karakteriseringen av usikkerhet i hydrologisk modellering forbedres.
- Ved bruk av omfattende karakteriseringer av usikkerhet i global klimamodellering, nedskalering og hydrologisk modellering vil disse usikkerhetene kunne bedre reflekteres kvantitativt.

Forfatterne konkluderer med at det trengs mer holistiske beskrivelser av usikkerhet, som igjen avhenger av utvikling av nye teknikker og metoder for å generere lokale-til-regionale klimautsikter og hydrologiscenarioer.

Ved beregning av normalavrenning i Norge benyttes det perioder på 30 år (Hanssen-Bauer et al., 2015). Referanseperioden i rapporten «Klima i Norge 2100» er perioden mellom 1971 og 2000. En hydrologisk modell (HBV-modellen) med et landsdekkende rutenett eller grid brukes for å beregne avrenning og fordampning. Rutenettet har en oppløsning på 1 x 1 km² (Beldring et al., 2003). Usikkerheten i verdiene antas å være på mellom 5 og 25 prosent. Jo mindre området er, jo høyere vil usikkerheten være. Med en midlere årlig avrenning på ca. 1100 mm og en midlere årlig fordampning på rundt 500 mm, er midlere årlig nedbør bestemt til å være på litt over 1600 mm for referanseperioden (verdiene gjelder for fastlands-Norge).

Norge er delt inn i totalt 262 vassdragsområder, fordelt på tolv landsdeler (Petterson, 2012); Østlandet, Sørlandet, Vestlandet syd, Sognefjorden, Vestlandet nord, Trondheimsfjorden, Trøndelagskysten, Nordland syd, Nordland nord, Troms, Finnmark og Utlandet (omfatter vassdrag som har avløp til nabolandene Sverige og Finland). For perioden 1916-2010 ble dataserier fra drøyt 180 målestasjoner benyttet for å bestemme årlig totalavrenning.

Det fremkommer store forskjeller i normalavrenning avhengig av hvor en befinner seg i landet, hvor høyt over havet nedbørfeltet ligger og når på året målingene tas. Topografi og lavtrykksbaner er andre naturlige faktorer som styrer avrenningen. Avrenningen er størst om vinteren og høsten for nedbørfeltene langs kysten, mens nedbørfeltene i indre og nordlige strøk har høyere avrenning om sommeren enn om vinteren.

Avrenningsverdier kan også variere fra år til år, og vil typisk ligge mellom 800 og 1300 mm. Variasjoner i målingene kan skyldes flere faktorer. For de eldste dataseriene vil målinger av vannføring være påvirket av reguleringer av vannkraft i enkelte deler av perioden, noe som også forklarer sterke variasjoner mellom sesonger.

Siden både vannkraftreguleringer og menneskelige inngrep som urbanisering og avskoging spiller inn, samt at naturlige faktorer ofte ligger bak sesongendringer, kan det være vanskelig å vite den nøyaktige effekten fra klimaendringene. Resultatene peker likevel klart mot større avrenning om vinteren og våren. Dette samsvarer godt overens med resultater fra annen forskning (Wilson et al., 2010).

4.5 Utviklingen i klimatiske og hydrologiske forhold i Norge i de siste tiårene

Under refereres det til tall som alle er hentet fra perioden 1985-2014.

Lufttemperatur: Årsmiddeltemperaturen i Norge var 0,5 °C høyere enn for perioden 1971-2000. Temperaturen var høyere for alle regioner og årstider. Størst var temperaturøkningen på Finnmarksvidda (+ 0,6°C); den var minst på Vestlandet (+ 0,4 °C) (Hanssen-Bauer et al., 2015).

Nedbør: Årsnedbøren var høyere enn for 1971-2000, både på landsbasis (4%) og for de totalt tretten nedbørregionene (Østfold, Østlandet, Sørlandet, Sørvestlandet, Sunnhordland/Ryfylke, Sogn og Fjordane/Nordhordland, Dovre/Nord-Østerdal, Møre og Romsdal, Inntrøndelag, Trøndelag/Helgeland, Hålogaland, Finnmarksvidda og Varanger). Økningen i nedbørmengdene er størst på Sørlandet, Østlandet og Finnmarksvidda (7-8%). Nedbøren har økt mest om våren, men flere steder har den økt med mer enn 10 % i vinter- og sommersesongen i perioden 1985-2014. På landsbasis har nedbørmengdene derimot avtatt om høsten (Hanssen-Bauer et al., 2015).

Årsavrenning: For landet som helhet er årsavrenningen større for perioden 1985-2014 enn for 1971-2000. Det fremkommer større variasjoner mellom enkelte år enn mellom de to trettiårsperiodene. Økning i avrenningen er størst om vinteren og om våren (6%); sommeravrenningen er tilnærmet stabil. Vestlandet har verken opplevd økt vinteravrenning eller økt høstavrenning, mens Troms og Finnmark har opplevd størst økning i avrenning om vinteren samt økt avrenning om høsten (Hanssen-Bauer et al., 2015).

Naturlige klimavariasjoner har fortsatt større påvirkning enn selve drivhusgasseffekten (Hanssen-Bauer et al., 2015), og dette vil sannsynligvis også

gjelde for de neste tiårene. Betydningen av eventuelle usikkerheter og feil i resultater samt begrensninger relatert til rom- og tidsoppløsning i modeller er større enn betydningen av forutsetninger om fremtidig klimapådriv. Ved planlegging for de neste tiårene anbefales det derfor å benytte observasjoner i størst mulig grad. Da klimavariasjonene har vært store de seneste dekadene, bør framtidsprognoser basere seg på observasjoner fra den siste trettiårsperioden.

4.6 Klimamodeller og utslippsscenarioer

4.6.1 Innledende om modeller for simulering av framtidig klimautvikling

Det finnes flere modeller til bruk for beregning av det globale fremtidsklima under påvirkning av klimagassutslipp. For slike beregninger er det vanlig å anvende såkalte globale klimamodeller eller GCM (Global Climate Models), samt jordsystemmodeller eller ESM (Earth System Models). I likhet med HBV- og GWB-modellene deles analyseobjektet (her klimasystemet) opp i kvadratiske ruter, men i GCM- og ESM-modeller er størrelsen på disse 100 x 100 km². Simuleringene fanger opp både indre variasjoner i klimasystemet (atmosfæren, landjorda, kryosfæren – snø/is, biosfæren og havet) og ytre klimapådriv. Klimapådriv er ubalanse i energibudsjettet, og har både naturlige og menneskeskapt årsaker som aerosoler og drivhusgassutslipp.

4.6.2 Utslippsscenarioer

For å beregne hvordan klimaet endres som følge av utslipp av drivhusgasser (hovedsakelig CO₂, CH₄ og N₂O) og aerosoler, er det nødvendig å gjøre noen antakelser. I praksis innebærer det estimeringer av utviklingen av klimagassutslipp ved hjelp av utslippsscenarioer, som kan sees på som et sett av hypoteser. De tre mest sentrale utslippsscenarioene er RCP2.6, RCP4.5 og RCP8.5 («Representative Concentration Pathways»), og er utarbeidet av FNs klimapanel.

Første utslippsscenario, RCP2.6, er et scenario der utslippene holdes på et lavt nivå. Her gjøres forutsetninger om betydelige utslippskutt, med en drastisk reduksjon i utslippene fra 2020. Konsentrasjonen av drivhusgasser antas å minke fra 2040, mens klimagassutslippene rundt 2080 antas å bli tilnærmet lik null. Det forutsettes lavere forbruk av energi og olje samt en verdensbefolkning på ni milliarder mennesker rundt 2100. Med RCP2.6 som utslippsscenario er det meget sannsynlig at global temperaturøkning relativt til perioden 1850-1900 ikke vil overstige 2 °C.

I scenario RCP4.5 vil de reduserte utslippene ikke fremkomme før etter 2040. Det forventes at utslippene i 2080 vil tilsvare rundt 40 % av utslippene i 2012. Konsentrasjonen av klimagassene vil deretter stabilisere seg ved slutten av århundret. Global oppvarming vil på dette tidspunktet være på ca. 2,5 °C i forhold til perioden 1850-1900. Utviklingen i dette scenarioet kan være oppnåelig, dersom energieffektive tiltak får gjennomslag de fleste stedene i verden.

I RCP8.5 legges til grunn at dagens utslippsøkning fortsetter i fremtiden. Det antas en verdensbefolkning på 12 milliarder innen slutten av århundret. Både

konsentrasjonen av klimagasser og global middeltemperatur vil fortsette å øke etter slutten av dette århundre. Temperaturen antas å bli mer enn 4 °C høyere enn i perioden 1850-1900.

4.6.3 Usikkerhet i modellene

For å belyse et avgrenset problemfelt, kan det være fruktbart å anvende ulike metoder og modeller, og ulike datasett. Slik kombinasjon av metoder vil bidra til mer sikker kunnskap, og man kan bedre se nyanser i problemfeltet. En legger også et grunnlag for å styrke reliabiliteten ved senere forskningsarbeider på feltet. I forskningslitteraturen benevnes slike tilnærminger for triangulering (Larsen og Vejleskov, 2002).

I klimaforskningen er det blitt ganske vanlig å basere seg på resultater fra flere modeller. Resultatene som en samlet sett da oppnår – såkalte ensembler – styrker mulighetene for å kvalitetssikre beregningene, og gjør det mulig å få et godt bilde av usikkerheten i analysene av den framtidige klimautviklingen. En anser at det beste målet på usikkerhet i anslagene på klimautviklingen, for en gitt RCP, er spredningen i ensemblet knyttet til scenarioet (Hanssen-Bauer et al., 2015). En kan dog ikke utlede herfra at spredningen reflekterer den faktiske usikkerheten i klimautviklingen, fordi det finnes kilder til usikkerhet som det ikke er tatt høyde for i modellene.

For å få et mest mulig riktig bilde av klimautviklingen er det nødvendig å nedskalere resultatene fra de globale modellene med romlig oppløsning på 100 x 100 km². Nedskalering kan gjøres på to måter. Empirisk statistisk nedskalering (ESD) brukes til å beregne sammenhengene mellom globalt og lokalt klima ved hjelp av statistiske vurderinger. På denne måten kan en bestemme utviklingen av lokalt klima, som også varierer mye avhengig av topografi og avstand fra kysten. ESD er en metode som gjerne brukes for å framskrive verdier for lufttemperatur i Norge. Derimot vil resultater fra RCM – regional klimamodellering eller dynamisk nedskalering, gjerne danne grunnlaget for framskrivninger av hydrologiske parametere. Til forskjell fra ESM og GCM går RCM ut på at den dynamiske klimamodellen som benyttes, har mindre gridruter enn de globale modellene. Slik blir blant annet topografien bedre beskrevet og tatt hensyn til. Resultater fra den globale modellen benyttes da på grensene av det geografiske området som avgrenses av den kvadratiske ruten.

4.6.4 Et eksempel på beregninger av klimaendringers konsekvenser for vannkraftproduksjonen ved bruk av en global klimamodell

Hamududu og Killingtveit (2012) søker å se på klimaendringers påvirkning på vannkraft i global skala. I studiet deres er et ensemble av simuleringer av regionale mønstre i nedbørsendring brukt. Simuleringene er utført med GCM.

Tabell 3 oppsummerer utviklingen av generert vannkraft i Europa i 2050, sammenliknet med generert vannkraft i 2005.

Fra tabellen kan en se at nordlige deler av Europa vil ha en økning i generert vannkraft på 1,46 %. Mange av landene som i dag genererer størst mengde

vannkraft, vil generere enda mer vannkraft i 2050. Dette gjelder blant annet for deler av Europa, Nord-Amerika og Russland (Hamadudu og Killingtveit, 2012).

Tabell 3: Estimering i utviklingen av generert vannkraft i 2050 i Europa

Kontinent	Region	Energiproduksjon i TWh	Endring i energiproduksjon i TWh	Endring i energiproduksjon i %
Europa	Øst	50,50	-0,60	-1,00
	Nord	227,72	3,32	1,46
	Sør	96,60	-1,79	-1,82
	Vest	142,39	-1,73	-1,28
	Totalt	517,21	-0,8	-0,16

Kilde: Hamadudu og Killingtveit, 2012.

4.6.5 Kort om klimamodellene som anvendes i denne studie

For å se på effekten av klimaendringer på energiproduksjonen til småkraftverk, vil modellerte tilsigsserier benyttes. Disse tilsigsseriene er framskrevne ved hjelp av klimamodeller. De globale klimamodellene som ligger til grunn for tilsigsseriene, er CNRM- og EC-EARTH-modellene. Den regionale klimamodell CCLM anvendes for dynamisk nedskalering av de globale klimamodellene. For å vise betydningen av modellene for resultatene, vil det sees på tre forskjellige scenarier; CNRM-CCLM-RCP4.5, CNRM-CCLM-RCP8.5 og EC-EARTH-CCLM-RCP4.5, der RCP4.5 og RCP8.5 står for to av utslippsscenarioene som er beskrevet i avsnitt 4.6.2.

De forskjellige globale klimamodeller er utarbeidet av ulike institusjoner. CNRM er utarbeidet av Centre National de Recherches Météorologiques (Centre National de Recherches Météorologiques, 2014), mens EC-EARTH er utarbeidet av European EC-EARTH i samarbeid med den svenske meteorologiske og hydrologiske institutt (SMHI, 2017).

4.7 Oppsummering av det teoretiske grunnlaget for den videre analyse av effekten av klimaendringer for energiproduksjonen i småkraftverk

Spesielt de siste fem årene har det vært satt fokus på effekten av klimaendringer på vannkraftproduksjonen. Det vil derfor være interessant å se om resultatene fra arbeidet med denne masteroppgaven bekrefter det som er kommet frem av nyere forskning, nemlig tendensen mot en høyere kraftproduksjon. I motsetning til hva som har vært tilfelle for en del av ovennevnte forskning, sees det bort ifra variasjoner mellom årstider. I tillegg fokuserer problemstillingen i denne masteroppgaven på småkraftverk og ikke kraftverk generelt eller kraftverksektoren i sin helhet. Det henvises til diskusjonsdelen for analyser av forskjeller og likheter mellom resultater i denne oppgaven og tidligere forskningsarbeid.

5 Utvalget av småkraftverk

5.1 Innledende om metoden

I Norge er det i dag rundt 690 småkraftverk. I samtaler med representanter for NVE i forbindelse med den tematiske avgrensningen av oppgaven og i forbindelse med undersøkning av tilgjengelige data, ble det gitt et råd om å studere et utvalg på om lag 20 småkraftverk. Veileder fra NVE mente at dette ville være en håndterbar mengde av data innenfor prosjektets tidsrammer, samtidig som utvalget ville være tilstrekkelig stort for å være høyst representativt for de småkraftverkene som problemstillingen er aktuell for. I tillegg ville man i en studie av 20 småkraftverk kunne forvente å fange opp eventuelle geografiske (regionale) forskjeller, især med hensyn på den klimatiske faktoren. På dette grunnlaget ble det bestemt å etablere et utvalg på 20 småkraftverk.

Neste etappe ble å fastsette kriteriene for utvelgelsen av småkraftverk. Kriteriene og en begrunnelse for disse presenteres i avsnitt 5.2.

5.2 Kriteriene for utvelgelse av småkraftverkene

Tilsigsserier for 20 småkraftverk spredt rundt i landet skal utgjøre grunnlaget for de videre analysene i denne oppgaven. Utvalgskriteriene for porteføljen av småkraftverk i studien listes opp punktvis nedenfor. For hvert punkt kommenteres det hvordan utvelgelsen utartet seg i praksis, det vil si i hvilken grad kriteriene ble oppfylt.

- 1) Småkraftverk har som tidligere nevnt en ytelse på mellom 1 og 10 MW. Dette var dermed et utvalgskriterium.
- 2) Opprinnelig var intensjonen å velge fire eller fem småkraftverk i hver landsdel, for å danne et enkelt sammenligningsgrunnlag for eventuelle regionale forskjeller. Dette viste seg imidlertid å bli vanskelig, ved anvendelse av de to øvrige kriteriene. Resultatet ble en noe ujevn geografisk fordeling av kraftverkene, med Vestlandet som landsdelen bestående av et klart flertall av kraftverkene.
- 3) Vannføringen, som altså er den vannmengden som er tilgjengelig gjennom året, er bestemmende for hvor mye energi et vannkraftverk kan produsere. Vannføringen avhenger igjen av gjennomsnittlig årlig nedbør, hvor stor fordampningen og avrenningen er årlig, og størrelsen på nedbørsfeltet. Dette kan sees fra vannbalansen, jf. avsnittet om klima i kapittel 4. For å sikre et godt sammenligningsgrunnlag, må verdien for forholdet mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne være innenfor et begrenset intervall. Ved å minimere forskjellen mellom kraftverkene i forholdet mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne, sikres det at kraftverkene har et tilnærmet likt potensial for nyttiggjøring av vannføringen. I denne oppgaven ble

intervallet bestemt etter hvert som aktuelle kraftverk ble funnet. Småkraftverk med enten et høyt eller et lavt forhold mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne ble eliminert. Det er slik at flomtap vil forekomme dersom vannføringen er større enn maksimal slukeevne, i tilfellet der kraftverket er uten magasin (Bachke et al., 2010). Når minste vannføring er større enn selve vannføringen, vil en få vanntap.

Intervallet for forholdet mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne endte på mellom 0,5 og 0,8 for de 20 småkraftverkene med lavest sprik i det innbyrdes forholdstallet. Rendalselva har det minste forholdet blant småkraftverkene på 0,51, mens største forhold er på 0,79 (Huglia småkraftverk).

Dette førte fort til en merkbar avgrensning av utvalget. Kun ett småkraftverk fylte opp alle kriteriene henholdsvis i Nord-Norge og på Østlandet.

I avsnitt 5.3 gis en oversikt over småkraftverkene som inngår i utvalget.

5.3 En presentasjon av sentrale data for kraftverkene i utvalget

I tabellene 4 og 5 oppsummeres kort karakteristikaene til de utvalgte kraftverkene. Her oppgis bl.a. kraftverkens maksimale ytelse, historiske tall for middelvannføring og forholdet mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne, som ble beregnet for å fastsette utvalget. Enkelte geografiske data står også oppført i tabellen.

Tabell 4: Oversikt over utvalget av småkraftverk.

Småkraftverk	Maksimal ytelse i MW	Midlere årsproduksjon (ref. 1981-2010) i GWh	Landsdel	Kommune/Fylke	Tilslagsserie
Glesåa	2,1	6,7	Østlandet	Åmot/Hedmark	Fura
Skripelandsfossen	2,6	12,4	Sørlandet	Froland/ Aust-Agder	Søgne
Røylandsfoss	1,3	4,2	Sørlandet	Kvinesdal/Vest-Agder	Tingvatn
Virak	1,4	4,6	Sørlandet	Sirdal/ Vest-Agder	Bjordal
Gråklubben	1,1	3,5	Vestlandet	Fusa/Hordaland	Røykenes
Liarelva	1,9	6,2	Vestlandet	Kvinnherad/Hordaland	Stordalsvatn
Steine	1,9	6,5	Vestlandet	Suldal/Rogaland	Stordalsvatn
Helganes	3,5	9,2	Vestlandet	Suldal/Rogaland	Stordalsvatn
Stråpa	4,4	13,3	Vestlandet	Suldal/Rogaland	Stordalsvatn
Ryssdal	1,3	5,9	Vestlandet	Gloppen/Sogn og Fj.	Fetvatn
Trollelva	1,3	4,8	Vestlandet	Stryn/Sogn og Fj.	Lovatn
Hugla	1,4	5,5	Vestlandet	Vik/Sogn og Fj.	Viksvatn
Meierifossen	1,4	5,3	Vestlandet	Jølster/Sogn og Fj.	Nessedalselv
Stølslia	1,5	5,1	Vestlandet	Førde/Sogn og Fj.	Hovefoss
Veiteberg	2,1	6,9	Vestlandet	Jølster/Sogn og Fj.	Nessedalselv
Sandal og Fossheim	2,7	13,3	Vestlandet	Gloppen/Sogn og Fj.	Fetvatn
Dale	3,0	12,0	Vestlandet	Balestrand/Sogn og Fj.	Nessedalselv

Sundli	1,4	5,3	Midt-Norge	Orkdal/Trøndelag	Krinsvatn
Voldsetelva	4,9	16,0	Midt-Norge	Verran/Trøndelag	Øyungen
Rendalselva	2,8	7,8	Nord-Norge	Meløy/Nordland	Berget

Grunnlagsdata for tabell 4 er hentet fra vannkraftdatabasen til NVE (gjelder dataene for maksimal ytelse, midlere årsproduksjon, kommune og fylke). Kobling mellom tilsigsserie og kommune ble gitt fra kontaktpersoner i NVE.

Småkraftverk har per definisjon en ytelse på mellom 1 og 10 MW. Som en kan se fra tabellen, er det imidlertid ingen blant de utvalgte småkraftverk som har en ytelse på over 5 MW. Dette har sin naturlige forklaring. Det er nemlig slik at dess høyere ytelse et småkraftverk allerede har, dess større er sannsynligheten for at en eller flere inntaksmagasiner er installert.

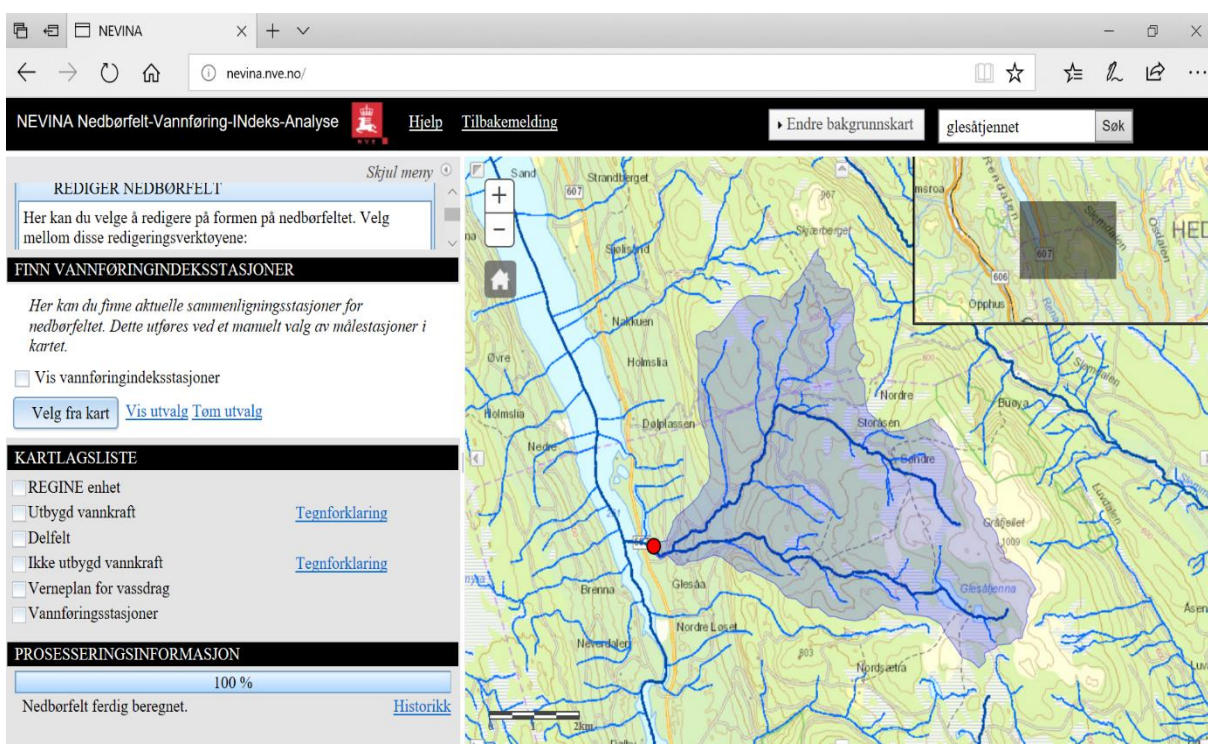
Ved hjelp av vannkraftdatabasen kan en finne ut om det er installert inntaksmagasiner for det enkelte kraftverket. For hvert kraftverk er det, i tillegg til en oversikt over ytelse, slukeevne, osv., et kartbilde som illustrerer plasseringen til kraftverket, samt eventuelle tunneler, dammer og magasiner. Eventuell tilstedeværelse av inntaksdammer eller inntaksmagasiner ved kraftverkene har vært dobbeltsjekket på NVE Atlas, et kartverktøy som i likhet med vannkraftdatabasen er tilgjengelig på nve.no.

Tabell 5: Middelvannføring og forholdet mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne.

Småkraftverk	Middelvannføring i $\frac{l}{s \cdot km^2}$	Nedbørfeltets areal i km^2	Midlere vannføring i $\frac{m^3}{s}$	Forhold mellom midlere vannføring og maksimal slukeevne
Glesåa	21,2	32,9	0,70	0,58
Skripelandsfossen	33,8	530,1	17,92	0,69
Røylandsfoss	60,2	42,5	2,56	0,67
Virak	65,9	22,3	1,47	0,70
Gråklubben	118,4	1,9	0,23	0,56
Liarelva	101,5	2,7	0,27	0,55
Steine	102,0	7,5	0,77	0,70
Helganes	88,7	14,0	1,24	0,69
Stråpa	96,6	7,8	0,75	0,75
Ryssdal	56,0	10,7	0,60	0,75
Trollelva	48,8	6,1	0,30	0,59
Hugla	61,8	15,4	0,95	0,79
Meierifossen	78,7	38,1	3,00	0,64
Støslia	80,4	12,9	1,04	0,74
Veiteberg	83,5	11,8	0,99	0,70

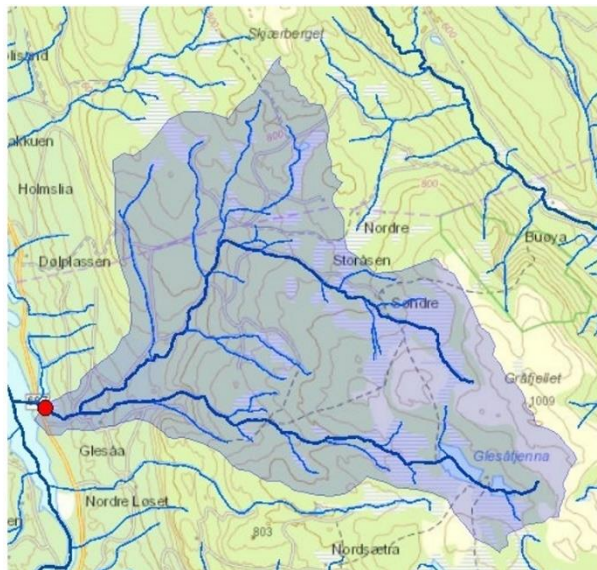
Sandal og Fossheim	89,3	44,9	4,01	0,74
Dale	75,6	11,7	0,88	0,68
Sundli	24,6	25,1	0,62	0,77
Voldsetelva	53,7	55,2	2,96	0,63
Rendalselva	79,2	8,4	0,67	0,51

For å finne verdier for middelvannføring og arealet til nedbørfeltet, ble karttjenesten NEVINA benyttet (nevina.nve.no). Tallene for middelvannføring gjelder for referanseperioden, dvs. årene 1961-1990. Figuren nedenfor illustrerer nedbørfeltet til Glesåa småkraftverk, generert ved hjelp av NEVINA.



Figur 10: Skjerm bilde fra NEVINA for Glesåa småkraftverk.

Etter fastsettelse av nedbørfeltet kan feltparametere som nedbørfeltets areal og feltindekser som middelvannføring for perioden mellom 1961 og 1990 genereres. Alle parametere og indekser kan deretter eksporteres til en rapport, se figur 11.



Lavvannskart

Vassdragsnr.: 002.JD1A0
 Kommune: Amot
 Fylke: Hedmark
 Vassdrag: Glesåa

Vannføringsindeks, se merknader

Middelvannføring (61-90)	21,2 l/(s*km ²)
Alminnelig lavvannføring	0,6 l/(s*km ²)
5-persentil (hele året)	0,5 l/(s*km ²)
5-persentil (1/5-30/9)	0,6 l/(s*km ²)
5-persentil (1/10-30/4)	0,5 l/(s*km ²)
Base flow	7,8 l/(s*km ²)
BFI	0,4

Klima

Klimaregion	Ost
Årsnedbør	724 mm
Sommernedbør	395 mm
Vinternedbør	329 mm
Årstemperatur	-0,3 °C
Sommertemperatur	7,4 °C
Vintertemperatur	-5,8 °C
Temperatur Juli	9,9 °C
Temperatur August	9,7 °C

Feltparametere

Areal (A)	32,9 km ²
Effektiv sjo (S _{eff})	0,1 %
Elvelengde (E _L)	10,2 km
Elvegradient (E _G)	63,6 m/km
Elvegradient ₁₀₈₅ (G ₁₀₈₅)	67,4 m/km
Feltlengde(F _L)	8,7 km
H _{min}	252 moh.
H ₁₀	575 moh.
H ₂₀	650 moh.
H ₃₀	698 moh.
H ₄₀	732 moh.
H ₅₀	764 moh.
H ₆₀	800 moh.
H ₇₀	843 moh.
H ₈₀	868 moh.
H ₉₀	901 moh.
H _{max}	1008 moh.
Bre	0,0 %
Dyrket mark	0,2 %
Myr	13,9 %
Sjø	1,2 %
Skog	74,4 %
Snauvfjell	7,7 %
Urban	0,0 %

Figur 11: Skjerm bilde av rapport med beregnede feltparametere og generert nedbørfelt for Glesåa småkraftverk.

Middelvannføring er i NEVINA basert på data fra avrenningskartet. Dette kartet er et redskap utarbeidet av NVE som benyttes for å finne normalverdier for avrenning for perioden 1.1.1961-31.12.1990. Det er en usikkerhet i verdiene på rundt 20 %. For mindre felt med et areal under 20 km² blir usikkerheten større (Bachke et al., 2010).

6 Måleserier og varighetskurver

6.1 Måleserier

For å beskrive tilsiget i småkraftverk, må vannføringsdata i form av måleserier benyttes. Pr 2018 finnes det måleserier for perioden mellom 1958 og 2017, og de oppdateres årlig. Måleseriene er fra uregulerte nedbørfelt, slik at naturlige variasjoner i vannføringen i nedbørfeltet gjenspeiles i dataene. Måledata kan derfor betraktes som presise. I enkelte serier har mangel på observerte verdier forekommet, og måleseriene er blitt utfyllt ved bruk av HBV-modeller (NVE, 2018a). Observerte målinger registreres ved 82 målestasjoner. I denne masteroppgaven er det ikke nødvendig å anvende vannføringsdata fra samtlige målestasjoner. Det fokuseres kun på tilsigsseriene som er aktuelle for småkraftverkene, og de er oppgitt i tabell 4 i kapittel 4. Tilsigsserier på døgnbasis lastes ned fra NVE sine sider.

I enkelte vassdrag vil det ikke foreligge vannføringsdata. Dette er tilfellet for alle småkraftverkene i denne masteroppgaven. Derfor benyttes måleserier fra andre felt (tilsigsseriene som er nevnt ovenfor). Det er sentralt at dataene kommer fra såkalte representative sammenligningsstasjoner. Dette innebærer at feltparametere fra

kraftverkets nedbørfelt i en viss grad tilsvarer feltparametere fra sammenligningsstasjonene (Bachke et al., 2010). Med feltparametere menes eksempelvis nedbørfeltets størrelse og effektiv sjøprosent, jf. skjermbilde av generert rapport fra NEVINA (figur 11). Måten å ta hensyn til feltparametere er å multiplisere samtlige verdier fra den representative serien med en skaleringsfaktor. Skaleringsfaktoren finnes ved å dividere midlere årlig avrenning for småkraftverket for perioden 1961-1990 i $\frac{m^3}{s}$ med normalvannføringen i $\frac{m^3}{s}$ for den representative stasjonens nedbørfelt for samme periode. På denne måten vil tilsiget til hvert småkraftverk kunne beskrives med en egen dataserie. Midlere årlig avrenning for småkraftverket kan finnes fra den genererte rapporten fra NEVINA, mens normalvannføringen for den representative stasjonens nedbørfelt finnes ved å beregne gjennomsnittet av verdiene i den aktuelle tilsigsserien for perioden 1961-1990. Skaleringsfaktoren vil også avhenge av om måleserien viser døgntilsig, uketilsig eller månedstilsig. Med andre ord beregnes det totalt tre skaleringsfaktorer for hvert småkraftverk. I praksis betyr det at skaleringsfaktoren for døgntilsig beregnes ved å ta gjennomsnittet av verdiene mellom 01.01.1961 og 31.12.1990, mens skaleringsfaktoren for uketilsig beregnes ved å ta gjennomsnittet av verdiene mellom 04.01.1961 og 27.12.1990.

Et annet bruksformål for den genererte dataserien, er å finne optimal turbinytelse – eller bare optimal turbin (Bachke et al., 2010). Siden dette ligger utenfor oppgavens formål, vil optimal turbinytelse ikke diskuteres videre.

Etter at dataseriene for småkraftverkene er etablert, vil såkalte varighetskurver kunne lages (se avsnitt under).

6.2 Varighetskurver for vannføringsserier

En varighetskurve er en kurve som viser andelen av en tidsenhet (oppgitt i prosent) der strømningsraten er mindre eller lik en viss hastighet (Linsley et al., 1992). Eventuelt kan en varighetskurve vise andelen av tiden der strømningsraten er større eller lik en gitt hastighet. En varighetskurve lages ved å telle antall dager, måneder eller år med en strømning som ligger mellom visse hastighetsintervall. Tidsenheten (dag, måned, år) velges ut ifra hensikten med varighetskurven, dvs. anvendelsen som man skal gjøre av informasjonen.

Ulempen med en varighetskurve er at det ikke er mulig å vite om strømningene ved lavest rate forekommer etter hverandre, eller om de er spredt i perioden som analyseres.

Alle de daglige vannføringene i tilsigsserien som legges til grunn for beregningen av en varighetskurve, er sortert fra høyeste til laveste verdi. Det vises til kapittel 4 i NVEs rapport fra 2017 for en utdypning av metoden.

I denne oppgaven blir varighetskurver laget for hvert kraftverk i tilfellet der man ser bort fra både tenkt installering av demningsmagasin og av klimaendringer. Det benyttes tilsigsserier med døgnoppløsning.

For å se på effekten av dam og av klimaendringer på kraftproduksjonen til småkraftverkene, benyttes det en egen beregningsmodell i Excel.

6.3 Produksjonsanalyse

For å beregne selve kraftproduksjonen, benyttes som tidligere nevnt en Excel-fil som er gitt av NVE. Nedenfor finnes et skjermbilde av øvre del av første Excel-ark.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
3									
4									
5				Kraftverksbeskrivelse og restriksjoner				Friksjonskoeffisienter:	
6			Generelle data	Maks driftsvannføring (m3/s)	1,2			GRP	0,015
7				Minimum driftsvannføring (m3/s)	0,12			PE	0,015
8				Minstevannføring i sommersesongen (m3/s)	0,6			Stål	0,015
9				Minstevannføring i vintersesongen (m3/s)	0,5		0,003376097	Støpejern	0,016
10				Magasinkapasitet, dempingsmagasin (m3)	1000000				
11				Andel av tilsigert regulert (0-1)	1				
12			Rørseksjon 1	Friksjonskoeffisient	0,015			Manningstall:	
13				Rørlengde (m)	1000			Sprengt	33
14				Diameter, rør (m)	0,9		Ingen rør modelleres med stort tverrsnitt	Boret	66
15				Areal, rørtverrsnitt (m2)	0,64			Rør (ca)	90
16			Tunnelseksjon 1	Manningstall	66				
17				Tunnellengde	400				
18				Tunneltverrsnitt (m2)	100000		Ingen tunnel/sjakt modelleres med stort tverrsnitt		
19				Tunnel, omkrets (sirkulært tverrsnitt)	1121				
20			Tunnelseksjon 2	Manningstall	66				
21				Tunnellengde	10000				
22				Tunneltverrsnitt (m2)	100000		Ingen tunnel/sjakt modelleres med stort tverrsnitt		1,13094
23				Tunnel, omkrets (sirkulært tverrsnitt)	1000000				
24			Generelle data	Brutto fallhøyde (m)	204				
25				Virkningsgrad, turbin, transformator og generator	0,86				
26				Virkningsgrad inkl. falltap	0,82				17,887931
27				Maksimal vannhastighet i rør (m/s)	1,89				
28				Falltap ved maksimal vannføring (m)	3,02				
29				Ytelse ved maksimal vannføring (kW)	2035		Feil: tunnel 2 ikke med i beregning		
30				Startuke for sommersesongen	18				
31				Startuke for vintersesongen	40				
32									

Figur 12: Skjermbilde av øvre del av første Excel-ark.

Parameterverdiene i de oransje feltene vil variere avhengig av hvilket kraftverk som analyseres. Felles for samtlige småkraftverk er at det sees bort fra «tunnelseksjonene» 1 og 2 i Excel-arket, siden tunneler ikke bygges for småkraftverk (Arnesen, personlig meddelelse 2018). Parameterverdiene i de grønne feltene beregnes på grunnlag av variablene i de oransje feltene.

Det gis en kort forklaring på hvordan de ulike parameterverdiene (i de oransje feltene) bestemmes.

Generelle data

- *Maksimal driftsvannføring* tilsvarer maksimal slukeevne. Sistnevnte finnes, som nevnt tidligere, i vannkraftdatabasen.
- *Minimum driftsvannføring*. Det vanligste er å anta at minimum driftsvannføring er en tiendedel av maksimal driftsvannføring (Arnesen, personlig meddelelse 2018).
- *Minstevannføring i henholdsvis sommer- og vintersesong*. De laveste vannføringene forekommer i forskjellige årstider, avhengig av hvor i landet vannkraftverket befinner seg, samt andre faktorer som topografi. Eksempelvis vil vannføringene i kystnære strøk være på sitt laveste nivå om sommeren. I høyfjellet eller i innlandet vil de laveste vannføringene hovedsakelig forekomme sent på vinteren (Bachke et al., 2010). Ved å oppgi verdier for minstevannføringer for sommersesongen (perioden fra 1. mai til 30. september) og vintersesongen (perioden fra 1. oktober til 30. april), vil en få et

riktigere bilde av kraftproduksjonen når denne simuleres. Den sesongbaserte minstevannføringen tilsvarer vannføringen som underskrides 5 % av tiden i løpet av sesongen (5-persentil-regelen) (Bachke et al., 2010). Disse verdiene kan genereres gjennom NEVINA, og fås i den samme rapporten som diskuteres i avsnitt 5.3.

- *Magasinkapasitet, demningsmagasin.* Magasinkapasiteten beregnes ved å bruke at:

$$\text{Reguleringsgrad} = \frac{\text{Magasinkapasitet}}{\text{Midlere årstilsig}} \quad (18)$$

Midlere årstilsig finnes ved å multiplisere midlere vannføring i $\frac{m^3}{s}$, som finnes i tabell 5, med antall sekunder i året. Parameterverdien til midlere årstilsig settes inn i den nedre delen av Excel-arket, se figur 13.

Det er vanlig å anta en reguleringsgrad på mellom 3 og 10 % (Arnesen, personlig meddelelse 2018). I denne oppgaven forutsettes en reguleringsgrad på 6 % for samtlige småkraftverk. Magasinkapasiteten finnes da ved å multiplisere midlere årstilsig med antatt reguleringsgrad.

- *Andel av tilsiget regulert.* I tilfellet der småkraftverket er uten demningsmagasin vil andelen regulert tilsig settes lik 0. I tilfellet der et demningsmagasin vil være installert settes andel regulert tilsig lik 1.

Rørseksjon 1:

- *Friksjonskoeffisienten.* Friksjonskoeffisienten vil for mange typer materialer (stål, polyetylen, osv.) ligge rundt 0,015 (jf. tabell øverst til høyre), og vil derfor være stabil.
- *Rørlengde.* Fra kartverktøyet NVE Atlas vil en kunne måle og beregne den omtrentlige verdien til rørlengden.
- *Diameter.* Fra formel (15) kan en observere at falltapet vil øke med økt rørlengde og redusert rørdiameter. Falltapet beregnes automatisk, jf. figur 12. Som regel vil falltapet være i området 2-5 m (Arnesen, personlig meddelelse 2018). En kan ikke vite den eksakte verdien til rørdiameteren, og en blir derfor nødt til å prøve seg fram og velge en diameterverdi som med den antatte rørlengden gir et falltap som ligger mellom 2 og 5 m.

Generelle data (forts.)

- *Brutto fallhøyde.* Brutto fallhøyde finnes i vannkraftdatabasen for hver enkelt av energiverkene.
- *Virkningsgrad, turbin, transformator og generator.* Siden det ikke kan vites hvilken eller hvilke turbintyper som utnyttes i hvert småkraftverk, samt at de ulike virkningsgradene er ukjente, antas det en samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator på 0,86. Denne virkningsgraden er blitt brukt i et eksempel i NVEs veileder i bygging av småkraftverk. Ifølge samme veileder vil virkningsgrad til en turbin typisk ligge mellom 85 % og 95 %.

- *Virkningsgrad inkl. tap.* Siden virkningsgraden ovenfor er den som benyttes for å beregne energiproduksjonen, benyttes ikke virkningsgrad inkludert falltap, og hvilken verdi den settes til er derfor irrelevant.
- *Startuke for sommersesongen.* Sommersesongen starter 01. mai, altså rundt uke 18.
- *Startuke for vintersesongen.* Vintersesongen starter 01. oktober, altså rundt uke 40.

Startuke for vintersesongen

0,697615424

Skalering av tilsigsserien		
Analyseperiode	Første år i analyseperioden	1981
	Siste år i analyseperioden	2010
	Antall år i analyseperioden	30
Tilsigsperiode	Første år i tilsigsserien	1958
	Siste år i tilsigsserien	2016
	Antall år i tilsigsserien	59
Skalering	Midlere årstlig, inntak (Mm ³ /år)	22
	Skaleringsfaktor	0,74852599172947
	Middeltlig vannmerke	0,93
	Middeltlig inntak (m ³ /s)	0,70

Her må formelen endres, ettersom en velger hvilken periode middeltliget skal refereres til.

Faste parametre

sekunder per døgn

Feil i makroen: falltap = falltap i rør, dersom det ikke er noen tunnel (ellers får du x/0)

Beskrivelse av kraftverket | Produksjonsberegninger_Tilsig | Detaljerte_resultater | Ark5

Figur 13: Skjerm bilde av nedre del av første Excel-ark.

Skalering av tilsigsserien

- *Analyseperiode.* Tilsvarende hvilken periode som analyseres. Når det sees på hvordan installeringen av et demningsmagasin endrer energiproduksjonen, vil analyseperioden være fra 1981 til 2010. Når effekten av klimaendringene på vannkraftproduksjonen analyseres, vil den aktuelle trettiårsperioden svare til analyseperioden (altså 1981-2010, 2021-2050 eller 2071-2100).
- *Tilsigsperiode.* Tilsvarende perioden for tilsigsserien. Når det sees på hvordan installeringen av et demningsmagasin endrer energiproduksjonen, vil tilsigsperioden være fra 1958 til 2016. Når effekten av klimaendringene på vannkraftproduksjonen analyseres, vil den aktuelle trettiårsperioden svare til analyseperioden.

Det er viktig å huske at tilsigsseriene som benyttes for å se på effekten av klimaendringene er modellerte. Dette gjelder også historikken. Modellerte og målte dataserier har med andre ord forskjellige tilsigsverdier for perioden 1981-2010. Derfor vil kun modellerte serier benyttes for å se på effekten av klimaendringer.

Derimot vil betydningen av demningsmagasin på energiproduksjonen først og fremst analyseres ved bruk av observerte/målte tilsigsserier.

6.4 Kilder til usikkerhet

Som nevnt i 5.3, vil avrenningskartet ha en usikkerhet på minimum $\pm 20\%$. Som følge av det fremkommer en usikkerhet både i middel avrenning, skaleringsfaktor og verdiene i de etablerte dataseriene for småkraftverkene. I avsnitt 5.1 ble også betydningen av valg av representativ sammenlikningsstasjon diskutert. Både større effektiv sjøprosent og større nedbørfelt fører til større selvreguleringsevne for sammenlikningsstasjonen. Dette innebærer at varighetskurven vil kunne gi en nyttbar vannmengde for kraftproduksjonen som er høyere enn den egentlig er. Dette betyr en underestimering av flomtap og av antall dager der kraftverket må opphøre produksjonen på grunn av for lite tilsig. Dette gjelder spesielt for små nedbørfelt, det vil si felt med et areal på mindre enn 20 km^2 . Usikkerheten er høyere, ettersom det er færre målestasjoner/sammenlikningsstasjoner med små felt.

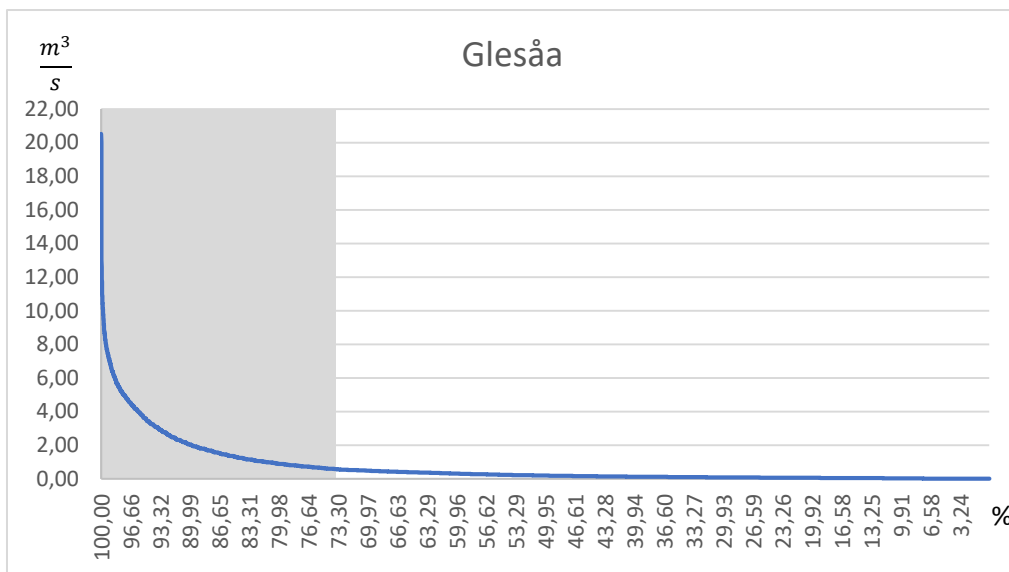
En annen kilde til usikkerhet er hvorvidt vannføringsmålingene og observasjoner av vannstand er riktig (Bachke et al., 2010).

7 Resultater av simuleringene

7.1 Utarbeidelse av varighetskurver

I avsnitt 6.2 ble varighetskurver for tilsig definert. Varighetskurver for tilsig kan blant annet brukes for å beregne produksjonen av et vannkraftverk. Arealet under kurven som er begrenset av kraftverkets maksimale vannføring (slukeevne) og dets minimale vannføring bestemmer hvor mye energi som kan produseres. I denne masteroppgaven vil produksjonen som tidligere nevnt simuleres direkte med et Excel-ark, slik at analyser av varighetskurvene blir overflødig. Varighetskurver utgjør likevel en såpass sentral del av teorigrunnet bak ovennevnte Excel-ark, at det er blitt besluttet å lage varighetskurver for samtlige småkraftverk, i den hensikt å gi en konkret illustrasjon på varighetskurver.

Som et eksempel på beregningene og framstillingene av varighetskurvene, er varighetskurven for Glesåa småkraftverk gjengitt i figur 14. Under figuren opplyses det om maksimal verdi og medianverdi i den aktuelle tilsigsserien. Varighetskurvene for de andre småkraftverkene finnes i Vedlegg III. Varighetskurvene etableres ved å bruke målte tilsigsserier.



Figur 14: Varighetskurve for Glesåa.

Maksimal vannføring er $20,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,20 \frac{m^3}{s}$.

7.2 Beregning av energiproduksjon med og uten demningsmagasin

Nedenfor vises to skjermbilder av resultater fra simuleringene. Figur 15 er tilfellet der det ikke er installert et demningsmagasin ved Glesåa småkraftverk, mens figur 16 viser resultater i tilfellet der et demningsmagasin installeres ved Glesåa småkraftverk. Det mest sentrale tallet i figurene, er den beregnede midlere årsproduksjonen for den aktuelle 30-årsperioden. For Glesåa småkraftverk viser simuleringen en årsproduksjon på 5004 MWh i fravær av et demningsmagasin. Dersom et demningsmagasin installeres, er den totale midlere årsproduksjon anslått til å være 6934 MWh.

Produksjon med falltapsberegninger og gj.snittlig virkningsgrad for turbin, transformator og generator	
sommer	2,68
vinter	2,32
totalt	5,004
Ant. Feil (falltap > fallhøyde)	0
Utnyttet (Mm3)	317,79
Utnyttet (Mm3/år)	10,59
Andel utnyttet	50,44 %
Energiekvivalent (kWh/m3)	0,4724

Beregne
produksjon

Figur 15: Skjermbilde som viser en oversikt over resultatene, blant annet midlere årsproduksjon, for Glesåa småkraftverk uten demningsmagasin

Produksjon med falltapsberegninger og gj.snittlig virkningsgrad for turbin, transformator og generator	
sommer	3,95
vinter	2,98
totalt	6,934
Ant. Feil (falltap > fallhøyde)	0
Utnyttet (Mm3)	441,80
Utnyttet (Mm3/år)	14,73
Andel utnyttet	70,13 %
Energiekvivalent (kWh/m3)	0,4708

Beregne
produksjon

Figur 16: Skjerm bilde som viser en oversikt over resultatene, blant annet midlere årsproduksjon, for Glesåa småkraftverk med demningsmagasin

Resultatene fra simuleringene for samtlige småkraftverk oppsummeres i tabell 6 nedenfor. Kolonnen ytterst til høyre viser den prosentvise endringen i energiproduksjonen når produksjonen tenkes regulert av et demningsmagasin.

Tabell 6: Simulerte nivå og relativ nivåendring i energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk ved forutsetning om av at et fiktivt demningsmagasin blir installert

Småkraftverk	Energiproduksjon uten demningsmagasin i MWh	Energiproduksjon med demningsmagasin i MWh	Endring i %
Glesåa	5004	6934	38,6
Skripelandsfossen	7783	9722	24,9
Røylandsfoss	4823	6073	25,9
Virak	5261	7038	33,8
Gråklubben	3812	4978	30,6
Liarelva	7837	9058	15,6
Steine	8424	10241	21,6
Helganes	14805	17983	21,5
Stråpa	18977	23549	24,1
Ryssdal	6133	7738	26,2
Trollelva	5475	6023	10,0
Hugla	7313	8452	15,6
Meierifossen	4546	5739	26,2
Stølslia	6945	9201	32,5
Veiteberg	7431	9599	29,2
Sandal og Fossheim	12098	15188	25,5
Dale	8837	11737	32,8
Sundli	4472	6731	50,5
Voldsetelva	18053	24314	34,7
Rendalselva	8746	10089	15,4
Gjennomsnittlig endring vektet (%)			26,2
Gjennomsnittlig endring uvektet (%)			26,8

Fra tabellen over ser en at med installert demningsmagasin vil samtlige småkraftverk kunne produsere mer kraft. Trollelva småkraftverk viser en potensiell økning i energiproduksjon på 10 %, den laveste potensielle økningen blant alle

småkraftverkene. På andre enden av skalaen vil Sundli småkraftverk kunne produsere opp mot 51 % flere MWh med et demningsmagasin.

For de tjue utvalgte småkraftverkene er potensialet for økningen i kraftproduksjonen i gjennomsnitt 26,2 %, når verdiene vektet. Vekstpotensialet er på 26,8 %, når gjennomsnittet er uvektet. Et uvektet gjennomsnitt som overstiger vektet gjennomsnitt indikerer at småkraftverk av mindre størrelse i gjennomsnitt har et større potensial for produksjonsøkning. Dette forholdet framgår klart av tabell 7, der en sammenlikning er gjort mellom tre grupper av småkraftverkene i utvalget, etter størrelse - henholdsvis de sju minste anleggene (under 6000 MWh uten demningsmagasin), de ni mellomste anleggene (mellom 6000 og 9000 MWh) og de fire største anleggene (mellom 12000 og 19000 MWh).

Tabell 7: Potensiell økning i kraftproduksjonen for grupper av småkraftverk etter størrelse

Grupper av småkraftverk	Kumulert produksjon uten å installere demningsmagasin	Kumulert effekt av å installere demningsmagasin	Endring i prosent
De sju minste	33393	10123	30,3
Elleve av mellomstørrelse	69449	16388	23,6
De fire største	63933	17101	26,7

7.3 Beregning av energiproduksjon med klimajusterte tilsig

I dette avsnittet presenteres energiproduksjonen for hvert energiverk i utvalget og effektberegninger ved bruk av ulike klimamodeller og under de ulike utslippsscenarioene. De simulerte produksjonsverdiene i det første scenarioet er gitt i tabell 7.

Tabell 7: Simulering av energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk for periodene 1981-2010, 2021-2050 og 2071-2100 - scenario 1

Klimamodell CNRM-CCLM/ Utslippsscenario RCP4.5

Småkraftverk	Energiproduksjon i MWh					
	1981-2010		2021-2050		2071-2100	
	Uten dam	Med dam	Uten Dam	Med dam	Uten dam	Med dam
Glesåa	5594	7071	5678	7331	6254	8211
Skripelandsfossen	7663	9694	7391	9385	7466	9415
Røylandsfoss	4852	5942	4883	5951	4893	5956
Virak	5408	7264	5419	7305	5315	7248

Gråklubben	3684	4991	3578	5050	3537	4934
Liarelva	7389	8389	7577	8494	7420	8373
Steine	8019	9560	8259	9725	8065	9549
Helganes	14062	16739	14493	17030	14132	16714
Stråpa	18089	22034	18664	22463	18208	22012
Ryssdal	5767	7426	5801	7533	5593	7343
Trollelva	5782	6304	5999	6519	6226	6724
Hugla	7257	8478	7426	8698	7393	8613
Meierifossen	4813	6081	4793	6110	4787	6104
Stølslia	6737	9105	6714	9237	6601	9074
Veiteberg	7769	10165	7768	10213	7782	10276
Sandal og Fossheim	11077	14268	11112	14497	10561	14005
Dale	9559	12554	9525	12653	9467	12599
Sundli	4421	6750	4366	6790	4371	6745
Voldsetelva	18797	24755	18568	24585	19115	24683
Rendalselva	9290	10539	9462	10615	9599	10630
Totalt for utvalget	166029	208109	167476	210184	166785	209208

Den «rene» effekten – målt som prosentvis endring i produksjonen – av å etablere en inntaksdam gjennom bygging av en demning, forutsatt klimatiske forhold som i dag (med referanseperioden 1981-2010) står oppført i tabell 8. Tilsvarende er ført opp effekten av klimaendringer, når en forutsetter at eksisterende anlegg for kraftproduksjonen (uten bygging av demning) vil være gjeldende også fram til 2100. Kolonnene med tall for «interaksjonseffekt» av klima og demning reflekterer den spesifikke effekt («tilleggseffekt») som demningen gir som følge av at det samtidig skjer en klimatisk generert endring i tilsig.

I kolonnene lengst til høyre i tabell 8 gjengis den totale og simultane effekt, når både demning og klimaendring inntreffer. Denne effekten er lik summen av de tre førstnevnte effektene.

Det skal bemerkes at den totale og simultane effekt følger av produksjonsverdiene beregnet i simulasjonsmodellen, mens interaksjonseffekten er utledet residualt som differansen mellom den nevnte simultaneffekten og summen av de separate effektene av demning og klima.

Det bemerkes at gjennomsnittstallene ikke er vektet i forhold til kraftverkens produksjonsvolum.

Tabell 8: Relative endringer i energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk uttrykt som effekter av en fiktiv demning og av endringer i klima – scenario 1

Klimamodell CNRM-CCLM/ Utslippsscenario RCP4.5

Småkraftverk	Effekt av demning (%)			Effekt av klima uten demning (%)		Interaksjons-effekt klima/demning (%)		Simultan-effekt av demning og klima (%)	
	1981-2010	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100
Glesåa	26,4	29,1	31,3	1,5	11,8	0,4	3,7	31,1	46,8
Skripelandsfossen	26,5	27,0	26,1	-3,5	-2,6	-1,0	-0,7	22,5	22,9
Røylandsfoss	22,5	21,9	21,7	0,6	0,8	0,1	0,2	22,7	22,8
Virak	34,3	34,8	36,4	0,2	-1,7	0,1	-0,6	35,1	34,0
Gråklubben	35,5	41,1	39,5	-2,9	-4,0	-1,2	-1,6	37,1	33,9
Liarelva	13,5	12,1	12,8	2,5	0,4	0,3	0,1	15,0	13,3
Steine	19,2	17,8	18,4	3,0	0,6	0,5	0,1	21,3	19,1
Helganes	19,0	17,5	18,3	3,1	0,5	0,5	0,1	21,1	18,9
Stråpa	21,8	20,4	20,9	3,2	0,7	0,6	0,1	24,2	21,7
Ryssdal	28,8	29,9	31,3	0,6	-3,0	0,2	-0,9	30,6	27,3
Trollelva	9,0	8,7	8,0	3,8	7,7	0,3	0,6	12,7	16,3
Hugla	16,8	17,1	16,5	2,3	1,9	0,4	0,3	19,9	18,7
Meierifossen	26,3	27,5	27,5	-0,4	-0,5	-0,1	-0,1	26,9	26,8
Stølslia	35,1	37,6	37,5	-0,3	-2,0	-0,1	-0,8	37,1	34,7
Veiteberg	30,8	31,5	32,0	0,0	0,2	0,0	0,1	31,5	32,3
Sandal og Fossheim	28,8	30,5	32,6	0,3	-4,7	0,1	-1,5	30,9	26,4
Dale	31,3	32,8	33,1	-0,4	-1,0	-0,1	-0,3	32,4	31,8
Sundli	52,7	55,5	54,3	-1,2	-1,1	-0,7	-0,6	53,6	52,6
Voldsetelva	31,7	32,4	29,1	-1,2	1,7	-0,4	0,5	30,8	31,3
Rendalselva	13,4	12,2	10,7	1,9	3,3	0,2	0,4	14,3	14,4
Gjennomsnitt	26,2	26,9	26,9	0,6	0,4	0,0	-0,1	27,5	27,3

Virkningene som en demningskonstruksjon vil ha på småkraftverkernes kraftproduksjon, er forholdsvis stabile over tid. For et fåtall kraftverk er variasjonene over tid likevel ikke ubetydelige; det gjelder bl.a. Gråklubben. For Rendalselva indikerer beregningene at effekten av demningen gradvis kan bli redusert framover i tid.

Under de aktuelle forutsetningene vil effektene av klima på kraftproduksjonen isolert sett være meget moderate, for enkelte av kraftverkene i utvalget (som Meierifossen, Veiteberg) kan de endog sies å være marginale. I gjennomsnitt for de 20 småkraftverkene vil klimaeffekten være positiv med henholdsvis 0,6 % og 0,4 % for de to periodene, og svakest i perioden lengst fram i tid. En rekke av kraftverkene – sju i perioden 2021-2050 og ni i perioden 2071-2100 – vil ifølge modellberegningene i dette scenarioet påvirkes negativt av klimaendringene. Noen kraftverk ligger an til å bli påvirket positivt i en periode og negativt i en annen periode. Mulige forklaringer på disse resultatene diskuteres videre i diskusjonsdelen.

De anslåtte interaksjonseffektene, som altså er utledet som differansen mellom på den ene siden den totale simultane effekt av klima og demning og på den andre siden ved å kumulere de separate effektene av klima og demning, er i gjennomsnitt tilnærmet null. Det er kun ved fire småkraftverk at denne effekten i tallverdi er på 1 % eller høyere for minst en av de to trettiårsperiodene. Gitt disse anslagene er det grunn til å tro at interaksjonseffekten er meget liten, men samtidig kan resultatene ha sammenheng med at slike effekter ikke er integrert i modellen på en tilfredsstillende måte.

I gjennomsnitt for småkraftverkene i utvalget er den totale (og simultane) effekt av demning og klima anslått til å bli 27,5 % i perioden 2021-2050 og 27,3 % i perioden 2071-2100. Om lag 98 % av gjennomsnittlig totaleffekt kan tilskrives installering av demninger.

Tilsvarende beregninger som i tabellene A-1 og B-1 er gjort under for de to scenarioene CNRM-CCLM/RCP8.5 (jf. tabellene 9 og 10) og EC-EARTH-CCLM/RCP4.5 (jf. tabellene 11 og 12). Resultatene kommenteres kort.

Tabell 9: Simulering av energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk for periodene 1981-2010, 2021-2050 og 2071-2100 – scenario 2

Klimamodell CNRM-CCLM/ Utslippsscenario RCP8.5

Småkraftverk	Energiproduksjon i MWh					
	1981-2010		2021-2050		2071-2100	
	Uten dam	Med dam	Uten Dam	Med dam	Uten dam	Med dam
Glesåa	5505	6997	5809	7433	6349	8294
Skripelandsfossen	7495	9497	7636	9765	7165	9241
Røylandsfoss	4745	5789	5006	6075	4885	5918
Virak	5307	7102	5345	7273	5181	7193
Gråklubben	3637	4929	3511	4871	3452	4902
Liarelva	7375	8325	7412	8361	7238	8290
Steine	7989	9487	8069	9564	7845	9365
Helganes	14017	16622	14148	16739	13729	16392
Stråpa	18006	21833	18221	22091	17694	21479
Ryssdal	5821	7452	5685	7374	5000	6787
Trollelva	5746	6242	5931	6441	6222	6777
Hugla	7236	8405	7368	8522	7154	8313
Meierifossen	4721	5983	4676	6007	4611	6090
Støslia	6693	9056	6615	9069	6288	8747
Veiteberg	7622	9970	7601	10082	7529	10260
Sandal og Fossheim	11210	14348	10854	14152	9490	13039
Dale	9381	12359	9257	12406	9098	12596
Sundli	4402	6754	4221	6500	4220	6558

Voldsetelva	18680	24574	18452	23907	18532	24088
Rendalselva	9250	10461	9531	10619	9272	10469
Totalt for utvalget	164838	206185	165348	207251	160954	204798

Tabell 10: Relative endringer i energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk uttrykt som effekter av en fiktiv demning og av endringer i klima – scenario 2

Klimamodell CNRM-CCLM / Utslippsscenario RCP8.5

Småkraftverk	Effekt av demning (%)			Effekt av klima uten demning (%)		Interaksjonseffekt klima/demning (%)		Simultan-effekt av demning og klima (%)	
	1981-2010	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100
Glesåa	27,1	28,0	30,6	5,5	15,3	1,5	4,7	35,0	50,7
Skripelandsfossen	26,7	27,9	29,0	1,9	-4,4	0,5	-1,3	30,3	23,3
Røylandsfoss	22,0	21,4	21,1	5,5	3,0	1,2	0,6	28,0	24,7
Virak	33,8	36,1	38,8	0,7	-2,4	0,3	-0,9	37,0	35,5
Gråklubben	35,5	38,7	42,0	-3,5	-5,1	-1,3	-2,1	33,9	34,8
Liarelva	12,9	12,8	14,5	0,5	-1,9	0,1	-0,3	13,4	12,4
Steine	18,8	18,5	19,4	1,0	-1,8	0,2	-0,3	19,7	17,2
Helganes	18,6	18,3	19,4	0,9	-2,1	0,2	-0,4	19,4	16,9
Stråpa	21,3	21,2	21,4	1,2	-1,7	0,3	-0,4	22,7	19,3
Ryssdal	28,0	29,7	35,7	-2,3	-14,1	-0,7	-5,0	26,7	16,6
Trollelva	8,6	8,6	8,9	3,2	8,3	0,3	0,7	12,1	17,9
Hugla	16,2	15,7	16,2	1,8	-1,1	0,3	-0,2	17,8	14,9
Meierifossen	26,7	28,5	32,1	-1,0	-2,3	-0,3	-0,7	27,2	29,0
Stølslia	35,3	37,1	39,1	-1,2	-6,1	-0,4	-2,4	35,5	30,7
Veiteberg	30,8	32,6	36,3	-0,3	-1,2	-0,1	-0,4	32,3	34,6
Sandal og Fossheim	28,0	30,4	37,4	-3,2	-15,3	-1,0	-5,7	26,2	16,3
Dale	31,7	34,0	38,4	-1,3	-3,0	-0,4	-1,2	32,2	34,3
Sundli	53,4	54,0	55,4	-4,1	-4,1	-2,2	-2,3	47,7	49,0
Voldsetelva	31,6	29,6	30,0	-1,2	-0,8	-0,4	-0,2	28,0	29,0
Rendalselva	13,1	11,4	12,9	3,0	0,2	0,3	0,0	14,8	13,2
Gjennomsnitt	26,0	26,7	28,9	0,4	-2,0	-0,1	-0,9	27,0	26,0

Enkelte modellparametere tilpasset utslippsscenarioet RCP8.5 er ulike tilsvarende parametere i scenarioet RCP4.5. De rene demningseffektene ikke identisk med dem som ble beregnet i scenario 1, og dette vanskeliggjør en sammenlikning av resultatene i de to scenarioene. Det gir derfor mer mening å forholde seg til tendensene (retning) enn til nivåer og nivåforskjeller.

I scenario 2 sammenliknet med det første scenarioet vil demningseffekten klarere bli forsterket lenger fram i tid. I begge scenarioene blir klimaeffekten svekket fra perioden 2021-2050 til perioden 2071-2100. Interaksjonseffekten blir noe svekket (og er i gjennomsnitt klart negativ) over tid i scenario 2, mens i scenario 1 var denne

effekten mer stabil. Den totale effekt, som for scenario 1 i gjennomsnitt var tilnærmet den samme i 2071-2100 som i 2021-2050, er i scenario 2 beregnet til å bevege seg i fallende retning.

Tabell 11: Simulering av energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk for periodene 1981-2010, 2021-2050 og 2071-2100 – scenario 3

Klimamodell EC-EARTH-CCLM/ Utslippsscenario RCP4.5

Småkraftverk	Energiproduksjon i MWh					
	1981-2010		2021-2050		2071-2100	
	Uten dam	Med dam	Uten Dam	Med dam	Uten dam	Med dam
Glesåa	5301	6744	5369	6869	5765	7446
Skripelandsfossen	7635	9660	7440	9373	7126	9123
Røylandsfoss	4851	5918	4888	5987	4723	5767
Virak	5411	7208	5410	7428	5226	7152
Gråklubben	3659	5033	3577	4999	3483	4940
Liarelva	7437	8367	7320	8332	7078	8199
Steine	8052	9505	7931	9514	7648	9248
Helganes	14140	16662	13908	16655	13389	16188
Stråpa	18157	21875	17878	21924	17225	21246
Ryssdal	5892	7522	5780	7406	5457	7258
Trollelva	5864	6401	6057	6569	6361	6833
Hugla	7303	8363	7361	8484	7339	8483
Meierifossen	4785	6025	4652	5976	4587	6087
Stølslia	6771	9164	6673	9045	6331	8820
Veiteberg	7743	10075	7553	10004	7482	10205
Sandal og Fossheim	11339	14499	11057	14234	10240	13788
Dale	9489	12416	9255	12487	9084	12661
Sundli	4549	6637	4488	6745	4454	6801
Voldsetelva	19067	24490	19390	24999	19393	25144
Rendalselva	9205	10501	9522	10619	9525	10559
Totalt for utvalget	166650	207065	165509	207649	161916	205948

Tabell 12: Relative endringer i energiproduksjonen i utvalgte småkraftverk uttrykt som effekter av en fiktiv demning og av endringer i klima – scenario 3

Klimamodell EC-EARTH-CCLM/ Utslippsscenario RCP4.5

Småkraftverk	Effekt av demning (%)			Effekt av klima uten demning (%)		Interaksjons-effekt klima/demning (%)		Simultan-effekt av demning og klima (%)	
	1981-2010	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100	2021-2050	2071-2100
Glesåa	27,2	27,9	29,2	1,3	8,8	0,4	2,6	29,6	40,5
Skripelandsfossen	26,5	26,0	28,0	-2,6	-6,7	-0,7	-1,9	22,8	19,5
Røylandsfoss	22,0	22,5	22,1	0,8	-2,6	0,2	-0,6	23,4	18,9
Virak	33,2	37,3	36,9	0,0	-3,4	0,0	-1,3	37,3	32,2
Gråklubben	37,6	39,8	41,8	-2,2	-4,8	-0,9	-2,0	36,6	35,0
Liarelva	12,5	13,8	15,8	-1,6	-4,8	-0,2	-0,8	12,0	10,2
Steine	18,0	20,0	20,9	-1,5	-5,0	-0,3	-1,0	18,2	14,9
Helganes	17,8	19,8	20,9	-1,6	-5,3	-0,3	-1,1	17,8	14,5
Stråpa	20,5	22,6	23,3	-1,5	-5,1	-0,3	-1,2	20,7	17,0
Ryssdal	27,7	28,1	33,0	-1,9	-7,4	-0,5	-2,4	25,7	23,2
Trollelva	9,2	8,5	7,4	3,3	8,5	0,3	0,6	12,0	16,5
Hugla	14,5	15,3	15,6	0,8	0,5	0,1	0,1	16,2	16,2
Meierifossen	25,9	28,5	32,7	-2,8	-4,1	-0,8	-1,4	24,9	27,2
Stølslia	35,3	35,5	39,3	-1,4	-6,5	-0,5	-2,6	33,6	30,3
Veiteberg	30,1	32,5	36,4	-2,5	-3,4	-0,8	-1,2	29,2	31,8
Sandal og Fossheim	27,9	28,7	34,6	-2,5	-9,7	-0,7	-3,4	25,5	21,6
Dale	30,8	34,9	39,4	-2,5	-4,3	-0,9	-1,7	31,6	33,4
Sundli	45,9	50,3	52,7	-1,3	-2,1	-0,7	-1,1	48,3	49,5
Voldsetelva	28,4	28,9	29,7	1,7	1,7	0,5	0,5	31,1	31,9
Rendalselva	14,1	11,5	10,9	3,4	3,5	0,4	0,4	15,4	14,7
Gjennomsnitt	25,3	26,6	28,5	-0,7	-2,6	-0,3	-1,0	25,6	24,9

Effektene er gjennomgående svakere i scenario 3 enn i scenarioene 1 og 2, med unntak av at den rene demningseffekten i perioden 2071-2100 ligger på et høyere nivå enn i scenario 1. Scenario bekrefter ellers tendensene i de to andre scenarioene, med en klimaeffekt, en interaksjonseffekt og en totaleffekt som er svakere for årene 2071-2100 enn for perioden 2021-2050.

7.4 Regionale forskjeller

Endringer i energiproduksjon per region/landssdel for perioden 2021-2050 sammenliknet med perioden 1981-2010 oppsummeres i tabell 13 nedenfor.

Tabell 13: Endringer i energiproduksjon per region/landsdel for perioden 2021-2050 sammenliknet med perioden 1981-2010 (uten inntakسدam).

	CNRM-CCLM-RCP4.5	CNRM-CCLM-RCP8.5	EC-EARTH-RCP4.5
Østlandet	1,5	5,5	1,3
Sørlandet	-0,9	2,7	-0,6
Vestlandet	1,1	-0,3	-1,4
Midt-Norge	-1,2	-2,7	0,2
Nord-Norge	1,9	3,0	3,4

Endringer i energiproduksjon per region/landsdel for perioden 2071-2100 sammenliknet med perioden 1981-2010 oppsummeres i tabell 14 nedenfor.

Tabell 14: Endringer i energiproduksjon per region/landsdel for perioden 2071-2100 sammenliknet med perioden 1981-2010 (uten inntakسدam).

	CNRM-CCLM-RCP4.5	CNRM-CCLM-RCP8.5	EC-EARTH-RCP4.5
Østlandet	11,8	15,3	8,8
Sørlandet	-1,1	-1,3	-4,2
Vestlandet	-0,3	-3,6	-4,0
Midt-Norge	0,3	-2,5	-0,2
Nord-Norge	3,3	0,2	3,5

8 Diskusjon

8.1 Effekten av demningsmagasin på energiproduksjonen i småkraftverk

For samtlige småkraftverk vil kraftproduksjonen øke dersom et demningsmagasin installeres. Dette er selvfølgelig et forventet resultat, da hensikten med demningsmagasinet eller oppdemningen er å kunne utnytte mer av tilsiget ved å regulere vannstanden til å bli høyere.

Det mest interessante er derfor å se på forskjellen i endringen i produksjon mellom kraftverkene. For de tjue småkraftverkene vil potensialet for produksjonsøkning befinne seg i et intervall på mellom 10 og 51 %. Den potensielle økningen i energiproduksjon vil med andre ord variere veldig mellom småkraftverkene. Gjennomsnittlig potensiell økning for hele utvalget er på tilnærmet 27 % med demningsmagasin.

At småkraftverkene vil kunne generere mer strøm med installert demningsmagasin, er en slutning som også kan trekkes ved å sammenlikne beregnet fremtidig midlere årsproduksjon med og uten demningsmagasin med de tre forskjellige klimamodellene. Selv om det er blitt påpekt i metoddelen at betydningen av

demningsmagasin for energiproduksjonen vil analyseres på grunnlag av målte dataserier, kan det sies at en økning i kraftproduksjon også kan observeres ved å analysere de modellerte og framskrevne dataseriene. Ved bruk av CNRM-CCLM-RCP4.5 vil gjennomsnittlig potensiell økning i kraftproduksjon for utvalget være på mellom 26 og 27 %, avhengig av hvilken 30-årsperiode som analyseres. For utslippsscenario RCP8.5 vil samme klimamodell gi en potensiell økning på mellom 26 og 29 %, mens den vil ligge mellom 25 og 29 % for EC-EARTH-CCLM-RCP4.5. Dette er i godt samsvar med beregnet gjennomsnittlig potensiell økning på 26,8 % ved bruk av målte tilsigsserier.

Installering av demningsmagasin hos småkraftverk er et utvidelsestiltak, og intervallet for potensiell økning i kraftproduksjon for de tjue småkraftverkene (10-51 %) er innenfor estimert økning i kraftproduksjon for kraftverk generelt (6-60 %) som følge av utvidelsestiltak (Lia et al., 2017).

8.2 Effekten av klimaendringer på energiproduksjonen i småkraftverk

I denne masteroppgaven er modellene CNRM-CCLM-RCP4.5, CNRM-CCLM-RCP8.5 og EC-EARTH-RCP4.5 blitt benyttet for å gi et bilde av mulige fremtidige endringer i kraftproduksjonen i utvalget av småkraftverk. Det første som slår en er hvor lite identiske resultatene fra modellene er. Dersom en ser på tilfellet der ingen demningsmagasin er installert, er det kun ett tilfelle (et småkraftverk) der to av klimamodellene gir samme prosentvis endring i produksjon for henholdsvis 2021-2050-perioden og 2071-2100-perioden. For enkelte kraftverk vil forskjellen i resultatene være relativt liten (eksempelvis Virak for perioden 2021-2050, uten dam), mens for andre vil forskjellen kunne anses som relativt stor (Sandal og Fossheim for perioden 2071-2100, uten dam). For perioden 2021-2050 vil gjennomsnittlig endring i kraftproduksjonen være mellom -0,7 % og 0,6 % avhengig av hvilken klimamodell som benyttes, mens den vil være mellom -2,6 og 0,4 % for perioden 2071-2100.

I tillegg til at hver klimamodell gir forskjellige resultater, er det et stort sprik i endring i energiproduksjon kraftverkene imellom. Enkelte småkraftverk, som Glesåa og Trollelva, vil kunne vise til potensielt store økninger i kraftproduksjonen, især for perioden 2021-2050. Andre, som Sandal og Fossheim for perioden 2071-2100, vil kunne få en stor reduksjon i kraftproduksjonen. En god del vil ha en tilnærmet stabil energiproduksjon fram til slutten av århundret.

Et funn er at de største endringene i energiproduksjonen forekommer for perioden 2071-2100, uavhengig av hvilken modell som benyttes. Et annet er at Glesåa vil kunne produsere mer strøm fram til 2100. Det skal nå forsøkes å se på de mest åpenbare og sannsynlige årsakene bak resultatene fra simuleringene, blant annet understøttelse fra tidligere forskning.

Det fremtidige klimaet vil under utslippsscenarioene RCP4.5 og RCP8.5 først og fremst være preget av høyere temperatur og høyere nedbørintensitet. For å prøve å se hvordan disse variablene påvirker kraftproduksjonen, tas det utgangspunkt i vannbalansen. Høyere temperatur vil føre til mer fordampning, som igjen fører til

mer nedbør. Samtidig vil den økte fordampningen også skje fra landjorden, slik at avløpet blir mindre. En annen konsekvens av høyere temperatur er mindre snødekke og med kortere varighet. Endrede hydrologiske forhold og netto effekt på kraftproduksjon av høyere temperatur vil derfor variere mye, avhengig av hvor i landet småkraftverket ligger.

Høyere nedbørintensitet forventes over hele landet fram til slutten av dette århundret. Med uttrykket «høyere nedbørintensitet» menes det flere dager med kraftige regnskyll. Selve nedbørmengden vil under episodene med intens nedbør kunne bli større enn dager med normal nedbørintensitet, men ikke nødvendigvis. En naturlig konsekvens av høyere nedbørintensitet vil være høyere tilsig, og dermed høyere vannføring. Dette vil logisk nok innebære større potensiell økning i energiproduksjon for småkraftverkene. En sannsynlig grunn til at høyere nedbørintensitet likevel ikke har gitt noen markant positiv endring for mange av småkraftverkene, er en vannføring som er større enn kraftverkets maksimale slukeevne. Dette vil igjen føre til flomtap. Dette kan bekreftes ved å observere at alle småkraftverk vil, som tidligere nevnt, oppleve en økning i kraftproduksjon ved å installere et demningsmagasin (sammenliknet med situasjonen hvor det ikke er noe magasin). Spesielt vil småkraftverk som forventer relativt store prosentvise reduksjoner i deres fremtidige kraftproduksjon, kunne redusere denne negative effekten betraktelig. Demningsmagasinet vil nemlig gjøre det mulig å nyttiggjøre vannføringen som ellers blir til flomtap.

Når det gjelder selve avrenningen, vil denne avhenge sterkt av sesongen. Om vinteren vil den øke som følge av høyere temperatur og økt nedbør, mens den vil minke om sommeren grunnet økt fordampning og tidligere snøsmelting. Store sesongvariasjoner vil dermed føre til sesongmessige endringer i kraftproduksjonen. Sesongvariasjoner har derimot ikke vært et fokus i denne oppgaven, slik at det er vanskelig å vite hvor mye endringer skyldes sesongmessige endringer.

Usikkerhetsmomenter som kan ha medført til feil i beregningene er mange. For det første foreligger det usikkerhet knyttet til både globale og regionale klimamodeller som ligger til grunn for tilsigsseriene. For det andre er det en usikkerhet knyttet til valg av parameterverdi. I avsnitt 6.3 ble det antatt en reguleringsgrad på 0,6 samt et vilkårlig falltap på mellom 2 og 5 m. Turbiners virkningsgrad har også betydning for produksjonen, men siden det er ukjent hvilke turbiner som benyttes, ble det antatt en samlet virkningsgrad på 0,86 for samtlige småkraftverk.

Inndelingen av småkraftverkene er ujevn, slik at eventuelle regionale forskjeller som beskrives i tabell 14, ikke vil være representative.

9 Konklusjon

Installeringen av et demningsmagasin vil være lønnsomt for samtlige småkraftverk, da de i gjennomsnitt vil kunne produsere 26,8 % mer energi med en demning. Klimaendringer vil påvirke energiproduksjonen, men resultatene fra denne studien gir ikke like entydige svar som resultater fra tidligere forskning, da de fleste småkraftverkene ikke synes å kunne øke sin energiproduksjon i like stor grad som man hittil har antatt. Det er sannsynlig at småkraftverkens begrensede reguleringsevne vil kunne hindre dem i å nyttiggjøre seg i større grad det ekstra tilsiget som kommer som følge av klimaendringene. Samtidig bekrefter dette betydningen av å installere et demningsmagasin for å kunne øke energiproduksjonen (dette er også blitt verifisert, jf. tabellene i kapittel 7).

Variasjonene i resultatene mellom scenariene antas å ha sammenheng med modellenes forenklinger og begrensninger.

Det fremheves at resultatene i denne studien kun gjelder for dens utvalg, altså de tjue småkraftverkene. Det vil være nødvendig å øke utvalget, og eventuelt å utvikle bedre klimamodeller, for å kunne heve kvaliteten på analysene og kunne trekke mer vidtgående konklusjoner.

10. Referanser

- Adams K, Aker I, Astolfi J et al. (2015) *2015 Hydropower status report*. IHA, London.
- Bachke D, Holmqvist E, Fladen B & SWECO Norge (2010) *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk – Ny utgave*. NVE, Oslo.
- Beisland C, Birkeland C, Koestler V, Longva B, Sønju-Moltzau B & Øyslebø E (2017) *Virkninger av klimaendringer på BKKs kraftproduksjon*. NVE, 2017:84. Oslo.
- Beldring S, Engeland K, Roald L, Sælthun N & Voksø A (2003) *Estimation of parameters in a distributed precipitation-runoff model for Norway*. *Hydrology and Earth System Sciences*, 7 (3): 304-316.
- Beldring S, Roald L & Voksø A (2002) *Avrenningskart for Norge – Årsmiddelverdier for avrenning 1961-1990*. NVE, 2002:2. Oslo.
- Brattebø H, Alfredsen K, Killingtveit Å et al. (2013) *Kompendium TVM4101 BM2 Vann- og miljøteknikk*. NTNU. Trondheim.
- Britannica (2018) Water cycle. <https://www.britannica.com/science/water-cycle>. Hentet 25.04.18.
- British dams (2018) Types of dam. <https://britishdams.org/educationcareers/about-dams/types-of-dam/>. Hentet 07.04.18.
- Centre National de Recherches Météorologiques (2014) CNRM-CM5. <https://www.umr-cnrm.fr/spip.php?article126>. Hentet 13.05.18.
- Chernet H, Alfredsen K & Killingtveit Å (2013) *The impacts of climate change on a Norwegian high-head hydropower system*. *Journal of Water and Climate Change*, 4 (1): 17-37.
- Clark M, Wilby R, Gutmann E, Vano J, Gangopadhyay S, Wood A, Fowler H, Prudhomme C, Arnold J & Brekke L (2016) *Characterizing Uncertainty of the Hydrologic Impacts of Climate Change*. *Hydrologic Impact (Society and Water Cycles)*, 2: 55-64.
- Cook K (2013) *Climate dynamics*. Princeton University Press, New Jersey.
- Energifakta Norge (2017) Kraftproduksjon. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>. Hentet 17.03.18.
- Finnemore E & Franzini J (2002) *Fluid Mechanics with Engineering Application*, 10. utg. McGraw-Hill Higher Education, New York.
- Fornybar (2018) Vannkraftteknologi. <http://www.fornybar.no/vannkraft/teknologi>. Hentet 23.03.18.

- Gaudard L, Gabbi J, Bauder A & Romerio F (2015) *Long-term Uncertainty of Hydropower Revenue Due to Climate Change and Electricity Prices*. *Water Resources Management*, 30 (4): 1325-1343.
- Hamududu B & Killingtveit Å (2012) *Assessing Climate Change Impacts on Global Hydropower*. *Energies*, 5: 305-322.
- Hanssen-Bauer I, Førland E, Haddeland I et al. (2015) *Klima i Norge 2100*. Miljødirektoratet, Oslo.
- Holmqvist E (2014) *Norges vannbalanse i TWh basert på HBV-modeller - Statistikk og variasjoner 1958-2012*. NVE, 2014:66. Oslo.
- Jerkø J & Killingtveit Å (2010) Optimal layout of hydropower system in Ullsfjord, Troms, considering climate change and possible changes in future power market. *Hydropower'10, 6th International Conference on Hydropower, Hydropower supporting other renewables*, 01.02-03.02. Tromsø.
- Larsen A & Vejleskov H (2002) *Videnskab og forskning. En lærebog til professionsuddannelser*. Gads Forlag, København.
- Lia L, Aas M & Killingtveit Å (2017) *Increased generation from upgrading and extension projects*. *Hydropower & Dams*, 24 (4): 75-78.
- Lia L, Jensen T, Stensby K, Midttømme G & Ruud A (2015) *The current status of hydropower development and dam construction in Norway*. *Hydropower & Dams*, (3): 37-43.
- Linsley R, Franzini J, Freyberg D & Tchobanoglous G (1992) *Water-Resources Engineering*, 4. utg. McGraw-Hill, Inc, New York.
- Midttømme G (2006) *Små dammer – Veileder for planlegging, bygging og vedlikehold*. NVE, 2006:2. Oslo.
- Mo B, Wolfgang O & Styve J (2010) The Nordic power system in 2020 – impacts from changing climatic conditions. *Conference on future climate and renewable energy: impacts, risks and adaptation*, 31.05.10-02.06.10. NVE, Oslo.
- Nielsen T (2014) *Turbiner – Virkningsgrader og slukeevne*. Småkraftforeninga http://www.smakraftforeninga.no/foiler/Nielsen_Turbiner_Virkningsgrader_og_Slukeevne.pdf. Hentet 01.04.18.
- NVE (2015) HBV-modellen. <https://www.nve.no/hydrologi/analysemetoder-og-modeller/hbv-modellen/>. Hentet 10.04.18.
- NVE (2015) Tilsigsberegninger. <https://www.nve.no/hydrologi/analysemetoder-og-modeller/tilsigsberegninger/>. Hentet 10.03.18.
- NVE (2016) Votna II, Odda, Hordaland. <https://www.nve.no/vann-vassdrag-og-miljo/nves-utvalgte-kulturminner/dammer/votna-ii-odda-hordaland/>. Hentet 07.04.18.

- NVE (2017) Elsertifikater. <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/>. Hentet 06.04.18.
- NVE (2017) Opprusting og utvidelse. <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/opprusting-og-utvidelse/>. Hentet 29.03.18.
- NVE (2017) Vannuttak og andre vassdragstiltak. <https://www.nve.no/vann-vassdrag-og-miljo/vannuttak-og-andre-vassdragstiltak/>. Hentet 07.04.18.
- NVE (2018) Historiske vannføringsdata til produksjonsplanlegging. <https://www.nve.no/hydrologi/hydrologiske-data/historiske-data/historiske-vannforingsdata-til-produksjonsplanlegging/>. Hentet 10.04.18.
- NVE (2018) Vannkraftpotensialet. <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/vannkraftpotensialet/>. Hentet 08.05.18.
- Olsson J, Arheimer B, Borris M, Donnelly C, Foster K, Nikulin G, Persson M, Perttu A, Uvo C, Viklander M & Yang W (2016) *Hydrological climate change impact assessment at small and large scales: key messages from recent progress in Sweden*. *Climate*, 4 (3): 1-24.
- Petterson L (2012) *Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010*. NVE, 2012:39. Oslo.
- Roald L, Beldring S, Skaugen T, Førland E & Benestad R (2006) *Climate change impacts on streamflow in Norway*. NVE, Oslo.
- Rosvold K (2015) Tilsig. Store norske leksikon <https://snl.no/tilsig>. Hentet 15.03.18.
- Seibert J (2005) *HBV light version 2 User's Manual*. Stockholm University Department of Physical Geography and Quaternary Geology. Stockholm.
- SMHI (2017) EC-EARTH. <https://www.smhi.se/en/research/research-departments/climate-research-rossby-centre2-552/ec-earth-1.121330>. Hentet 13.05.18.
- Statistisk sentralbyrå (2017) Rekordstor kraftproduksjon i 2016. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordstor-kraftproduksjon-i-2016>. Hentet 17.03.18.
- Stocker T, Qin D, Plattner G et al. (2013) *Climate change 2013 – The physical science basis*. IPCC, New York.
- Svarte S & Sebergesen J (2002) *Energiproduksjon og energidistribusjon*. Gyldendal, Oslo.
- Wetterhall F, Graham L, Andréasson J, Rosberg J & Yang W (2011) *Using ensemble climate projections to assess probabilistic hydrological change in the Nordic region*. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 11: 2295-2306.
- Wilson, D, Hisdal H & Lawrence D (2010) *Has streamflow changed in the Nordic countries? – Recent trends and comparisons to hydrological projections*. *Journal of Hydrology*, 394: 334–346.

11. Vedlegg

Vedlegg I: Sentrale definisjoner

Avløp: Del av nedbør som finner veien frem til magasinet. Avløpet varierer med størrelsen på nedbørfeltet, nedbørmengden samt topografi og vegetasjon (Midttømme, 2006).

Fallhøyde: Kalles også for trykkhøyde. Tilsvarende høydeforskjellen mellom vannstanden i magasinet og utløpet fra kraftverket. Effektiv fallhøyde defineres som differansen mellom fallhøyde og falltap (se nedenfor for definisjonen av falltap) (Bachke et al., 2010).

Falltap: Tap av nyttbar energi som følge av friksjon og andre tap i vannveien (Bachke et al., 2010).

Fyllingsgrad: Forholdet mellom det aktuelle vanninnholdet i et reguleringsmagasin og vanninnholdet ved fullt magasin (Bachke et al., 2010).

Magasin: Naturlig eller kunstig innsjø til oppsamling av vann i perioder med høyt tilsig og/eller lavt forbruk (Bachke et al., 2010).

Magasinkapasitet: Total vannmengde i m^3 som det er plass til mellom høyeste regulerte vannstand (HRV) og laveste regulerte vannstand (LRV) i et reguleringsmagasin. Produserbar kraftmengde oppnås ved uttømming av et fullt magasin (Bachke et al., 2010).

Nedbørsfelt: Summen av magasinet og området som har fall mot magasinet. Noe av nedbøren fordamper, mens en annen del tas opp av vegetasjonen rundt (Midttømme, 2006).

Slukeevne: Maksimal vannføring i $\frac{m^3}{s}$ som en turbin kan nyttiggjøre seg (Bachke et al., 2010).

Spesifikt avløp/avrenning: Avløp per areal og tidsenhet. Oppgis i enten $\frac{mm}{\text{år}}$ eller $\frac{l}{s \cdot km^2}$ (Pettersen, 2012).

Tilsig: Vannmengden som blir tilført vannansamlinger (sjø, magasin, eller elv) (Bachke et al., 2010).

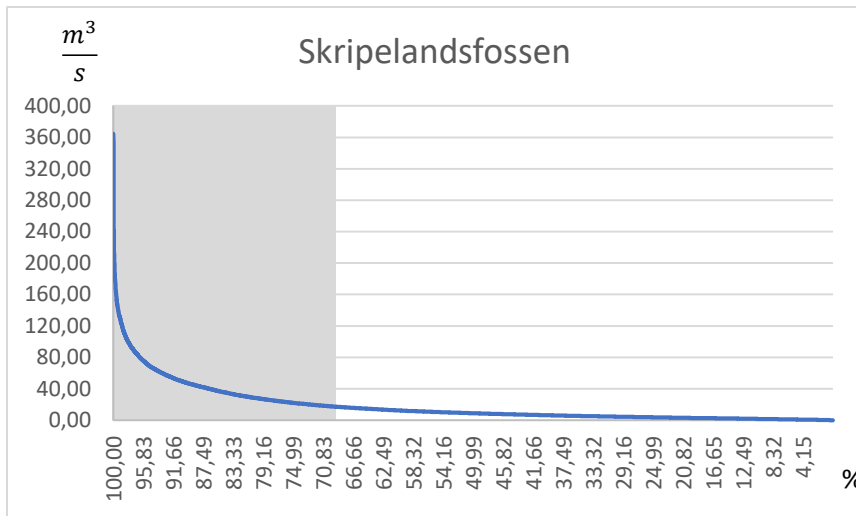
Vannføring: Vannvolum per tidsenhet som fra det oppstrøms beliggende avrenningsområdet blir drenert til et vassdragspunkt. Oppgis i enten $\frac{m^3}{s}$ eller $\frac{l}{s}$ (Beldring et al., 2017).

Vannvei: Tilløpsrør og avløpstunnel (Bachke et al., 2010).

Vedlegg II: Konstanter

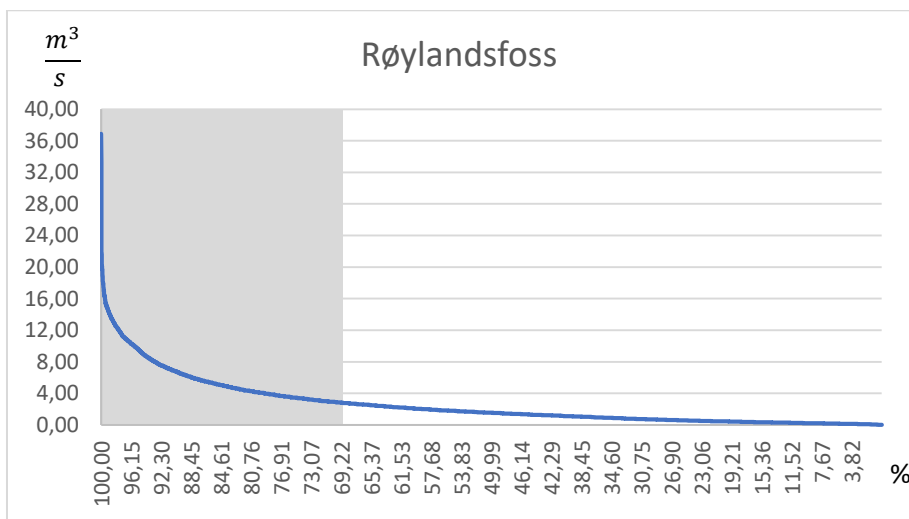
E_p	potensiell energi
m	masse
g	gravitasjonskonstanten
h	fallhøyde
V	volum / strømningshastighet i rør
ρ	vannets tetthet
P	effekt
E	energi / evapotranspirasjon
t	tid
Q	vannføring
η	virkningsgrad
ω	omdreiningshastighet
τ	kraftmoment
n	turtall
p	trykk
h_f	falltap
γ	spesifikk vekt
τ_0	skjærfriksjon
L	rørlengde
D	rørdiameter
S	vannets lagringsrate
P	nedbørsrate
R_s	rate for avrenning fra landoverflaten
R_u	rate for underjordisk avrenning

Vedlegg III: Varighetskurver for vannføringsserier



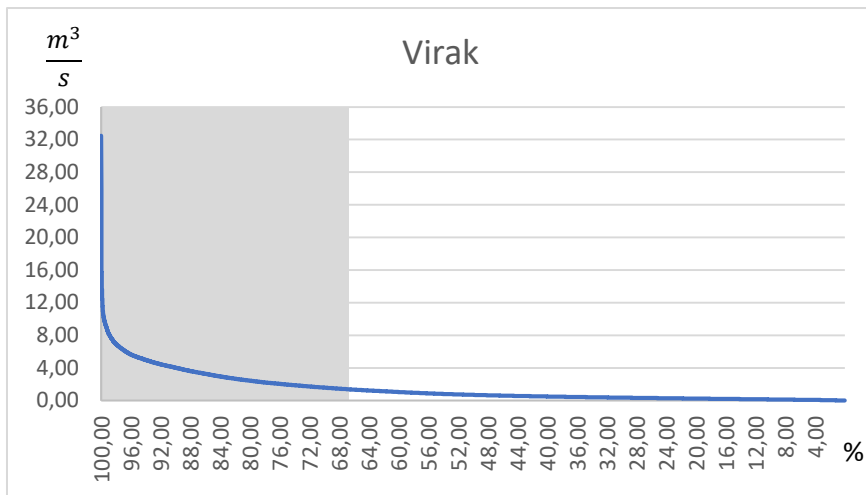
Figur 17: Skripelandsfossen.

Maksimal vannføring er $364,6 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $8,9 \frac{m^3}{s}$.



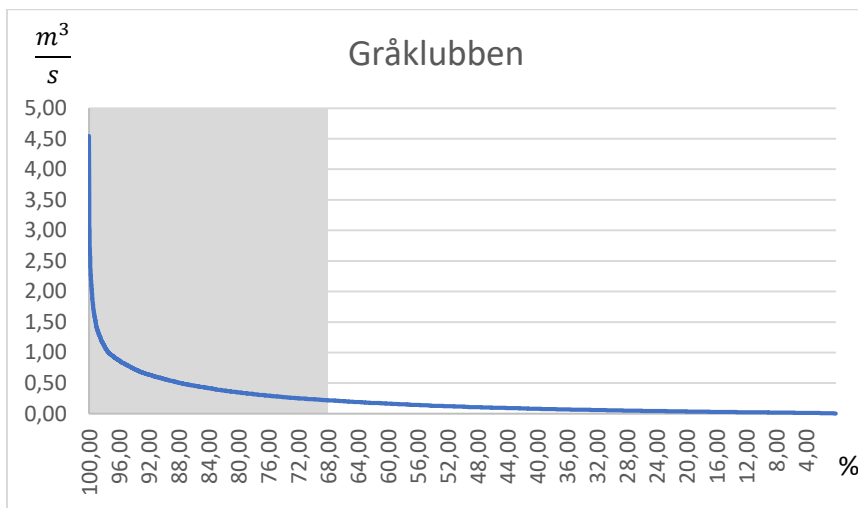
Figur 18: Røylandsfoss.

Maksimal vannføring er $36,9 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $1,6 \frac{m^3}{s}$.



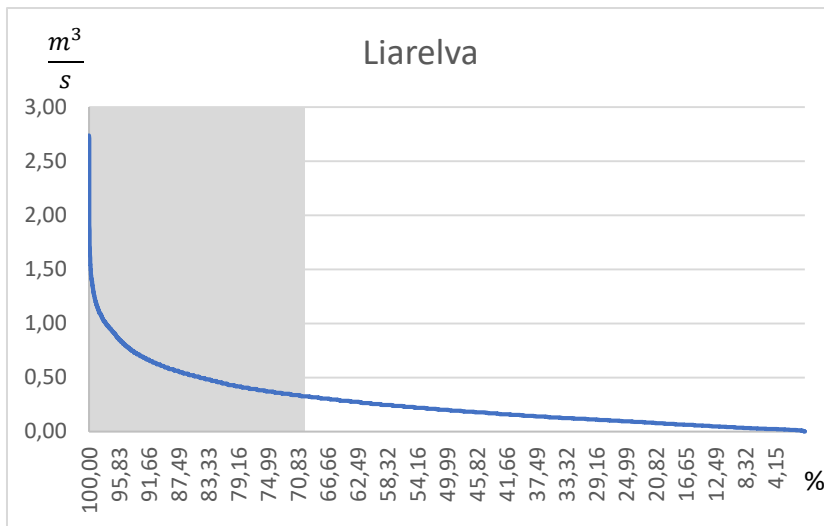
Figur 19: Virak.

Maksimal vannføring er $32,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,7 \frac{m^3}{s}$.



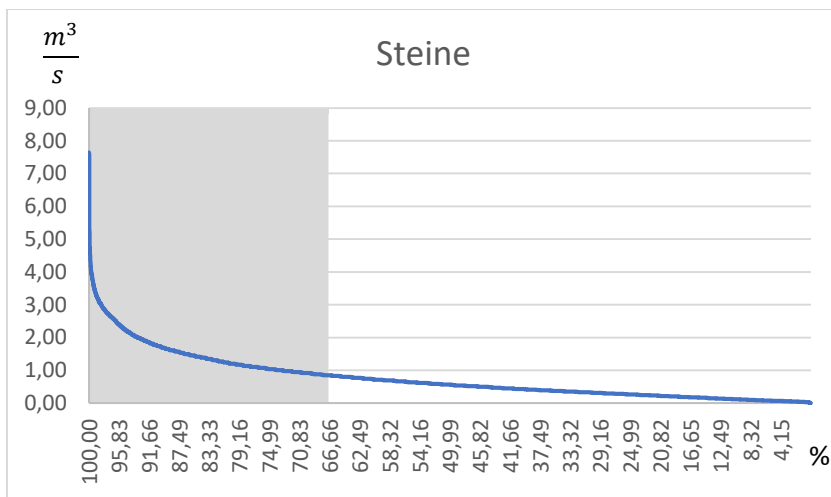
Figur 20: Gråklubben.

Maksimal vannføring er $4,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,1 \frac{m^3}{s}$.



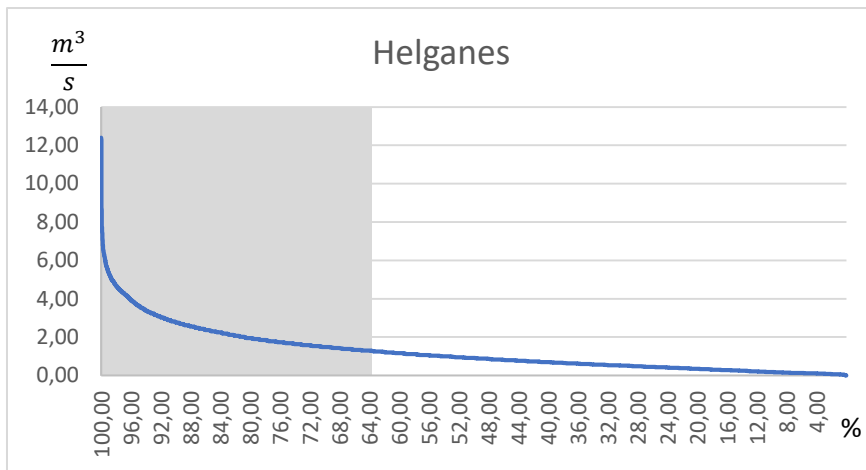
Figur 21: Liarelva.

Maksimal vannføring er $2,7 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,2 \frac{m^3}{s}$.



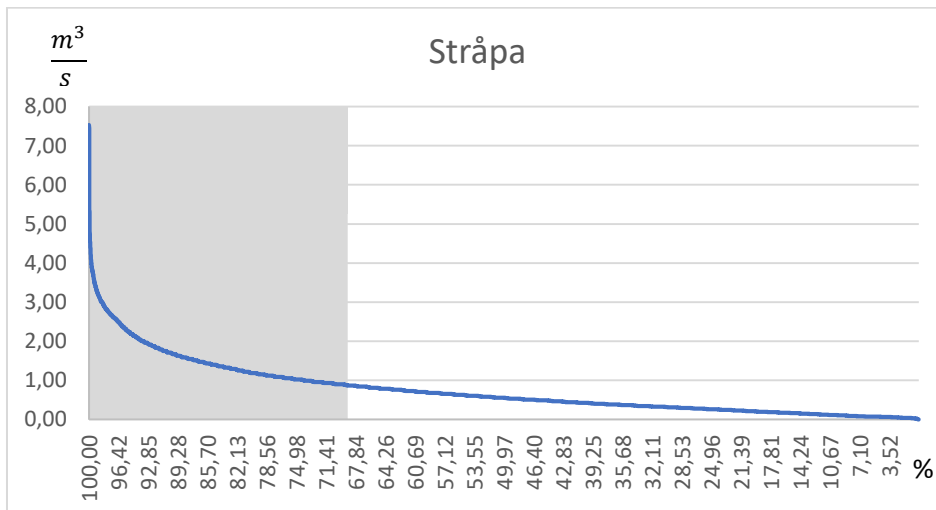
Figur 22: Steine.

Maksimal vannføring er $7,6 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,6 \frac{m^3}{s}$.



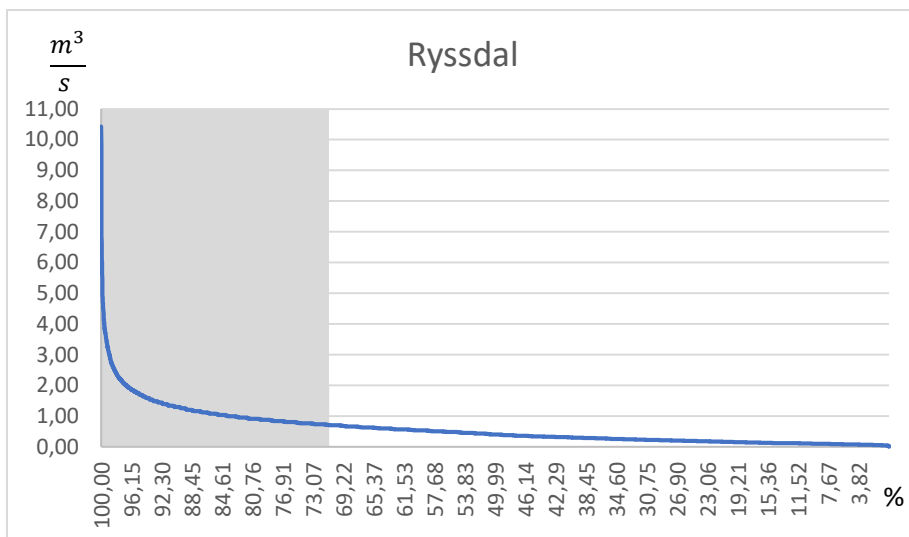
Figur 23: Helganes.

Maksimal vannføring er $12,4 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,9 \frac{m^3}{s}$.



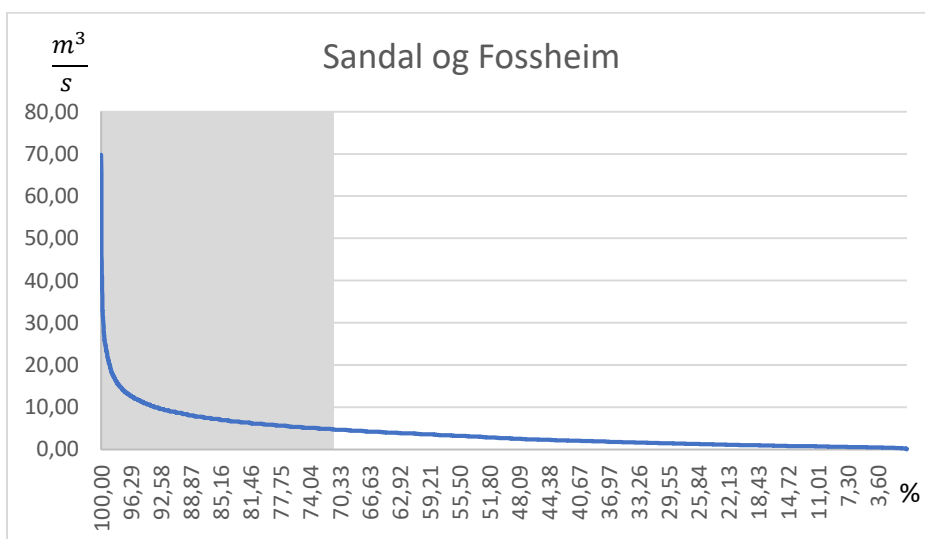
Figur 24: Sråpa.

Maksimal vannføring er $7,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,6 \frac{m^3}{s}$.



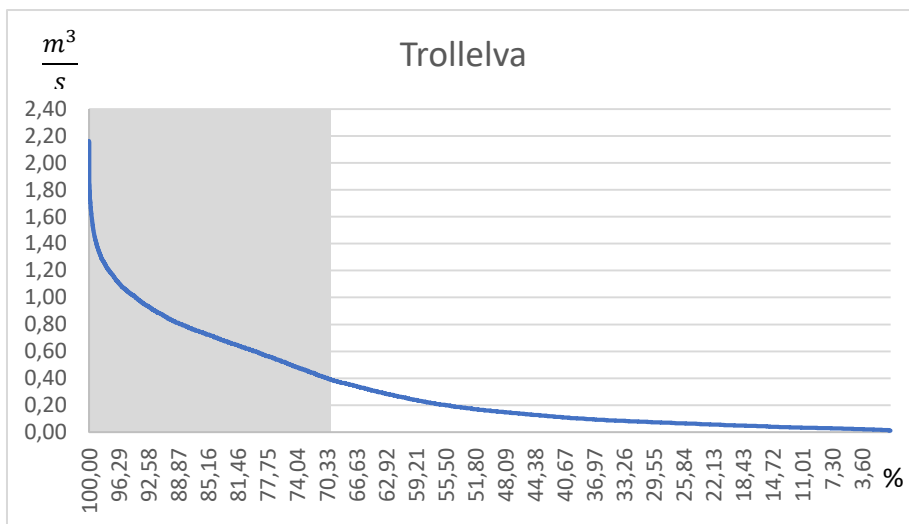
Figur 25: Ryssdal.

Maksimal vannføring er $10,4 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,4 \frac{m^3}{s}$.



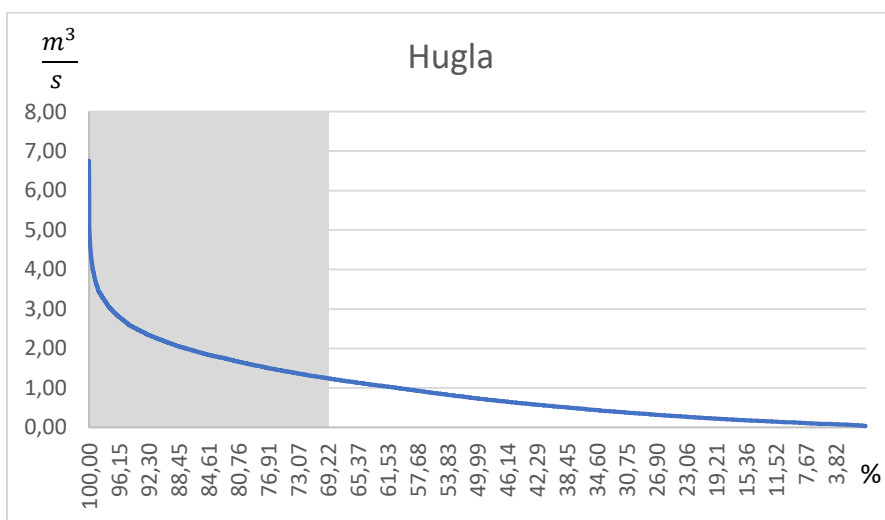
Figur 26: Sandal og Fossheim.

Maksimal vannføring er $69,7 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $2,7 \frac{m^3}{s}$.



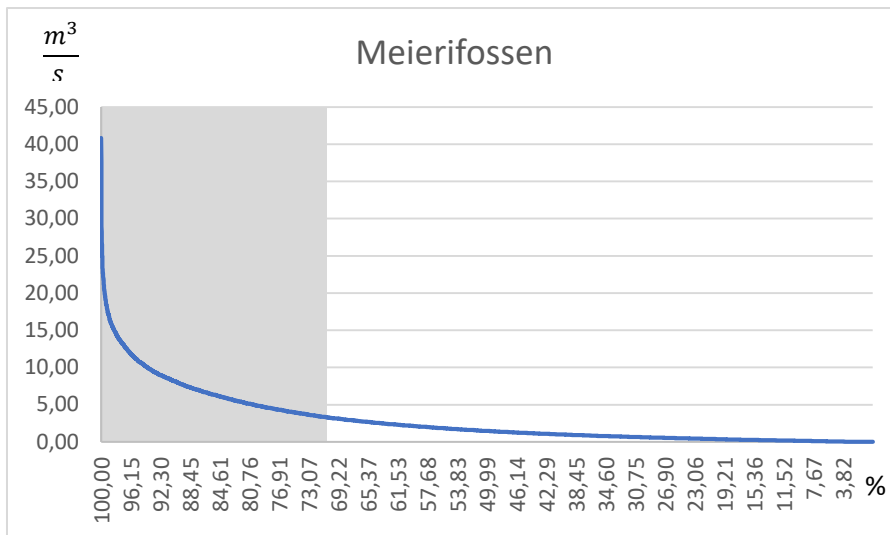
Figur 27: Trollelva.

Maksimal vannføring er $2,2 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,2 \frac{m^3}{s}$.



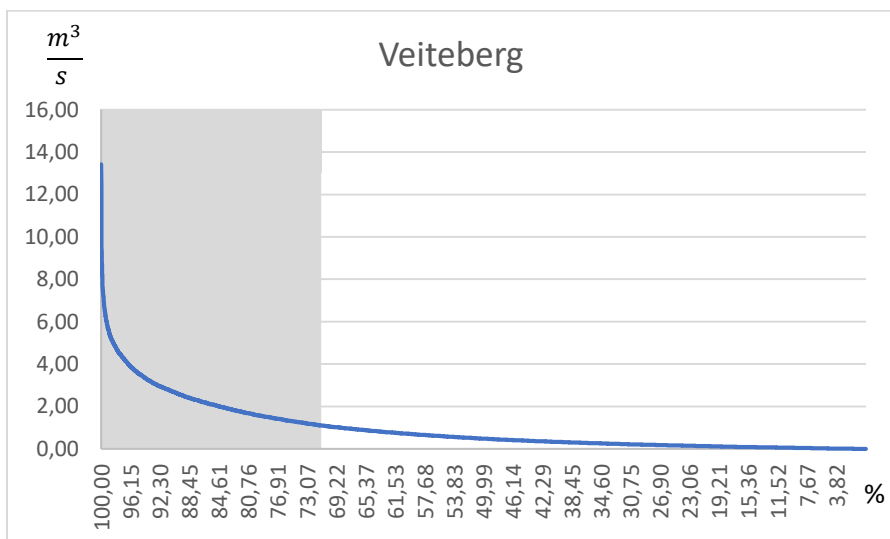
Figur 28: Hugla.

Maksimal vannføring er $6,8 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,7 \frac{m^3}{s}$.



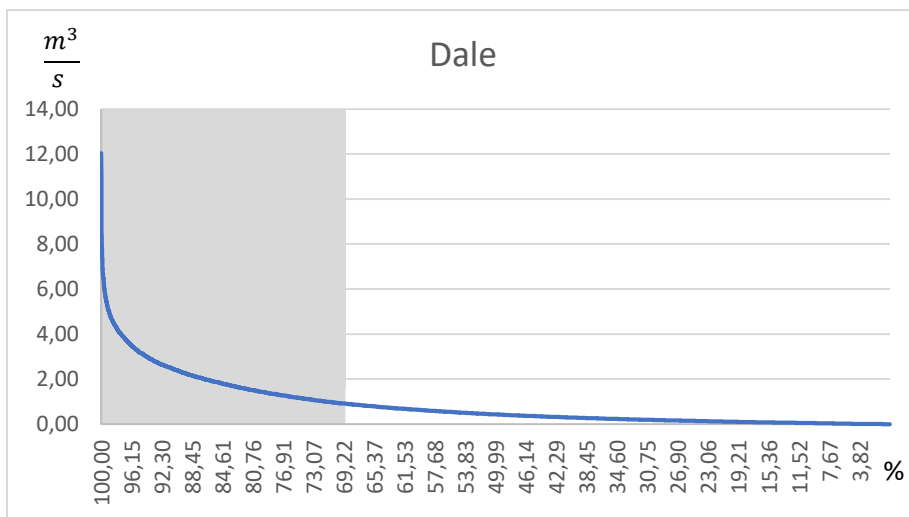
Figur 29: Meierifossen.

Maksimal vannføring er $40,8 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $1,5 \frac{m^3}{s}$.



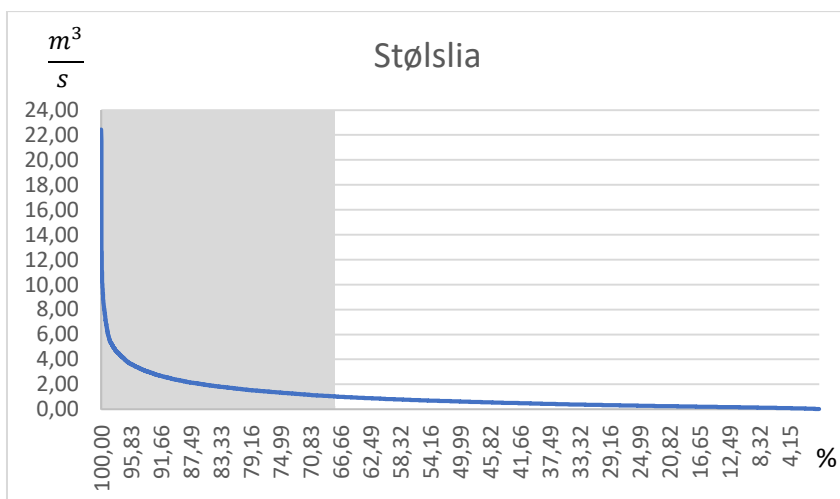
Figur 30: Veiteberg.

Maksimal vannføring er $13,4 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,5 \frac{m^3}{s}$.



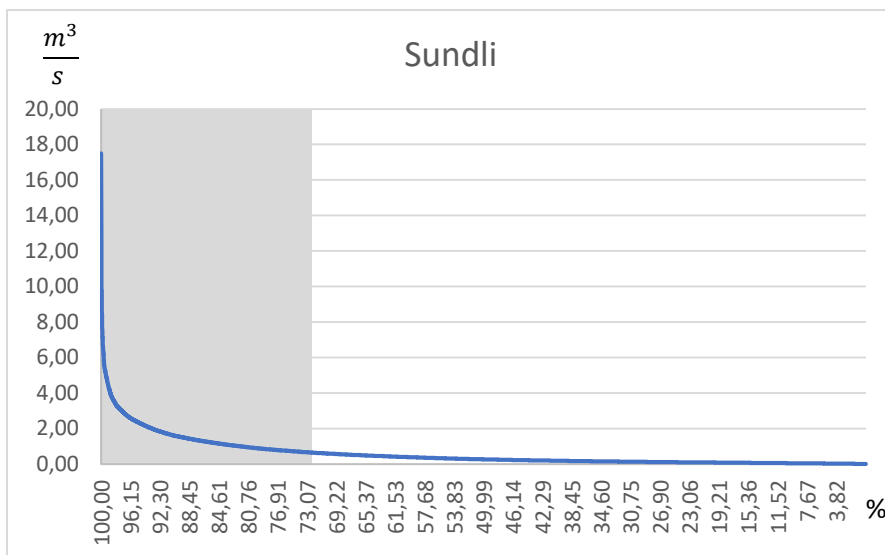
Figur 31: Dale.

Maksimal vannføring er $12,0 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,4 \frac{m^3}{s}$.



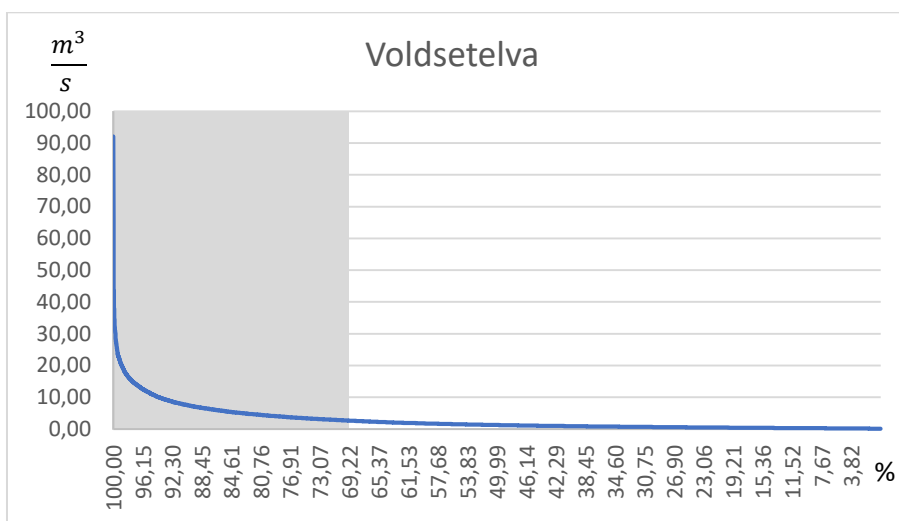
Figur 32: Stølslia.

Maksimal vannføring er $22,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,6 \frac{m^3}{s}$.



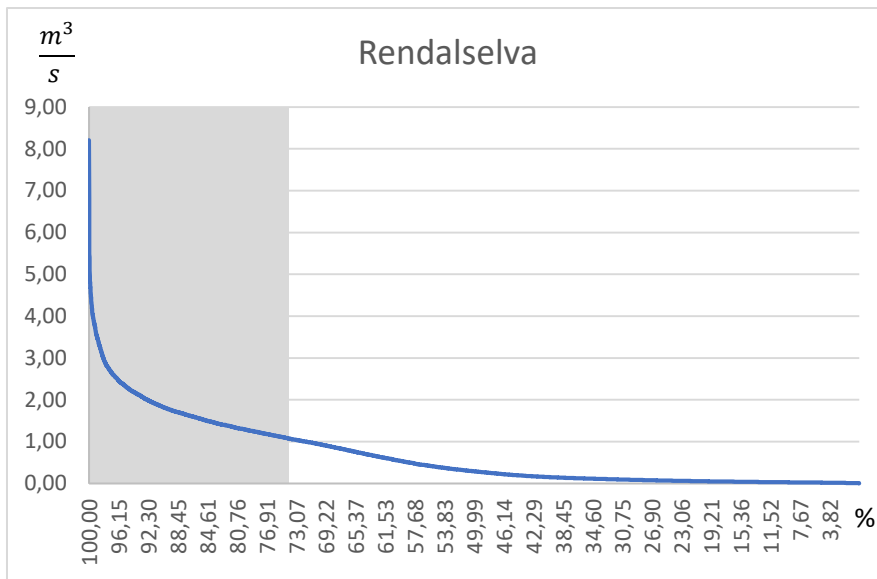
Figur 33: Sundli.

Maksimal vannføring er $17,5 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,3 \frac{m^3}{s}$.



Figur 34: Voldsetelva.

Maksimal vannføring er $92,1 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $1,3 \frac{m^3}{s}$.



Figur 35: Rendalselva.

Maksimal vannføring er $8,2 \frac{m^3}{s}$. Medianverdien i tilsigsserien er $0,3 \frac{m^3}{s}$.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway