

Nedbør, temperatur og tilsig

Året 2002/2003 - en beskrivelse av klima og
tilsigsforhold i Norge og Sverige

Rapport Nr. 8

Nedbør, temperatur og tilsig

Oppdragsgiver: Olje- og energidepartementet

Redaktør:

Forfatter: Ånund Killingtveit og Inger Karin Engen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 35

ISSN: 1503-0318

Sammendrag: Det var usedvanlig lave tilsig til det nordiske kraftverkssystemet høsten 2002, noe som førte til sterk nedtapping av vannkraftmagasinene og etter hvert svært høye kraftpriser. Det ble satt i gang sparetiltak pga. reell frykt for leveringsproblem fram mot vårflommen 2003.

Det viste seg likevel å ikke bli noe problem. Analysene i denne rapporten viser imidlertid at en mer ugunstig værutvikling gjennom vinteren og våren lett kunne ha ført til vesentlig kraftigere press på magasiner og priser.

Emneord: Nedbør, temperatur, tilsig, kraftsituasjon

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

27. august 2003

Innhold

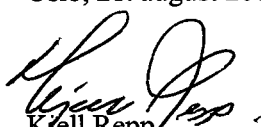
Forord.....	5
Sammendrag.....	6
1. Innledning	8
2. Forhistorien	8
2.1 Hydrologisk situasjon våren 2002 i Norge og Sverige.....	8
2.2 Magasinoppfyllingen våren 2002 i Norge og Sverige.....	16
2.3 Hva var kjent / burde vært kjent?	17
2.4 Regionale forskjeller Norge	17
2.5 Regionale forskjeller i Sverige.....	18
2.5 Regionale forskjeller i Sverige.....	18
3. Utviklingen august til desember 2002.....	19
3.1 Tilsigsutvikling Norge	19
3.2 Tilsigsutvikling Sverige.....	20
3.3 Temperatur.....	23
3.4 Snølegging.....	23
3.5 Analyse av utviklingen i 2002, pr 1/8, 1/9, 1/10, 1/11 og 1/12.	25
3.6 Utvikling i magasinoppylling for noen viktige magasiner.....	26
3.7 Litt om forholdene i brefelt	27
4. Utviklingen vinteren og våren 2003.....	29
4.1 Nedbør- og tilsig	29
4.2 Analyse av risiko for lave vintertilsig	32
4.3. Sammenheng mellom lufttemperatur, tilsig og kraftforbruk	36
4.4 Hvor stor var risikoen for alvorlig forsyningssvikt vinteren 2003?	39
5. Utviklingen våren 2003.....	41
6. Statistiske analyser av tilsiget i 2002	42
6.1 Tilsig i 2002	42
6.2 Tilsig høsten 2002	43

6.3	Gjentaksintervall for tilsigssvikten høsten 2002	46
7.	Sammenligning med noen tidligere kjente tørrværsepisoder	48
7.1	Tilsigssvikten i 1993-94	49
7.2	Tilsigssvikten i 1995-96	50
7.3	Oppsummering og sammenligning	51
8.	Perioden august 2002 til juli 2003	52

Forord

Denne rapporten er skrevet i forbindelse med den planlagte stortingsmeldingen om forsyningssikkerhet, og er et svar på Olje- og Energidepartementets (OED) brev av 11. april 2003. I dette brevet bes NVE blant annet om å beskrive nedbør-, temperatur- og tilsigsforhold i 2002/2003 og gjennomføre et prosjekt vedrørende tørrårsberegninger. Denne rapporten er en av to rapporter, som omhandler de hydrologiske forholdene i forbindelse med den anstrengte kraftsituasjonen høsten 2002 / vinteren 2003.

Oslo, 28. august 2003


Kjell Repp
avdelingsdirektør


Sverre Husebye
seksjonssjef

Sammendrag

Høsten 2002 ble preget av usedvanlig lave tilsig til vannkraftsystemet i både Norge, Sverige og Finland, med tilsig på ned mot eller under 50 % av det normale gjennom høsten og tidlige vintermåned. Dette førte til sterk nedtapping av vannkraftmagasinene og etter hvert svært høye priser på kraftmarkedet.

Episoden høsten 2002 var for kortvarig til at den førte til rekordlave tilsig på årsbasis, og året 2002 kan derfor ikke karakteriseres som et tørrår. Dette skyldes også at tilsiget var høyere enn normalt gjennom vinteren og våren 2002, noe som førte til liten nedtapping av magasinene og rask oppfylling sommeren 2002. Magasinfyllingen kulminerte omkring 1. august med en fylling som var omkring eller over normal (median) fyllingsgrad. En gikk derfor inn i høstens tørke med relativt velfylte magasiner, mens den vanlige oppfyllingen utover høsten uteble fullstendig.

Dersom en ser på 12-månedersperioden august 2002 til juli 2003 så er sum tilsig til Norge 95 TWh og i Sverige ca 47 TWh. Dette er tilsig som ligger så lavt at det kanskje kunne karakteriseres som tørrår, men i henhold til den definisjonen som foreslåes brukt skal tørrår beregnes for et kalenderår, ikke som en glidende sum for en vilkårlig periode. Det kan nevnes at vi i perioden 1931-2002 finner 7 slike år der tilsiget i Norge ligger på 95 TWh eller lavere i perioden august-juli. For Sverige finner vi bare ett år som har lavere tilsig, 1968-69 med 44.7 TWh. For Norge + Sverige samlet finner vi bare to år tidligere med lavere tilsig i denne perioden. Forholdene i Sverige har med andre ord vært langt mer ekstreme enn i Norge i denne 12-månedersperioden.

Slutten av sommeren og tidlig høst 2002 var preget av svært tørt og varmt vær i hele Skandinavia, og de lave tilsigene kom både pga lite nedbør, snømagasin som var smeltet ned tidlig på sommeren og høy fordampning på grunn av det uvanlig varme været. Dette førte også til sterk nedtapping av markvann- og grunnvannsmagasiner.

Tidlig i oktober 2002 slo været om fra varmt og tørt til kaldt og tørt, og en gikk direkte inn i vinteren uten de vanlige høstflommene som i hvert fall i Norge nesten alltid bidrar til økt magasinfylling ut over høsten. Det kalde været fortsatte i både Norge og Sverige fram til like etter nyttår da det igjen kom et kraftig omslag, denne gang tilbake til mildere og mer nedbørrikt vær. Den helt uvanlige situasjonen varte derfor i noe over fem måneder, fra august 2002 til like etter nyttår.

Tidlig i januar 2003 var vannkraftmagasinene tappet ned til rekordlave nivå og prisene gikk opp til rekordhøye nivå. Det ble nå satt i gang tiltak for å spare på strømforbruket og produsentene ble bedt om å spare på vannet i magasinene idet det var en reell frykt for at en kunne få leveringsproblem fram mot vårflommen 2003. I ettertid kan det diskuteres om disse tiltakene var nødvendige, idet det viste seg at oppdekningen fram mot våren ikke ble noe problem. Vi har analysert situasjonen måned for måned ut over vinteren, og resultatet viser at det tidlig på vinteren trolig var en høyst reell risiko for en langt mer anstrengt utvikling enn den som faktisk ble realisert. Det som var med og reddet situasjonen var en kombinasjon av mildt vintervær fra midten av januar, normalt med

nedbør gjennom vinteren og en tidlig start på vårflommen allerede rundt 20. april. Analysene i denne rapporten viser at en mer ugunstig værutvikling gjennom vinteren og våren lett kunne ha ført til et vesentlig kraftigere press på magasiner og priser. I en forenklet analyse som ikke tar hensyn til økt import og forbruksreduksjoner har vi beregnet sannsynligheter for en utvikling som kunne ført magasinivået ned mot 10 % i Norge. En ville i så fall komme i en situasjon der restenergien i hovedsak var samlet i noen få store magasin. Sannsynligheten for en slik situasjon er beregnet til å være ca 30 % i januar og ca 6-10 % i februar. Fra mars syntes risikoen redusert til nesten null. Denne analysen bygger på forenklinger i beskrivelsen av kraftmarkedet, og tar hensyn til hvordan lave vintertemperaturer gir høyere forbruk og lavere tilsig, mens forholdene ellers på kraftmarkedet ikke er korrekt representert, idet det er forutsatt samme import og samme reduksjon i forbruk som i 2003. Resultatene må derfor foreløpig sees som indikasjoner. Det ville være interessant å gjennomføre en mer fullstendig analyse senere, der en også inkluderte hvordan lavere magasinutfylling ville påvirke priser og dermed forbruk og import. Virkninger i forbruket pga temperaturvariasjon er imidlertid korrekt representert i beregningene.

Kraftsystemet greidde derfor oppdekningen gjennom og etter en usedvanlig tørr høst, en høst som har et beregnet gjentaksintervall på 100-200 år for Norge, 50-100 år for Sverige og 100-200 år for kombinasjonen. Våren og sommeren før tørken startet hadde imidlertid høye tilsig som ga god magasinutfylling. Vinteren fra tidlig i januar ble mild samtidig som våren 2003 kom tidlig slik at magasinutfyllingen begynte å øke igjen allerede fra ca 20. april. Slik sett var ikke de ekstreme forholdene langvarige, bare fem måneder, og både før og etter dette var tilsig og temperaturer over eller nær det normale.

En gjennomgang av de siste 15 årene viser at en i Skandinavia gjennomgående har hatt nedbør og tilsig over det normale. Fra 1990 er det faktisk bare 4 perioder der nedbør har vært under normalt over en periode på ett år, i tillegg til 2002-2003 var dette årene 1991-92, 1993-94, 1995-96. De to siste av disse episodene er undersøkt og sammenlignet med fjorårets tilsigssvikt. Det viser seg at både i 1993-94 og 1995-96 var det en svikt i tilsiget over fem måneder som var i samme størrelsesorden eller større enn i 2002. Magasinene ble også da tappet kraftig ned, og i 1994 var magasinene tappet enda litt lavere enn i 2003. Den kalde og tørre vinteren 1995-96 ga både sterk nedtapping og høye priser. En kan derfor si at kraftsystemet i de ti årene siden 1993 har opplevd tre episoder med alvorlig nedbørsvikt med påfølgende sterk nedtapping av magasinene, og disse tre har vært av omtrent samme størrelse, selv om høsten 2002 trolig var den mest ekstreme. Disse tre episodene viser at tilsigssvikt kan inntreffe på ulike tider av året og at selv om 2002 var ekstrem så gjelder det bare for den spesielle perioden på høsten. Andre år kan gi like alvorlig tilsigssvikt, men på andre tider av året.

1. Innledning

Ettersommeren og høsten 2002 ga svært lave tilsig til vannkraftsystemene i både Norge, Sverige og Finland og medførte at magasinnivåene utover mot jul ble tappet ned til uvanlig lave nivå. Høsten var også relativt kald og til sammen førte lave tilsig, lave magasinnivå og høyt forbruk til et rekordhøyt prisnivå på elektrisk kraft i Norden. Det som i første rekke skapte problemer var samtidighet i lave tilsig over hele regionen. På den annen side var varigheten av de ekstremt lave tilsigene relativt kort, det var først og fremst de fem månedene fra august til og med desember 2002 som var ekstreme. Både før og etter dette tidsrommet var tilsigene omkring eller over det normale¹, det samme gjelder for lufttemperaturen. Ut over vinteren 2002/2003 var det stor usikkerhet om en ville få problemer med kraftoppdekning fram til vårfloppen, men det viste seg etter hvert at det ikke ble noen store problemer, selv om magasinene kom ned på svært lave nivå.

Vi vil her gi en oversikt over hva som skjedde meteorologisk og hydrologisk i løpet av året fra sommeren 2002 og fram til etter vårfloppen 2003, og i neste omgang undersøke hvor ekstrem denne situasjonen var for kraftsystemet. Vi vil også se på hva som kunne ha skjedd dersom tilsiget og temperaturene gjennom vinteren hadde utviklet seg i en litt mer ugunstig retning enn det som faktisk skjedde. Til slutt vil vi se på det som skjedde i 2002 i et større perspektiv, hvor ekstrem var denne situasjonen i forhold til tidligere ekstremisituasjoner.

2. Forhistorien

2.1 Hydrologisk situasjon våren 2002 i Norge og Sverige

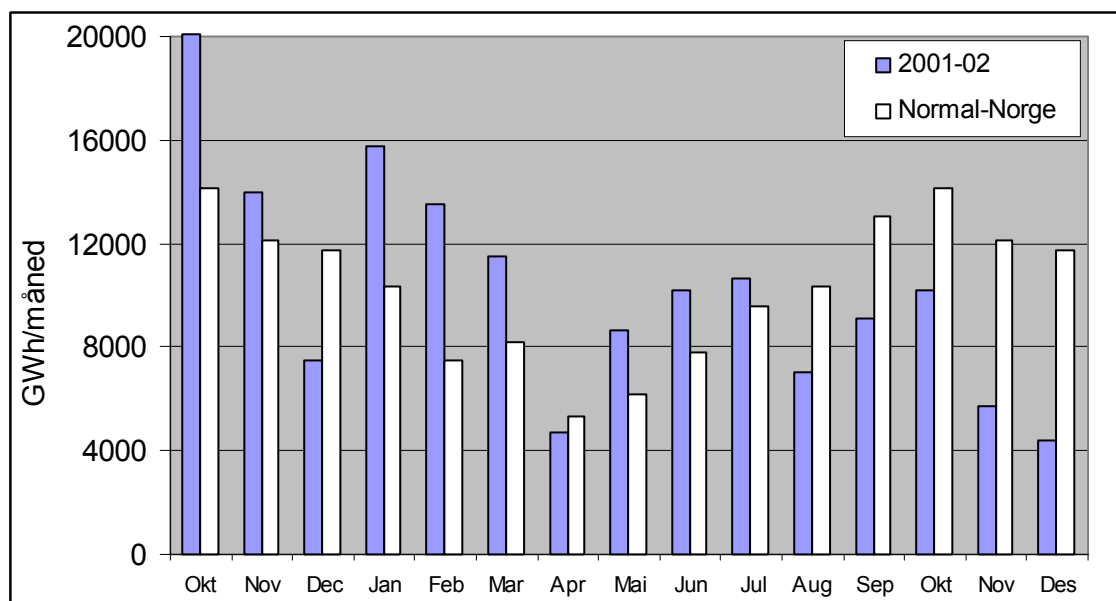
Både i Norge og Sverige var våren 2002 preget av en uvanlig tidlig vårflopp, på grunn av tidlig varme. Også vinteren 2002 var mild og ga høye tilsig både i Sverige og Norge. Det var godt over normale nedbørmengder vinteren 2002 både i Norge og Sverige. Totalt sett resulterte dette i en god oppfylling av magasinene i begge land, men med en uvanlig tidlig slutt på snøsmeltingen. Dette førte til at når nedbøren begynte å svikte omkring månedsskiftet juli/august så avtok tilsiget meget raskt fordi det da var slutt på snømagasinet og bidraget fra smeltingen. I Norge fikk en riktignok rekordstor avsmelting fra breene og høyere tilsig enn normalt i brefeltene, men dette hadde bare en begrenset effekt i forhold til bortfall av nedbør og snøsmelting fra august og utover høsten.

2.1.1 Nedbør

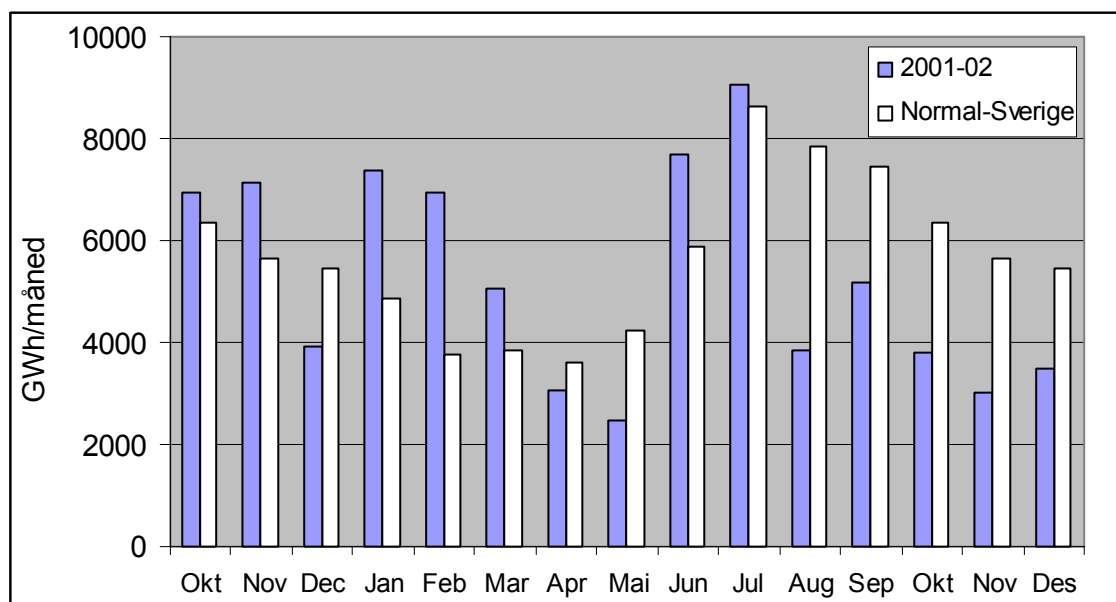
Samlet nedbørene energi gjennom vinteren og våren 2001-02 (regnet fra oktober ut juli neste år) var godt over det normale både i Norge og i Sverige noe som også førte til tilsig over det normale gjennom vinteren 2001-2002 og våren/sommeren 2002. Figur 2.1 og 2.2 viser utviklingen i nedbørene energi for hver måned for vinteren og våren 2001-02 for Norge og Sverige. Vi ser at nedbøren stort sett var over det normale de fleste måneder og sum nedbør

¹ Perioden 1970-1999 er utgangspunktet for beregning av normalproduksjon for norsk vannkraft, (118 TWh). Hvis ikke annet er nevnt er det denne perioden som er omtalt som normalperiode i denne rapporten.

gjennom vinteren og ut snøsmeltesesongen (oktober-juli) ble til sammen hele 125 % av normalt i Norge og 114 % av normalt i Sverige.



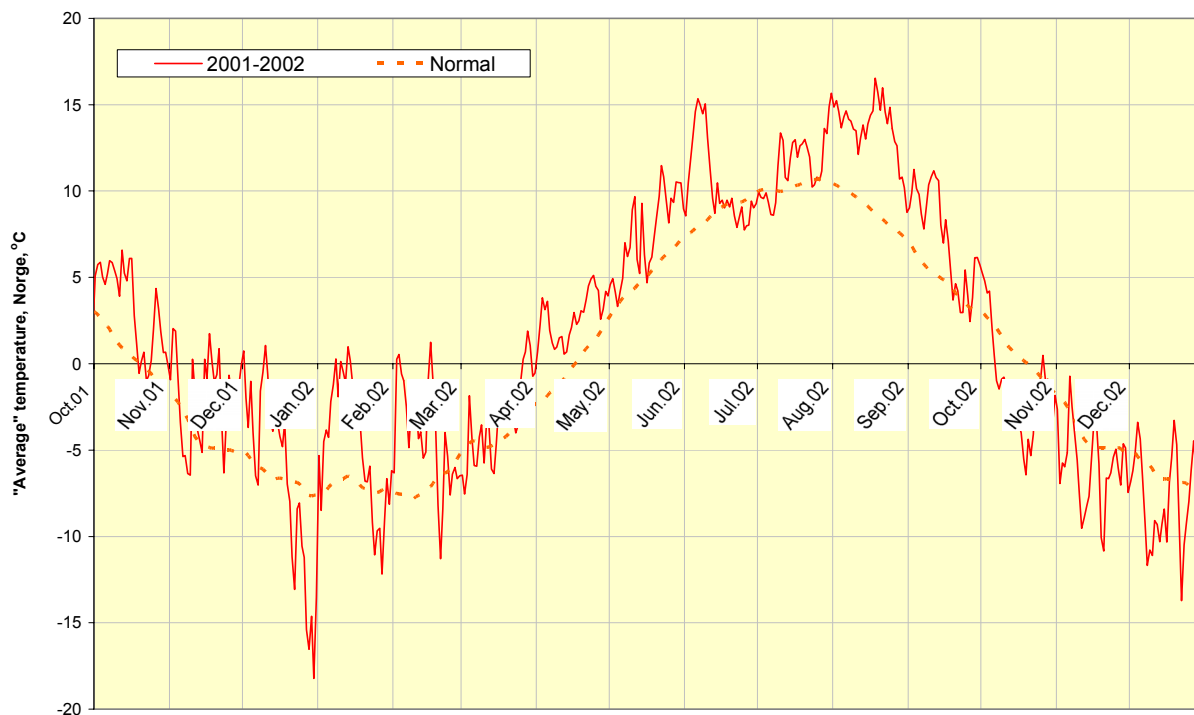
Figur 2.1. Nedbøreneergi for Norge i perioden oktober 2001 og ut 2002.
(Kilde: DNMI/Markedskraft)



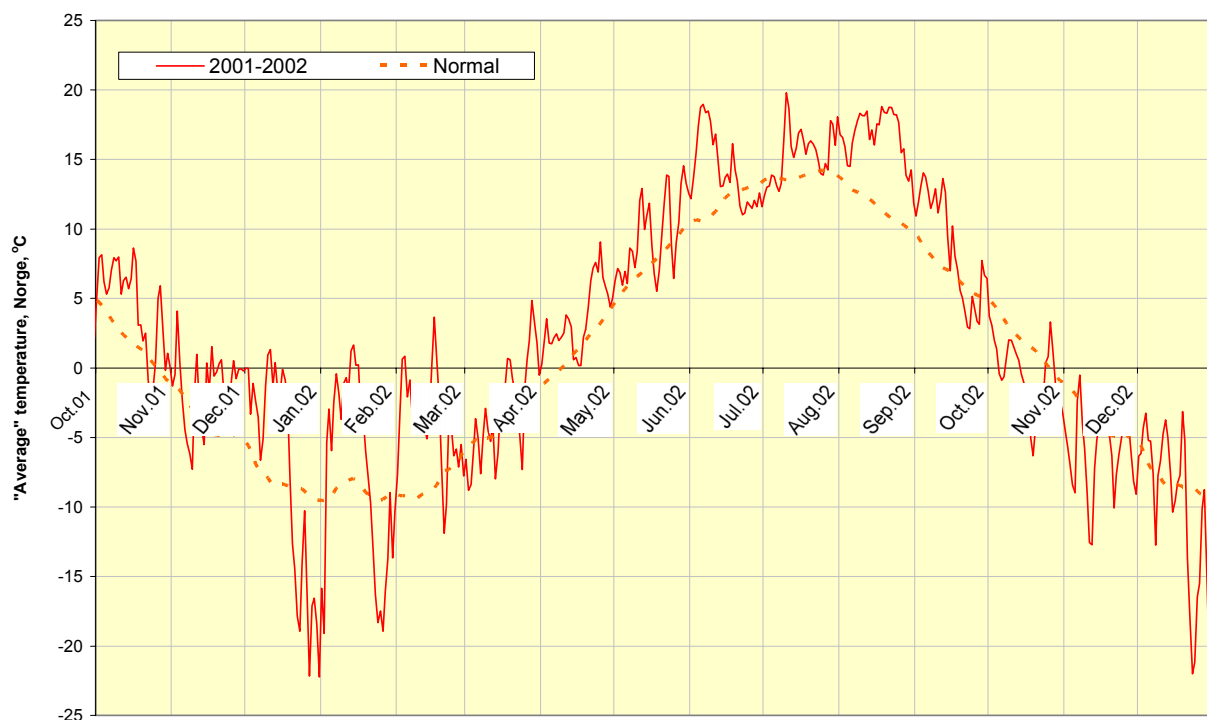
Figur 2.2. Nedbøreneergi for Sverige i perioden oktober 2001 og ut 2002.
(Kilde: SMHI/Markedskraft)

2.1.2 Temperatur

Vinteren 2001-2002 var relativt mild, og flere episoder med høy temperatur og høy nedbør førte til flommer og høye tilsig gjennom vinteren. Figur 2.3 og 2.4 viser hvordan lufttemperaturen varierte gjennom den samme perioden, sett i forhold til normalen. Denne oppgitte lufttemperaturen er et vektet middel for mange temperaturstasjoner fordelt over hele landet. Stasjonene er vektet sammen til en type indeksverdi som gir en beskrivelse av temperaturen i de viktigste tilsigsfeltene. Det framgår av figurene at en både i Norge og Sverige stort sett hadde temperaturer over normalen fra januar og utover.



Figur 2.3. Lufttemperatur Norge i perioden oktober 2001 og ut 2002.
(Kilde: DNMI/Markedskraft)

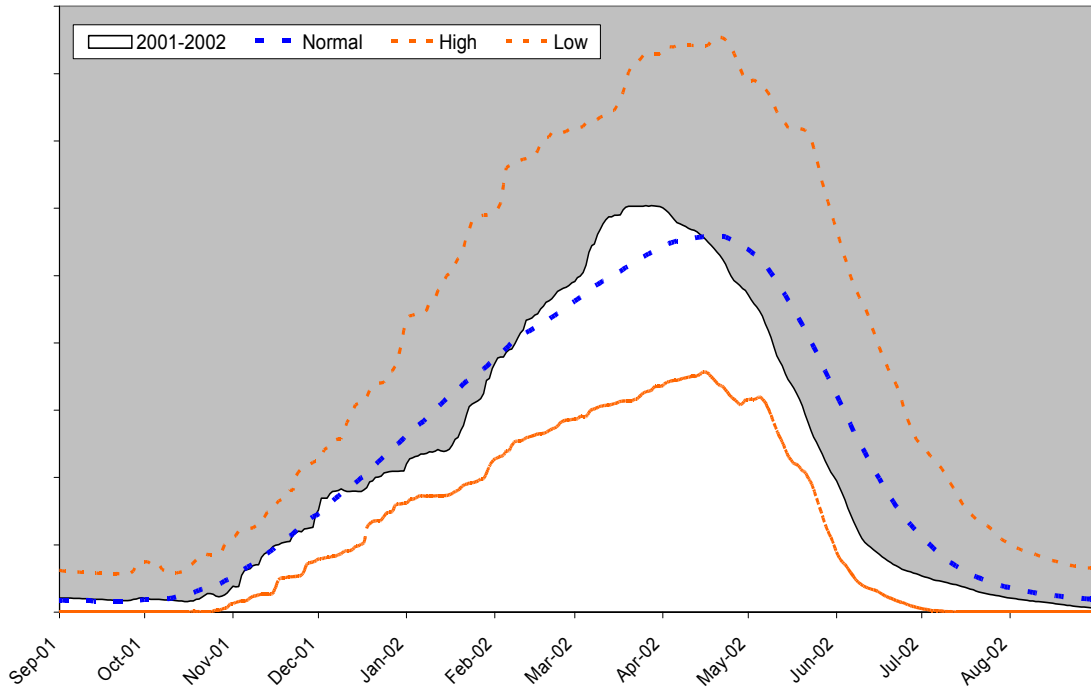


Figur 2.4. Lufttemperatur Sverige i perioden oktober 2001 og ut 2002.
(Kilde: SMHI/Markedskraft)

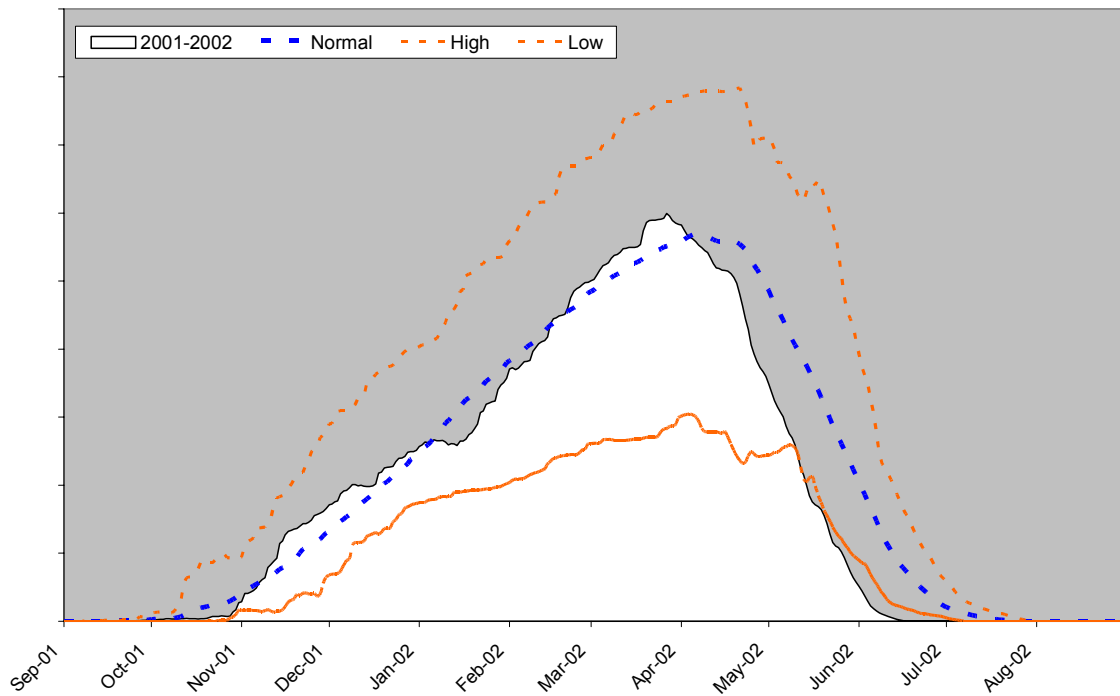
2.1.3 Snømagasin

Selv om det var relativt mildt og mye smelting gjennom vinteren, ble snømagasinet gjennom vinteren 2001/2002 litt over normalen både i Norge og Sverige. Snømagasinet smeltet raskt på grunn av tidlig vår og førte til svært tidlig oppfylling av magasinene. Figur 2.5 og 2.6 viser beregnet snømagasin i henholdsvis Norge og Sverige, sammenlignet med normalt snømagasin. Selv om nedbøren gjennom vinteren var langt over normalen (figur 2.1 og 2.2) førte den høye lufttemperaturen (figur 2.3 og 2.4) til mye smelting og høye tilsig, slik at snømagasinet bare ble omkring eller litt over det normale.

Figurene viser godt hvordan snømagasinet ble liggende omkring og litt over det normale gjennom vinteren, men at snøsmeltingen også startet ekstremt tidlig, til dels før det som var observert tidligere. Snømagasinet kulminerte allerede i andre halvdel av mars, noe som er nesten en måned tidligere enn normalt. I Sverige var snøsmeltingen i alt vesentlig ferdig i første uke av juni, også dette svært tidlig.



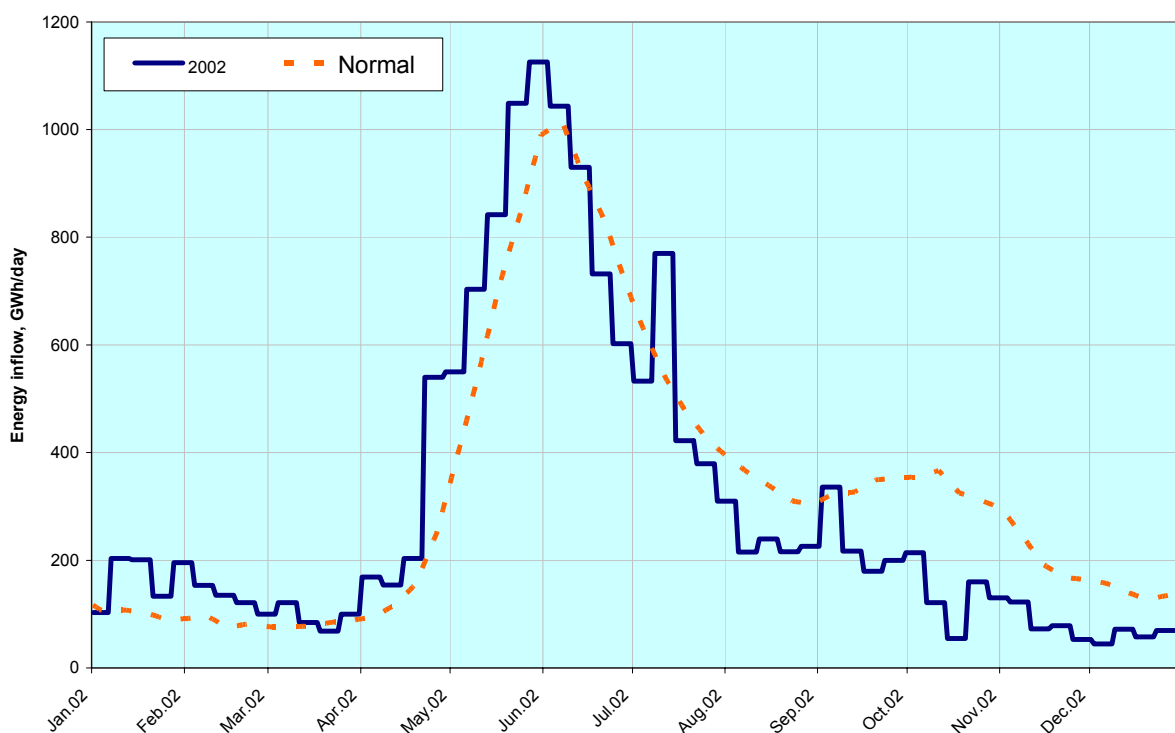
Figur 2.5. Beregnet snømagasin i Norge for hydrologisk år 2001/2002.
(Kilde: Markedskraft)



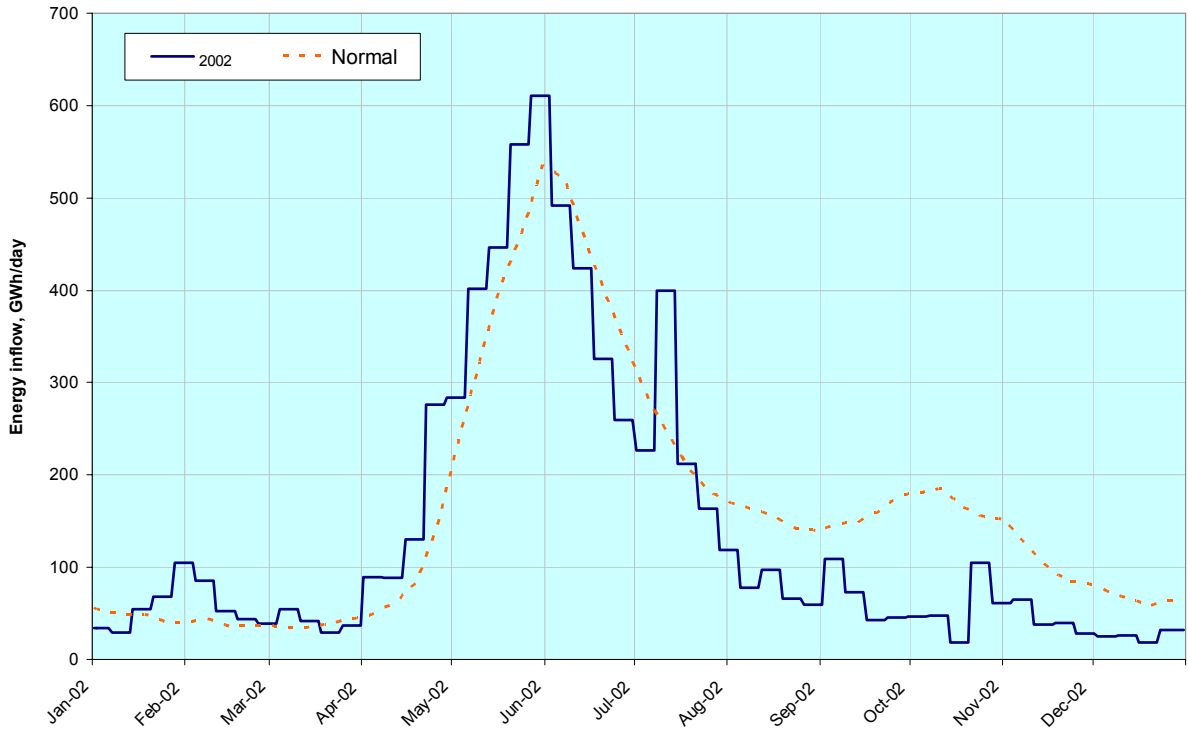
Figur 2.6. Beregnet snømagasin i Sverige for hydrologisk år 2001/2002.
(Kilde: Markedskraft)

2.1.4 Energitilsig

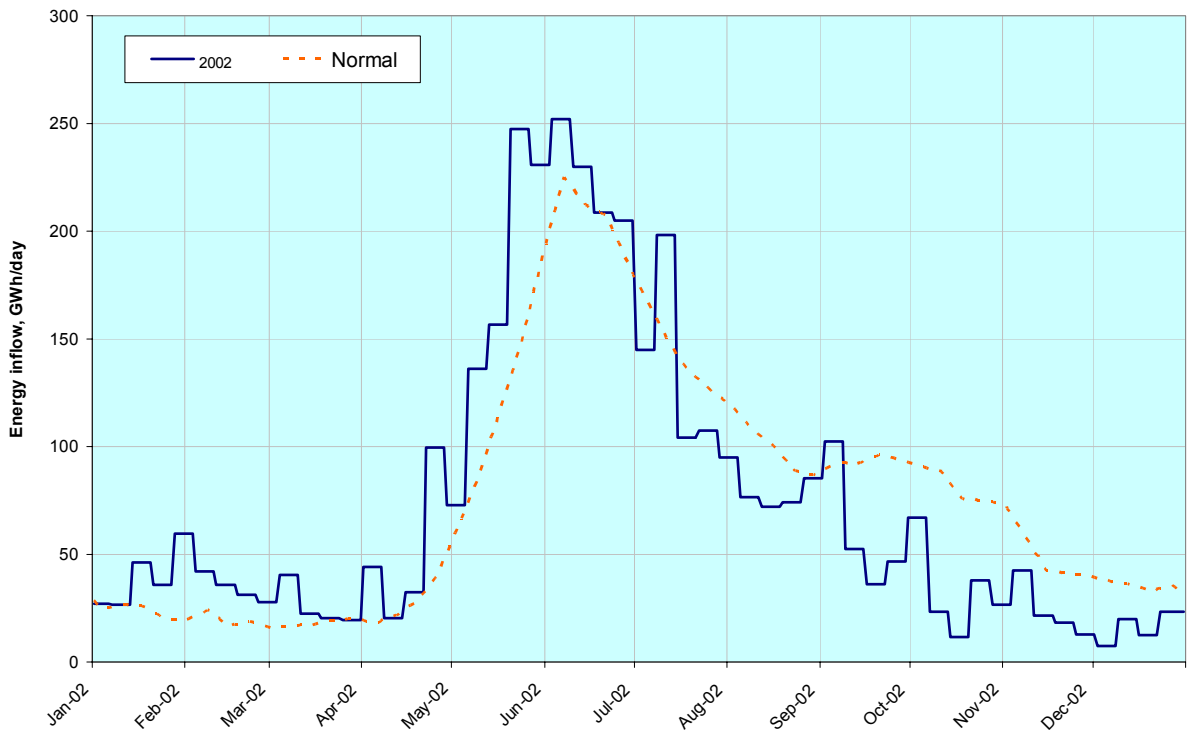
Energitilsig summert for hele perioden oktober-juli ble ca 120 % av normalen i Norge og 115 % i Sverige. I perioden oktober-desember 2001 var nedbør og temperaturforhold omkring det normale, det var først etter nyttår 2002 at de uvanlig høye temperaturer og tilsig ble observert. I denne perioden hadde en for eksempel episoder med ekstrem nedbør i Nordland og Troms, og sterk flom midt i januar. Disse vær-situasjonene kunne også følges inn i Sverige. Figur 2.7-2.10 viser observert og normalt energitilsig for Norge og oppdelt i tre regioner. Disse tre regionene er de samme som brukes i NVE/SSB's statistikk for magasin-fylling og Nordpool's produksjonsstatistikk. Vi ser tydelig at tilsiget lå over det normale gjennom hele vinteren og våren, fram til midten av juni. Etter denne tid lå tilsiget stort sett under det normale, med unntak av et par uker med spesielt høye tilsig. I Region 3+4 vises godt de svært høye tilsigene en hadde etter flommen i Nordland og Troms i januar 2001. Figur 2.11 viser energitilsig i 2002 for Sverige.



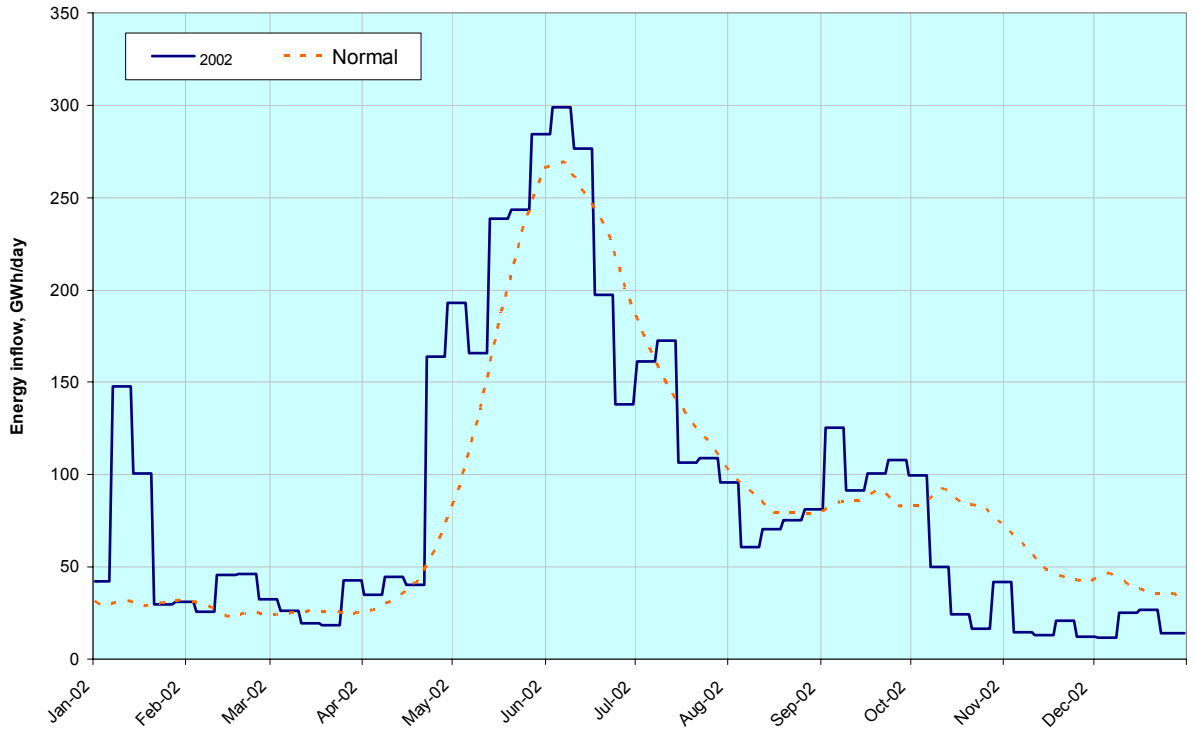
Figur 2.7. Observert og normalt energitilsig til Norge i 2002.
(Kilde: NVE/SSB/Markedskraft)



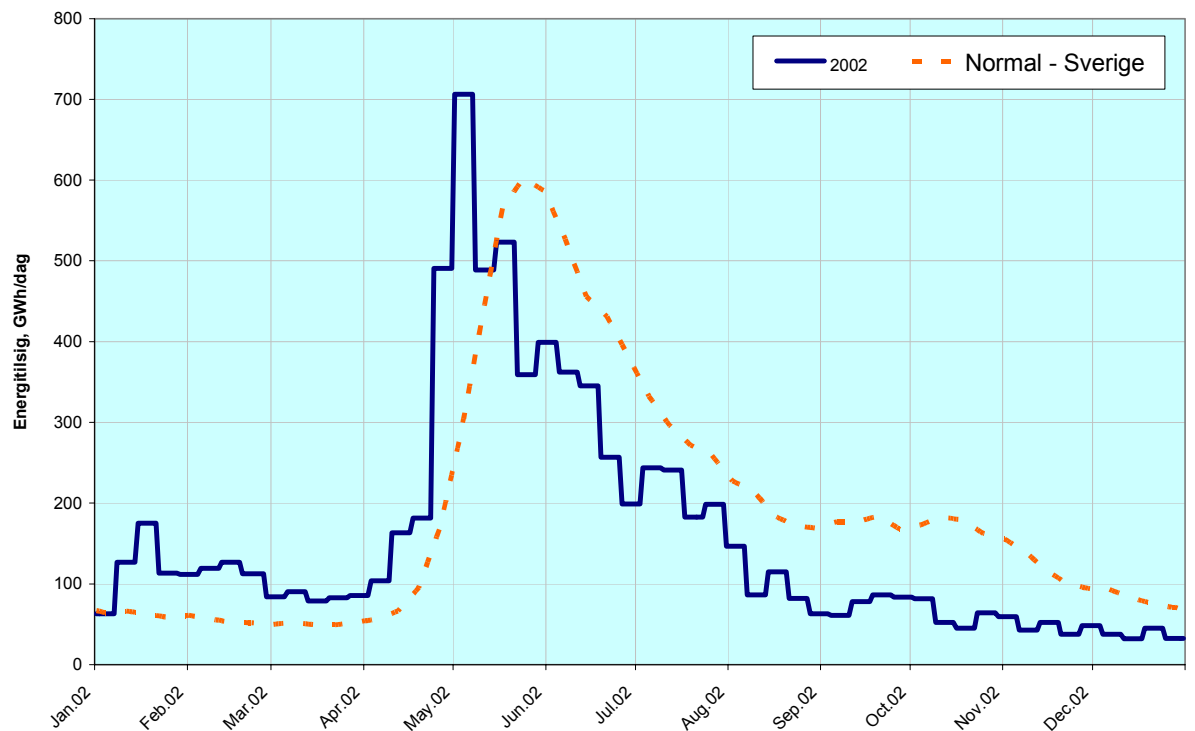
Figur 2.8. Observeret og normalt energitilsig til Region 1 i 2002.
(Kilde: NVE/SSB/Markedskraft)



Figur 2.9. Observeret og normalt energitilsig til Region 2 i 2002.
(Kilde: NVE/SSB/Markedskraft)



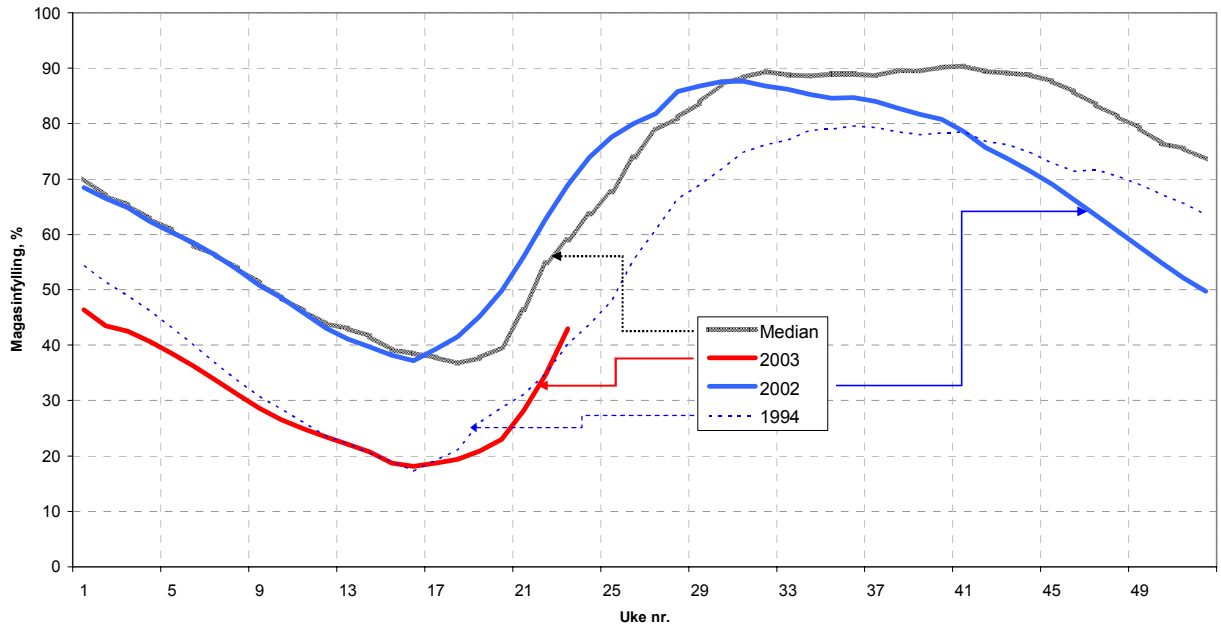
Figur 2.10 Observervt og normalt energitilsig til Region 3+4 i 2002.
(Kilde: NVE/SSB/Markedskraft)



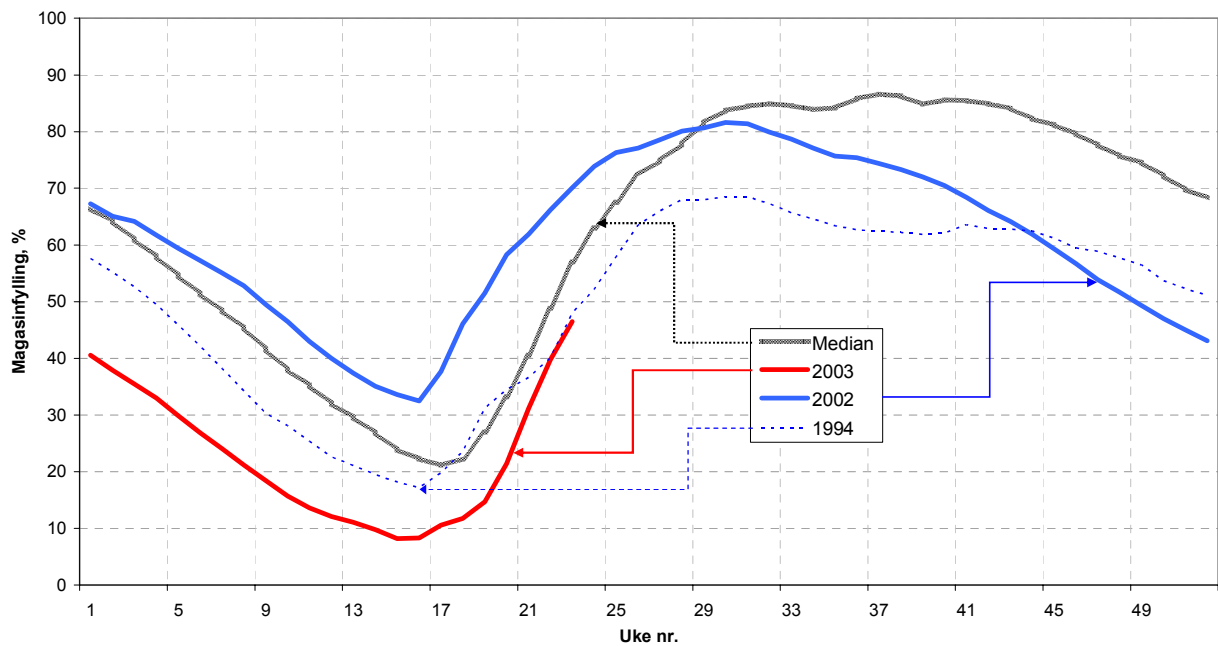
Figur 2.11 Observervt og normalt energitilsig til Sverige i 2002.
(Kilde: Svensk Energi/Markedskraft)

2.2 Magasinoppfyllingen våren 2002 i Norge og Sverige

Tilsiene gjennom våren 2002 førte til en rask oppfylling av magasinene både i Norge og Sverige, se figur 2.12 og 2.13. På disse figurene er også median magasin og magasinet i 2003 og 1994 tegnet inn.



Figur 2.12. Magasinutvikling i Norge 2002 og 2003 (Kilde: Nordpool).



Figur 2.13 Magasinutvikling i Sverige 2002 og 2003 (Kilde: Nordpool).

Figurene viser hvordan den tidlige vårflommen i 2002 førte til rask oppfylling av magasinene både i Norge og Sverige. Fram til ca 1. august (uke 30) var fyllingsgraden over median, og magasinene kulminerte omtrent samtidig både i Norge og Sverige. Opp til dette tidspunkt hadde både nedbørforhold og tilsigsforhold vært omkring eller over det normale, og det var ingen indikasjoner på at en sto foran en dramatisk omlegging av vær-situasjonen, og som etter hvert skulle vise seg å føre til raskt synkende tilsig og magasinutvikling utover i 2. halvår.

2.3 Hva var kjent / burde vært kjent?

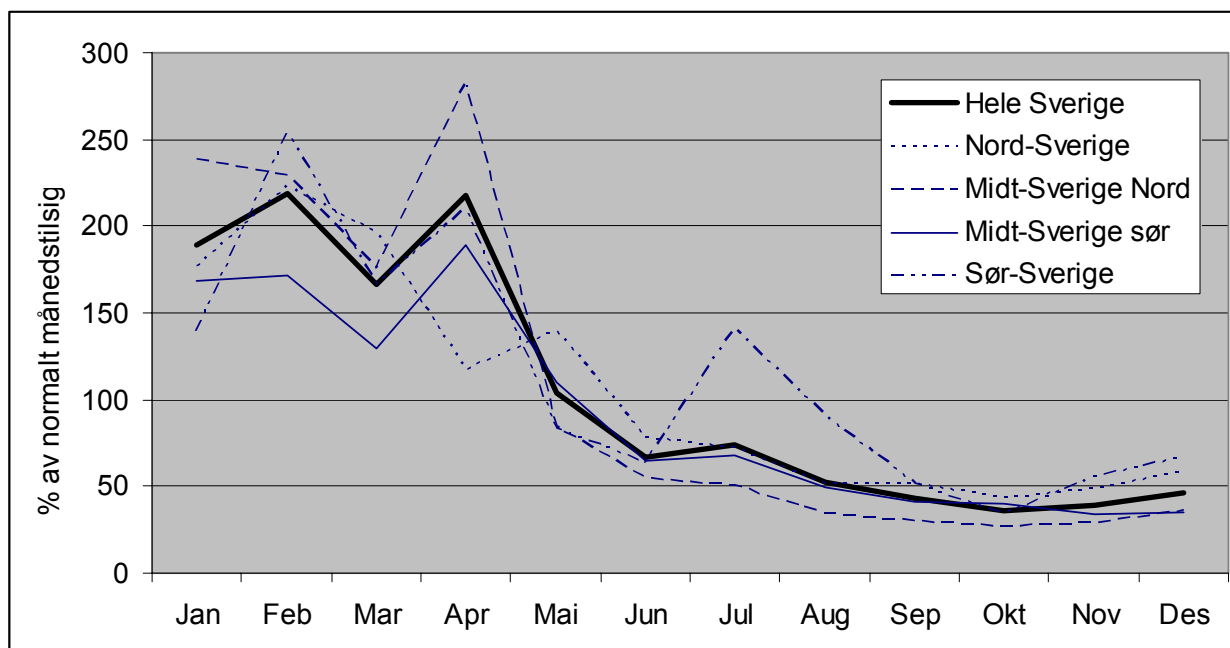
Før vårflommen 2002 var snømagasin noe over normalt og markvann- og grunnvannsmagasiner var godt fylt opp etter den milde vinteren. Det var derfor forventet at vårflommen i Norge skulle bli noe større enn normalt. På grunn av høye tilsig gjennom vinteren og gjennomgående mildt vær med redusert forbruk, var restmagasinet våren 2002 nesten 40 % i Norge og ca 33 % i Sverige. Det var derfor forventet at en ville få en god fylling, særlig i Norge. Dette slo også til. I løpet av vårflommen kom fyllingen opp i nesten 90 % i Norge og ca 80 % i Sverige. Ut fra forventningen om god fylling i Norge og forventet høyt sluttmagasin etter at snøsmeltingen var over, var det trolig naturlig for produsentene å produsere mye og eksportere ut over sommeren. Vårflommen i Sverige var forventet omkring eller litt under normalt, men det viste seg at vårflommen i Sverige ble noe lavere enn forventet. Mest sannsynlig hadde dette sammenheng med den svært tidlige starten på snøsmeltingen, og relativt varmt vær gjennom vår- og forsommeren. Dette førte trolig til høyere fordampningstap gjennom en lengre sesong enn vanlig, og dermed noe lavere tilsig enn forventet, noe som forklarer hvorfor fyllingen ikke kom opp på samme nivå som i Norge. Siden snøsmeltingen var tidlig ferdig var det allerede i juni klart at sluttmagasinet etter snøsmeltingen ikke ville nå opp høyere enn 80 %. I Norge ble sum tilsig i vårflommen litt høyere enn forventet, noe som nok hadde sammenheng med at nedbøren i vårflomperioden ble noe høyere enn normalt (figur 2.1).

2.4 Regionale forskjeller Norge

Figurene 2.8-2.10 viser at det var omtrent samme forløp på tilsiget i alle regioner i Norge i første halvår. Den milde vinteren ga høye tilsig, med særlig høye verdier i Region 3 og 4 (figur 2.10). I andre halvår fikk en reduserte tilsig allerede fra midten av juli i Region 2 (figur 2.9) og fra august i Region 1 (figur 2.8), mens Region 3 og 4 hadde tilnærmet normale tilsig helt fram til tidlig i oktober (figur 2.10).

2.5 Regionale forskjeller i Sverige

Figur 2.14 viser tilsig til fire regioner i Sverige pluss totalt, regnet om til % av normalt tilsig for hver måned i 2002. Figuren viser tydelig hvordan vintermånedene til og med april hadde tilsig langt over det normale, mai omtrent som normalt mens resten av året stort sett ga tilsig lavere enn normalt for alle regioner. Eneste unntak er Sør-Sverige der tilsiget kom over og nær normalen i juli og august. I hovedtrekk er bildet det samme for alle regioner, tilsig høyt over normalen i januar til april og deretter raskt synkende tilsig ned mot og under 50 % av normalt for resten av året.



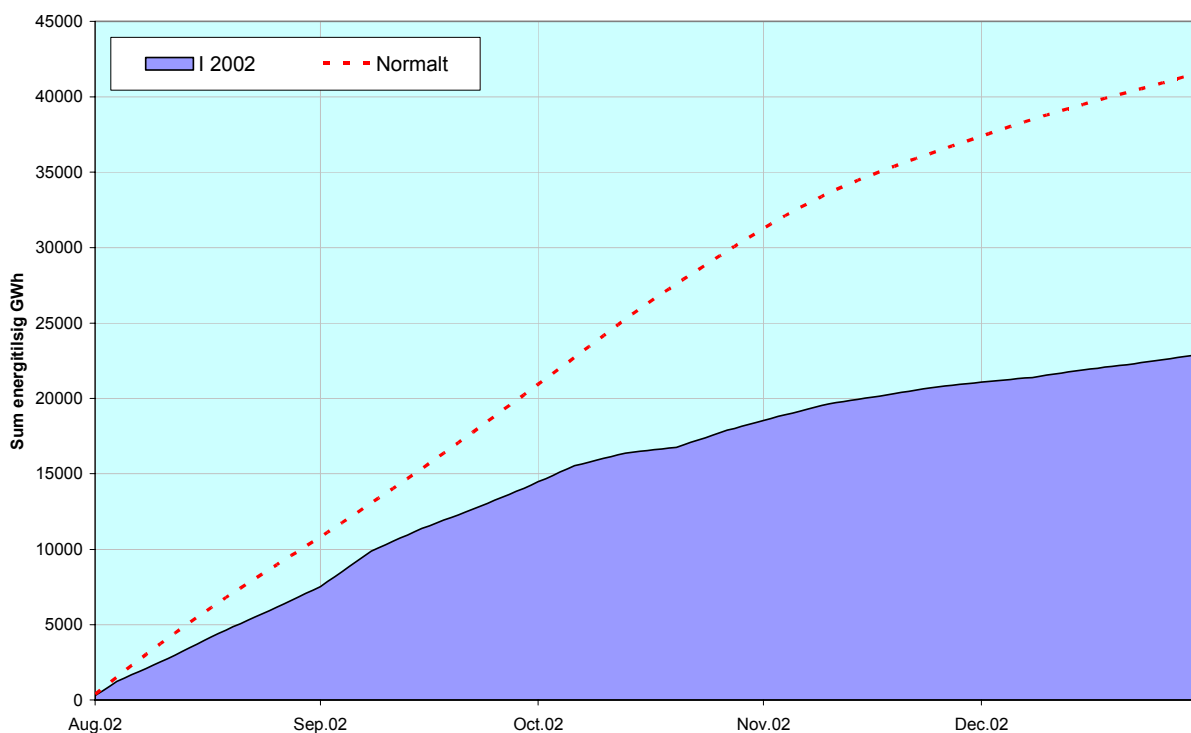
Figur 2.14 Regionale tilsigsvariasjoner i Sverige i 2002 (Kilde: Markedskraft).

3. Utviklingen august til desember 2002

Fra og med august kom en inn i en stabil vær-situasjon med tørt og varmt vær i august og september, etterfulgt av et omslag til tørt og kaldt vær fra oktober og ut året, se figur 2.1, 2.2, 2.3 og 2.4. Vi ser av figur 2.3 og 2.4 at temperaturen var betydelig høyere enn normalt gjennom mange måneder i 2002, men særlig i august og september. Dette mønsteret er temmelig likt i både Norge og Sverige. Fra tidlig i oktober faller temperaturen svært brått fra å ligge høyt over normalen til å ligge stort sett under normalen resten av året, bare avbrutt av noen få episoder med temperatur opp mot normalt. Nedbøren holdt seg under normalen både i Norge og Sverige for alle måneder fra august og ut året. I Sverige var spesielt august svært tørr (figur 2.2) mens det i Norge var spesielt november-desember som hadde lav nedbør.

3.1 Tilsigsutvikling Norge

Det varme og tørre været førte etter hvert til synkende tilsig fra august og utover, og disse lave tilsigene vedvarte stort sett ut året, slik det framgår av figur 2.8-2.10 for Norge og figur 2.14 for Sverige. Dersom vi summerer tilsiget fra 1. august får vi fram et klart bilde av hvor stor tilsigssvikten ble, se figur 3.1. Fra en situasjon omkring 1. august med høye tilsig og god magasinfylling sank tilsiget og sum tilsig for resten av året ble nesten 19 TWh lavere enn normalt.



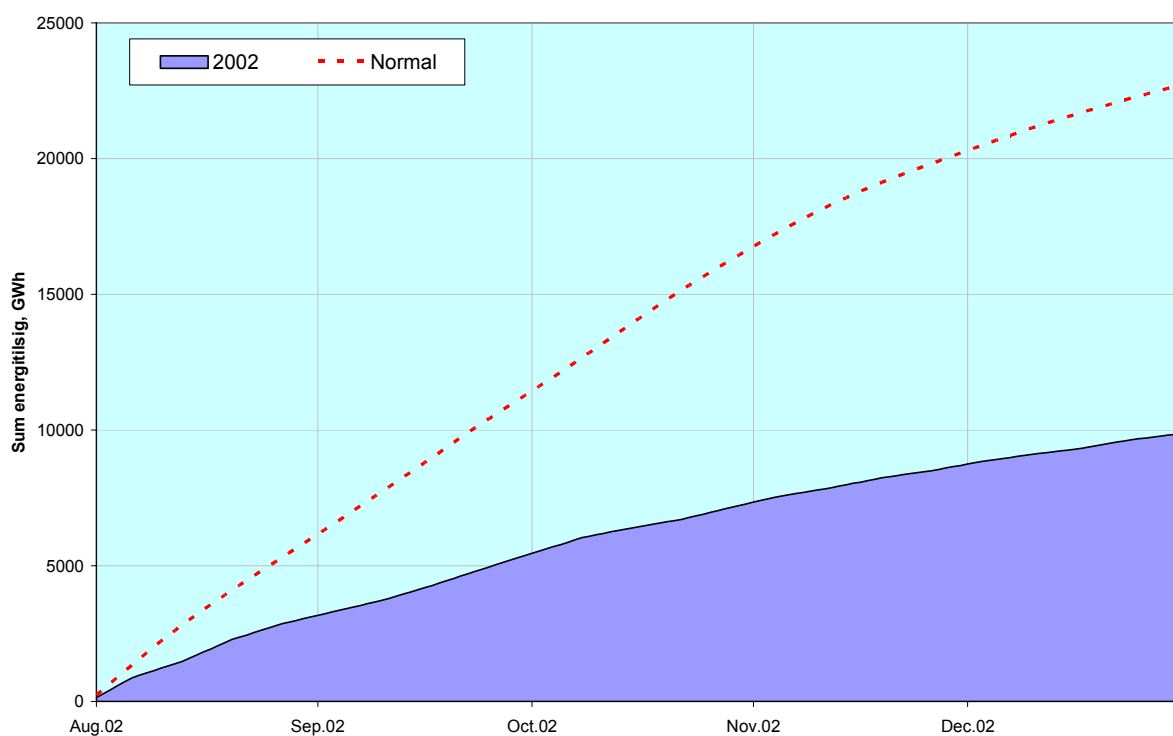
Figur 3.1 Summert observert og normalt tilsig til hele Norge regnet fra 1. august og ut 2002 (Kilde: Markedskraft).

Figur 2.8-2.10 viser regionale variasjoner i energitilsig fordelt på regioner i Norge, mens figur 3.3 viser observert vannføring (månedsmiddel) ved en rekke norske målestasjoner fra juni 2002 og fram til mai 2003. Dette gir et godt inntrykk av variasjonen i vannføring. I

Midt-Norge var vannføringen lav allerede fra mai/juni og på Vestlandet fra juli, men i det meste av landet ellers er det perioden august til desember som utmerker seg med lave tilsig.

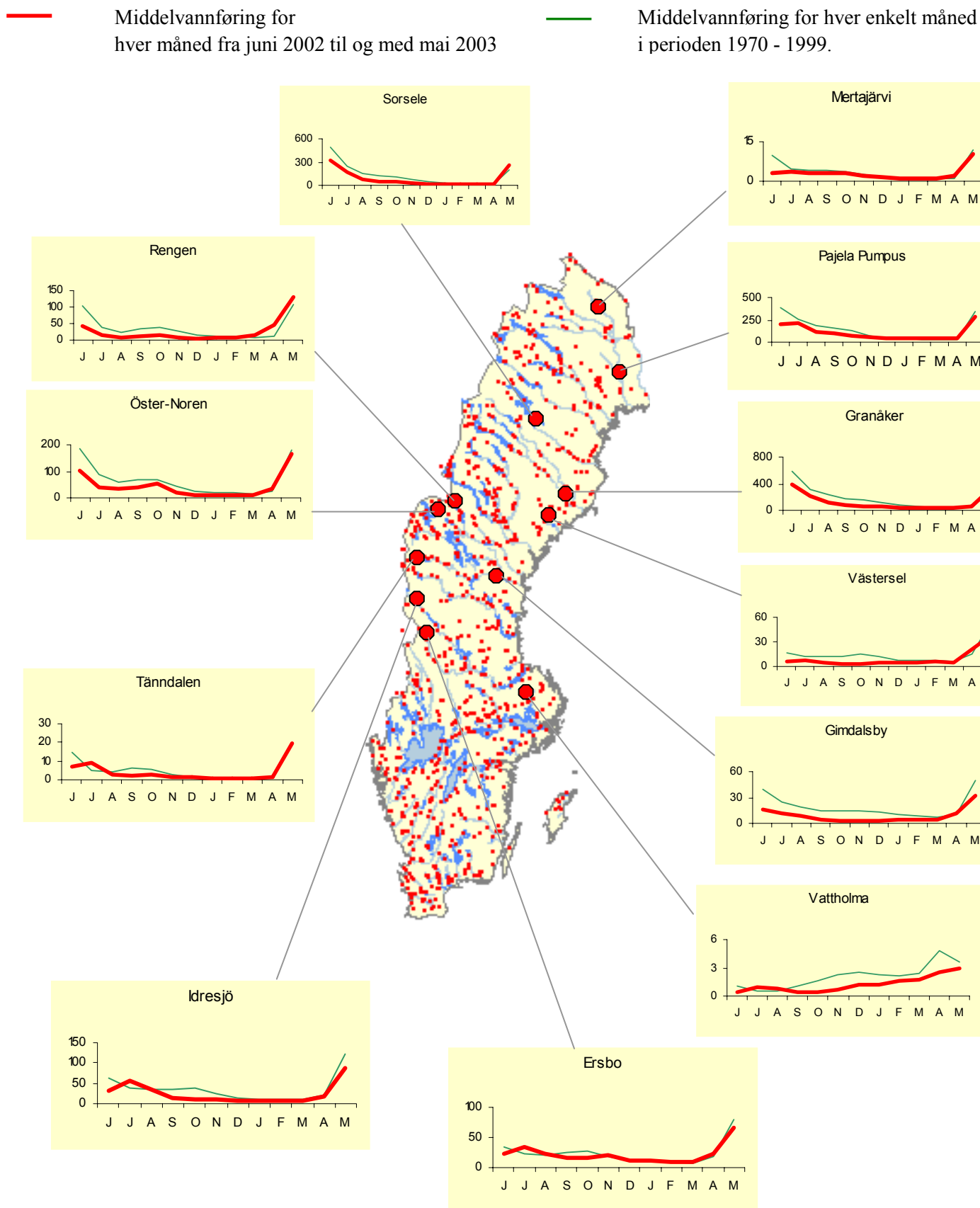
3.2 Tilsigsutvikling Sverige

Det varme og tørre været førte etter hvert til synkende tilsig fra slutten av mai og utover, og disse lave tilsigene vedvarte stort sett ut året, slik det framgår av figur 2.14. Dersom vi summerer tilsiget fra 1. august får vi fram et klart bilde av hvor stor tilsigssvikten ble fra det tidspunkt da magasinutfyllingen kulminerte, se figur 3.2. I løpet av de fem månedene fra 1. august og ut desember kom det bare knapt 10 TWh som energitilsig til hele Sverige, mot normalt 22,7 TWh, et underskudd på ca. 13 TWh. Det framgår av figur 3.2 at utviklingen i tilsigssvikt skjedde jevnt utover hele ettersommeren og høsten. I figur 3.4 vises observert vannføring (månedsmiddel) ved et utvalg av svenske målestasjoner i perioden juni 2002 og ut mai 2003.



Figur 3.2 Summert observert og normalt tilsig til hele Sverige regnet fra 1. august og ut 2002 (Kilde: Markedskraft)

Enheten på den vertikale akse er m³/s.



Figur 3.4 Observert vannføring i forhold til normalt ved utvalgte svenske målestasjoner, juni 2002 til og med mai 2003 (Kilde: SMHI/Markedskraft).

3.3 Temperatur

Temperaturen utover ettersommeren og høsten 2002 er vist i figur 2.3 og 2.4.

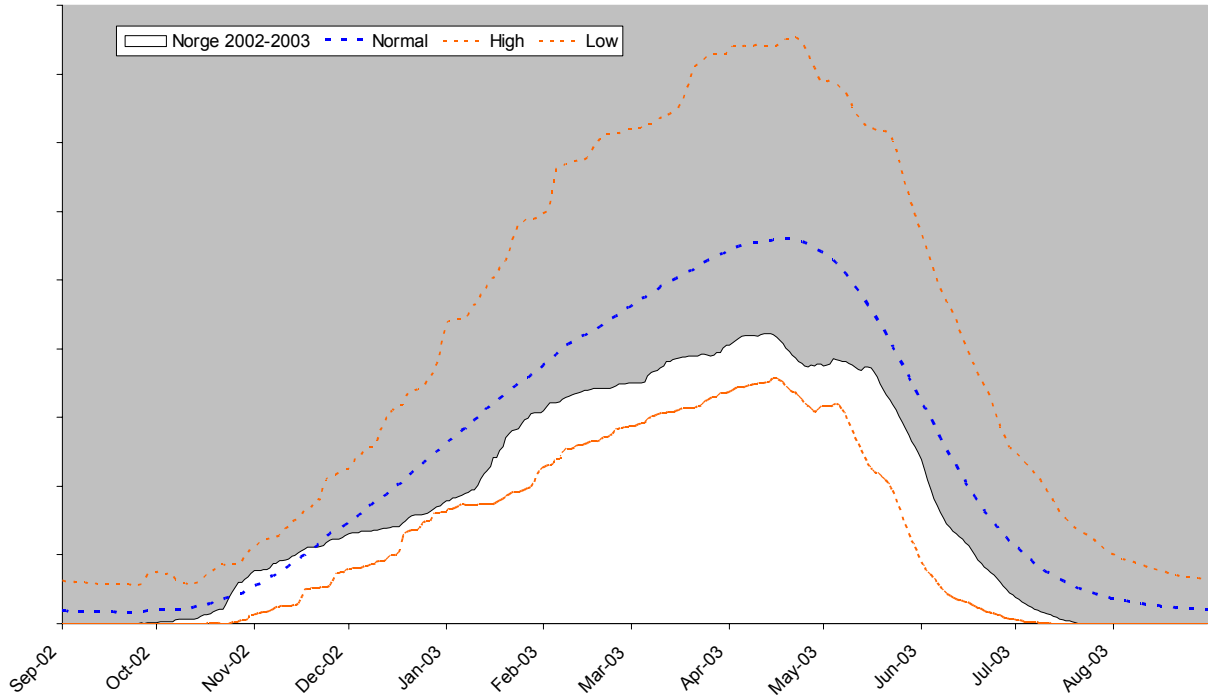
Temperaturene lå stort sett over, til dels høyt over normalen i august og september, deretter falt temperaturen raskt og det gikk over til en kald værtype som varte ut resten av året. I løpet av disse månedene var avvikene fra normal lufttemperatur som vist i tabell 3.1 for Norge og Sverige.

Tabell 3.1 Lufttemperatur i Norge og Sverige. Månedsmiddel for 2002/2003 sammenlignet med normalt.

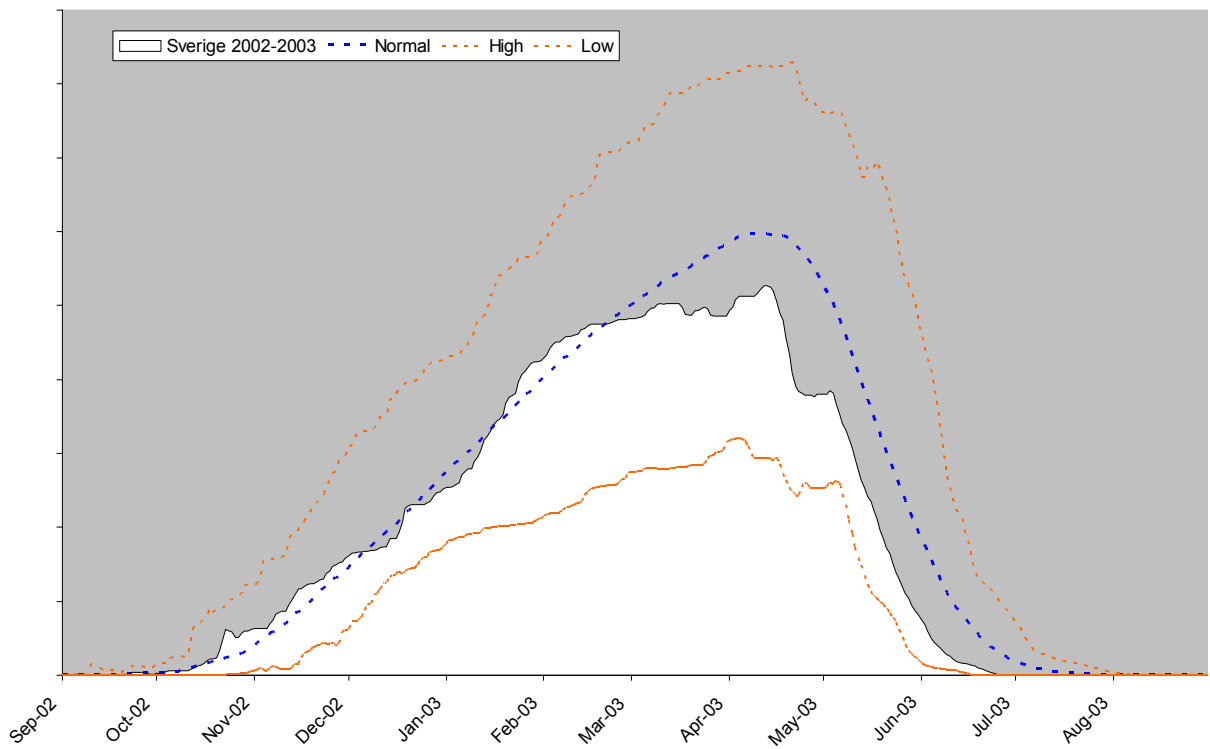
	Norge			Sverige		
	Observert	Normal	Avvik	Observert	Normal	Avvik
august	13,2	9,3	+3,9	16,7	12,1	+4,7
september	6,8	5,3	+1,5	8,7	7,6	+1,1
oktober	-1,3	1,4	-2,7	-0,6	2,6	-3,2
november	-6,1	-3,6	-2,5	-6,0	-3,2	-2,8
desember	-8,0	-6,2	-1,8	-10,1	-7,7	-2,4
januar	-7,4	-7,5	+0,2	-10,1	-9,9	-0,2
februar	-5,0	-7,0	+2,1	-6,3	-8,6	+2,3
mars	-1,8	-4,6	+2,8	-0,5	-4,8	+4,2
april	1,3	-0,9	+2,2	1,5	0,4	+1,1
mai	4,7	4,4	+0,4	7,2	6,6	+0,6

3.4 Snølegging

Snøleggingen startet uvanlig tidlig både i Norge og Sverige, på grunn av omslaget i temperatur tidlig i oktober. Dette førte til at storparten av den nedbøren som kom utover høsten ble magasinert som snø, en uvanlig situasjon særlig i Norge der en vanligvis har et betydelig innslag av mildvær og regn utover høsten, noe som vanligvis gir høstflommer og høye tilsig utover høsten. Beregnet snømagasin fra høsten 2002 og fram til sommeren 2003 er vist i figur 3.5 (Norge) og figur 3.6 (Sverige).



Figur 3.5 Beregnet snømagasin for Norge vinteren 2002-2003 (Kilde: Markedskraft).



Figur 3.6 Beregnet snømagasin for Sverige vinteren 2002-2003 (Kilde: Markedskraft).

3.5 Analyse av utviklingen i 2002, pr 1/8, 1/9, 1/10, 1/11 og 1/12

Ved en vurdering av hvordan tilsigssvikten påvirket, eventuelt burde ha påvirket magasin-disponering og kraftproduksjon, kan det være interessant å se nærmere på hvordan situasjonen utviklet seg, og hvor stor tilsigssvikten var regnet fra ulike starttidspunkt ut over høsten. Resultatet er oppsummert i tabell 3.2 og tabell 3.3, som viser sum tilsig i GWh, avvik fra normalen og i % av normalen fra 1/7 fram til 31/12 i 2002.

Tabell 3.2 Summert tilsig ut året for ulike perioder høsten 2002, Norge og Sverige separat.

Fra	Sum energitilsig til 31.12.02 for Norge			Sum energitilsig til 31.12.02 for Sverige		
	Observert (GWh)	Normalt (GWh)	Observert tilsig i % av normalt	Observert (GWh)	Normalt (GWh)	Observert tilsig i % av normalt
1. august	22923	41572	55,1	9876	22721	43,5
1. september	15632	31068	50,3	6761	16733	40,4
1. oktober	8666	20987	41,3	4497	11453	39,3
1. november	4517	10597	42,6	2592	6111	42,4
1. desember	1896	4348	43,6	1174	2518	46,6

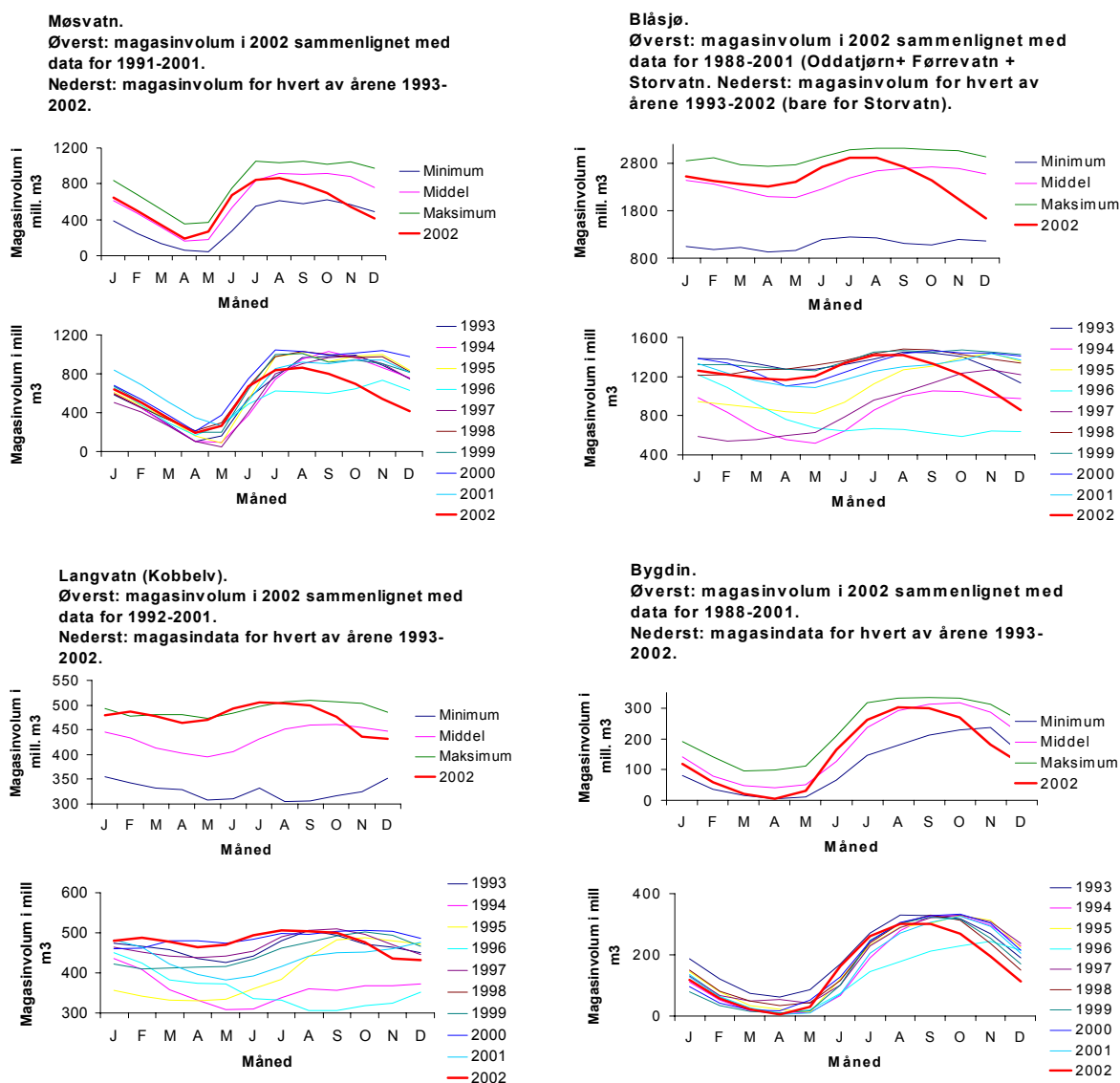
Tabell 3.3 Summert tilsig ut året for ulike perioder høsten 2002 Norge og Sverige samlet.

Fra	Sum energitilsig til 31.12.02 for Norge + Sverige			
	Observert (GWh)	Normalt (GWh)	Avvik fra normal (GWh)	Observert tilsig i % av normalt
1. august	32799	64293	-31494	51,0
1. september	22393	47801	-25408	46,8
1. oktober	13163	32441	-19278	40,6
1. november	7109	16708	-9599	42,5
1. desember	3070	6865	-3795	44,7

Tabellene viser at regnet i % av normalt tilsig så var det perioden oktober - desember som var aller mest ekstrem. I denne perioden var sum energitilsig i Norge bare 41,3 % av normalt, i Sverige helt nede på 39,3 % og for samlet tilsig 40,6 %. Vi vil senere undersøke hvor ekstreme disse tilsigene er i forhold til andre år med lave tilsig. Et interessant spørsmål er om det for eksempel pr 1. oktober overhodet var påregnelig at så lave tilsig kunne inntreffe, og om aktørene i kraftmarkedet hadde kunnskap om hvilke ekstremt lave tilsig som kunne inntreffe videre utover høsten. Litt enkelt kan en kanskje si at pr 1. juli og 1. august var det ingen indikasjoner på at en sto foran en vanskelig høst, magasinutfyllingen var god og tilsiget hadde holdt seg på et høyt nivå i hvert fall i Norge. En tørr august med fallende magasinutfylling var kanskje ikke dramatisk, men når også september ble like tørr eller ennå tørrere, var det kanskje grunn til å vurdere faren for fortsatt tørr høst nøye. Vi vil komme tilbake til slike beregninger i et senere kapittel.

3.6 Utvikling i magasinfylling for noen viktige magasiner

Figur 2.12 og 2.13 viser utviklingen i totalt magasin for det totale norske og svenske vannkraftsystemet, mens figur 3.7 viser magasinutviklingen i fire store norske magasiner. Vi ser at magasinvolumet for Møsvatn (Telemark), Blåsjø, og Bygdin (Oppland) avtok raskt i 2002 fra å ligge omkring middelkurven i juli/august, til å ligge betydelig under middelkurven på slutten av året. Både i Møsvatn og i Bygdin var sågar gjennomsnittlig magasinivolum for desember langt lavere enn laveste nivå i referanseperioden. Magasinet i Kobbelv (Nordland) ble noe mindre nedtappet og kom ned i underkant av middelkurven på slutten av året. I den nederste delen av figuren kan vi se at volumet i alle fire magasinene avtok svært raskt over en lang periode i 2002 sammenlignet med årene 1993-2001.

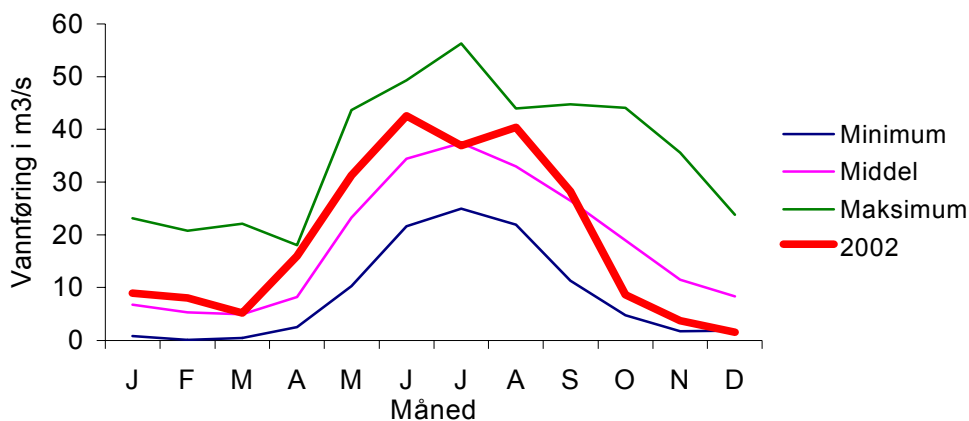


Figur 3.7 Eksempel på magasinutvikling i 2002 sammenlignet med tidligere år, for noen norske reguleringsmagasiner (Kilde: NVE).

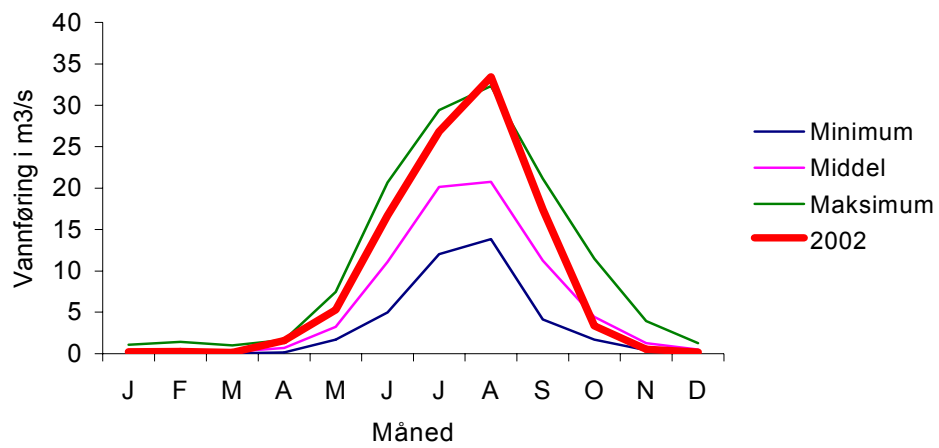
3.7 Litt om forholdene i brefelt

I en slik situasjon som oppstod utover ettersommeren 2002 kan brefelt være svært verdifulle for kraftsystemet. Middelttemperaturen for hele landet i sommersesongen mai-september 2002 var 2,1 grader over normalen, som er den høyeste siden de meteorologiske målingene startet i 1866 (kilde: Klimatologisk hurtigoversikt for september 2002 fra Meteorologisk Institutt). De høye temperaturene førte til rekordstor bresmelting, i Sør-Norge 50-100% større enn normalt, og betydelige tilskudd til kraftverkene i en situasjon da nedbøren sviktet og tilsiget i brefrie felt sank ned mot uvanlig lave nivå.

Som eksempel på dette vises vannføring i to felt som begge har breer, figur 3.8 og 3.9. Ved Nigardsjøen målestasjon i Jostedalen, som har mer enn 70 % av nedbørfeltet dekket av bre, var middelvannføringen for august måned større enn noen ganger tidligere i observasjonsperioden (1963-2001). Middelvannføringen for månedene juni-september lå langt over gjennomsnittet for de samme månedene i hele målestasjonens observasjonsperiode. Ved Teita bru i Nordfjord, som har atskillig mindre del av nedbørfeltet dekket av bre, var også vannføringen noe høyere enn normalt i august, men bretilsiget kompenserte i langt mindre grad for det lave tilsiget fra nedbørfeltets brefrie områder. I de brefrie feltene som tidligere er vist i figur 3.3, avtok vannføringen sterkt i august og september 2002. Da kulden startet i oktober og det ikke lenger var noe bidrag fra bresmeltingen avtok vannføringen også i brefeltene brått ned til langt under normalen, slik det skjedde tidligere på sommeren i de brefrie feltene.



Figur 3.8 Tilsig i et felt med lite bre: Teita bru i Nordfjord med 16 % bre. Månedsmiddelvannføring i 2002 sammenlignet med data for 1971-2001 (Kilde: NVE).



Figur 3.9 Tilsig i et felt med mye bre:
 Nigardsjøen i Jostedalen med mer enn 70 % bre. Månedsmiddelvannføring i
 2002 sammenlignet med data for 1971-2001 (Kilde: NVE).

4. Utviklingen vinteren og våren 2003 (januar–april)

Tidlig januar 2003 var den mest kritiske fasen med tanke på tilsigssvikt. På slutten av 2002 var det kaldt og svært lite tilsig både i Norge og Sverige, samtidig som magasinene var tappet ned til rekordlave nivå i begge land. Både aktørene i kraftmarkedet og myndighetene innså at det kunne bli alvorlige problemer med kraftoppdekningen fram til vårflommen i mai. På denne tid priset markedet inn en risiko for framtidig leveringssvikt og prisnivået steg til rekordhøye nivå.

I ettertid er det klart at tilstanden gjennom vinteren og våren 2003 ikke ble så kritiske som mange fryktet, og det kan stilles spørsmål om både markedet og myndighetene overreagerte og på denne måten bidro til unødige høye priser og unødige tiltak, for eksempel i form av sparekampanjen som NVE satte i verk. For å se på dette er det nødvendig å se objektivt på den informasjon som var tilgjengelig der og da, på det tidspunkt beslutningene ble tatt. Beslutninger basert på etterpåklokskap er selvsagt alltid mer korrekte enn de som treffes under en tilstand med usikkerhet, men lite egnet til å gi råd om hvordan man skal håndtere framtidige kriser.

Vi vil derfor se i detalj på hva som skjedde ut over vinteren og våren 2003, hva som på ulike tidspunkt var kjent mhp prognoser eller statistisk informasjon om tilsig og risiko for rasjonering fram mot våren 2003. Som ledd i denne analysen viser vi til to sett med tabeller og figurer som oppsummerer utviklingen. Tabell 4.1 og figur 4.1 oppsummerer forholdene i Norge og tabell 4.2 og figur 4.2 i Sverige. Vi viser hvordan nedbør, temperatur og energitilsig utviklet seg, og for energitilsig viser vi også på ulike tidspunkt statistiske data for sum tilsig fram tom starten på vårflommen, her antatt 1. mai (uke 18).

4.1 Nedbør- og tilsig

Tabell 4.1 oppsummerer de viktigste data, og vi ser at januar ga et dramatisk omslag i forhold til de foregående månedene. For første gang siden juli 2002 kom det mer nedbør enn normalt. Også for temperaturen kom det et kraftig omslag. Mens de siste 3 månedene i 2002 hadde temperaturer omkring 2-3 grader under normalt både i Norge og Sverige (tabell 3.1 og 3.2), hadde januar 2003 temperaturer omkring eller over normalen både i Norge og Sverige. Resultatet var en klar økning også i tilsiget, men riktignok uten at en fikk de rekordhøye tilsigene som vi hadde i januar året før.

Tabell 4.1 Utvikling i nedbørenergi, temperatur og energitilsig januar-juli 2003. Norge.

	Nedbørenergi (GWh)		Lufttemperatur (°C)			Energitilsig (GWh)	
	2003	Normal	2003	Normal	Avvik °C	2003	Normal
januar	13803	10311	-7,4	-7,5	0,2	2891	3148
februar	3337	7453	-5,0	-7,0	2,1	1811	2370
mars	8677	8200	-1,8	-4,6	2,8	2778	2509
april	4222	5319	1,3	-0,9	2,2	4671	4872
mai	12272	6208	4,7	4,4	0,4	18565	20967
juni	8391	7801	9,5	8,4	1,1	26169	26578
juli	10068	9568	13,4	10,0	3,4	14500	15840
Sum januar-april	30039	31283				12152	13090
Middel januar-april			-3,2	-5,0	1,8		

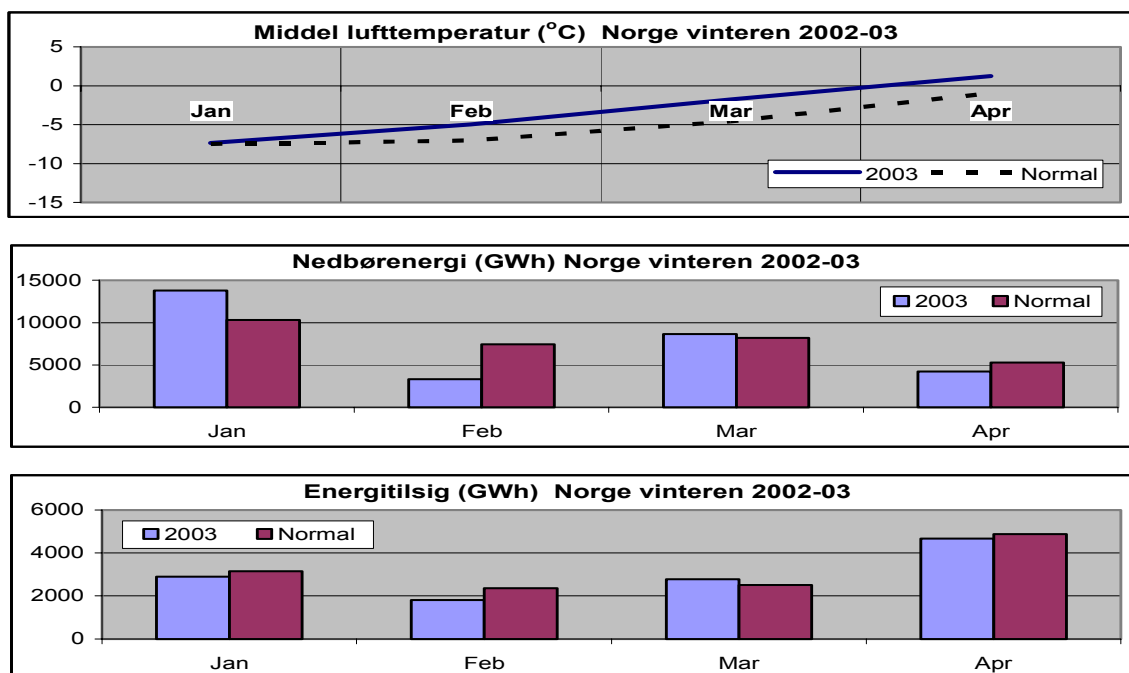
Tabell 4.2 Utvikling i nedbør, temperatur og energitilsig januar-juli 2003. Sverige.

	Nedbørenergi (GWh)		Lufttemperatur (°C)			Energitilsig (GWh)	
	2003	Normal	2003	Normal	Avvik °C	2003	Normal
januar	6412	4930	-10,1	-9,9	-0,2	1263	1949
februar	2155	3890	-6,3	-8,6	2,3	939	1521
mars	4395	3940	-0,5	-4,8	4,2	1477	1572
april	3354	3730	1,5	0,4	1,1	4017	3092
mai	5706	4490	7,2	6,6	0,6	14020	15157
juni	6750	6040	12,0	11,6	0,4	10110	13932
juli	7350	8360	16,9	13,5	3,4	4910	8530
Sum januar-april	16316	16490				7696	8134
Middel januar-april			-3,9	-5,7	1,9		

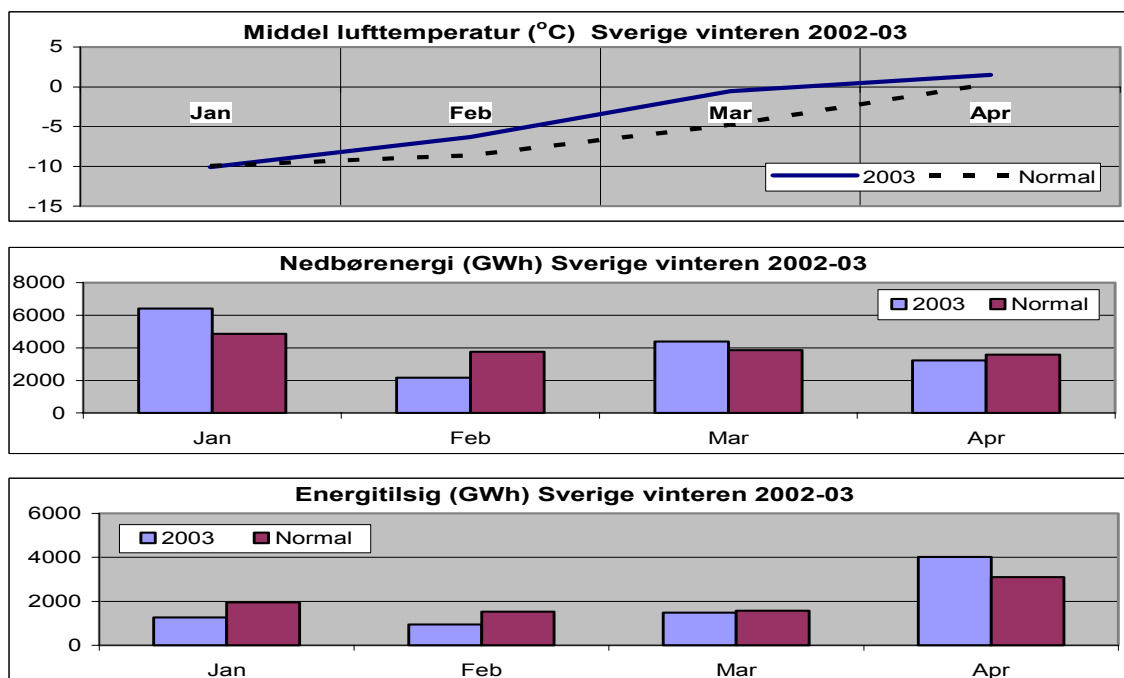
Resten av vinteren ble enda mildere, og nedbør og tilsig ble varierende litt under og litt over normalen. Sum nedbør og tilsig for perioden januar-april ble nær det normale både i Norge og Sverige. Spesielt ble februar og mars mye mildere enn normalt, noe som også hadde en klart positiv innvirkning med reduksjon i forbruket.

Som en konklusjon kan en si at etterjulsvinteren 2002-2003 ble helt forskjellig fra førjulsvinteren, den ble en god del mildere enn normalt, mens nedbør og tilsigsforhold ble omtrent som normale. Denne utviklingen førte til at en allerede utover i mars kunne se at risikoen for kraftrasjonering i vårknipa gradvis ble redusert til under et nivå som krevde spesielle tiltak.

Spørsmålet er hvordan situasjonen kunne ha utviklet seg dersom været hadde blitt kaldere. Kunne en fått så mye lavere tilsig og høyere forbruk at dette kunne ha truet leveringssikkerheten mot slutten av vinteren?



Figur 4.1 Utvikling i nedbør, temperatur og tilsig vinteren og våren 2003 – Norge.
(Kilde: DNMI/Markedskraft)



Figur 4.2 Utvikling i nedbør, temperatur og tilsig vinteren og våren 2003 – Sverige.
(Kilde: SMHI/Markedskraft)

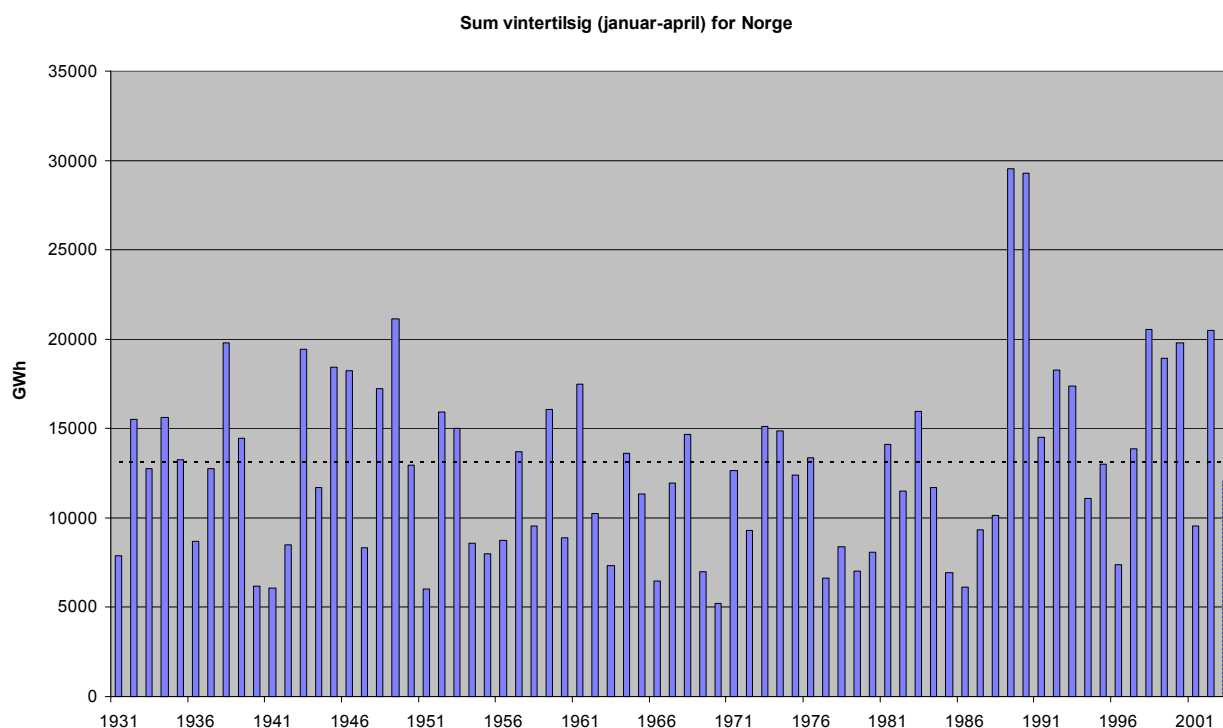
4.2 Analyse av risiko for lave vintertilsig

Sannsynlighet for å få lavere tilsig enn det en faktisk hadde vinteren 2002-03 kan illustreres ved å se på sum tilsig for perioden januar - april, februar - april osv. og sammenligne årets verdi med tidligere år. Vi benytter her simulert energitilsig fram til 1995 og observert energitilsig fra og med 1996 både for Norge og Sverige. Resultatene er oppsummert i kapittel 4.2.1 for Norge og kapittel 4.2.2 for Sverige.

4.2.1 Norge

Perioden januar – april

I figur 4.3 har vi plottet energitilsig til Norge i denne perioden for hvert år siden 1931, sammen med normalverdi beregnet for perioden 1970-99 og verdi i 2003.



Figur 4.3 Energitilsig til Norge summert for perioden januar – april. Stiplet linje viser normal for 1970-99 (Kilde: NVE).

Vi ser at vinteren 2003 kommer ut litt under normalt, og at en rekke år har hatt til dels betydelig lavere tilsig. Mens en i 2003 fikk et tilsig på ca 12 TWh har en tidligere år hatt tilsig ned mot 5 TWh, dvs. 7 TWh lavere enn i år. En optelling viser at det har vært

- 34 år (47 %) med tilsig lavere enn normal minus 1 TWh
- 29 år (40 %) med tilsig lavere enn normal minus 2 TWh
- 26 år (36 %) med tilsig lavere enn normal minus 3 TWh
- 22 år (31 %) med tilsig lavere enn normal minus 4 TWh
- 15 år (21 %) med tilsig lavere enn normal minus 5 TWh

- 10 år (14 %) med tilsig lavere enn normal minus 6 TWh
- 3 år (4 %) med tilsig lavere enn normal minus 7 TWh

I tabell 4.3 er tilsiget fra 1. januar, 1. februar, 1. mars og 1. april og ut april summert og behandlet statistisk.

Tabell 4.3 Antall år (i % av alle observerte år) som har energitilsig en viss mengde under normalen, for perioden fram til vårflommens start. Opptellingen gjelder for perioden 1931-2002, normalene er for perioden 1970-99.

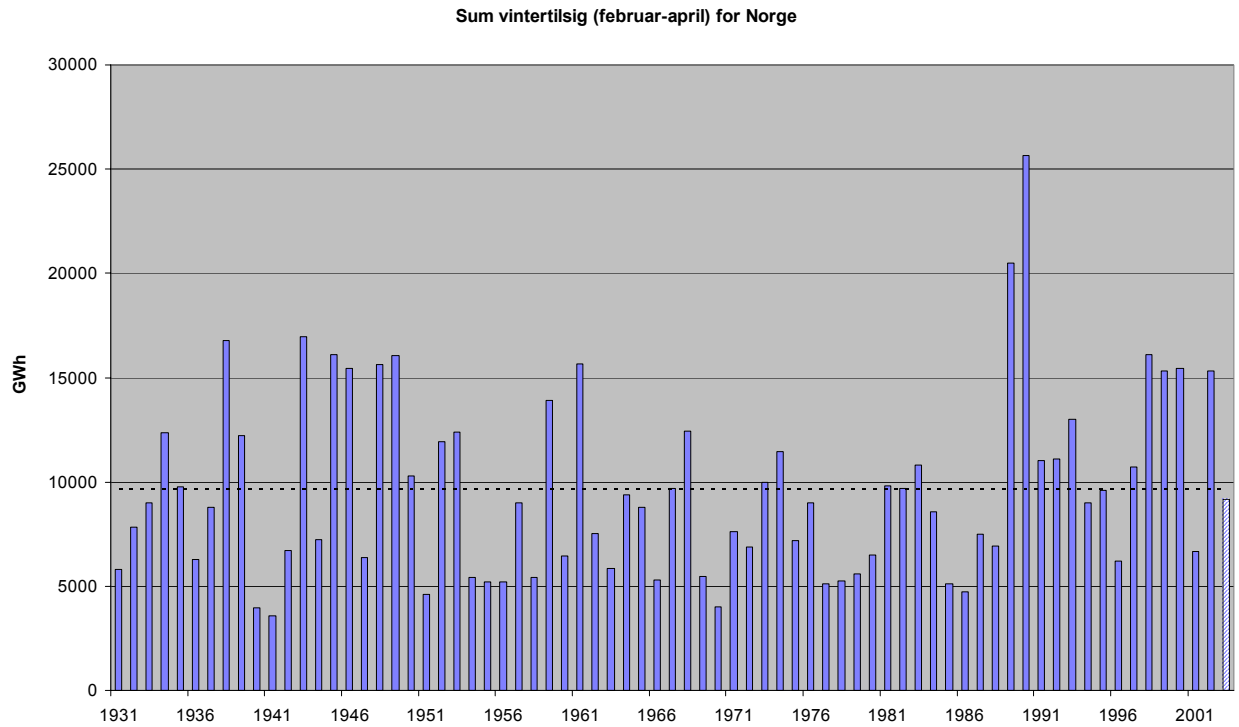
Tilsig mindre enn	Energitilsig til Norge summert fra gitt dato og ut april			
	Fra 1. januar % av alle år	Fra 1. februar % av alle år	Fra 1. mars % av alle år	Fra 1. april % av alle år
Normal minus 1 TWh	47	46	33	37
Normal minus 2 TWh	40	43	24	21
Normal minus 3 TWh	36	31	8	1,4
Normal minus 4 TWh	31	21	1,4	0
Normal minus 5 TWh	21	6	0	
Normal minus 6 TWh	14	1,4		
Normal minus 7 TWh	4	0		
Normalt tilsig (TWh)	13,1	9,7	7,2	4,7
Maksimum tilsig (TWh)	29,5	25,7	18,3	10,6
Minimum tilsig (TWh)	5,2	3,6	2,5	1,4
Tilsig i 2003 (TWh)	12,1	9,2	7,4	4,6

Perioden februar-april

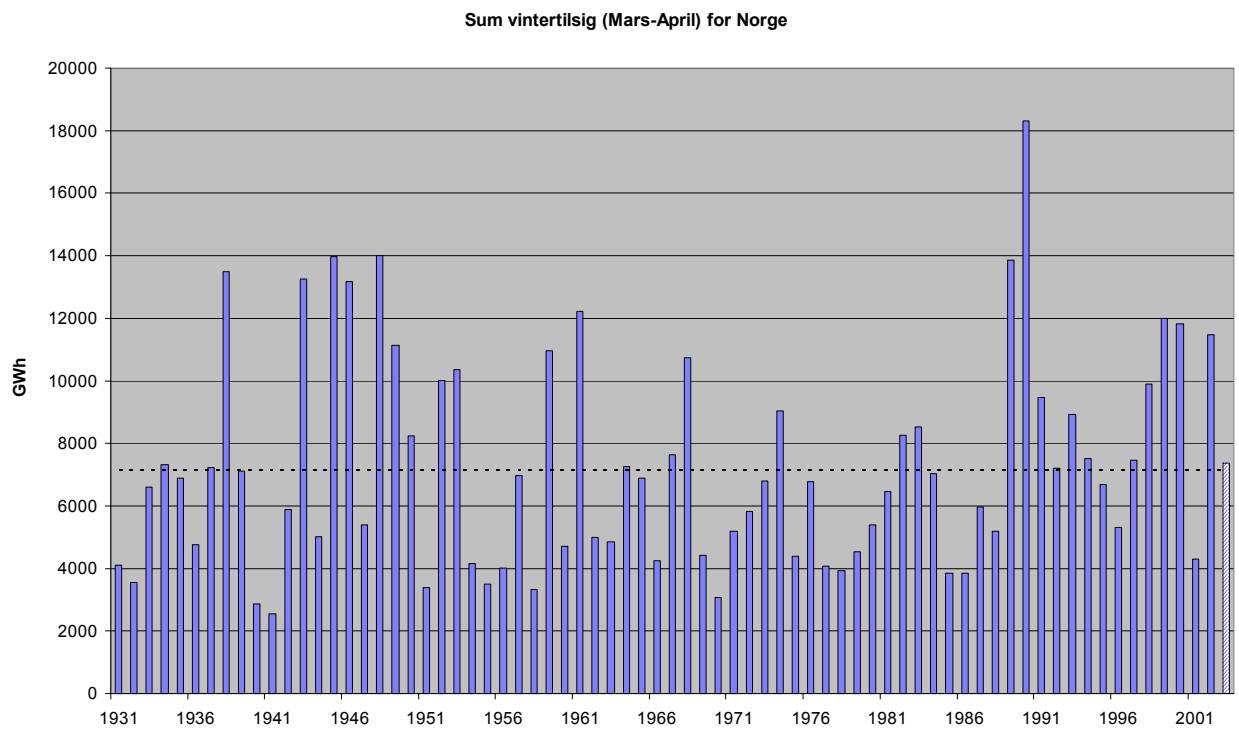
For perioden februar til april er tilsvarende statistikk vist i figur 4.4, her er normalverdien ca 9 TWh. Mens en i 2003 fikk ca 9 TWh har det i tidligere år forekommet tilsig under 4 TWh i samme periode. Laveste verdi var 3,6 TWh i 1941. En opptelling som for januar-april er gjennomført og resultatet er ført inn i tabell 4.3

Perioden mars-april

Sum tilsig for perioden mars-april er vist i figur 4.5. Mens en i 2003 fikk 7.4 TWh har det i tidligere år forekommet tilsig ned mot 2,5 TWh i samme periode (1941). En opptelling som for januar-april er gjennomført og resultatet er ført inn i tabell 4.3



Figur 4.4 Energitilsig til Norge summert for perioden februar-april (Kilde: NVE).



Figur 4.5 Energitilsig til Norge summert for perioden mars-april (Kilde: NVE).

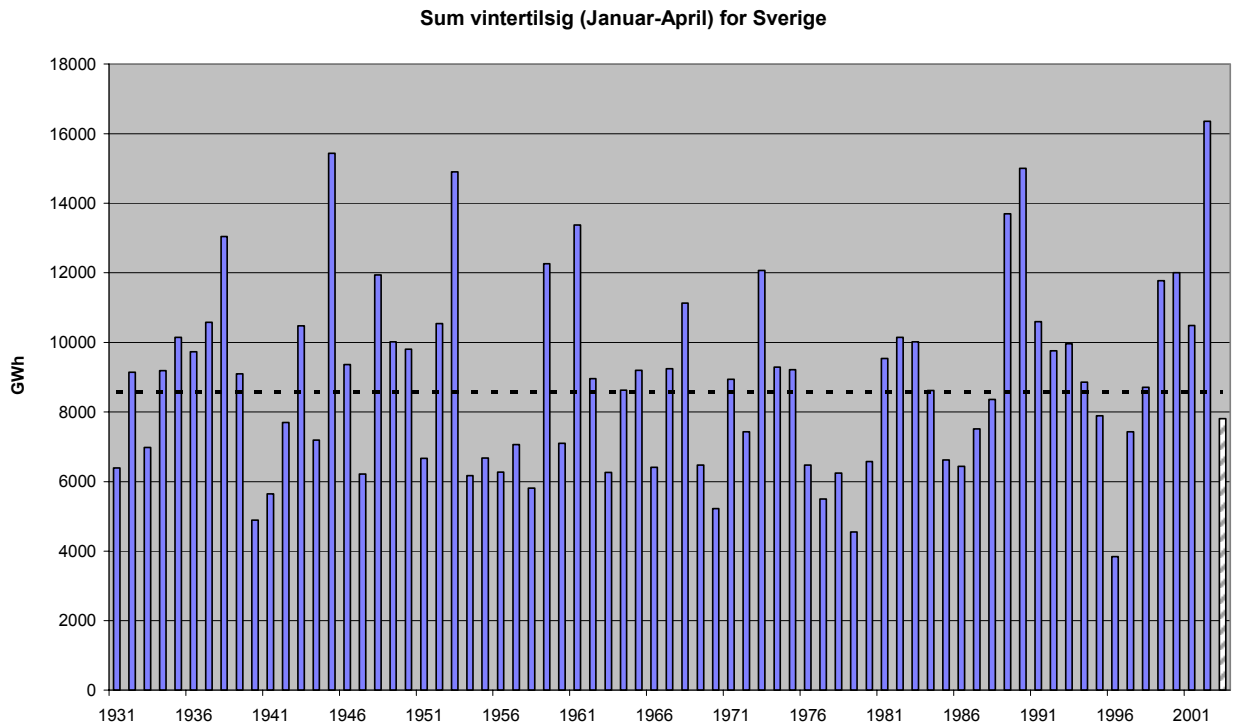
4.2.2 Sverige

Sannsynlighet for ekstremt lave tilsig er analysert på tilsvarende måte for Sverige, også her basert på beregnet tilsig tilbake til 1931, og observert tilsig fra 1996. Vi viser her bare en figur (4.6) og en tabell som oppsummerer hyppighet av tilsig under gitte nivå for periodene januar-april, februar-april og mars-april. Av figur 4.6 ser vi at selv om tilsiget i 2003 på 8,6 TWh var litt under normalen, har det forekommet mye lavere tilsig helt ned mot og under 4 TWh. Vi ser av figur 4.6 og tabell 4.4 at slike lave tilsig ikke er uvanlige, og at det derfor er påregnelig med tilsig ned mot 4 TWh eller under dette.

Tabellen viser for eksempel at pr 1. januar er normalt tilsig fram til vårflommen (januar-april) 8,6 TWh med høyeste og laveste observerte verdi henholdsvis 16,3 og 3,8 TWh. I 2003 var tilsiget i Sverige til sammen 7,8 TWh i denne perioden, dvs. litt mindre enn normalt. Sannsynligheten for å få et tilsig mindre enn normalen minus 1 TWh er på 39 %, normal minus 2 TWh er på 24 % og et tilsig under normalen minus 4 TWh er på 2,8 %. Tilsvarende kan leses av også for periodene fra februar, mars og april. I tabellen er også verdien for 2003 listet opp, og vi ser at denne summen var litt under normalen pr 1/1, men over normalen for alle senere tidspunkt.

Tabell 4.4 Antall år (i % av alle observerte år) som har energitilsig en viss mengde under normalen, for perioden fram til vårflommens start. Referanseperiode 1931-2002.

	Energitilsig til Sverige summert fra gitt dato og ut april			
	Fra 1. januar % av alle år	Fra 1. februar % av alle år	Fra 1. mars % av alle år	Fra 1. april % av alle år
Tilsig mindre enn				
Normal minus 1 TWh	39 %	36 %	37 %	32 %
Normal minus 2 TWh	24 %	18 %	10 %	0 %
Normal minus 3 TWh	7 %	2 %	0 %	
Normal minus 4 TWh	2,8 %	0 %		
Normal minus 5 TWh	0 %			
Normal minus 6 TWh				
Normalt tilsig (TWh)	8,6	6,5	4,9	3,2
Maks tilsig (TWh)	16,3	13,1	11,7	8,6
Min tilsig (TWh)	3,8	2,9	2,4	1,4
Tilsig i 2003 (TWh)	7,8	6,5	5,5	4,0



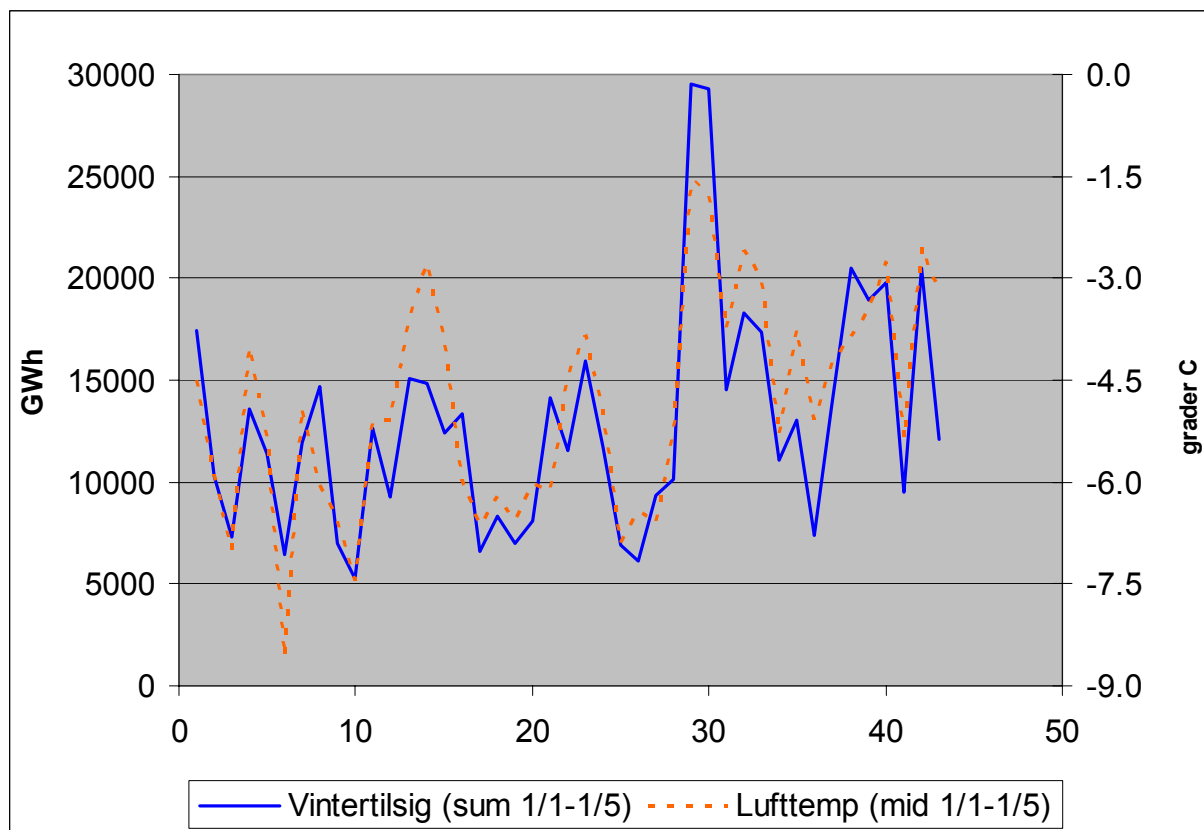
Figur 4.6 Energitilsig til Sverige summert for perioden januar-april. Stiplet linje viser normal for 1961-90 (Kilde: Markedskraft).

4.3. Sammenheng mellom lufttemperatur, tilsig og kraftforbruk

På grunnlag av de data som er beregnet og presentert foran kan vi beregne sannsynligheter for å få tilsig lavere enn det en faktisk fikk i 2003, og hvordan dette ville ha påvirket magasinutfyllingen. Imidlertid viser det seg at vi ikke kan anta at forbruk og tilsig er uavhengige størrelser. Bakgrunnen er at lufttemperaturen påvirker både tilsiget og forbruket, men i motsatt retning. I vintre med lave temperaturer vil tilsiget bli lavt, men samtidig vil forbruket bli høyere enn normalt. Det viser seg at denne korrelasjonen kan få stor betydning idet de ekstremt kalde og tørre årene også vil ha høyest forbruk. Vi kan illustrere dette med noen kurver som er satt opp for vintertilsiget i perioden januar-april.

Figur 4.7 viser et plott med vintertilsig for hvert år i perioden 1961-2003 plottet mot middeltemperatur for Norge for samme periode. Vi ser ikke uventet at vintre med lave middeltemperaturer gjerne også har lave tilsig og omvendt. Vi ser for eksempel hvordan de to ekstremt våte årene 1989 og 1990 med vintertilsig opp mot nesten 30 TWh også var de årene som hadde høyest middeltemperatur gjennom vinteren. På den andre siden finner vi mange kalde og tørre vintre med middeltemperaturer mellom -6 og -7 grader, og tilsig ned mot 6 TWh. Den aller kaldeste vinteren (1966) hadde lavt men ikke rekordlavt tilsig, mens den nest kaldeste vinteren (1970) hadde det aller laveste målte vintertilsiget med bare 5,2 TWh. Denne vinteren ga altså ikke bare et rekordlavt tilsig men ville trolig også gitt et rekordhøyt forbruk siden middeltemperaturen gjennom vinteren kom helt ned mot -7,5 grader, dette er nesten 6 grader kaldere i snitt enn det en hadde i årene 1989 og 1990. Til sammenligning var tilsiget i Norge vinteren 2003 på 12,1 TWh og middeltemperaturen -3,2 grader, over 4 grader varmere enn i ekstremåret 1970!

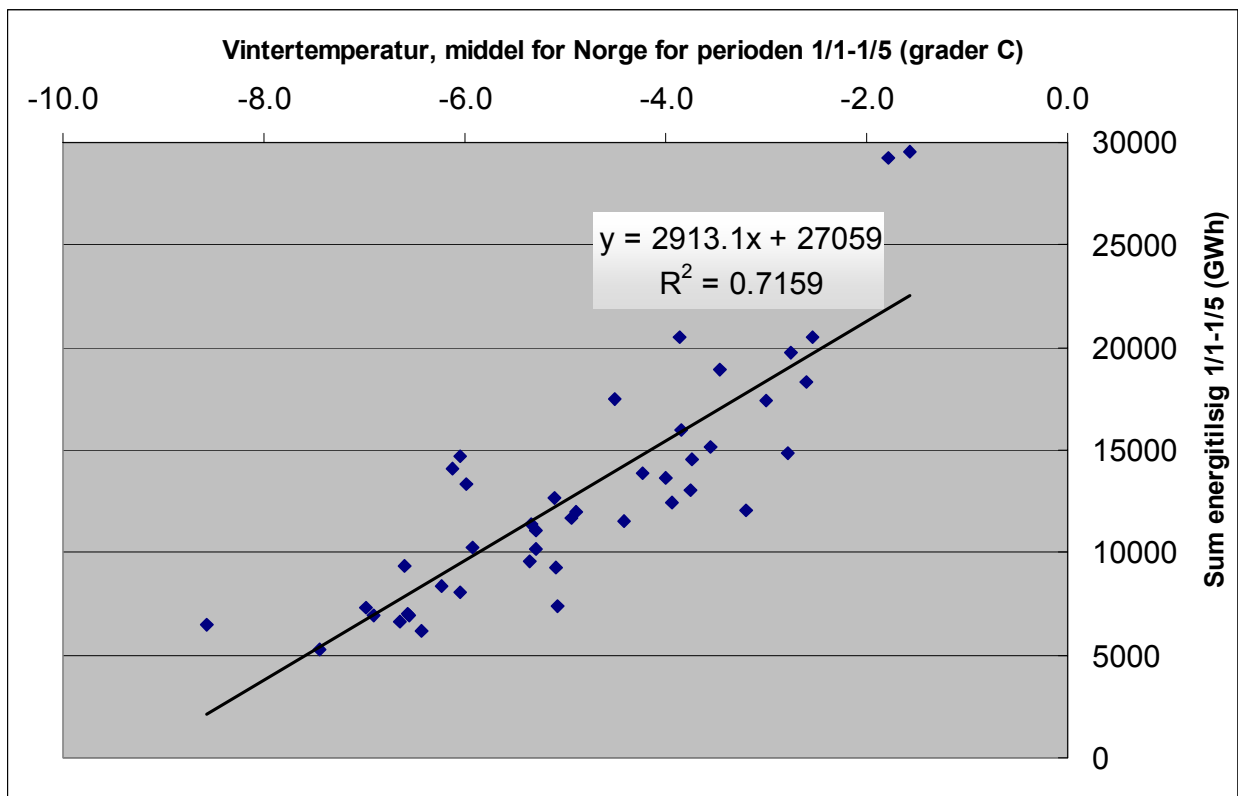
For å analysere sammenheng mellom vintertemperatur og vintertilsg vises figur 4.8 der det også er lagt inn en regresjonslinje som viser at for hver grad temperaturen faller reduseres vintertilsgiet med ca 2,9 TWh i snitt, summert gjennom vinteren.



Figur 4.7 Sammenheng mellom vintertemperaturer og vintertilsg for Norge 1961-2003 (Kilde: DNMI/NVE/Markedskraft).

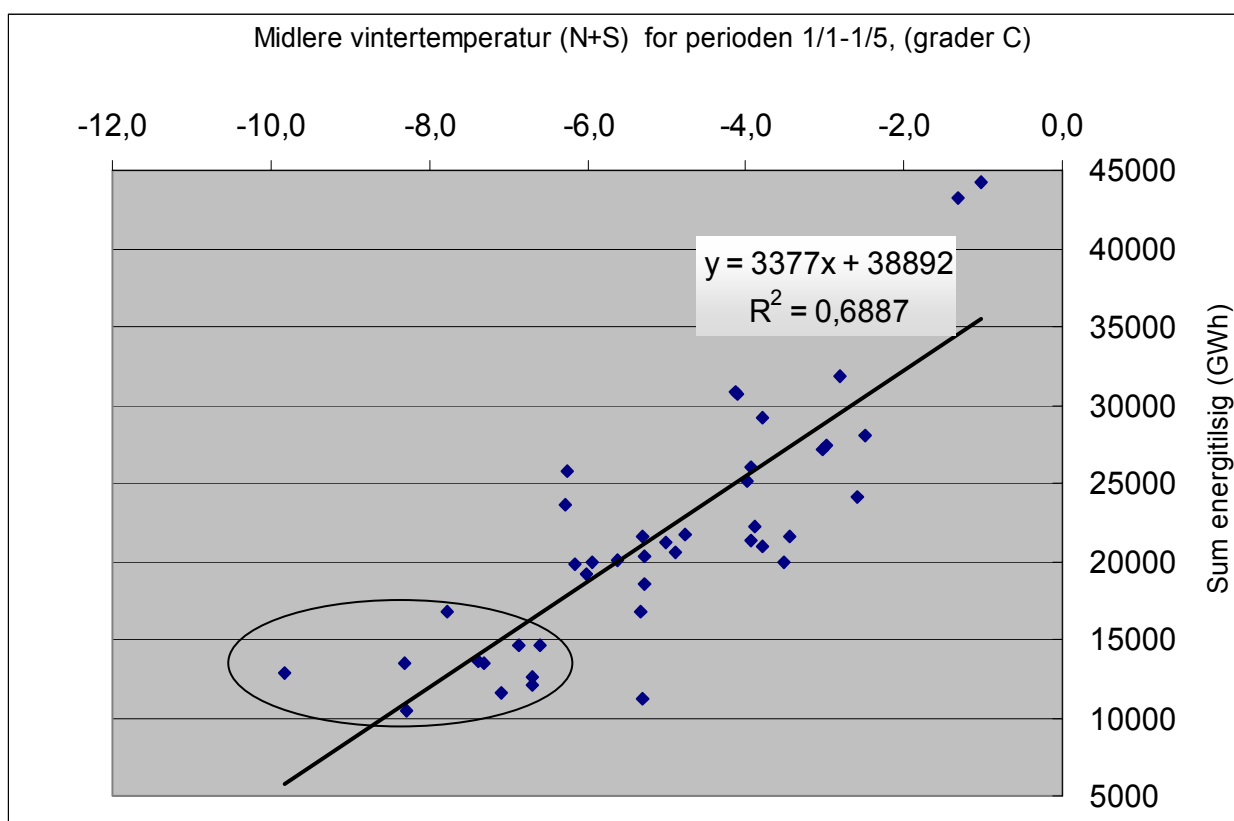
4.3.1 Korrelasjon med forbruk

Det er vanlig å analysere risiko for leveringssvikt ved å velge ut noen ekstreme år fra tilsgsstatistikken og benytte tilsgiet for slike år sammen med data for forbruk, eksport/import og priser på kraftmarkedet. På denne måten antaes implisitt at forbruk og tilsg er uavhengige, noe figur 4.7 og 4.8 viser er klart feilaktig. For de mest kritiske år (eks 1970) må forbruket justeres opp for å ta høyde for en lavere lufttemperatur og dermed et høyere forbruk. Med de temperaturkorreksjoner som anvendes er det vanlig å anta at forbruket øker med ca 200 GWh/måned for hver grad temperaturen faller i forhold til en referanseverdi. (ref ECON/SSB). Figur 4.8 viser at det i et år med vintertilsg ned mot 7 TWh sannsynligvis ville ha vært en lufttemperatur på ca -7 grader, dvs. 4 grader lavere enn vinteren 2003, rent statistisk sett. Dette ville gitt en økning i forbruket på totalt 3,2 TWh gjennom de fire vintermånedene. Dersom en ser på de aller mest ekstreme årene, for eksempel 1970, ville vi kunne få tilsg ned mot 5 TWh, dvs. 7 TWh lavere enn årets tilsg, samtidig som forbruket kunne ha økt med bortimot 4 TWh (grunnet lav temperatur), til sammen en forverring på 11 TWh bare i Norge.



Figur 4.8 Korrelasjon mellom vintertilslig og vintertemperatur for Norge (1/1-1/5).
 (Kilde: DNMI/NVE/Markedskraft)

Et tilsvarende plott for sum tilslig Norge + Sverige er vist i figur 4.9. Denne figuren viser at det også er sterk korrelasjon mellom temperatur og vintertilslig om en ser på Norge og Sverige samlet. På figuren er et "cluster" av år med kombinasjon lave tilslig og lav temperatur merket av. Dette er til sammen 11 år og viser at ca hvert 7 år (11 av 73 år) kan en forvente å få kombinasjonen lave tilslig og lave temperaturer (og dermed høyere forbruk) i både Norge og Sverige sett samlet. Figuren viser videre at for hver grad temperaturen faller reduseres vintertilslig til Norge og Sverige med ca. 3,4 TWh.



Figur 4.9 Korrelasjon mellom vintertilslig og vintertemperatur for Norge + Sverige. (Kilde: DNMI/SMHI/NVE/Markedskraft).

4.4 Hvor stor var risikoen for alvorlig forsyningsvikt vinteren 2003?

Når vi nå kjenner utfallet av vinteren er det lett å karakterisere de tiltak som ble satt i verk som unødvendige, fordi det viste seg å være nok vann i magasinene til å møte forbruket ut vinteren. I tillegg fikk en noe innsparing som også reduserte forbruket. Virkningen av innsparing og forbrukernes reaksjon var heller ikke kjent i januar og februar.

Magasinfyllingen kom ned på omkring 15 TWh i Norge og 3 TWh i Sverige. I Norge var det antatt at en magasinfylling på under 10 % (ca 8 TWh) kunne gi alvorlige problemer med kraftoppdekningen. Dette skyldes bl.a. at det i løpet av våren 2003 ikke ville være mulig å få tømt alle landets magasiner. Det var ulike årsaker til at dette. Vi tenker særlig på forhold som:

- Begrenset slukeevne i kraftverkene
- Fysiske begrensninger som for eksempel terskler i magasinene som gjør at hele eller deler av magasinet ikke kan tappes ut så raskt som ønskelig
- Restriksjoner i manøvreringsreglementet som begrenser uttappingen, samt selvpålagte restriksjoner

Dette betyr at vi hadde en margin på ca 7 TWh i Norge. På bakgrunn av tilsigsstatistikken som ble presentert i kapittel 4.2 kan vi beregne hvor stor sannsynlighet det var for at denne

marginen skulle bli brukt opp og at en kunne få risiko for tomkjøring på ulike tidspunkt. Vi regner da med at et alvorlig tørrår også henger sammen med kulde og økt forbruk, henholdsvis 3.2 TWh mer over januar-april, 2.4 TWh mer over februar-april og 1.6 TWh mer for mars-april.

Det må presiseres at vi her ikke analyserer fullt ut hvordan magasinutfyllingen virkelig ville ha blitt, bare hvilke bidrag vi ville fått fra redusert tilsig og økt forbruk. Dersom man hadde fått en værutfylling med streng kulde, lave tilsig og høyere forbruk ville trolig også forholdene på kraftmarkedet endret seg, for eksempel ved økt import og/eller redusert forbruk på grunn av høyere priser, og motvirket at magasinene ble tappet ned med hele økningen på for eksempel 7 TWh. Dersom vi gjør en forenkling og antar at forbruk ikke endres ut over temperaturkorreksjonen og importen ble den samme som den var i denne perioden i 2003, kan vi beregne hvor stor sannsynlighet det var for å få magasininnhold ned mot det kritiske nivået på ca 8 TWh i løpet av våren 2003.

4.4.1 1. januar 2003

Tabell 4.3 viser at det på dette tidspunkt var 31 % sannsynlighet for å få tilsig mer enn 4 TWh under normalt, noe som sammen med 3,2 TWh i økt forbruk ville gi en forverring på 7 TWh. Med de forutsetninger om import og forbruksutfylling nevnt over, var det derfor på dette tidspunkt en stor sannsynlighet (ca 30 %) for en magasinutfylling ned mot et kritisk nivå i løpet av sen vinteren og våren.

4.4.2 1. februar 2003

På dette tidspunkt var det 21 % sannsynlighet for å få tilsig mer enn 4 TWh under normalen, og 6 % for å få tilsig mer enn 5 TWh under normalen. En situasjon med total forverring på 7 TWh (inkl. 2,4 TWh i økt forbruk) anslås derfor å ha en sannsynlighet på 6-10 %.

4.4.3 1. mars 2003

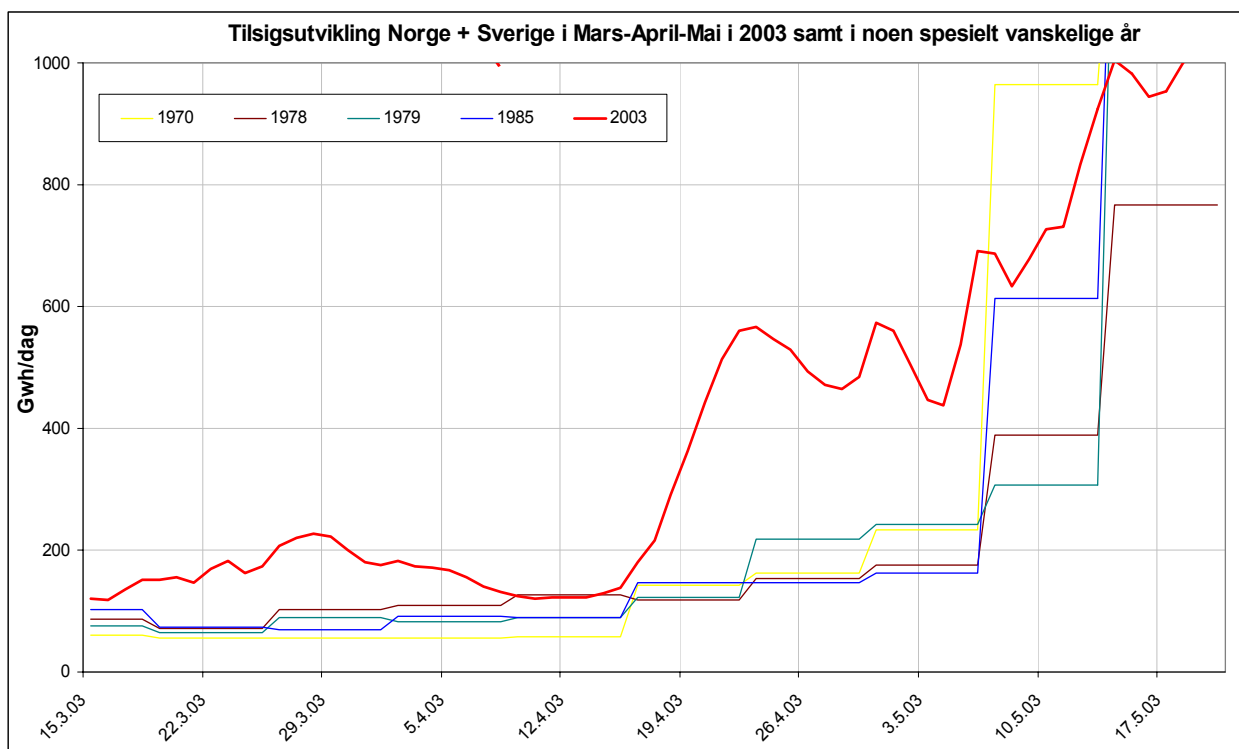
På dette tidspunkt var sannsynligheten for total forverring på 7 TWh svært liten, nær 0 %. I verste tilfelle kunne tilsiget bli ca 4 TWh under normalen og sammen med et økt forbruk på 1,6 TWh gir dette bare en forverring på 5,6 TWh.

I dette regnestykket er det tatt hensyn til at forbruket ble noe redusert ut over vinteren, både på grunn av høye priser og sparekampanjen. Hvor mye sparekampanjen ville virke var ikke kjent før senere på vinteren. Uten disse faktorene ville balansen blitt forverret og økt sannsynligheten for tomkjøring. En må derfor kunne konkludere at det var høyst reelle grunner bak de tiltak som ble satt i verk, og at en ikke kunne være sikker på å kunne greie oppdekningen før en kom noe inn i mars. Selv på dette tidspunkt var balansen svært stram, og det var svært små marginer, særlig hvis uforutsette hendelser som reduserte produksjonen eller kraftimporten skulle inntreffe.

5. Utviklingen våren 2003

Oppfyllingen av magasinene startet allerede fra uke 16 da tilsiget steg for alvor og deretter holdt seg på relativt høye nivå framover i mai. Figur 5.1 viser tilsigsutviklingen i 2003 sammen med noen tidligere år der vårflommen startet mye senere enn i år. Vi ser på perioden fra uke 16 fram til og med uke 20.

Vi ser at tilsiget økte en del allerede fra midten av mars, men selve ”vårløsningen” kom først en måned senere. Våren 2003 fikk en gunstig utvikling sammenlignet med det en kunne fått, illustrert med årene 1970, 1978, 1979 og 1985 da tilsigene først økte for alvor 3 uker senere, omkring 10. mai. En rekke andre år har også mer ugunstig utvikling på våren enn det en hadde i 2003. Nedtappingen av magasinene i 2003 stoppet opp omkring 20. april på 14,8 TWh i Norge og 2,8 TWh i Sverige. Frem til 10. mai økte magasininnholdet til 17,1 TWh i Norge og 5,0 TWh i Sverige, en samlet økning på 4,5 TWh. I samme periode (20.april til 10. mai) var sum tilsig i 2003 på ca 10 TWh. I de fire årene 1970, 1978, 1979 og 1985 var sum tilsig i samme periode bare på ca 4 TWh. Med dette tilsiget ville magasinene blitt tappet ned videre helt fram mot ca 10. mai. En kald vår ville også gitt høyere forbruk og dermed forverret balansen ytterligere. Dette illustrerer godt behovet for å ha noe ekstra reserve i ”vårknipa” for å sikre seg mot sen start på snøsmeltingen.



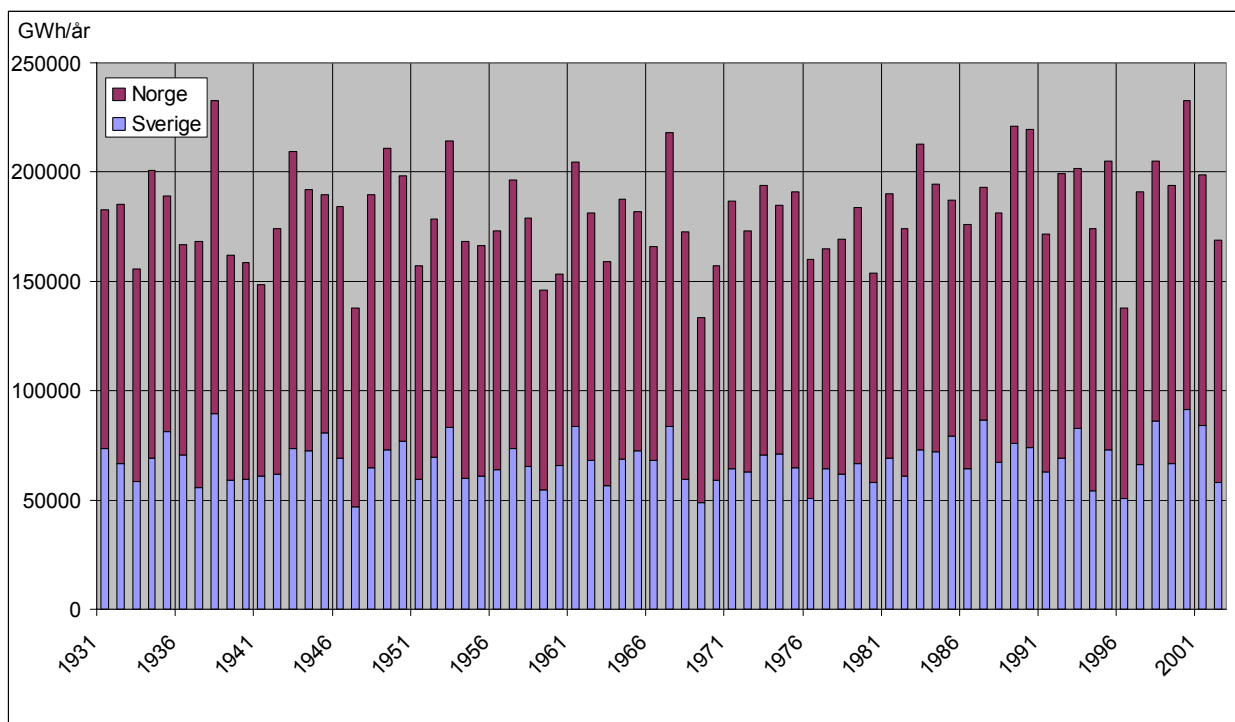
Figur 5.1 Tilsigsutviklingen våren 2003 sammenlignet med noen tidligere år. (Kilde: Markedskraft)

6. Statistiske analyser av tilsiget i 2002

I de foregående kapitler har vi beskrevet i detalj hva som skjedde fra høsten 2001 og fram til etter vårløsningen 2003. Et spørsmål som har opptatt mange er selvsagt hvor ekstrem høsten 2002 var, om dette var en "unntakstilstand" som var umulig å forutsi eller om dette var noe en kunne påregne ut fra de data som var tilgjengelige og som aktørene i kraftmarkedet kunne forholde seg til. Vi vil her presentere resultatet fra noen analyser som er utført for å kvantifisere disse sannsynlighetene. Vi vil først se på hele året 2002, og deretter på høsten som var den virkelige ekstreme delen av året.

6.1 Tilsig i 2002

Sum tilsig til Norge i løpet av 2002 ble 111 TWh som er noe lavere enn normalen på 118 TWh. For Sverige ble sum tilsig i 2002 58 TWh, nesten 10 TWh under normalt og dermed betydelig tørrere enn for Norge, sett i forhold til normalen. Figur 6.1 viser beregnet/observert tilsig for Norge og Sverige for årene siden 1930, vi ser her at året 2002 ligger noe under normalen men ikke ekstremt lavt. En optelling viser at hele 21 av årene etter 1930 har hatt like lavt eller lavere tilsig. Konklusjonen er dermed at året 2002 ikke kan karakteriseres som noe spesielt tørt år, dette gjelder enten en ser på tilsiget i hvert land eller samlet tilsig.

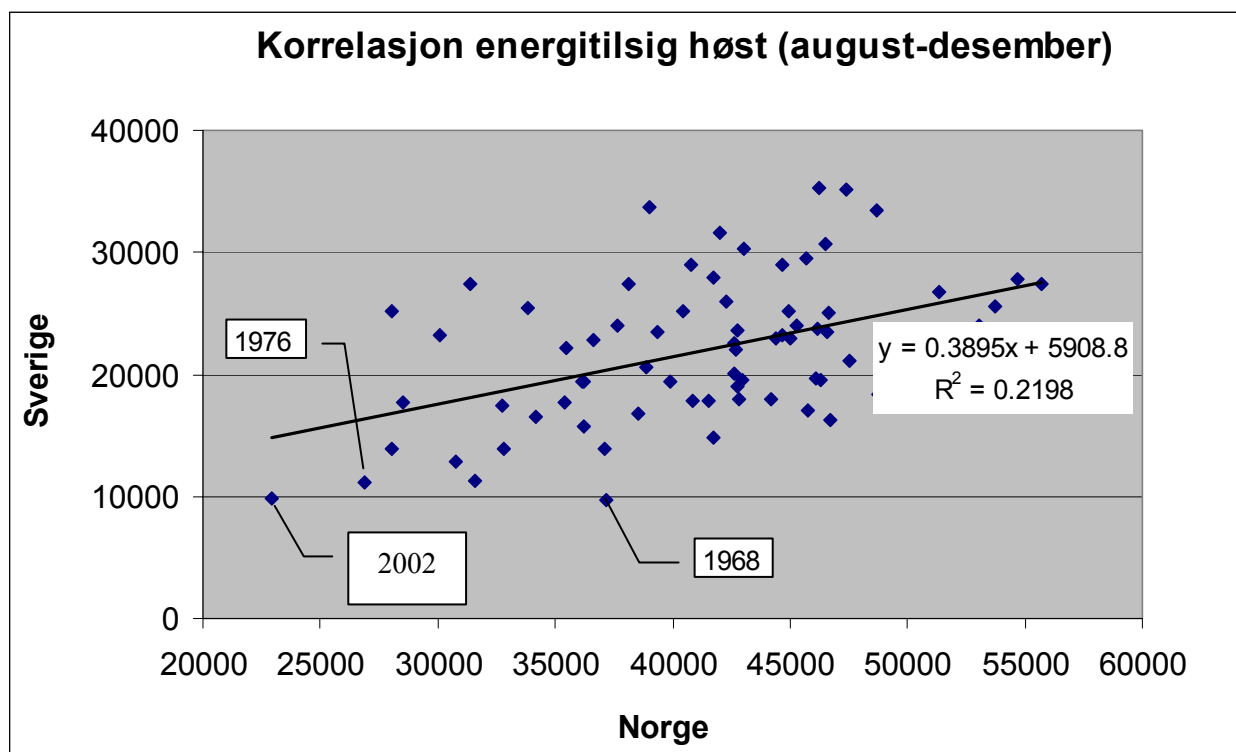


Figur 6.1 Sum tilsig Norge + Sverige for hvert år fra og med 1931.
(Kilde: NVE/Markedskraft)

6.2 Tilsig høsten 2002

Figurene 6.3-6.5 viser sum tilsig i perioden august-desember for henholdsvis Norge, Sverige og sum av begge fra og med 1930. Det er tydelig på alle tre figurer at høsten 2002 er ekstrem, med lavest tilsig både når vi ser på Norge og Sverige separat, og summert sammen. Det siste er kanskje det mest uvanlige, at en fikk en så ekstremt tørr periode samtidig i begge land (og også i Finland som ikke er tatt med her). For å illustrere hvor uvanlig en slik ekstrem tørke er samtidig viser figur 6.2 korrelasjon mellom Norge og Sverige i samme periode.

Det er en signifikant men ikke særlig sterk korrelasjon mellom tilsiget i Norge og Sverige på ettersommeren og høsten, målt med r^2 er korrelasjonen 0,22 (tilsvarende en korrelasjonskoeffisient $r=0,47$). Vi ser høsten 2002 som punktet helt nederst til venstre, det laveste noen gang i Norge og nest lavest i Sverige. I den aller tørreste høsten i Sverige (1968) var imidlertid tilsiget i Norge nesten 15TWh høyere enn høsten 2002. Derimot finner vi at den høsten med det nest laveste tilsiget i Norge (1976) også hadde svært lavt tilsig i Sverige.

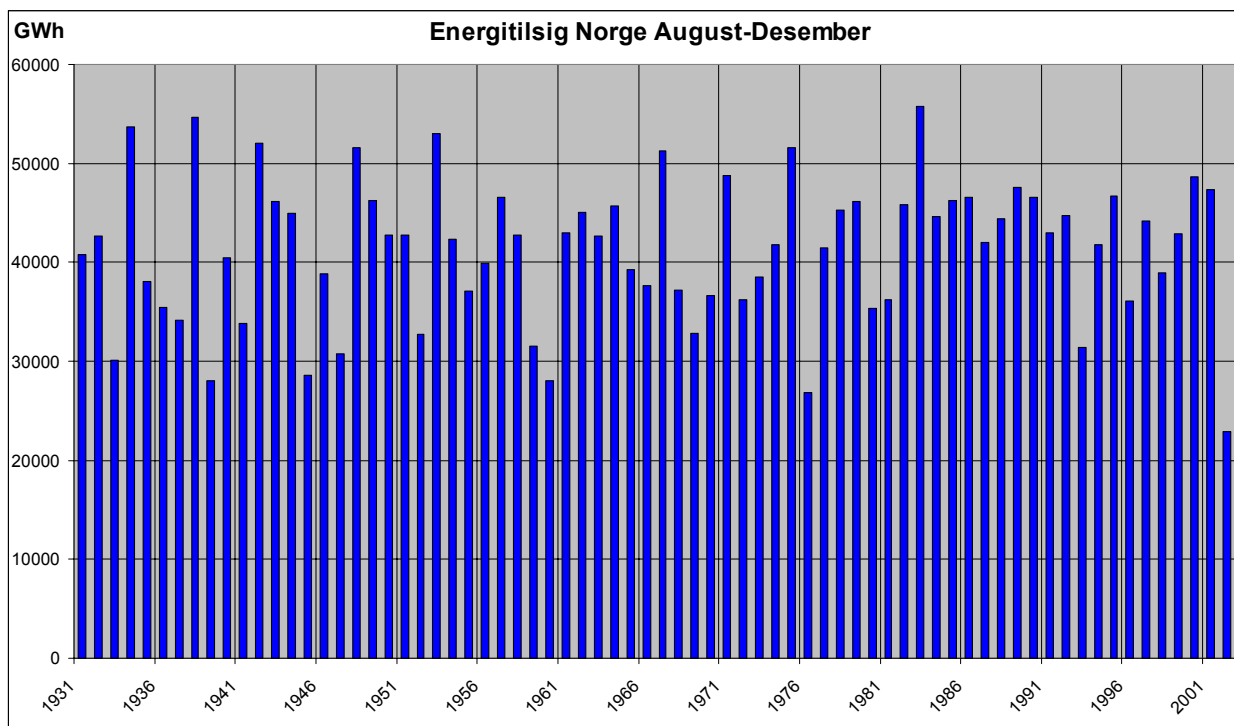


Figur 6.2 Korrelasjon mellom tilsig i Sverige og Norge i perioden august-desember. (Kilde: NVE/Markedskraft)

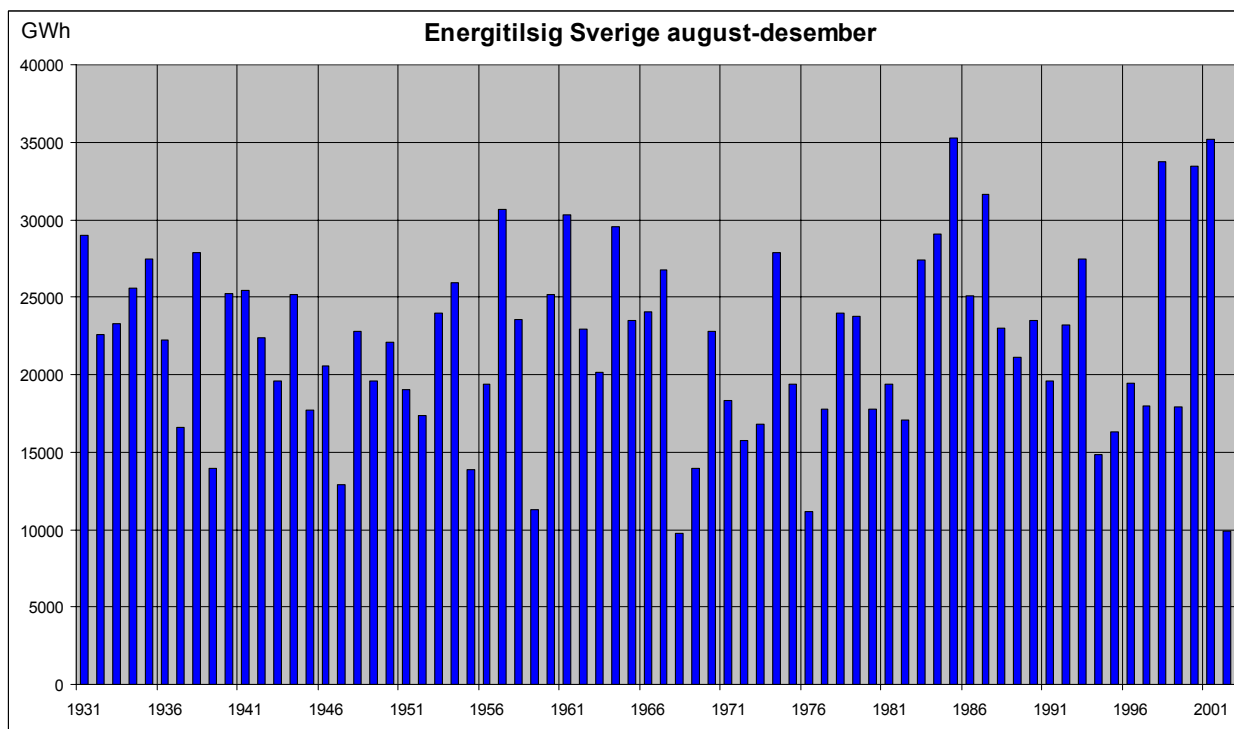
Vi kan derfor på rent visuelt grunnlag fastslå at høsten 2002 hadde ekstremt lavt tilsig i både Norge og Sverige, det laveste noen gang i Norge og det nest laveste i Sverige. Summen er på 32,8 TWh, mens nest laveste (1976) hadde 38 TWh, tredje laveste (1939) 42 TWh og fjerde laveste (1959) 42,9 TWh.

Det er også interessant å merke seg at svært lave tilsig om høsten inntreffer relativt jevnt fordelt gjennom perioden, det er ingen klare tendenser til at vi går mot tørrere eller våtere

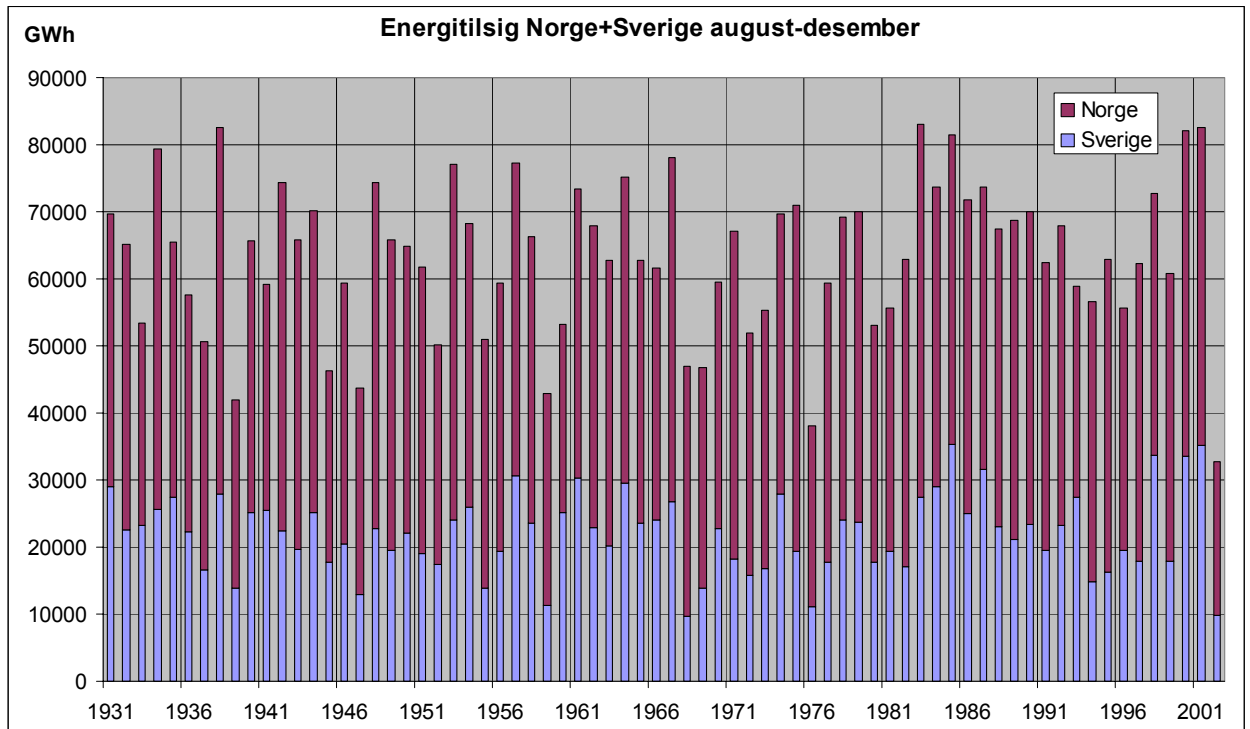
forhold. Det som utpeker seg som ”unormalt” er kanskje den lange perioden fra ca 1983 og 20 år framover der en ikke hadde høsttilsig under 30TWh før høsten 2002 kom med sin ekstreme verdi! Dette er en kraftig påminnelse om å ikke basere sine vurderinger av hydrologiske variasjoner på ”manns minne” eller på en for kort tidsserie.



Figur 6.3 Beregnet/observert sum tilsig august-desember i Norge for hvert år fra og med 1931 (Kilde: NVE).



Figur 6.4 Beregnet/observert sum tilsig august-desember i Sverige for hvert år fra og med 1931 (Kilde: Markedskraft).



Figur 6.5 Beregnet/observert sum tilsig august-deseember i Norge + Sverige for hvert år fra og med 1931 (Kilde: NVE/Markedskraft).

6.3 Gjentaksintervall for tilsigssvikten høsten 2002

Sannsynligheten for at en hydrologisk hendelse skal inntreffe igjen bestemmes ved det som kalles en *frekvensanalyse*. Som regel beskrives denne sannsynligheten ved det som kalles *gjentaksintervall* som er det gjennomsnittlige antall år som vil gå mellom hver gang en gitt hendelse inntreffer eller overskrides, eventuelt underskrides når det dreier seg om tørke. Ved flomanalyse er det vanlig å beregne såkalt 1000-års flom som den flom som vil inntreffe eller overskrides i gjennomsnitt hvert 1000 år. Sammenheng mellom størrelse og sannsynlighet for å inntreffe eller (overskrides) kalles for en *frekvensfordelingsfunksjon*. De samme begrep brukes i forbindelse med bølger i Nordsjøen (100-årsbølgen) og ved klassifisering av ekstrem tørke. Når vi skal beregne sannsynligheter for svært sjeldne hendelser (1000-års flom, 100-års bølge osv.) er det vanlig å tilpasse en matematisk funksjon til de observerte data, og bruke denne til å beregne sannsynligheter. Innen hydrologiske analyser brukes flere typer frekvensfordelingsfunksjon, men Log-Normal, Extreme-Value (Gumbel) og General Extreme-Value fordelingene er nok de som brukes oftest for denne type data. Noen ganger brukes også Normalfordelingen (Gaussfordelingen) og denne kan brukes dersom en tester nøye at datasettet følger en normalfordeling. Tabell 6.1 oppsummerer beregnet gjentaksintervall for det observerte tilsiget i Norge, Sverige og sum Norge + Sverige for noen ulike perioder høsten 2002.

Tabell 6.1. Beregnet gjentaksintervall (år) for observert tilsig høsten 2002

Periode	Tilsig Norge	Tilsig Sverige	Tilsig Norge + Sverige
august-desember	100-200	50-100	100-200
september-desember	100	100-200	100-200
oktober-desember	100-200	200-300	200-500

Analysene viser at tilsigsforholdene høsten 2002 hadde et gjentaksintervall i størrelsesorden 100-200 år i Norge, 50-100 år i Sverige og ca 100-200 år for kombinasjonen når vi fokuserer på perioden august-desember.

Var nå dette et tilsig så langt utenfor det en hadde sett tidligere at det var umulig å påregne? Dette var kanskje mulig ut fra en referanse til tilsig gjennom 80- og 90-tallet, men ser vi dette i sammenheng med hele tilsigsgrunnlaget fra 1931 så er ikke det som skjedde så utenkelig. For Sverige er det ikke engang det laveste som er observert, trolig hadde en sist i 1968 omtrent like lave tilsig. For Norge er høsten 2002 den laveste som er observert i alle år siden 1930, og hele 8 TWh lavere enn nest tørreste år siden 1980. Men går vi tilbake til 1976 hadde vi et tilsig på 26,9 TWh i Norge, bare 4 TWh over 2003-verdien. Går vi lengre tilbake finner vi tre år med tilsig på ca 28 TWh i Norge, 1939, 1949 og 1960. Vi ser derfor at ”ekstremisituasjonen” høsten 2002 riktignok var det tørreste som er observert siden 1931, men det var bare ca 10-15% lavere enn det som var observert i flere år tidligere.

Hvis vi undersøker perioden september-desember eller oktober-desember ser vi at det har vært flere år med tilsigssvikt i samme størrelsesorden som det en fikk høsten 2002. I 1976 var for eksempel tilsiget bare 4 TWh høyere enn i 2002 både for perioden september-desember og oktober-desember. Vi kan derfor konkludere med at det observerte tilsiget

høsten 2002 var svært lavt, men neppe helt uforutsigbart ut fra den informasjonen som ligger i tilsigsstatistikken.

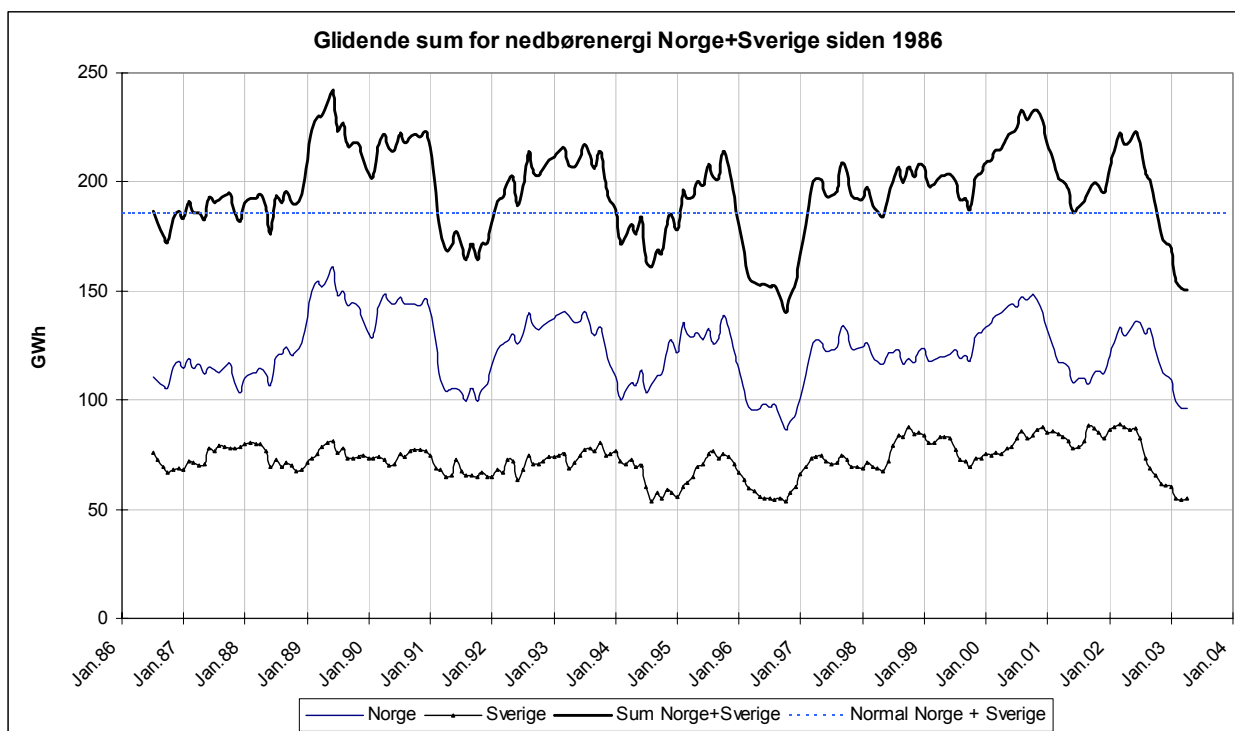
En annen viktig konklusjon er at selv om dette var en ekstrem tilsigssvikt så skjedde det i løpet av en kort periode, ut fra en gunstig magasinbefylling i starten av episoden og med en gunstig temperatur og tilsigsutvikling videre gjennom vinteren fra januar og fram til vårfloppen 2003. Denne episoden har ikke vært noe i nærhet av en "1000-års hendelse", men kunne lett fått et langt mer alvorlig utfall dersom vinteren hadde blitt kald og tørr også etter nyttår. Slike kortvarige episoder med tørrvær kan komme på ulike tidspunkt gjennom året, og det er summen av alle mulige slike tørrvæsepisoder som vil bestemme samlet leveringssikkerhet i kraftsystemet. Det at kraftsystemet greidde å håndtere denne episoden viser ikke at vi er sikret mot leveringssvikt med opp til 100-200 års gjentakintervall. Analysen av vinteren 2003 (kapittel 5) viser også at det var små marginer våren 2003, og at en kald vinter med sen start på vårfloppen lett kunne ført til ennå lavere magasinbefylling helt mot slutten av vinteren.

For å sette det som skjedde høsten 2002 i perspektiv vil vi i kapittel 7 vise hva som skjedde i noen andre situasjoner som en har opplevd i senere tid. Vi velger her ut et par situasjoner på 90-tallet som ikke var svært ekstreme, men som hver for seg "stresset" kraftsystemet på en måte som var sammenlignbar med det som skjedde i 2002.

7. Sammenligning med noen tidligere kjente tørrvæsepisoder

Siden kraftmarkedet ble liberalisert tidlig på 90-tallet har en gjennomgående hatt en periode med mildt og nedbørrikt vær. Likevel har det også vært noen episoder med tørke og kulde som er interessante å studere, fordi de viser hvordan kraftsystemet blir utsatt for ulike ”påkjenninger” i form av tilsigssvikt og kulde. De to episodene som er valgt ut er hentet fra tiden etter 1990 og er slik sett ikke ekstreme, men likevel tørre nok til å skape problemer i den situasjonen en nå har i Norden. Det viser seg alltid at det er litt lengre episoder med lav nedbør over store områder som skaper problemer for vannkraftsystemet, noen ganger kombinert med sterk kulde slik vi opplevde vinteren 1995-96.

I figur 7.1 vises beregnet nedbørenergi for Norge og Sverige for årene etter 1986 og fram tom april 2003, og inneholder derfor data for den vannrike perioden som har vart siden slutten av 80-tallet. Figuren er laget av det som kalles 12-måneders glidende summer, dette betyr at man summerer nedbørenergi for de siste 12 måneder ved hvert tidspunkt. Dette gir en god indikasjon på tilgjengelig vannmengde i vannkraftsystemet, og brukes derfor ofte som en enkel måte å karakterisere variasjon i nedbørenergi på.



Figur 7.1 Nedbørenergi for Norge og Sverige siden 1986 – Glidende 12 måneders summer (Kilde: Markedskraft).

Figur 7.1 viser at i 2002 fram til utløpet av året var sum nedbørene energi i Norge ca 111 TWh, i Sverige 61 TWh og samlet 172 TWh for de siste 12 måneder. På dette tidspunkt var summen 13 TWh lavere enn normalen. Siden årsskiftet har glidende sum sunket ytterligere, og ligger ved inngangen av mai på et rekordlavt nivå nesten på linje med det en hadde i 1996. Figuren viser også at perioden siden 1986 har hatt gjennomgående høy nedbør, mesteparten av tiden har nedbøren vært høyere enn normalt for Norge og Sverige samlet sett. Unntakene er, i tillegg til 2002-03, årene 1991-92, 1993-94 og 1995-96 som alle ga perioder på omtrent ett års lengde med nedbørene energi lavere enn normalt. Ut over dette, i nesten 13 av 16 år har nedbøren vært over, til dels betydelig over normalen! Dette illustrerer godt at en helt siden tidlig på 90-tallet har hatt nedbør over det normale, noe som naturlig nok har ført til god produksjon og lave priser.

7.1 Tilsigssvikten i 1993-94

Det som karakteriserte dette året var lave tilsig gjennom høsten 1993 og vinteren 1994, på grunn av lite nedbør og lave temperaturer. Temperaturen var i middel 1,5 grader under normalt i perioden september-desember 1993. Dette var for eksempel 0,3 grader kaldere enn det vi hadde samme periode høsten 2002.

Nedbøren i Norge var nær normal i august 1993, men lav videre ut gjennom høstmånedene (som vist nedenfor):

september-desember	30,3 TWh	Normalt	49,6 TWh	Manko	19,3 TWh
september-januar	46,7 TWh	Normalt	60,6 TWh	Manko	13,9 TWh
september-februar	49,7 TWh	Normalt	69,2 TWh	Manko	19,5 TWh

Snømagasinet ved årsskiftet 1993/94 var omtrent som normalt, og både i januar og særlig mars 1994 kom det mye nedbør, slik at snømagasinet i april 1994 var godt over det normale. Derfor ble det også tilsig godt over normalt våren 1994, og ingen problemer med oppfyllingen. Tilsiget i forskjellige perioder høsten 1993 og vinteren 1994 var som følger:

september-desember	17,6 TWh	Normalt	31,7 TWh	Manko	14,1 TWh
september-januar	19,6 TWh	Normalt	35,1 TWh	Manko	15,5 TWh
september-februar	21,1 TWh	Normalt	37,7 TWh	Manko	16,6 TWh
september-mars	23,1 TWh	Normalt	40,2 TWh	Manko	17,1 TWh
september-april	28,8 TWh	Normalt	45,0 TWh	Manko	16,2 TWh

Det var særlig perioden september-desember 1993 som var preget av svært lave tilsig, for Norge var disse nesten like lave som i september-desember 2002 da det kom 15,6 TWh. Utover vinteren økte manko i forhold til normalt tilsig ganske lite, og var maksimalt oppe i 17,1 TWh i underskudd for perioden september-mars. I samme periode (september-mars) i 2002-2003 fikk Norge et totalt tilsig på 23,2 TWh, et underskudd i forhold til normalen på "bare" 14,8 TWh. Forholdene gjennom høsten og vinteren 1993/94 var altså på sin måte verre enn i 2002/2003! Men så kommer også det forhold at også august var svært tørr i 2002, med et underskudd på 3,2 TWh i forhold til normalen.

Det lave tilsiget gjennom 1993-94 førte til sterk nedtapping av magasinene, og dette året er fortsatt det som ga lavest magasinnivå for Norge for flere måneder i året. Dette er illustrert i figur 2.12 og 2.13 der året 1994 er tegnet inn. Vi ser her at for Norge kom året 2002-2003 ned på samme nivå som i 1994, mens for Sverige kom det klart lavere.

7.2 Tilsigssvikten i 1995-96

Det som karakteriserte dette året var normale forhold tidlig på høsten 1995, i oktober sågar godt over normalt. Temperatur og nedbør var nær det normale fram tom november. Så slo været om til streng kulde og lite nedbør fra desember av, noe som førte til synkende tilsig, lite snømagasin og etter hvert uvanlig lite tilsig våren og sommeren 1996, med tilhørende lav magasinbefylling. Det var her særlig de fire månedene i perioden desember 1995 til og med mars 1996 som var uvanlige, med svært lav nedbør, lav temperatur og lite tilsig. Fra mai 1996 og utover sommeren og høsten var nedbøren igjen nær det normale, selv om både september og desember ga noe underskudd. Fra januar 1997 og resten av vinteren ble det rikelig med nedbør, og vårflommen 1997 ble godt over normalen.

Vi har følgende karakteristiske nedbørdata for vinteren 1995-1996:

desember-mars	17,0 TWh	Normalt	40,0 TWh	Manko	23,0 TWh
desember-april	21,6 TWh	Normalt	45,6 TWh	Manko	24,0 TWh

Snømagasinet ved årsskiftet 1995/96 var allerede noe mindre enn normalt på grunn av en svært tørr desember i 1995. Også i januar, februar og mars 1996 kom det lite nedbør, slik at snømagasinet i april 1996 var godt under det normale, en manko på hele 19 TWh ved kulminasjonen i forhold til normalt. Derfor ble det også tilsig godt under normalt våren 1996, og liten oppfylling i magasinene. Dette året hadde ett av de laveste snømagasin som er registrert siden 1960, bare slått av 1963 som trolig var ennå et par TWh lavere. Nest etter disse to kommer 2001, 1966, 1969 og 1970 som alle hadde snømagasin bare 3-4 TWh høyere enn i 1996.

Tilsiget i forskjellige perioden denne våren, sommeren og høsten 1996 var som følger:

mai-juli	43 TWh	Normalt	62 TWh	Manko	19 TWh
mai-september	57 TWh	Normalt	84 TWh	Manko	27 TWh
mai-desember	79 TWh	Normalt	105 TWh	Manko	27 TWh

Det var særlig perioden mai-september som fikk svært lave tilsig, med et underskudd i forhold til normalen på hele 27 TWh. Utover høsten vedvarte underskuddet en stund, men økte ikke ytterligere. Denne femmåneders-perioden (mai-september 1996) kan igjen sammenlignes med femmåneders-perioden august-desember i 2002, der vi også fikk et underskudd på nesten 20 TWh i forhold til normalt. Slik sett ble underskuddet i 1996 hele 7 TWh større innenfor en periode på samme lengde, og 1995-96 var på sin måte verre enn 2002.

For øvrig var tilsiget i perioden mai-september i 1996 det laveste som er registrert siden 1931, og dersom en regner på sannsynlighet og gjentaksintervall for denne hendelsen blir den også omtrent en 100-200 års hendelse, slik analysen for 2002 gir! Det nest laveste tilsiget i perioden mai-september finner vi i 1969 med et tilsig på 59 TWh.

7.3 Oppsummering og sammenligning

Tre år med tørrværsepisoder i Norge er gjennomgått og analysert, 1993/94, 1995/96 og 2002/03. Alle disse er karakterisert ved at tørrværsepisodene som inntraff var relativt kortvarige, men intense. For eksempel så var det i 2002 særlig perioden august-desember som hadde ekstremt lave tilsig, både før og etter denne perioden var det relativt høye tilsig. Tilsvarende var perioden med uvanlig lave tilsig også bare ca fem måneder i 1993/94 og 1995/96.

Analysen av disse tre årene viser at tidspunkt for tilsigssvikt kan variere, i tillegg til disse vil vi kunne finne tilsvarende ”ekstreme” perioder med tilsigssvikt i mange andre år, for eksempel i perioden 1966-70, 1976-78 og i 85-86. Vi har også år med svært lave tilsig tidlig på 40-tallet, i 1947, 1951 og 1959.

Selv om en isolert episode som det vi hadde i 2002 kan være ekstrem nok, med gjentaksintervall på 100-200 år, så betyr ikke dette at dette er likeverdig med en ”100-års bølge” for kraftsystemet. Tvert imot, som vi har vist i denne enkle analysen for tre år i de siste 10 årene kan det inntreffe en rekke hendelser av denne kortvarige typen som hver for seg eller i kombinasjon kan sette kraftsystemets yteevne på prøve. Dersom det skal gjøres en statistisk analyse for å teste kraftsystemets evne til å tåle tørrår, må en derfor analysere ikke bare en enkelt hendelse (for eksempel høsten 2002) men alle de forskjellige hendelsene som til sammen kan medføre at magasinene kan tømmes og at det oppstår rasjonering. Det at det gikk bra denne vinteren med et tilsig som hadde et gjentaksintervall på ca 100 år betyr ikke at kraftsystemet er garantert å kunne ha en leveringssikkerhet på 99 av 100 år (99 %), fordi det kan inntreffe andre, nesten like vanskelige episoder til andre årstider, slik vi ser eksempler på bare i disse tre årene fra det ”våte” 1990-tallet.

Det kan argumenteres med at med dagens utgangspunkt i produksjonssystem, forbruk og importmuligheter er systemet svært sårbart dersom det inntreffer to slike hendelser eller lignende, litt mindre ekstreme hendelser, i rekkefølge. Det er riktignok slik at dimensjonering av produksjonssystemet en gang i tiden var innrettet mot å tåle 2 eller til og med tre tørrår i serie, men da opererte en ikke med et forbruk som er 7-8 TWh større enn midlere årsproduksjon. Vi kan se noe av problemet ved å studere figuren med magasinifylling i Blåsjø (figur 3.7) som en gang ble dimensjonert som et flerårsmagasin nettopp for å kunne spare vann til ekstreme kombinasjoner av flere tørrår i serie. Nå er magasinet tappet ned til under 50 % fyllingsgrad etter bare en kortvarig tørrværsperiode på fem måneder! Blir det tid til å fylle opp igjen dette og tilsvarende langtidsmagasin for å sikre en beredskap dersom det kommer flere slike episoder eller kanskje til og med et virkelig tørrår?

8. Perioden august 2002 til juli 2003

Dersom vi ser på hele perioden fra tørken startet for alvor i august 2002 og ett år fram i tid til og med juli 2003, så kan vi oppsummere følgende hoveddata for denne perioden:

Energitilsig Norge	95.2 TWh
Energitilsig Sverige	46.7 TWh
Sum Norge+Sverige	141.9 TWh

Hvis vi sammenligner med tilsvarende perioder i tidligere år kan vi ta ut følgende statistikk for antall år med energitilsig lavere enn en gitt verdi regnet for perioden august-juli:

Norge:

95.2 TWh	7 år (dvs. 7 år med lavere tilsig enn i 2002-2003)
90 TWh	3 år (1939-40: 86.7 TWh, 1968-69: 88.9 TWh og 1976-77: 85.7 TWh)
95 TWh	7 år
100 TWh	12 år
105 TWh	17 år
110 TWh	25 år
115 TWh	35 år

Sverige:

46.7 TWh	1 år (dvs. ett år med lavere tilsig enn i 2002-2003)
45 TWh	1 år (1968-69 med 44.8 TWh)
50 TWh	4 år
55 TWh	7 år
60 TWh	16 år
65 TWh	25 år
70 TWh	39 år

Norge+Sverige samlet:

141.9 TWh	2 år (dvs. to år med lavere tilsig enn i 2002-2003)
135 TWh	2 år (1939-40 med 134.7 TWh og 1968-69 med 133.7 TWh)
140 TWh	2 år
145 TWh	5 år
150 TWh	6 år
160 TWh	12 år
170 TWh	18 år
180 TWh	31 år
190 TWh	45 år

Det framgår av denne statistikken at perioden august 2002 til juli 2003 har vært svært tørr i Sverige der en tilsvarende eller tørrere periode trolig bare har skjedd en gang tidligere. I Norge er ikke tilsiget like lavt, vi har hatt 7 år med tilsvarende eller lavere tilsig på de 72 år som tilsigsstatistikken omfatter. Hvis vi ser på Norge og Sverige samlet er det bare to år tidligere med lavere tilsig, da riktignok med betydelig lavere tilsig, begge med ca 134 TWh, 8 TWh lavere enn årets verdi på ca 142 TWh.

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Oppdragsrapportserie A i 2003

- Nr.1 Bjarne Kjølmoen og Rune Engeset: Glasiologiske undersøkelser på Harbardsbreen 1996-2001
Sluttrapport (33 s.)
- Nr.2 Hans-Christian Udnæs og Thomas Skaugen: Hydrologiske simuleringer med disaggregert nedbør.(17 s.)
- Nr. 3 Thomas Skaugen, Stein Beldring, Hans-Christian Udnæs: Temporal properties of the spatial distribution of snow
- Nr. 4 Hervé Colleuille: Skurdevikåi tilsigsfelt (015.NDZ) Grunnvannsundersøkelser - Årsrapport 2002 (17 s.)
- Nr. 5 Hervé Colleuille: Groset forsøksfelt (016.H5) Grunnvanns- og markvannsundersøkelser (22 s.) - Årsrapport 2002
- Nr. 6 Hervé Colleuille: Filefjell - Kyrkjestølane (073.Z) Grunnvannsundersøkelser - Årsrapport 2002 (14 s.)
- Nr. 7 Lena Nordland Berg, Per F. Jørgensen, KanEnergi; Peter H. Heyerdahl, Institutt for tekniske fag, NLH; Gunnar Wilhelmsen, Jordforsk, NLH: Bioenergiressurser i Norge (32 s.)
- Nr. 8 Ånund Killingtveit og Inger Karin Engen: Nedbør, temperatur og tilsig i 2002/03 - en beskrivelse av klima og tilsigsforhold i Norge og Sverige (56 s.)