

MOT NYE HORISONTER





*Dag Ove Skjold*

# Mot nye horisonter

Statkrafts internasjonale historie 1990–2015

© Universitetsforlaget 2015

ISBN 978-82-15-02550-6

Materialet i denne publikasjonen er omfattet av åndsverklovens bestemmelser. Uten særskilt avtale med rettighetshaverne er enhver eksemplarframstilling og tilgjengeliggjøring bare tillatt i den utstrekning det er hjemlet i lov eller tillatt gjennom avtale med Kopinor, interesseorgan for rettighetshavere til åndsverk. Utnyttelse i strid med lov eller avtale kan medføre erstatningsansvar og inndragning og kan straffes med bøter eller fengsel.

Henvendelser om denne utgivelsen kan rettes til:

Universitetsforlaget AS

Postboks 508 Sentrum

0105 Oslo

[www.universitetsforlaget.no](http://www.universitetsforlaget.no)

Omslag: Universitetsforlaget

Sats: ord & form, Gudbrand Klæstad

Trykk og innbinding: 07 Media AS – 07.no

Boken er satt med: Minion Pro 10,3/15

Papir: 130 g Munken Lynx 1,13

# Innhold

9 STATKRAFTS FORORD

11 FORORD

## *Kapittel 1*

15 ARVEN

16 Gaven fra naturen

18 Vannkraft, eierskap og politikk

21 Statens historiske rolle i norsk kraftforsyning

24 En virksomhet uten identitet?

27 En trang fødsel

31 En usikker fremtid

33 Ny energilov og ny organisasjonsreform

36 Nytt lederskap i en ny tid

39 Med fortiden som ramme om fremtiden

## *Kapittel 2*

41 KRAFTEKSPORT OG KRAFTUTVEKSLING SOM KOMMERSIELL STRATEGI

42 Ild og vann – hand i hand

44 Tidlige krafthandelsavtaler

48 Utenlandshandelen liberaliseres

50 Kabelavtalen med PreussenElektra (PE)

53 Kabelavtalen med SEP

55 Den tyske allianse

## *Kapittel 3*

59 EVENTYR I ØST

60 Norsk vannkraftkompetanse – fra bistand til forretning

62 Risiko i fattige land

64 Etableringen av Himal Power Ltd

66	Møtet med den virkelige verden
67	Mer kompetanse, nye forhandlinger
72	Laos-engasjementet
74	Etableringen av Nordic Hydropower og Theun-Hinboun Power Company
77	Den vanskelige veien videre

#### *Kapittel 4*

81	STRATEGI NORDEN
82	Strukturelle endringer i Norden
83	Et styrket økonomisk fundament
84	Etableringen av «Strategi Norden»
86	Prosjekt «Tor»
88	Nye oppkjøp i Sydkraft
91	Sydkraft-engasjementet blir politisk
94	Statkraft på offensiven
97	Statkraft etablerer handelsvirksomhet på kontinentet
101	Handelskontorene i drift
103	En innovativ kultur

#### *Kapittel 5*

107	STATKRAFT I ET LIBERALISERT OG KLIMAPOLITISK EUROPA
108	Nye tider, nye løsninger
111	Strategi Norge
114	Grønn eller grå?
117	Fusjoner og oppkjøp som nøkkelen til vekst
122	Kabelknuter
123	Fra Viking Cable til Sydkraft-avtale
125	Tyske forviklinger
129	Ekspansjon, internasjonalisering og eierskap

#### *Kapittel 6*

135	EN NY STRATEGI FOR VEKST
136	Liberalisering og klimapolitikk
139	Begynnelsen på slutten av Sydkraft-engasjementet
141	Prosjekt Genoa
147	Musen som fødte et fjell
149	Jakten på nye vekstmuligheter
152	Gasskraftengasjementer i Tyskland
158	Statkraft går inn i vindkraft

- 160 Vind i Storbritannia
- 162 Investeringer i Storbritannia
- 165 Vannkraft i Sørøst-Europa
- 166 Russland tur-retur
- 167 En forsiktig strategi
- 168 Devoll-prosjektet i Albania
- 171 Etablering i Tyrkia
- 174 En fokusert fornybar-strategi

### *Kapittel 7*

- 177 ETABLERINGEN OG OPPBYGGINGEN AV SN POWER
- 179 Ved et veiskille
- 181 Innledende samtaler med Norfund
- 184 Etableringen og oppbyggingen av SN Power
- 186 «Powering development»
- 187 Chile og Peru i fokus
- 198 Store utfordringer i India
- 201 Filippinene
- 203 Restrukturering 2008
- 206 Restrukturering 2014
- 209 Internasjonal vannkraft – fra problem til løsning

### *Avslutning*

- 211 25 ÅR MED INTERNASJONALISERING
  
- 217 LITTERATUR
  
- 221 INTERVJUER
  
- 222 NOTER
  
- 242 REGISTER
  
- 246 BILDELISTE



# Statkrafts forord

KJÆRE LESER

**I** 120 år har Statkraft utviklet og forvaltet Norges vannkraftressurser til fordel for det norske samfunnet. Gjennom de siste 25 årene har selskapet økt sin internasjonale tilstedeværelse, og er i dag Europas største produsent av fornybar energi.

*Mot nye horisonter. Statkrafts internasjonale historie 1990–2015* dokumenterer Statkrafts reise fra et nasjonalt til et internasjonalt energiselskap. Bokens forfatter, historiker Dag Ove Skjold, har fått full tilgang til nøkkelpersoner og beslutningsmaterieell for å kunne gi en fullstendig redegjørelse for Statkrafts internasjonale vekst.

Statkrafts langsiktige vekstambisjon er å bli internasjonalt ledende innen ren energi. Ambisjonen har utviklet seg gradvis, ett skritt av gangen. Alle milepæler på reisen er beskrevet i denne boken. Fra tidlig energiekspert på 1990-tallet til fullskala prosjekter på tvers av tre kontinenter – fremveksten av Statkraft som et stadig mer internasjonalt selskap har vært naturlig.

Verden trenger mer fornybar energi, og Statkraft er unikt posisjonert for å spille en viktig rolle i det grønne skiftet. Statkrafts utvikling og forvaltning av fornybare energiresurser skaper i dag betydelige verdier både i Norge og internasjonalt. I fremtiden vil selskapet spille en enda viktigere rolle for å møte den stigende etterspørselen etter ren energi.

Denne boken beskriver en viktig periode i Statkrafts utvikling. Den dekker en periode preget av intense diskusjoner rundt strategiske veivalg, visjonære individer, men også store utfordringer relatert til skiftende markedsforhold, nye forretningskulturer og andre kulturelle barrierer.

Jeg ønsker å takke forfatteren, Dag Ove Skjold, med støtte av Statkrafts prosjektleder, Trond Rostad, for å ha skrevet en god og detaljert presentasjon av vår nyere historie. En lang rekke andre personer har vært involvert i å fullføre historieverket, og jeg vil gjerne anerkjenne deres innsats også. I tillegg ønsker jeg å takke alle tidligere og nåværende ansatte i Statkraft som har delt innsikt, erfaringer, dokumentasjon og kunnskap med forfatteren.

Håper du har glede av *Mot nye horisonter. Statkrafts internasjonale historie 1990–2015*!

Christian Rynning-Tønnesen  
Konsernsjef





*Fra Yapui, Peru*



## Forord

Statkrafts historie er godt dokumentert i trebindsverket *Statens kraft*, som ble utgitt i 2006. *Statens kraft* omhandler statens engasjement i norsk kraftsektor i det lange tidsrommet fra slutten av 1800-tallet og frem til begynnelsen av 2000-tallet. Et tema som imidlertid er lite behandlet i dette verket, er selskapets internasjonale virksomhet i de siste to tiårene. Siden begynnelsen av 1990-tallet har Statkraft gradvis blitt omdannet fra en nasjonal forvaltningsbedrift til et kommersielt, internasjonalt konsern. Fra å være en ren norsk virksomhet har Statkraft i 2015 virksomhet i godt over 20 land i Europa, Asia, Afrika og Latin-Amerika, og vel en tredjedel av selskapets omkring 3700 ansatte arbeider utenfor Norge. Formålet med foreliggende bok er å tette dette «kunnskapshullet». Boken forteller historien om Statkrafts internasjonalisering fra de første planer om eksport av kraft til kontinentet ble lagt omkring 1990, til det bredere internasjonale engasjementet som selskapet driver i dag, mer enn 20 år senere.

Statkraft har finansiert bokprosjektet med ca. halvannet årsverk. Arbeidet er imidlertid utført på fri og selvstendig basis, med full tilgang til all relevant dokumentasjon og informasjon, og uten at oppdragsgiver har forsøkt å påvirke verken valg av temaer og vinklinger eller vurderinger og konklusjoner. Et slikt utgangspunkt er nødvendig, men samtidig krevende. Statkrafts internasjonale virksomhet har etter hvert blitt svært mangeartet og omfattende, og det har ikke vært enkelt å velge det viktige fra det mindre viktige. Hva som er mer og mindre viktig, er dessuten ofte et skjønnsspørsmål, og det er helt sikkert noen som vil være uenige i de valg og prioriteringer som er gjort. Særlig ett forretningsområde vil antagelig av en del bli oppfattet som for sparsomt behandlet, nemlig handelsaktivitetene på kontinentet. Det skyldes imidlertid ikke et bevisst valg fra forfatterens side, men det faktum at Markedsdivisjonens ledelse av forretningsmessige hensyn ikke har ønsket å bli kikket for tett i kortene.

En bokkomité har fulgt arbeidet fra begynnelse til slutt. Komiteen har bestått av professor Bent Sofus Tranøy (leder), førsteamanuensis Sverre August Christensen, Lars Magnus Günther, Trond Rostad og Helge Skudal. De to første har vært engasjert av forfatteren, de øvrige av Statkraft. I slutfasen av prosjektet ble Rostad erstattet av

Anniken Haugen Jebsen, da Rostad gikk av med pensjon. Komiteen skal ha stor takk for mange gode og konstruktive faglige innspill og råd underveis, og for kjærkommen oppmuntring. Men verken komiteen eller andre bidragsytere står ansvarlige for eventuelle feil eller mangler, som utelukkende er forfatterens ansvar.

Den avdøde norske medielegenden Kåre Valebrokk sa en gang at en god journalist skulle lukte øl etter lunsj. Valebrokks poeng var at journalister måtte ut i felten og snakke med folk, få fortellingene bakenfor de offisielle formuleringene, for å kunne lage skikkelig journalistikk. Det er stor forskjell på hvordan historikere og journalister arbeider. Men når man skriver samtidshistorie, der mange aktører er både «alive and kicking», får man en gyllen anledning til å supplere gjerne tilknappede skriftlige dokumenter med levende beretninger. Over 70 personer både i og utenfor selskapet har stilt opp til intervjuer i løpet av prosjektet. En stor takk rettes herved til samtlige. For øvrig finnes en liste over informanter bakerst i boken.

Enkelte personer i selskapet har bistått spesielt. En stor takk til Trond Rostad, som bidro til at prosjektet kom i stand i første omgang, og som har sørget for at utfordringer underveis er blitt løst på en god måte. Finn Fossanger har vært en uvurderlig kunnskapskilde til Statkrafts engasjement i Sydkraft, senere E.ON Sverige, som for en utenforstående ikke har vært så enkelt å få fullt grep om. Fossanger har også lest og kommentert store deler av manuset. Kjell Heggelund har delt raust av sine kunnskaper om Statkrafts og SN Powers vannkraftengasjementer utenfor Europa. Jon Anders Holtan har lest mesteparten av manus og gitt mange gode råd og innspill.

Sjefredaktør Hege Gundersen i Universitetsforlaget har lest og kommentert hele manuset og gitt mange gode råd og innspill i sluttspurten. Kolleger ved Høgskolen i Buskerud og Vestfold har kommentert ulike deler av manuset. Takk til samtlige. Sist, men ikke minst, en takk til Harald Borgersen, hvis evne til å overraske med ukonvensjonelle blikk på mangt og meget har vært til stor glede og nytte.

Tønsberg, april 2015

Dag Ove Skjold



*Vindmølleparken, Smøla,  
Møre og Romsdal*





*«Kraftstabburet» Blåsjø er hovedmagasin til Statkrafts største norske vannkraftverk, Ulla-Førre på Vestlandet. Den kunstige innsjøen har et energipotensial på 7,8 TWh, som tilsvarer omkring 7 prosent av det gjennomsnittlige årlige strømforbruket i Norge. Blåsjø ble i sin tid bygd for å kunne lagre vann over flere år i tilfelle situasjoner med kraftunderskudd. Mange av Statkrafts kraftverk har, som Ulla-Førre, stor lagringskapasitet og høy fleksibilitet. Disse egenskapene har gitt Statkraft store økonomiske fordeler i det markedsbaserte kraftsystemet som ble innført i Norge og Norden i 1990-årene.*



## KAPITTEL 1

*Arven*

**M**ange, også politikere, er fortsatt ikke helt på det rene med Statkrafts mål og rolle. Mange tror at selskapet fortsatt er en type forvaltningsenhet.»<sup>1</sup>

«Slik lød det i et internt Statkraft-notat i 2002, nøyaktig ti år etter at selskapet var blitt omdannet til statsforetak med mandat å drive kommersielt. Notatet var skrevet i forbindelse med at den daværende regjering planla å omdanne selskapet til aksjeselskap. I Statkraft håpet man at det ville skje. For, som det het videre i notatet: «Et AS kan bidra til å klargjøre selskapets situasjon og forutsetninger og derved skape nødvendig avstand til staten som eier.»<sup>2</sup>

I 1990-årene gjennomgikk det statlige eierskapet i Norge store endringer. Mange statlige virksomheter ble i denne perioden omdannet fra forvaltningsbedrifter til kommersielle foretak. Dette var et resultat av en ny tenkning som gikk ut på at selskaper som ikke hadde konkrete sektorpolitiske formål, skulle drives etter rene forretningsmessige prinsipper. Målet skulle være å tjene penger, og politikerne skulle ikke blande seg inn i daglig drift og kommersielle vurderinger. Oppfatningen var at dette ville gjøre virksomhetene mer effektive. Praktisk ga dette seg utslag i at mange virksomheter ble omdannet til statlige aksjeselskaper. Men en del selskaper ble etter hvert også delprivatisert. Det gjaldt blant annet flere av landets viktigste infrastruktur- og energiselskaper, som teleselskapet Telenor og oljeselskapet Statoil. Telenor ble børsnotert og delprivatisert i år 2000, Statoil året etter.

Med Statkraft forholdt det seg annerledes. I 2002 var det fremdeles mye politisk kontrovers om hvorvidt Statkraft skulle omorganiseres fra statsforetak til statlig aksjeselskap. Statkraft ble riktignok omdannet til aksjeselskap i 2004, men det var etter flere års motsetningsfylt politisk debatt. Delprivatisering, som det også ble fremmet forslag om på begynnelsen av 2000-tallet, var derimot ikke politisk aktuelt. Her var motstanden massiv, hvilket den for øvrig fremdeles er over et tiår senere.

Norske politikere har altså gjennomgående vært langt mindre villige til å oppgi kontroll med Statkraft enn med andre selskaper som er rimelige å sammenligne med. I forhold til denne bokens tema er dette et viktig trekk. Et av de sentrale argumentene er nemlig at eierskapspolitikken har hatt vesentlig betydning for selskapets

internasjonale handlingsmuligheter. Dette argumentet vil bli utdypet etter hvert. I dette kapitlet skal vi imidlertid vende blikket bakover til tiden før Statkraft ble omdannet til statsforetak i 1992. Her ligger nemlig nøkkelen til å forstå *hvorfor* den politiske påholdenheten overfor selskapet har vært såpass sterk. Den knytter seg fremfor alt til to forhold: For det første rollen som en stor forvalter av en høyt skattet naturressurs, nemlig vannkraften, og for det andre rollen som industripolitisk verk-tøy. Begge disse rollene har røtter til dels svært langt tilbake i tid.

#### GAVEN FRA NATUREN

I den grad man kan si at en nasjon kan ha flaks, ligger Norges største lykketreff i en usedvanlig rikdom på energi. Petroleumsforekomstene i Nordsjøen har siden 1970-årene tilført nasjonen store inntekter. I tillegg har Norge mer vannkraft enn noe annet europeisk land, om vi holder den europeiske delen av Russland utenfor. Norske vannfall er anslått å kunne frembringe omkring 180 terawattimer (TWh), eller 180 milliarder kilowattimer, per år. Den faktiske årsproduksjonen omkring 1990, da vannkraftutbyggingen begynte å gå mot slutten, lå på ca. 110 TWh. Det gjorde Norge på dette tidspunktet til Europas suverent største og verdens femte største vannkraftprodusent.<sup>3</sup>

Vassdrag kan ha svært ulike forutsetninger for utnyttelse til kraftproduksjon. Også i en slik sammenheng har Norge vært heldig i den forstand at vannkraften har vært gunstig å bygge ut. Som følge av landets topografi, med hyppige vekslinger mellom fjell og lavland, finnes det mange vassdrag med mange høye og konsentrerte fall. I tillegg har naturen gitt gode muligheter for å bygge store vannmagasiner i høyfjellene.<sup>4</sup> Høye fall og gode magasineringsmuligheter har gitt både lave utbyggingskostnader og muligheter til å regulere produksjonen etter etterspørselen, som ofte varierer ved nedbør og naturlig vannføring. Denne muligheten har man ikke i samme grad i lavlandsvassdrag av den typen som for eksempel dominerer i Kontinental-Europa. Disse er mye vannrikere, men har til gjengjeld lave fall og ofte små muligheter for oppdemning. Konsekvensen er at produksjonen i stor grad må skje i takt med det naturlige tilsiget i vassdragene. De gode magasinmulighetene i Norge har gjort det mulig å basere elforsyningen fullt ut på en energikilde som i utgangspunktet er uforutsigbar.

*Fossefallene har hatt en nærmest mytisk posisjon i norsk kultur og går igjen hos mange norske kunstnere. Dette maleriet av Theodor Kittelsen fra 1908 viser Svelgfossen i Telemark, en av de første større fossene som ble bygd ut til kraftproduksjon. Personen på steinhyllen til høyre i bildet skal i følge myten være Sam Eyde, grunnleggeren av Norsk Hydro, som tidligere enn de aller fleste forsto den økonomiske verdien av den norske vannkraften. Da bildet ble malt, var Eyde i full gang med å bygge ut Svelgfossen.*





Vannkraften har gitt Norge et unikt grunnlag for elektrifisering. Mye og billig vannkraft var hovedgrunnen til at nordmenn allerede tidlig i forrige århundre brukte mer strøm og at flere innbyggere hadde tilgang på dette godet enn noe annet folkeslag i verden. Lave produksjonskostnader er et trekk som har kjennetegnet norsk elforsyning. En sammenligning av systemkostnadene i vesteuropeiske land i begynnelsen av 1990-årene viste at Norge fremdeles lå i en klasse for seg. Systemkostnaden, som uttrykker den gjennomsnittlige produksjonskostnaden i et lands kraftsystem, lå på dette tidspunktet på omkring 14 øre per kWh.<sup>5</sup> I Sverige, som lå nærmest Norge, kostet det litt over 20 øre å produsere én kWh, mens Storbritannia og Tyskland lå i motsatt ende av skalaen med systemkostnader på omkring 40 øre. Svensk kraftproduksjon var altså i gjennomsnitt 40 prosent dyrere enn den norske, mens den tyske og britiske var nærmere tre ganger så dyr.

Når det gjelder elektrisitet, har Norge kort sagt vært særdeles privilegert. I en verden der dette for de fleste er en kostbar knapphetsfaktor, har vannkraften dannet grunnlag for et særnorsk lavt prisnivå og høyt forbruk. Den har også dannet grunnlag for en industristruktur som i større grad enn i de fleste land har vært basert på billig kraft. Slik sett har vannkraften bidratt vesentlig til den økonomiske og sosiale utviklingen i Norge. Dette har imidlertid også gitt seg utslag i at det knytter seg mange og sterke interesser til dette godet. Det hevdes for eksempel at strømprisen har en tilsvarende posisjon i Norge som bensinprisen har i USA. Den skal ikke tukles for mye med før det blir protester og misnøye. Hvordan kraftselskapene – som forvalter vannkraftressursene – opptrer, er følgelig et tema av både politisk og samfunnsmessig stor betydning. Det er et faktum som også Statkraft har måttet forholde seg til.

#### VANNKRAFT, EIERSKAP OG POLITIKK

Vannkraftens økonomiske rolle er selvsagt viktig. Forvaltningen av denne ressursen må imidlertid også forstås i en bredere politisk-historisk kontekst – som et viktig element i fortellingen om byggingen av et selvstendig og moderne Norge i begynnelsen av forrige århundre, og som et speil på hvordan det norske velferdssamfunnet er blitt til.

Ved inngangen til 1900-tallet hadde Norge vært underlagt andre stater i mer enn fire århundrer – først som et lydrike under Danmark, og etter 1814 gjennom en løs union med Sverige. Utover på 1800-tallet vokste det imidlertid frem en økende nasjonal selvbevissthet og frihetstrang i Norge, og i 1905 vedtok norske politikere å bryte ut av unionen med nabolandet. Den nye friheten, som for øvrig ble vunnet på fredelig vis, skapte en bølge av nasjonale emosjoner som også ga seg utslag i krav om økonomisk uavhengighet. Denne bølgen sammenfalt imidlertid med at utenlandske kapitalinteresser var i ferd med å underlegge seg den ressursen som kanskje i størst



grad kunne sikre et økonomisk sterkt og uavhengig Norge, nemlig vannkraften. Omkring århundreskiftet, da elektrisiteten virkelig begynte å vinne gjennomslag, begynte utenlandske kapitalinteresser å kjøpe opp fossefall i stor stil. Samtidig som politisk uavhengighet ble vunnet, var man altså i ferd med å miste kontrollen med viktige økonomiske ressurser.

I 1906 utløste fosseoppkjøpene en resolutt motreaksjon i form av den såkalte «panikkloven», en midlertidig hastelov som innførte krav om statlig godkjenning ved fossekjøp foretatt av utlendinger. «Panikkloven» dannet utgangspunktet for en serie lover som ble innført løpende i det kommende tiåret, og som alle hadde til hensikt å regulere eierskapet til og utnyttelsen av vannkraften. Et viktig trekk ved denne

*Vannkraften ga tidlig grunnlag for en omfattende elektrisitetutbygging i Norge. Ettersom det fantes så mange mindre vannfall spredt utover de fleste delene av landet, ble det også mulig å bygge ut billig lokal strømforsyning. Særlig kommunene begynte tidlig å bygge ut vannkraft. Dette bildet viser Kiste kraftverk, som ble bygd ut under første verdenskrig. I dag eier Statkraft kraftverket gjennom eierskapet i det opprinnelig kommunalt eide selskapet Skagerak Energi.*







*Gunnar Knudsen var Norges statsminister i årene 1908–1910 og 1913–1920, og var blant landets fremste norske politikere på begynnelsen av 1900-tallet. Knudsen var ingeniør, industrieier og skipsreder, og han begynte tidlig å fatte interesse for vannkraftens industrielle muligheter. Men som politiker var han opptatt av at vannkraften var en nasjonal ressurs som måtte komme hele samfunnet til gode. De såkalte konsesjonslovene som ble innført i Knudsens statsministertid, innførte derfor sterk statlig kontroll med vannkraftutnyttelsen. Lovgivningen la også aktivt til rette for offentlig eierskap (maleri av Emanuel Vigeland 1921).*

lovgivningen, som samlet kom til å gå under betegnelsen konsesjonslovene, var at den etter hvert også innførte statlig godkjennelsesplikt for private norske kjøpere. Samtidig tilrettela lovene for offentlig eierskap, blant annet ved at kommuner fikk en rekke fortrinn fremfor private.<sup>6</sup> Videre fikk lovene bestemmelser om såkalt hjemfall, som innebar at private vannkraftrettigheter og kraftverk skulle overdras vederlagsfritt til staten etter et visst antall år. Tilretteleggingen for offentlig eierskap var dels en måte å sikre nasjonalt eierskap på. Men det var også et uttrykk for en oppfatning om at vannkraftressursene tilhørte samfunnet, og at offentlig eierskap var den beste måten å sikre at samfunnet fikk glede av denne ressursen.<sup>7</sup>

Fortellingen om hvordan politikerne i Norge allerede i begynnelsen av forrige århundre maktet å samle seg om en samfunnsmessig regulering av vannkraften, står sentralt i norsk historieskrivning.<sup>8</sup> Konsesjonslovgivningen nevnes også fremdeles ganske ofte av norske politikere som et tidlig

uttrykk for det som senere er blitt kalt «den norske modellen». Sentralt i denne modellen står nettopp en samfunnsmessig forvaltning av fellesressurser. For øvrig må det understrekes at konsesjonslovgivningen på ingen måte hører forhistorien til. Lovgivningen står fremdeles fjellstøtt i 2015. På 2000-tallet er den ytterligere strammet til hva gjelder utenlandsk eierskap.

Vannkraften er kort sagt omgitt av mange og sterke økonomiske og politiske interesser, samtidig som forvaltningen av den for mange symboliserer noe genuint og positivt norsk. Det er ikke tilfeldig at denne ressursen allerede tidlig på 1900-tallet fikk betegnelsen «Norges arvesølv». Arvesølvet følger som kjent slekten ned gjennom generasjonene, og bærer med seg både en økonomisk og en affektiv verdi. Slik så norske politikere i sin tid på vannkraften. Og slik ser man i stor grad på den fremdeles i dag, også i opinionen. I en større meningsmåling utført i 2004 ønsket to tredjedeler offentlig eierskap til vannkraften. Og kun én prosent var positive til utenlandsk eierskap.<sup>9</sup>

Det avgjørende er at slike oppfatninger har lagt klare føringer på hva kraftbransjen har kunnet tillate seg å gjøre uten at det oppfattes som å sette nasjonale interesser på spill. Ikke minst gjelder dette Statkraft, som forvalter en så stor del av de nasjonale ressursene, og som også opptrer internasjonalt.



### STATENS HISTORISKE ROLLE I NORSK KRAFTFORSYNING

Elforsyningens grunnleggende samfunnsbetydning har medført at det offentlige historisk har spilt en viktig rolle i denne sektoren – alltid som regulator, ofte også som eier. I mange europeiske land ble strømforsyning i etterkrigstiden monopolisert av staten.<sup>10</sup> I andre land har staten vært én eier blant flere, det være seg private eller andre offentlige aktører. Bare noen få europeiske land, som Danmark, Belgia og Nederland, har ikke hatt noe direkte statlig eierskap i sektoren overhodet. I Belgia har private eiere dominert, i Nederland og Danmark kommunene.

I Norge var det statlige eierskapet forholdsvis ubetydelig før andre verdenskrig. I 1945 eide staten vel 10 prosent av den samlede kraftproduksjonen. Det øvrige var fordelt forholdsvis jevnt mellom private og kommuner.<sup>11</sup> Den store private andelen

*I mellomkrigstiden ble elektrisiteten selve symbolet på det moderne og fremtidsrettede. Dette veggmaleriet av den norske kunstneren Per Krohg pryder de gamle lokalene til Oslo kommunes energiselskap, og er et talende uttrykk for denne tendensen. Krohg bodde første del av sitt liv i Frankrike, og var blant annet elev av Henri Matisse. Senere malte Krohg blant annet fondveggen i Sikkerhetsrådets sal i FN-bygget i New York.*



var i hovedsak blitt til før konsesjonslovene, og var knyttet til et lite knippe større kraftkrevende industribedrifter. Etter den tid var det særlig kommuner som bygde ut kraft. Frem til begynnelsen av 1920-årene investerte kommunene stort i lokale vannkraftverk og distribusjonssystemer, og det var denne satsingen som bidro mest til Norges posisjon som verdens mest elektrifiserte land.

Den kommunale ekspansjonen fortsatte etter 1945. I denne perioden kom imidlertid også staten inn som en langt tyngre aktør. Staten bygde i 1950- og 1960-årene en serie store vannkraftverk i mange deler av landet, og ble etter hvert den suverent største kraftprodusenten. I midten av 1960-årene eide staten nærmere en tredjedel av den samlede produksjonskapasiteten, mens kommunene til sammen eide omkring 55 prosent. Dette var en eierfordeling som senere holdt seg forholdsvis stabil.

Selv om statens posisjon vokste, var det ikke noe mål å gjøre denne posisjonen størst mulig. Intensjonen var at kommunene fortsatt skulle være bærebjelken i den lokale strømforsyningen. Staten skulle i utgangspunktet kun ta på seg slike oppgaver som kommunene ikke var i stand til eller ønsket å ta ansvar for. Man kan si at statens rolle var å kompensere for eller utfylle kommunenes posisjon, ikke å utfordre eller erstatte. Slik ble det også i stor grad i praksis.

Særlig tre oppgaver kom til å stå sentralt for staten. For det første fikk staten i oppgave å sørge for en rettferdig geografisk fordeling av vannkraftens fordeler. Staten skulle bygge ut kraft med sikte på å forsyne kommuner og regioner som ikke hadde større vannkraftressurser, eller som ikke hadde økonomisk evne til å investere i vannkraftutbygging. Kort sagt skulle staten omfordele vannkraftverdiene mellom rike og fattige områder og mellom områder med mye og mindre vannkraft. Denne målsettingen ga seg utslag i at staten i 1950- og 1960-årene bygde ut spesielt mye vannkraft i den nordligste delen av landet, der strømforsyningen var dårligst utbygd og kommunenes økonomi gjennomgående svakest.<sup>12</sup>

For det andre fikk staten et særlig ansvar for å bygge ut store kraftoverføringer, såkalte stamlinjer, som skulle knytte sammen lokale og regionale elforsynings-systemer. I 1950- og 1960-årene investerte staten tungt i bygging av slike overføringer, og dette resulterte i at nesten hele landet ved inngangen til 1970-årene var integrert i ett felles kraftoverføringssystem. Særlig to motiver lå til grunn for ønsket om en slik integrasjon. For det første bidro dette til en mer stabil elforsyning fordi lokale og regionale selskaper kunne få kraft fra et større system i perioder med kraftunderskudd eller driftsproblemer i eget produksjonssystem. For det andre ga store systemer mulighet for en mer effektiv kraftforsyning totalt sett gjennom såkalt samkjøring. Produsenter kunne føre kraft inn på det store systemet når de hadde overskudd, og ta ut kraft når de hadde underskudd. Dette innebar at overskuddskraft kunne gjøre nytte for seg der den ellers – i et lite, isolert system – ville gått til spille. Samkjøring





ga særlig store gevinster i vannkraftbaserte systemer som det norske, fordi produksjonen av natur er uforutsigbar, ofte med store nedbørsvariasjoner mellom regioner og landsdeler.<sup>13</sup>

Sist, men ikke minst, ble det et særlig ansvar for staten å bygge ut og levere billig kraft til kraftkrevende industri. Denne industripolitiske funksjonen ble i all hovedsak trukket opp av Arbeiderpartiet, som var landets dominerende parti i store deler av etterkrigstiden. Arbeiderpartiet var opptatt av å fremme industriutbygging. Og i denne sammenheng ble det særlig satset på å fremme kraftkrevende industri, der Norge i vannkraften hadde sitt kanskje største komparative fortrinn. I 1950- og 1960-årene inngikk staten omfattende og svært langsiktige kraftavtaler med en rekke kraftintensive industribedrifter på særdeles gode vilkår. Industrikundene kom etter hvert til å legge beslag på omkring halvparten av den samlede statlige

*Norske vannkraftutbyggere kunne ikke plages med høydeskrekk. Bildet er fra Glomfjord kraftverk i Nordland fylke i Nord-Norge, som ble bygd ut i årene omkring 1920. Glomfjord var et av statens første kraftverk. Anlegget ble påbegynt av private utbyggere, men staten kjøpte anlegget i 1918 og fullførte utbyggingen. Bildet viser rørgaten som leder vannet fra inntaksmagasinet og ned til selve kraftverket.*

kraftproduksjonen. Den andelen var, på grunn av de lange kontraktstidene, mer eller mindre stabil helt frem til omkring år 2000.<sup>14</sup> Og de siste politisk avtalte kontraktene fra før 1992 løp ikke ut før i 2011.

Med liberaliseringen av kraftsektoren og omorganiseringen av Statkraft til statsforetak i begynnelsen av 1990-årene ble i prinsippet alle de tradisjonelle oppgavene avviklet. I 1992 ble sentralnettet skilt ut i et eget statlig selskap. Statkraft skulle heller ikke lenger ha noen fordelingsmessig funksjon eller noe spesielt ansvar for den kraftkrevende industrien. Trekk av det gamle ble imidlertid hengende ved selskapet ganske lenge. Blant annet fortsatte mange politikere å mene at Statkraft hadde et særlig ansvar for å sikre den kraftkrevende industrien billig kraft. Det spørsmålet skulle by på en del utfordringer i relasjonen mellom selskapets ledelse og politikken.

Videre fikk selskapets historiske funksjon ganske stor betydning for hvilken vekststrategi selskapet fulgte etter liberaliseringen, også internasjonalt. Et produkt av de historiske sektorstrukturene var den klare arbeidsdelingen med staten på den ene siden som et rent engros-selskap og kommunene som enerådende i lokal distribusjon og nettdrift. Som vi skal se i denne boken, fortsatte Statkraft i stor grad å være et rent produksjons- og handelsselskap. Grunnen var dels at det var her selskapet hadde sin styrke, dels at man ikke hadde erfaring med såkalt nedstrømsvirksomhet. Derfor har ikke Statkraft gått tungt inn i slik virksomhet, særlig ikke utenfor Norge. Selskapet har kort sagt også etter liberaliseringen forblitt et veldig fokusert selskap.

#### EN VIRKSOMHET UTEN IDENTITET?

De statlige kraftselskapene i Europa fikk ikke sjelden en svært dominerende posisjon i sektoren. For de nasjonale statsmonopolenes del er dette selvsagt. Men også statselskaper som ikke hadde monopol, fikk i praksis ofte en svært sterk stilling. I Sverige fikk Vattenfall betydelig makt over resten av bransjen. Vattenfall satte blant annet standarden for hva strøm skulle koste, og selskapet hadde rett til å overta lokale kraftselskaper som ikke klarte å følge disse standardene.<sup>15</sup> I Italia fikk Enel en lignende posisjon, som etter hvert ledet til at selskapet overtok det meste av landets private og kommunale elforsyning.<sup>16</sup> I Spania ble statselskapet Endesa den helt dominerende aktøren i etterkrigsårene. Disse posisjonene var et uttrykk for at selskapene hadde, eller maktet å bygge opp, stor politisk legitimitet. I Frankrike ble statsmonopolet EDF (Electricité de France) etter hvert en nasjonal stolthet. Vattenfall fikk en lignende posisjon i Sverige, det samme gjorde de halvstatlige regionale kraftselskapene i Tyskland. Disse posisjonene ga seg i sin tur ofte utslag i sterke selskapskulturer.

I Norge kom det til å knytte seg en større tvetydighet til statens kraftengasjement. For det første var det lenge betydelig politisk skepsis til statens rolle som kraftleverandør til kraftkrevende industri. Denne rollen ble, med rette, sterkt forbundet med Arbeiderpartiets planorienterte industripolitikk, som de fleste borgerlige partier





*Industri og natur i (skjønn?) forening. Bilde fra tettstedet Sunndalsøra i Møre og Romsdal fylke, med et opplyst Hydro Aluminium Sunndal i midten. Hydro Aluminium Sunndal, som eies av industri-selskapet Norsk Hydro, var et direkte resultat av Arbeiderpartiets industripolitikk etter andre verdenskrig. Her bygde staten et stort vannkraftverk med mål å trekke kraftkrevende industri til regionen. Det endte imidlertid med at staten selv bygde et aluminiumsverk på stedet, dels med lån fra amerikanske myndigheter. I den kalde krigens tidlige fase var amerikanerne opptatt av sikker tilgang på aluminium, og lånene ble delvis nedbetalt med aluminium. På 1980-tallet overtok Norsk Hydro anlegget, som i dag er Europas største aluminiumsverk.*

ikke identifiserte seg med.<sup>17</sup> Og selv om staten altså påtok seg flere oppgaver enn å forsyne kraftkrevende industri, var det denne rollen mange først og fremst forbandt virksomheten med.

For det andre var det noen grunnleggende politisk-institusjonelle strukturer i Norge som satte grenser for statens rolle og makt i sektoren. Norge har helt siden 1800-tallet i større grad enn de aller fleste andre land vært tuftet på et desentralisert maktsystem.<sup>18</sup> Kommunene har hatt vide politiske og økonomiske friheter og rettigheter, og det har vært liten tradisjon for statlig overstyring av lokale interesser. I kraftsektoren fikk som nevnt kommunene tidlig en sterk posisjon, og dette er en posisjon som alltid har hatt bred politisk støtte. I Norge har det aldri vært aktuelt for staten å utfordre kommunenes plass i sektoren. Det er i alle fall delvis i et slikt perspektiv vi også må forstå statens rolle i denne sektoren som primært kompensierende. Det hører også med til bildet at den kommunale delen av sektoren gjennomgående har næret en skepsis mot statens engasjement, særlig når det har kunnet true de kommunale selskapenes autonomi, og at det har vært viktig å demme opp for dette engasjementet. Dette er en holdning som gjennom det meste av etterkrigsperioden hadde atskillig politisk sympati, og som skulle komme til å overleve også langt inn i det liberaliserte kraftmarkedets epoke.

I Norge ble statens kraftengasjement altså omgitt av en viss politisk spenning. Heri ligger en viktig forklaring på hvorfor virksomheten også ble gjenstand for en antagelig sterkere og mer direkte politisk styring enn lignende selskaper i andre land. Den observante leser har sikkert merket seg at vi i dette avsnittet så langt ikke har snakket om Statkraft, men om «statens kraftengasjement». Grunnen er at dette engasjementet faktisk ikke ble organisert i et selvstendig selskap før i 1986, og at det var først da navnet Statkraft ble til. Før dette hadde statens kraftutbygging og kraftomsetning vært underlagt det statlige forvaltningsorganet NVE (i dag Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen). NVE var statens overordnede forvaltningsorgan for elektrisitetsektoren. Og her var utbygging og drift av kraftverk og kraftoverføringer – altså de oppgavene som etter hvert ble til Statkraft – bare ett blant mange ansvarsområder. Bygging og drift ble i 1960 riktignok organisert som et eget underdirektorat i NVE under navnet Statskraftverkene. Men også Statskraftverkene kom til å sortere under NVEs øverste sjef, generaldirektøren, som altså også hadde mange andre ansvarsområder. Statskraftverkene fikk heller ikke økonomisk selvråderett. Finansieringen skjedde – slik den alltid hadde gjort – over statsbudsjettene, og var altså i prinsippet et rent politisk anliggende. Dessuten var det Stortinget som til enhver tid bestemte hva statens kraft skulle gå til og – ikke minst viktig – hva prisen på denne kraften skulle være. Dette systemet besto helt til Statkraft ble omorganisert til statsforetak i 1992.

En ganske viktig konsekvens av denne organiseringen og styringen var at virksomheten bare i liten grad utviklet en distinkt organisatorisk identitet. Gjennom den

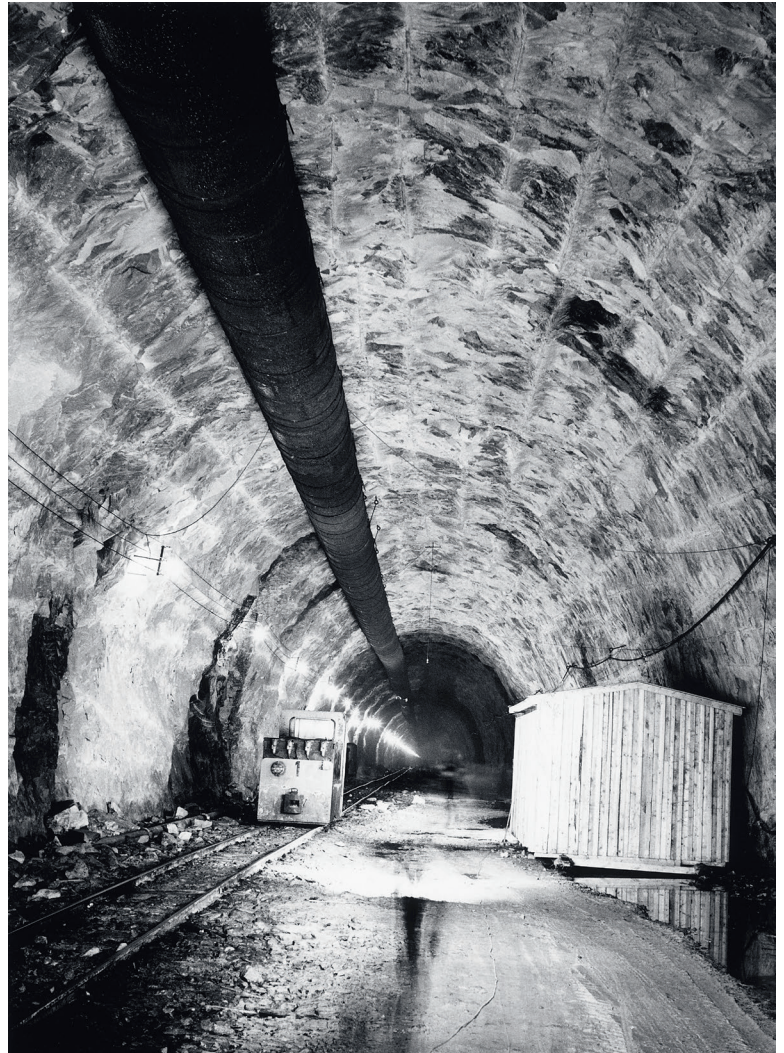


omfattende vannkraftutbyggingen som ble utført over en rekke tiår, ble det riktignok bygd opp høy og på flere områder verdensledende teknologisk kompetanse. Det var staten som sto for de fleste virkelig store og spektakulære norske vannkraftprosjektene, og gjennom disse prosjektene ble man blant annet internasjonalt ledende på tunnelsprengning og dambygging.<sup>19</sup> Staten utviklet etter hvert også svært avanserte modeller for drift av vannkraftsystemer – systemer som for øvrig skulle vise seg svært verdifulle i et markedsbasert kraftsystem. Dette var imidlertid kompetanse og teknologi som ikke ble knyttet til en distinkt organisatorisk identitet, men først og fremst til det generelle mandatet som staten og NVE hadde i sektoren. Det gikk ut på å sikre at landets vannkraftressurser ble bygd ut på slik måte at det norske samfunnet som helhet fikk glede av dem. Det var derimot ikke noe politisk mål i seg selv at det var staten som skulle bygge ut ressursene. Ei heller var det et sterkt mål i seg selv å understøtte Statskraftverkene som sådan. Statskraftverkene var et viktig verktøy for å nå sentrale politiske målsettinger, men det var ikke noen utpreget politisk eller allmenn stolthet knyttet til *organisasjonen* Statskraftverkene.

Statskraftverkene fikk kort sagt aldri den rollen som såkalt nasjonal spydspiss som en del andre statlige kraftselskaper i Europa fikk i etterkrigstiden. Dette faktum er viktig også for denne bokens tema, fordi internasjonaliseringen etter 1990 også har vært avhengig av en vilje hos eieren til å satse på og utvikle selskapet til noe mer enn et verktøy for å oppnå nasjonale målsettinger. Vi skal i senere kapitler komme nærmere inn på dette dilemmaet.

#### EN TRANG FØDSEL

Statens kraftengasjement ble altså organisert i et selvstendig selskap først i 1986 under navnet Statkraft. Denne omdannelsen ble imidlertid ikke gjort for å bygge en sterkere organisatorisk identitet eller å øke den politiske uavhengigheten, men primært for å sikre bedre økonomisk styring. Statskraftverkene hadde ikke vært underlagt egne regnskaper, men hadde inngått som en del av NVEs samlede virksomhet. Det hadde heller ikke blitt lagt noen stor vekt på driftsresultater, særlig ikke i de



*Fjellsprengning i verdensklasse. Etter andre verdenskrig ble staten en storutbygger av vannkraft. Utbyggingene ble i hovedsak utført av statens egen vannkraftorganisasjon Statskraftverkene – det moderne Statkrafts forløper. Den store byggevirksomheten førte til at Statskraftverkene etter hvert fikk stor kompetanse innenfor nisjer som fjellsprengning og dambygging. Tunnelen på bildet er fra Tokke kraftverk, som ble bygd ut i 1950-årene. Statskraftverkene ingeniører var visstnok så stolte av resultatet at dette bildet ble sendt rundt til søsterorganisasjoner over hele verden.*





*Endelig et selvstendig selskap. I 1986 ble statens kraftutbyggings- og produksjonsvirksomhet skilt ut fra Norges vassdrags- og elektrisitetsdirektorat og organisert som et eget selskap under navnet Statkraft. Her ses det nyopprettede selskapets første toppledelse. Foran fra venstre sitter økonomidirektør Helge Skudal, driftsdirektør Ola Gunnes, organisasjons- og personaldirektør Reidar Karlsen. Bakerst står, fra venstre, plandirektør Ingvald Haga, anleggsdirektør Tor Vinje og administrerende direktør Gunnar Vatten. Samtlige, så nær som Helge Skudal, hadde en fortid i organisasjonen. Skudal ble til gjengjeld værende i selskapets ledelse mye lengre enn de øvrige. Han satt som økonomidirektør helt til 2001, og hadde en sentral posisjon i selskapets toppledelse gjennom hele den krevende omstillingsperioden som selskapet gjennomgikk i 1990-årene.*

tekniske divisjonene. Etter hvert var det nærmest blitt en vane at etaten overskred budsjettene i løpet av året, hvilket resulterte i at departementet måtte gå til Stortinget for å få mer penger. I første del av 1980-årene fikk virksomheten ytterligere alvorlige overskridelser på et par konkrete prosjekter. Dette var en situasjon både Olje- og energidepartementet og Stortinget etter hvert ønsket å få en slutt på. Gjennom å etablerte et selvstendig selskap skulle virksomhetens bedriftsøkonomiske sider synliggjøres og styrkes.<sup>20</sup>

Det lå i kortene at overgangen til selvstendig selskap ville bli tøff. For selskapet selv ble den antagelig enda tøffere enn ventet. Så man på driftsresultatene, fremsto Statkraft som en virkelig dårlig butikk. I det første driftsåret (1986) gikk selskapet med et underskudd på over en halv milliard kroner. Året etter ble underskuddet fordoblet, og i 1988 endte selskapet med nærmere 1,3 milliarder kroner i minus. Dette førte ikke så overraskende til mye negativ oppmerksomhet. I offentligheten, som nå fikk håndfaste årsregnskaper å bla i, ble selskapet fremstilt som en tapsbombe og en «gigant uten styring».<sup>21</sup> I deler av det politiske miljø, særlig på konservativ side, ble situasjonen tolket som et uttrykk for svakheten ved statlig næringsdrift. Partiet Høyre krevde til og med at selskapet måtte delprivatiseres, slik at staten ikke lenger ble sittende alene med ansvaret.<sup>22</sup>

Underskuddene skyldtes kanskje i noen grad manglende kostnadsstyring og -bevissthet. Dette var imidlertid ikke hele forklaringen. Problemene skyldtes også de ytre rammevilkårene selskapet arbeidet under, mer konkret hvordan selskapet ble regnskapsført og beskattet, hvordan kraftmarkedet utviklet seg i perioden, og hvilke muligheter selskapet hadde for å håndtere endringene i dette markedet.

Hva gjaldt skatte- og avskrivningsregler, ble Statkraft for det første ikke beskattet etter driftsresultatene, men etter verdien av selskapets aktiva. Et dårlig år betydde altså i prinsippet ingenting for skatteutskrivningen. For Statkraft slo dette særlig uheldig ut ettersom selskapets virksomhet var så kapitaltung. Verdiene, og beskatningen, ville derfor alltid være høy. Utfallet av dette systemet ble særlig tydelig mot slutten av 1980-årene, da Statkraft samtidig opplevde historisk dårlige resultater og historisk høy beskatning.<sup>23</sup> Videre kom selskapet dårlig ut av statens avskrivningsregler, som opererte med forholdsvis korte avskrivningsperioder. Statlige investeringer skulle etter regelen nedskrives med høye avskrivningssatser etter saldometoden. Avskrivningssatsene reflekterte ikke faktiske levetider og innebar at særlig kapitaltung virksomhet, som kraftutbygging, måtte ta veldig store avskrivninger tidlig og raskt, hvilket også slo svært negativt ut i driftsregnskapene. I det hele tatt avvek selskapets skatte- og avskrivningsregler ganske sterkt fra «normale» prinsipper, hvilket skapte en viss frustrasjon. «Vi ønsker å bli beskattet mer i samsvar med det private næringsliv», uttalte selskapets økonomidirektør Helge Skudal til næringslivsavisen Dagens Næringsliv i 1988.<sup>24</sup> Skudal, som selv hadde vært i selskapet i knappe to år, hadde en dobbelt krevende oppgave. Han skulle både sørge for å stramme tøylene innad og være med på å personifisere selskapet utad. I slutten av 1980-årene var ikke det noen lett oppgave.

Underskuddene ble enda større som følge av den vanskelige markedssituasjonen som oppsto mot slutten av 1980-årene. Som følge av flere år med svært mye nedbør ble det i denne perioden et stort overskudd av kraft i det norske systemet.<sup>25</sup> Dette resulterte i at både Statkraft og mange andre kraftprodusenter ble sittende med mye usolgt kraft. Konsekvensen av dette var i sin tur at en del selskaper reduserte prisene og søkte nye kunder og markeder utenfor egne monopolområder. Dette var i praksis et brudd på en gammel og veletablert bransjenorm, som sa at kraftselskapene ikke skulle konkurrere innenfor hverandres domener. Med de økende avsetningsproblemene kom altså denne normen under press, med den konsekvens at det utviklet seg det enkelte kalte et «grått» marked – grått fordi det brøt med etablerte normer, men samtidig ikke var forbudt.<sup>26</sup>

I denne situasjonen tapte mange selskaper penger. Imidlertid kom Statkraft av to grunner spesielt dårlig ut. For det første var selskapet et rent engros-selskap, som derfor – i motsetning til de fleste andre selskaper – ikke kunne lene seg til et stabilt sluttbrukermonopol. For det andre kunne ikke selskapet bruke prisen som

konkurranssevirkemiddel. Mens en del kommunale og private selskaper fastsatte prisen selv, var det Stortinget som fastsatte Statkrafts priser. Selskapet kunne derfor ikke gå ut og konkurrere på pris. I et marked med overskudd, økt konkurranse og fallende priser, innebar det at den statlige kraften ble uinteressant og at Statkraft brant inne med store mengder overskuddskraft.

Den virkelig store smellen i denne sammenheng kom våren 1990, da en stor portefølje kraftkontrakter med kommunale selskaper skulle fornyes. Dette var selskaper som i mange tilfeller hadde vært kunder av staten i årtier, og der kontraktsfornyelser nærmest hadde gått på automatikk. I 1990 takket de fleste for seg.<sup>27</sup> Grunnen var at statens priser var for høye, og at det nå var mange andre steder å få kjøpt kraft på langt bedre vilkår. Eller som det kunne leses i selskapets årsberetning dette året: «Våre nye kontrakter til elverkene med rammebetingelser fra Storting og OED ble ikke positivt mottatt i markedet. Overskuddskraft fra kraftkrevende industri og fylkes-engrosverk ble tilbudt i markedet til en pris som lå 10-15% under statkraftpris, med varighet 3-10 år.»<sup>28</sup>

For Statkraft ledet problemene inn i en selvforsterkende ond sirkel. Fordi selskapet ikke fikk solgt kraften på kontrakter, måtte man i stedet selge den i det nasjonale samkjøringsmarkedet. Dette var et marked der produsenter kunne selge overskuddskraft. Men som følge av den generelle overskuddssituasjonen var interessen for slik kraft liten og prisene derfor svært lave i perioden omkring 1990. De ble imidlertid enda lavere som følge av at landets suverent største produsent ble tvunget til å pumpe inn store kraftmengder i dette markedet. Konsekvensen var at en stor del av selskapets produksjon gikk på billigsalg og at inntektene falt sterkt, som det fremgår av tabell 1.1 under. Tabellen viser at inntekten per solgte TWh sank betydelig etter 1987, som gjerne regnes som det siste «normale» året tilsigsmessig på 1980-tallet.

Tabell 1.1: Produksjon og omsetning Statkraft, 1987–1991

År	Omsetning (TWh)	Omsetning (millioner kroner)
1987	35,1	4 464
1988	39,3	4 251
1989	47,6	4 733
1990	45,1	4 226
1991	36,6	3,802

Kilde: Årsberetninger for de respektive år

Det som skjedde i disse årene, var at det ble overført betydelige verdier fra Statkraft – og dermed staten – til resten av bransjen. Vi kan si det slik fordi det i hovedsak var andre selskaper som kjøpte den billige kraften staten solgte over samkjøringsmarke-

det. Dette førte i sin tur til at disse selskapene kunne konkurrere ut Statkraft med en kraft som i praksis var selskapets egen. Det er viktig å understreke at dette var en situasjon selskapet i realiteten ikke kunne gjøre noe med. Så lenge selskapet ikke hadde mulighet til å bestemme over kraftprisen, kunne det heller ikke opptre på lik linje med bransjen ellers. Det hører for øvrig med til historien at selskapet ba departementet om å få mer innflytelse over prisfastsettelsen, men ikke fikk det.

## EN USIKKER FREMTID

De økonomiske problemene i årene omkring 1990 var alvorlige nok, men truet ikke selskapets eksistens. Blant annet kunne mer normale nedbørsforhold, eller et tørrår, fort øke inntektene. Andre forhold ga rom for større fremtidsbekymring. Utover i 1980-årene begynte det å lakke mot slutten for det norske vannkrafteventyret. Det var ikke så mye vannkraft igjen å bygge ut. Og det som fortsatt fantes, ble det vanskeligere å få lov til å «legge i rør». <sup>29</sup> Det norske samfunnet hadde råd til, og ønsket, å la fossefall ligge urørt, og gjorde det i stigende grad. <sup>30</sup> For Statkraft, som satt med landets suverent største planleggings- og utbyggingsorganisasjon, var denne situasjonen særlig krevende. Hva skulle disse miljøene drive med i fremtiden?

Stagnasjonen kom ganske brått, ettersom flere store prosjekter ble avsluttet noenlunde samtidig. I 1988 la Statkraft siste hånd på hele fire utbygginger, deriblant Alta i Finnmark og Ulla-Førre i Rogaland. De eneste nye prosjektene som lå på bordet på dette tidspunkt, var Svartisen og Beiarn, begge i Nordland. Sistnevnte ble imidlertid lagt på is inntil videre på grunn av det store kraftoverskuddet, mens Svartisen av samme grunn ble skalert ned. I 1989 regnet Statkraft-ledelsen med et fall i investeringsaktiviteten på godt over 50 prosent i løpet av de kommende fem årene. <sup>31</sup> Det var for øvrig et anslag som i ettertid skulle vise seg å være altfor optimistisk.

Helt generelt hadde Statkraft-ledelsen to alternativer. Den kunne bygge ned de tekniske divisjonene i takt med utbyggingsreduksjonen, eller den kunne søke å bygge opp nye arbeidsoppgaver og markeder. Valget falt i første omgang på en både-og-strategi. Allerede i 1988 skar selskapet ned anleggsstokken fra omkring 2000 til vel 1000. <sup>32</sup> Det dreide seg primært om kontraktsarbeidere på de anleggene som ble ferdige dette året. Men også i planleggings- og prosjekteringsstaben ble det kuttet, i første omgang gjennom såkalt naturlig avgang. Når folk sluttet, skulle ledige stillinger ikke besettes. Som følge av at staben hadde en betydelig andel eldre, ville det dreie seg om ganske mange stillinger i de kommende årene.

Det var imidlertid grenser for hvor langt selskapet kunne og ønsket å gå langs en slik vei uten også å ramme eksisterende virksomhet. Statkrafts store portefølje av vannkraftverk ville ha behov for rehabilitering og ombygging, og til dette trengtes fortsatt en fast stab med faglig kompetanse. Hertil kom at selskapet hadde en sentral funksjon som kunnskapsbase for andre selskaper og miljøer i sektoren. Eller som det





«Vi sultestreiker!» lyder parolen på dette bildet. Mandag 8. oktober 1979 satte en gruppe samer opp en lavvo på plassen foran Stortinget. Det ble levert inn en protest til statsministeren og stortingspresidenten mot utbyggingen av Alta kraftverk. Samtidig ble det innledet en sultestreik. Aksjonen fikk stor offentlig oppmerksomhet og sympati både nasjonalt og internasjonalt, særlig etter at politiet etter noen dager ble satt inn mot demonstrantene. Inntrykket mange satt igjen med, var at norske myndigheter overkjørte landets urbefolkning, og på det meste samlet «Folkeaksjonen mot utbygging av Alta-Kautokeinovassdraget» over 20 000 medlemmer. Protestene gjorde inntrykk, men utbyggingen ble likevel gjennomført. Saken bidro imidlertid til å sette søkelys på samenes rettigheter, som ble vesentlig styrket i den påfølgende perioden.



Virdejavri-dammen i Finnmark er magasin for Alta kraftverk, som ble bygd ut av staten og satt i drift i 1987. Alta-utbyggingen er Norges mest kontroversielle kraftverksutbygging, og skapte i sin tid sterke protester. Den ble særlig kontroversiell fordi den lå midt i samenes kjerneområde. I tillegg til de miljøinngrep som utbyggingen ville medføre, var det stor frykt for at den ville ødelegge for reindriften i området, som var samenes hovednæringsvei.

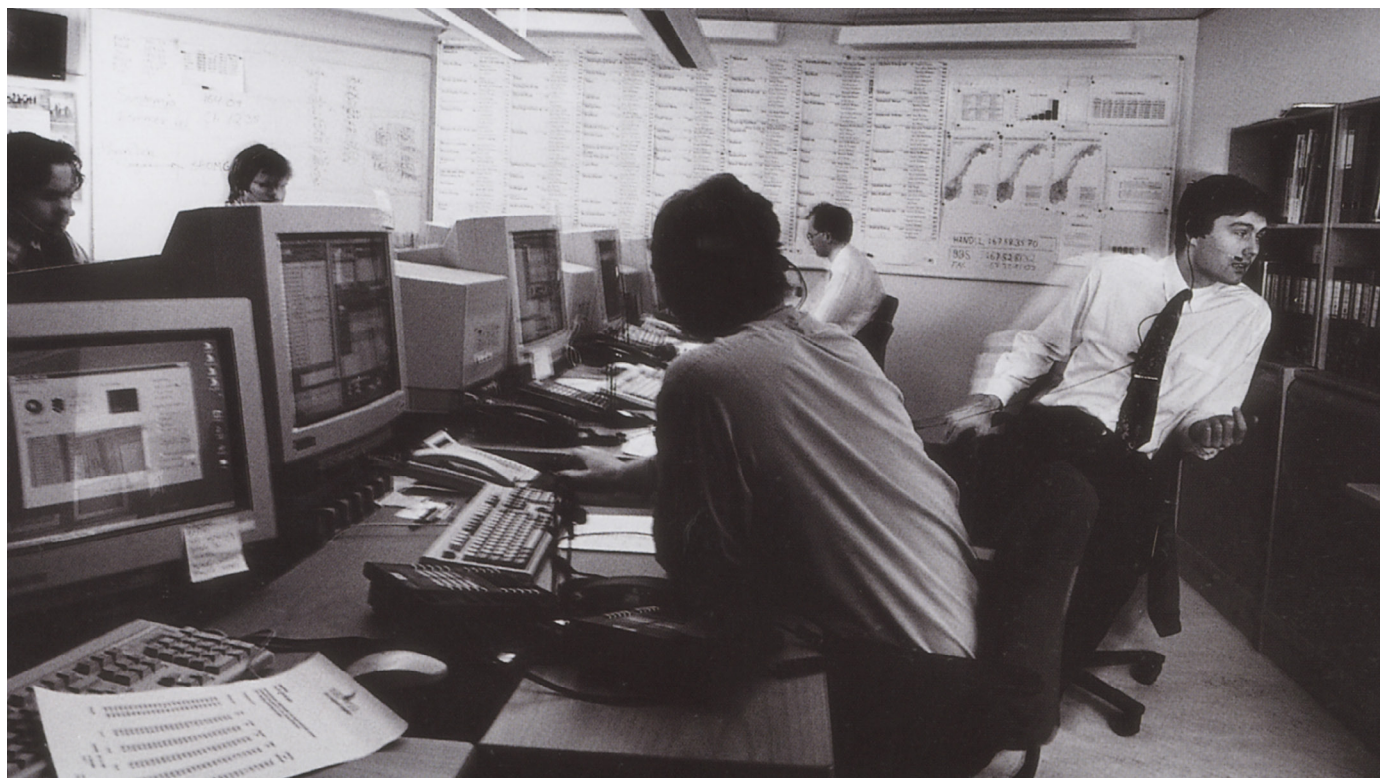
het i en utredning i 1990: «For Statkraft og for det norske samfunn er det nødvendig å sikre spisskompetanse for fremtidige oppgaver knyttet til vannkraftanlegg.»<sup>33</sup> En nedbygging av Statkraft-organisasjonen ville altså ikke bare true selskapet, men hele det norske vannkraftmiljøet. Dette var et miljø som hadde lange og sterke tradisjoner, og som samlet i manges øyne var ledende i verden på sitt felt. Det dreide seg kort sagt om fremtiden for et av landets fremste teknologimiljøer. Det hjalp imidlertid lite dersom miljøet ikke hadde nok å drive med. Følgelig måtte det skapes nye oppgaver.

#### NY ENERGILOV OG NY ORGANISASJONSREFORM

Gjennom det som er sagt i det foregående, er vi i realiteten inne på de to viktigste drivkreftene bak Statkrafts tidlige internasjonale orientering. De store kraftoverskuddene førte til at selskapet i årene omkring 1990 begynte å arbeide målrettet med å finne kunder utenfor landets grenser. Den strategien skal vi gå nærmere inn på i neste kapittel. Nedtrappingen av vannkraftutbyggingen førte på sin side til at selskapet begynte å se seg om etter vannkraftprosjekter utenlands. Resultatene av den satsingen skal vi komme tilbake til i kapittel 3. Imidlertid må begge disse strategiene også ses i lys av tre viktige hendelser i denne perioden: For det første innføringen av en ny energilov i 1991, som la opp til en mer markedsbasert elforsyning, for det andre omdanningen av Statkraft til kommersielt selskap i 1992, og for det tredje etableringen av en ny ledelse samme år.

I noen sjikt innenfor statsforvaltningen hadde man lenge vært kritiske til kraftsektorens investeringslyst. Særlig i Finansdepartementet ble det hevdet at det ble overinvestert i vannkraft, og at det førte til for lave kraftpriser og for dårlig lønnsomhet. Dette – i kombinasjon med et monopolbasert system – førte til at verken kapital eller kraft ble effektivt utnyttet. De store kraftoverskuddene og de lave prisene på slutten av 1980-årene bekreftet på sett og vis departementets oppfatning. Kombinert med en stadig sterkere generell vektlegging av effektivisering i offentlig sektor, bidro dette til at kraftsektoren kom i søkelyset for reformkrefter i forvaltningen. I 1988 ble det igangsatt et prosjekt ledet fra Finansdepartementet som skulle se på alternative modeller for organisering av sektoren. Dette prosjektet, som i hovedsak ble utført av økonomer ved Norges Handelshøyskole, munnet ut i en anbefaling om å innføre mer marked og konkurranse i sektoren. En mer effektiv strømforsyning skulle tvinges frem gjennom å avvikle kraftselskapenes monopolposisjoner og åpne for at alle – det vil si både husholdninger og bedrifter – skulle kunne kjøpe kraft fra den leverandøren de ønsket. I tillegg skulle det legges opp til at kraftselskapene skulle endre sine økonomiske målsettinger fra å bygge og selge billig til å tjene mest mulig penger. Innføring av profittmotive skulle gjøre selskapene mer kritiske til hvordan de brukte sine ressurser.





*Bilde fra Nord Pool, verdens første overnasjonale kraftbørs. Norge var svært tidlig ute med å innføre marked og konkurranse i kraftsektoren. Det skjedde allerede i 1991. I 1996 fulgte nabolandet Sverige Norges eksempel, og samtidig ble norske og svenske myndigheter enige om å etablere en felles kraftbørs. Nord Pool trådte i kraft 1. januar 1996. Børsen har fremstått som et forbilde, og utallige delegasjoner fra hele verden har besøkt selskapet for å lære om hvordan nasjonale og internasjonale kraftmarkeder kan organiseres.*

Disse prinsippene danner kjernen i en ny energilov som ble vedtatt av Stortinget sommeren 1990. Historien omkring denne lovens tilblivelse er omfattende og komplisert. Vi skal derfor ikke gå mye nærmere inn på den her, utover å slå fast at Norge med denne loven fikk verdens mest liberaliserte kraftsektor.<sup>34</sup> Bare Storbritannia hadde på dette tidspunktet innført en lignende lovgivning, mens enkelte andre land hadde tatt visse steg i en slik retning.<sup>35</sup> Den norske loven var også mer radikal enn den britiske hva gjaldt graden av markedsåpning. Mens britene i første omgang bare åpnet for konkurranse på engros-nivå, var mindre forbrukere fremdeles knyttet til eksisterende leverandører. I Norge kunne en husholdning i prinsippet fritt handle strøm i markedet fra dag én, det vil si fra loven trådte i kraft 1. januar 1991.

Loven innebar naturligvis store endringer for landets kraftselskaper. De måtte begynne å opptre som ordinære bedrifter i et ordinært marked, der oppgaven var å selge kraft til høyest mulig pris. Det krevde imidlertid store endringer både organisatorisk og mentalt, både innad i selskapene, overfor eierne og hos eierne. De aller fleste norske kraftselskaper var organisert som direkte politisk styrte forvaltningsbedrifter – en modell som passet mindre godt for bedrifter som skulle opptre kommersielt. Derfor ble mange selskaper omdannet til mer kommersielle selskapsformer, først og fremst aksjeselskaper. Politikk og forretning ble i større grad skilt fra



hverandre. Skillet var viktig fordi de fleste selskaper forble offentlig eid også etter marknadsreformen. På dette punktet skilte den norske reformen seg også sterkt fra den britiske, der liberaliseringen ble etterfulgt av en omfattende privatisering. Den norske marknadsreformen inneholdt ikke målsetninger om privatisering.

For Statkraft førte marknadsreformen til at selskapet ble omdannet til såkalt statsforetak (SF). Denne selskapsformen var et slags politisk kompromiss. Politisk hadde det vært en viss tautrekking om selskapets organisasjonsform, der blant annet partiet Høyre i utgangspunktet ønsket å omdanne selskapet til aksjeselskap. Arbeiderpartiet, som på denne tiden satt med regjeringsmakten, ønsket også å gi selskapet mest mulig forretningsmessig frihet, men var samtidig opptatt av å sikre at eierskapet ble på statens hånd. En omdanning til aksjeselskap ville gjøre det enklere å privatisere i neste omgang, dersom noen skulle ønske dette. Derfor ble det i forbindelse med fristillingen av Statkraft etablert en ny statlig selskapsform kalt statsforetak, forkortet SF. Denne selskapsformen skulle ha tilnærmet samme styringsstruktur og forretningsmessige frihet som aksjeselskaper, men samtidig, eiermessig, sterkt knyttet til staten. Loven om statsforetak slo blant annet fast at et statsforetak ikke kunne selges. Til forskjell fra ordinære aksjeselskaper kunne et SF ifølge loven heller ikke slås konkurs, fordi staten som eier garanterte for all gjeld og andre økonomiske forpliktelser som selskapet hadde eller pådro seg.

Omdanningen til statsforetak skjedde med virkning fra 1. januar 1992, og innebar at Statkraft for første gang ble et selvstendig rettssubjekt med full myndighet over egen økonomi. Selskapets kraftpris skulle ikke lenger fastsettes politisk, og selskapets ledelse skulle heretter bestemme hvordan kraften skulle forvaltes. Med dette var de formelle rammene for det kommersielle Statkraft på plass. For faktisk å bli et kommersielt selskap krevdes imidlertid også en mental og kulturell omdanning i den store og tradisjonsrike organisasjonen. Den omdanningen var det opp til selskapets nye ledelse å legge til rette for.



*Budskapet i denne illustrasjonen, som er fra Statkrafts årsberetning for 1990, er utvetydig: Statkraft vil ikke lenger være politikernes marionett. Selv om Statkraft ble et selvstendig selskap i 1986, ble ikke den politiske styringen med virksomheten mindre. Da kraftmarkedet begynte å endre seg mot slutten av 1980-årene, ble denne styringen oppfattet som en viktig årsak til at selskapet gikk med økende underskudd. Statkrafts ledelse mente at økt frihet til å handle kommersielt var nødvendig for å bedre økonomien.*



*Gunnar Vatten, Statkrafts første sjef. Vatten ledet selskapet i perioden 1986 til 1992, men hadde ingen enkel jobb. Disse årene var preget av store brytninger i kraftsektoren og av økonomiske utfordringer som selskapet selv ikke hadde full kontroll over. Samtidig var dette en periode da selskapets fundament ble alvorlig utfordret som følge av at vannkraftepoken gikk mot slutten. Hva skulle et rendyrket vannkraftselskap foreta seg når det ikke var mer vannkraft å bygge ut?*



*Sommeren 1991 ble Hans O. Bjøntegård utnevnt som ny styreformann i Statkraft. Bjøntegård hadde lang erfaring fra norsk og internasjonalt næringsliv, og utnevnelsen var et klart uttrykk for at Statkraft nå skulle drive kommersielt. Bjøntegård ble sittende som styreformann gjennom hele 1990-tallet.*

## NYTT LEDERSKAP I EN NY TID

Siden Statkrafts utskillelse fra NVE i 1986, hadde selskapet vært ledet av sivilingeniøren Gunnar Vatten. Da Vatten kom til Statkraft, hadde han en lang karriere bak seg fra den statlige vassdrags- og elektrisitetsforvaltningen, sist som ekspedisjonssjef i Olje- og energidepartementet. Gjennom disse posisjonene hadde han opparbeidet seg et ganske stort nettverk innenfor både forvaltning og politikk. I Olje- og energidepartementet ble han imidlertid ikke ansett som den rette for å lede Statkraft inn i en ny tid. Han ble betraktet som en forsvarer av det gamle systemet, et inntrykk som ble styrket i forbindelse med prosessen rundt omorganiseringen av Statkraft i 1991. Vatten hadde blant annet arbeidet imot departementet i spørsmålet om utskillelsen av Statkrafts stamlinjesystem. Stamlinjesystemet var sentralt i en markedssammenheng, og for å få en mest mulig velfungerende konkurranse, ønsket departementet å få et frittstående og uavhengig eierskap til dette systemet. Vatten mente på sin side at en utskillelse ville skade Statkrafts interesser, og motarbeidet departementet i saken gjennom blant annet å forsøke å mobilisere politisk mot utskillelse. Uansett: Da Vattens åremålsstilling gikk mot slutten tidlig i 1992, ønsket departementet nye krefter. Vatten ønsket å fortsette, men fikk beskjed om at det ikke var aktuelt. Statkrafts styre fikk beskjed om å lete etter en ny kandidat.<sup>36</sup>

Gunnar Vattens ettermæle er blitt sterkt farget både av selskapets utvikling i hans ledertid og av hvordan han håndterte situasjonen i tiden frem mot omdanningen i 1992. Han fremstår som en typisk representant for den tradisjonelle bransjementaliteten, der det avgjørende var å bygge og drive mens bedriftsøkonomi og lønnsomhet var underordnet. Samtidig blir det uriktig å knytte Statkrafts dårlige økonomiske utvikling til Vatten som person og leder. Sett i ettertid fremtrer perioden fra 1986 til 1992 som den desidert mest krevende i hele selskapets historie. Og som vi har sett, skyldtes dette i stor grad forhold som Statkrafts ledelse ikke var herre over. Noe kunne sikkert vært gjort annerledes, men det store bildet hadde ikke sett så veldig annerledes ut med en annen leder med mindre denne hadde kunnet detaljstyre markedet og politikken. Det hører også med til historien at det var under Vattens ledelse de første internasjonale fremstøtene ble gjort. Om ikke han var den drivende kraften bak disse fremstøtene, var han heller ingen motstander av nye ideer når det var nødvendig.

Et forholdsvis ferskt Statkraft-styre fikk i oppgave å lete opp Vattens arvtaker. Som et ledd i forberedelsene til SF-omdanningen, hadde departementet sommeren 1991 skiftet ut nesten hele det gamle styret. Det nye styret ble satt sammen av kandidater uten bindinger til politikk eller forvaltning. Ingeniøren og næringslivslederen Hans O. Bjøntegård ble styrets leder. Bjøntegård fikk følge av Gerd Halmø, Britt Solvik, Per Terje Vold, Gro Brækken og Anders Eckhoff. Sistnevnte var en av landets fremste forretningsadvokater og en svært mye benyttet styrerepresentant. Eckhoff hadde også hatt mange oppdrag for staten, særlig som ryddegutt i statlige problemselskaper.

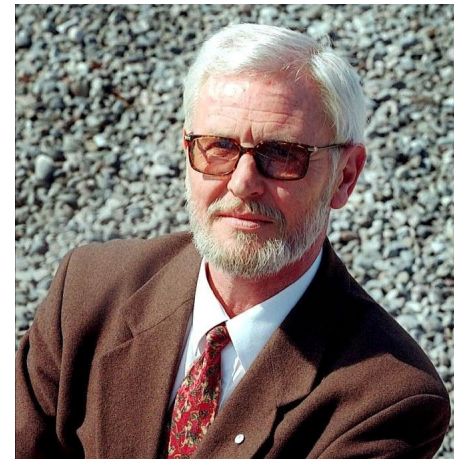


I jakten på ny sjef hadde styret i utgangspunktet flere drømmekandidater fra norsk næringsliv. Ingen av dem følte seg kallet. Sent i 1991 endte man derfor ut med en søker fra statsforvaltningen, nærmere bestemt departementsråd Lars Uno Thulin i Næringsdepartementet. I styret var flere skeptiske til å ansette en byråkrat. Men, som det het i innstillingen, Thulin «ønsker sterkt jobben».<sup>37</sup> Og så man bakover i Thulins karriere, ble det klart at kandidaten også hadde vært mye annet enn byråkrat.

53-åringen Thulin hadde en bred og sammensatt karriere. Han var utdannet sivilingeniør fra Norges Tekniske Høyskole (NTH) i 1965, og hadde deretter arbeidet i noen år som forsker. I 1971 tok han doktorgraden i kjemi med svært gode resultater. I årene ved NTH hadde han ellers markert seg som en forholdsvis aktiv Arbeiderparti-mann. Den politiske interessen hadde i midten av 1970-årene brakt ham til Kirke- og undervisningsdepartementet som statssekretær under Bjartmar Gjerde, og senere til Industridepartementet. I slutten av samme tiår brøt han imidlertid med den politiske karriereveien og gikk over til kapitalismens høyborg, nærmere bestemt storbanken DnC. Her fikk han ansvaret for bankens industrifinansiering. Thulin gjorde seg bemerket i en slik grad at han etter hvert rykket nesten helt til topps i hierarkiet som bankens viseadministrerende direktør. Thulins ansvarsområde var bankens internasjonale utlånsvirksomhet, et område som utover i 1980-årene begynte å bli svært omfattende. Dette hadde etter hvert brakt ham til finansmetropolen London, der han i en lengre periode i siste del av tiåret bodde og ledet DnCs britiske datterbank.

Thulin hadde altså bred næringslivserfaring, inkludert internasjonal erfaring. Dette gjenspeilte seg i både tanke og tale. I et portrettintervju i Dagens Næringsliv i 1988, mens han var posisjonert i London, erklærte Thulin seg som en «forsvarer av en rendyrket kapitalisme».<sup>38</sup> Videre stortrivdes han ifølge intervjuet med den knallharde konkurranseånden som hersket i finansmetropolen. «London er ikke noe sted for opplæring eller belønning av medarbeidere. Dette er et marked med ekstrem konkurranse. Men ingenting er mer spennende enn det», kunne han fortelle avisens lesere. Også internasjonalisten Thulin kom tydelig frem: «Det spennende er å sitte i et finanssenter der vi alltid kjenner pulsslågene fra verdensøkonomien. Slik er det helt fantastisk; ikke bare å være i City, men å være en del av City.»<sup>39</sup>

Om vi tillater oss å foregripe begivenhetene en smule, hersker det i ettertid en utbredt oppfatning om at Thulin var rett mann på rett sted til rett tid. Blant de som arbeidet mest direkte med ham – konsernledere og andre med sentrale funksjoner – er denne oppfatningen nærmest entydig.<sup>40</sup> Den enerådende oppfatning er at Thulin nettopp hadde de egenskaper som skulle til for å lykkes med de omstillingsutfordringene selskapet sto overfor i 1990-årene. Blant Thulins egenskaper fremheves for det første en stor faglig tyngde, analytisk evne og intellektuell kapasitet som innga



*I begynnelsen av 1992 ble Lars Uno Thulin utnevnt som Statkrafts nye toppsjef. Han ledet selskapet i nærmere ti år, og betraktes av mange som det moderne Statkrafts «far». Thulin kombinerte stor faglig tyngde og strategiske evner med en sterk personlig autoritet. Han var også svært internasjonalt orientert, hadde en utstrakt evne til å bygge relasjoner, og var den som fremfor noen la grunnlaget for Statkrafts utvikling til et internasjonalt selskap.*



autoritet så vel innad i organisasjonen som utad. Videre fremheves han som en tydelig, beslutningsorientert og handlekraftig leder som evnet å gi retning til selskapet. I dette lå blant annet et kompromissløst fokus på det kommersielle – på at alt man drev med, skulle bygge på lønnsomhet. Det var en linje han også markerte overfor eiersiden.<sup>41</sup> For det tredje fremheves Thulins evne til å knytte internasjonale relasjoner, der Thulin i kraft av sin person og fortrolighet med internasjonale arenaer spilte en nøkkelrolle.<sup>42</sup> Kort sagt fremstår Thulin som det moderne Statkrafts far og ubestridte leder.<sup>43</sup>

Med Thulin fulgte også betydelige endringer i ledelsen for øvrig – den såkalte hovedledelsen. I løpet av de første par årene ble nesten hele det gamle ledersjiktet erstattet med nye folk. I hovedsak var dette personer som ble rekruttert utenfra, noen av dem på direkte initiativ fra Thulin selv. Blant sistnevnte var sivilingeniøren Bjørn Blaker, som i 1992 ble hyret inn som direktør for markedsdivisjonen. Blaker hadde bakgrunn fra ABB-systemet, og var blitt kjent med Thulin da sistnevnte var departementsråd i Næringsdepartementet.<sup>44</sup> Også Finn Quale, som i 1993 ble ansatt med ansvar for organisasjon og personal, kjente Thulin fra tidligere. Quale var også sivilingeniør, men hadde arbeidet mest med organisasjon og ledelse, blant annet i konsultentselskapet Hartmark-Iras. I begynnelsen av 1990-årene hadde han hatt flere konsulentoppdrag for Thulin da han var departementsråd.<sup>45</sup> Et tredje tilskudd var sivilingeniør og forhenværende McKinsey-konsulent Christian Rynning-Tønnesen, som i 1994 ble direktør for området «Kraftforsyning Nord-Europa». Rynning-Tønnesen hadde som konsulent primært arbeidet med energispørsmål, og hadde gjennom flere år vært involvert i ulike oppdrag for Statkraft. Våren 1992 ble han ansatt i selskapet med tittelen strategisjef, men rykket opp i hovedledelsen to år senere.<sup>46</sup> Den femte og siste personen i ledergruppen, økonomidirektør Helge Skudal, var den eneste som ble med over fra den gamle ledelsen. Skudal hadde bakgrunn blant annet fra NSB, men hadde begynt i Statkraft ved etableringen i 1986.<sup>47</sup> Disse fire ble sittende gjennom hele Thulins direktørtid, det vil si frem til høsten 2001. Rynning-Tønnesens karriere i selskapet fortsatte forøvrig etter Thulins tid. Han ble sittende i selskapets konsernledelse også under Thulins etterfølger, Bård Mikkelsen, som overtok i 2001. Og i 2010, etter noen år utenfor Statkraft, kom han tilbake, da som selskapets toppsjef. Rynning-Tønnesen kom dermed til å fremstå som en av de mest sentrale personene i Statkrafts historie etter 1990. Han kom også til å spille en spesielt viktig rolle i selskapets internajsonaliseringssprosess. Når det gjaldt den internasjonale virksomheten som vokste frem utover i 1990-årene, var det særlig tre personer som var direkte involvert. Thulin og Rynning-Tønnesen kom særlig til å engasjere seg i ekspansjonen i Norden og Nord-Europa, mens Bjørn Blaker fikk ansvaret for vannkraftengasjementene utenfor Europa. Men også Helge Skudal fikk indirekte en viktig rolle i forbindelse med denne virksomheten som øverste ansvarlig for økonomi og finans.



### MED FORTIDEN SOM RAMME OM FREMTIDEN

Tiden omkring 1990 markerer starten både på Statkrafts kommersielle og internasjonale historie. Gjennom denne historien, som vi skal trekke opp i denne boken, ble Statkraft på mange vis et grunnleggende annet selskap. Fra å være en norsk forvaltningsbedrift, er Statkraft anno 2015 blitt et kommersielt og sterkt internasjonalt orientert energikonsern.

Samtidig er det viktig å ikke glemme at Statkraft har både et opphav og en historie som strekker seg langt bakenfor den kommersielle og internasjonale epoken. Dette er viktig å minne om fordi både opphav og historie i større eller mindre grad former både mennesker og organisasjoner. For dagens Statkraft er arven fra fortiden mest konkret i form av et fantastisk verdifullt og veldrevet vannkraftproduksjonssystem i Norge. Dette systemet utgjør fremdeles selskapets økonomiske ryggrad. Arven kommer også til uttrykk i form av høy kompetanse på mange områder. Blant annet må Statkrafts vellykkede markedsomstilling i betydelig grad tilskrives kunnskap og erfaringer som var opparbeidet før 1990.

Statkrafts historie og arv omfatter imidlertid også mindre håndfaste, men like fullt svært viktige elementer – elementer som også har hatt til dels stor betydning for selskapets utvikling i kommersialismens og internasjonaliserings epoke. Statkrafts historie uttrykker også viktige og mer dyptgripende verdier, holdninger og preferanser. Rollen som storeier av vannkraft har lagt viktige politiske føringer på selskapet, til dels også for mulighetene til å vokse internasjonalt. Videre har selskapet av flere grunner ikke hatt en veldig sterk plass i det politiske miljøet *som selskap*. Dette har på den ene siden ført til at Statkraft har kunnet drive uten den sterke og løpende involvering på godt og vondt fra eiersiden som børsnoterte selskaper. På den andre siden har selskapet tidvis manglet eierens støtte når viktige beslutninger og veivalg skulle fattes. Særlig på det internasjonale feltet er slike trekk blitt synlige. Dette er den overordnede konteksten Statkrafts internasjonalisering må forstås innenfor.

*Statkrafts styre anno 1996, fotografert i landlige omgivelser på Høvik utenfor Oslo, der selskapet hadde sitt hovedkvarter frem til 2002. Fra venstre: Britt Solvik, Marit Büch-Holm, Jon Ivar Nålsund, Halvard Kaasa, Hans O. Bjøntegård, Tom Andersen, Anders Eckhoff, Gerd Halmø og Odd Vanvik. Forretningsadvokaten og styregrossisten Anders Eckhoff satt i elleve år, fra 1991 til 2002, og var en av styrets mest markante og kritiske stemmer i denne perioden. Eckhoff var blant annet skeptisk til enkelte av de internasjonale engasjementene i 1990-årene, særlig vannkraftprosjektene i utviklingsland.*





*For norsk elforsyning, som utelukkende er basert på vannkraft, er det en fordel å ha kraftforbindelser til andre land. I år med mye nedbør kan overskuddskraft eksporteres, og i år med lite nedbør kan kraft importeres. Muligheten for å «balansere» vannkraftsystemet var en av hovedmotivene bak byggingen av de to sjøkablene mellom Norge og Danmark i 1970-årene, de såkalte Skagerrak-kablene. En tredje kabel til Danmark ble satt i drift i 1993.*



## KAPITTEL 2

## *Krafteksport og kraftutveksling som kommersiell strategi*

**P**å nyåret i 1992 trykket avisen Aftenposten et intervju med Statkrafts påtroppende toppsjef, Lars Uno Thulin. Under tittelen «Ny sjef med høye ambisjoner» fikk Thulin anledning til å fortelle om sine mål for selskapet. Han la stor vekt på å markere at Statkrafts tid som forvaltningsbedrift var forbi, og at selskapet nå skulle bli kommersielt. «Vi vil være ute etter å selge det vi har av kraft til best mulig fortjeneste», var den enkle og utvetydige beskjeden til omverdenen.<sup>1</sup>

Men første del av 1990-årene var ingen god tid for å tjene penger på kraftsalg i Norge. Store kraftoverskudd siden slutten av 1980-årene hadde presset prisene nedover, og etter overgangen til et fritt kraftmarked i 1991 falt prisene ytterligere. Dette fikk naturligvis store økonomiske konsekvenser for kraftprodusentene, også for Statkraft. Fra 1991 til 1992 falt selskapets omsetning med over 25 prosent, fra 3,8 til 2,8 milliarder kroner. Det skjedde til tross for at selskapet produserte og solgte like mye som året før. Prisfallet var en sterkt medvirkende grunn til at Thulin i sitt første år som Statkraft-sjef måtte gjøre opp regnskapene med over en milliard kroner i minus.

Den vanskelige kraftsituasjonen skapte et behov for å tenke nytt, og en løsning som fikk stor oppmerksomhet i Statkraft i første del av 90-årene, var krafthandel med utlandet. Her lå i utgangspunktet et stort markedspotensial. Norsk vannkraft var svært billig, og burde derfor være attraktiv for selskaper i andre land. I tillegg hadde vannkraften noen spesielle egenskaper som kunne gjøre den attraktiv særlig for varmekraftprodusenter i utlandet. Vannkraftverk er i motsetning til varmekraftverk svært fleksible i den forstand at de kan kjøres raskt opp og ned. Og i Statkraft begynte man å utvikle en idé om å selge regulerbar kraft til utenlandske varmekraftprodusenter.

Krafthandel med utlandet var imidlertid ikke en sak som kun handlet om kommersielle vurderinger. I Norge hadde ordet krafteksport alltid hatt en svært dårlig klang. Oppfatningen var at vannkraften er en nasjonal ressurs som skal forbeholdes det norske samfunn, og ikke selges til utlandet. I praksis hadde derfor krafteksport vært forbudt gjennom mesteparten av 1900-tallet. Riktignok ble restriksjonene myket noe opp i tiden etter liberalisering av kraftmarkedet, men utenlandshandel

forble like fullt et politisk sensitivt og regulert område. Det etablerte synet på vannkraften som en nasjonal ressurs besto langt på vei i kjølvannet av liberaliseringen, og i tillegg kom spørsmålet om hvilke konsekvenser økt handel med utlandet ville få for den innenlandske kraftbalansen. Politisk var man særlig opptatt av at salg til utlandet ikke måtte føre til strammere marked og høyere priser i Norge. Utenlandshandel var følgelig et spørsmål som dreide seg om langt mer enn hva som gagnet produsentene.

I Statkraft var man påpasselig med å ikke utfordre disse holdningene unødvendig. Blant annet var Lars Uno Thulin opptatt av å ikke bruke betegnelsen krafteksport når det ble snakket om utenlandshandel. I stedet snakket han om *kraftutveksling*. Dette var en viktig nyanse, både språklig og rent faktisk. Kraftutveksling innebar handel i begge retninger, altså både ut og inn av landet. Budskapet var at en slik toveishandel ville være bra for Statkraft, men også for norske strømbbrukere og for Norge som nasjon. Det var da også denne typen handel Statkraft la opp til.

Statkraft lyktes å få aksept for to omfattende kraftutvekslingsavtaler i første del av 1990-årene. Den første ble inngått med det tyske selskapet PreussenElektra i 1993, mens den andre ble inngått året etter med det nederlandske selskapet SEP. Begge avtaler hadde en varighet på hele 25 år, og omfattet også bygging av sjøkabler til både Tyskland og Nederland. Derfor ble de gjerne omtalt som «kabelavtalene». Disse avtalene var de første større internasjonale fremstøtene i Statkrafts historie, og viste at selskapet tidlig satte seg som mål å ekspandere utover Norges grenser. I dette kapitlet skal vi derfor vie disse avtalene en del plass. Vi skal også se nærmere på utviklingen av selskapets krafthandelsvirksomhet i Norden. I første del av 1990-årene utviklet det seg gradvis et felles marked i de nordiske landene. I dette markedet ble Statkraft en aktiv aktør – og ikke minst viktig en aktør som etter hvert evnet å tjene gode penger.

## ILD OG VANN – HAND I HAND

Som prinsipp har kraftutveksling størst verdi når det skjer mellom parter som har ulike produksjonsteknologier, og aller størst verdi når rene vannkraftbaserte systemer kan samarbeide med rene varmekraftbaserte systemer. Som nevnt kan vannkraftverk kjøres hurtig opp og ned etter forbruket, mens varmekraftverk trenger lang tid på å variere produksjonen. Gjennom samdrift kan varmekraftverkene kjøres på jevnere kapasitet, mens svingningene i forbruket over døgnet kan dekkes med fleksibel vannkraft. Dette er lønnsomt for varmekraftprodusenten fordi høy og stabil drift gir best driftsøkonomi. I tillegg kan behovet for dyr toppplastkapasitet reduseres. Utover den rene avsetningen har samdrift også fordeler for vannkraftprodusenten. Dette gjelder særlig når man, som for eksempel Statkraft, har god mulighet til å lagre vann i magasiner. I slike sammenhenger kan varmekraftprodusenten holde høy og jevn produksjon hele døgnet, også om natten når etterspørselen er lav,

ved å overføre overskuddsproduksjonen til vannkraftprodusenten. Dette sistnevnte kan redusere egen produksjon og spare vann i magasinene, som så kan brukes på dagtid når behovet for topplast er stor. En slik type «utveksling» av kraft, som i realiteten dreier seg om å omdanne varmekraft med lav verdi til vannkraft med høy verdi, vil altså gagne begge parter. Her kunne «ild og vann gå hand i hand», som Lars Uno Thulin yndet å si når han skulle selge inn dette konseptet.

Fordelene ved kraftutveksling og samdrift mellom ulike produksjonsteknologier ble imidlertid ikke «oppdaget» i 1990-årene. Dette var en erkjennelse som ble gjort allerede på begynnelsen av århundret. I for eksempel USA og Tyskland hadde man tidlig begynt å integrere vannkraft- og varmekraftproduksjon med sikte på å oppnå samdriftsfordeler.<sup>2</sup> Viktigere i vår sammenheng er fremveksten av kraftsamarbeidet i Norden, som begynte i første del av 1960-årene med etableringen av organisasjonen Nordel. Målet med Nordel, der både Norge, Sverige, Finland, Danmark og Island deltok,<sup>3</sup> var å utnytte de fordelene som lå i kraftutveksling mellom de ulike land og produksjonssystemer. I Norden var Norge en ren vannkraftprodusent, Sverige en blandet vannkraft- og varmekraftprodusent, Finland en varmekraftprodusent med noe vannkraft og Danmark en ren varmekraftprodusent. Følgelig var det mye å vinne på å samarbeide. Dette samarbeidet ble etter hvert ganske betydelig, med bygging av en rekke elektriske forbindelser og en ganske omfattende mellomstatlig handel. For Norges del startet den elektriske tilknytningen for alvor med en første stor forbindelse til Sverige i 1960. I 1970-årene ble det så bygd flere sjøforbindelser til Danmark, de såkalte Skagerrak-kablene.<sup>4</sup> I 1988 ble det også bygd en første forbindelse til Finland mellom Varangerbotn og Vaajakoski. Det svenske systemet ble imidlertid tidlig koblet til det finske og danske, hvilket innebar at alle de nordiske landene i realiteten var integrert i et felles system.<sup>5</sup> Over dette systemet ble det etter hvert handlet ganske store kraftmengder årlig. Og målet var, som nevnt, blant annet å utnytte de fordelene som lå i samdrift mellom ulike produksjonsteknologier.

I Norden var det med andre ord en ganske sterk tradisjon for internasjonal krafthandel som strakk seg bakover til lenge før liberaliseringen av kraftmarkedene. Dette faktum er interessant av flere grunner. For det første var Nordel-samarbeidet unikt i verdenssammenheng. Ingen andre land eller regioner utviklet i denne perioden et like omfattende og systematisk internasjonalt handelssamarbeid. For det andre, og viktigst i vår sammenheng, er at erfaringen fra dette samarbeidet spilte en viktig rolle når Statkraft i begynnelsen av 1990-årene begynte å utvikle ideen om kommersielle kraftutvekslingsavtaler. Fra norsk side var det staten gjennom Statkraft som hadde vært ansvarlig for å organisere utenlandshandelen, og gjennom denne posisjonen hadde selskapet fått mye erfaring i å samkjøre med varmekraftbaserte systemer. For å få størst mulig utbytte av denne handelen hadde Statkraft over flere tiår utviklet forholdsvis avanserte analyse- og driftsmodeller der varmekraft inngikk som en



viktig komponent. Innsikt i varmekraftens teknologiske og økonomiske særegenheter hadde man blant annet fått gjennom Nordel-organisasjonen, der de ledende selskapene fra medlemslandene rutinemessig diskuterte og utvekslet kunnskap om teknologi, økonomi og produksjon.<sup>6</sup> Kort sagt fikk Statkraft mye viktig kunnskap om varmekraftproduksjon gjennom dette samarbeidet, og dermed også et bedre utgangspunkt for å forstå hvordan man kunne utnytte samspillet mellom vannkraft og varmekraft. Denne kompetansen var avgjørende da kommersielle utvekslingsavtaler begynte å komme opp som idé.

#### TIDLIGE KRAFTHANDELSAVTALER

I fortellingen om det moderne Statkraft trekkes det gjerne et ganske kategorisk skille ved året 1992, med omdanningen til statsforetak og Lars Uno Thulins inntreden som toppsjef som de viktigste markørene.<sup>7</sup> Litt satt på spissen fremstilles 1992 som året da Statkraft skiftet ham fra en rendyrket forvaltningsbedrift uten kommersielle ambisjoner til et rendyrket kommersielt selskap. Også kabelavtalene med PreussenElektra og SEP, som ble inngått i 1993 og 1994, ses ofte som en direkte konsekvens av det nye «regimet». I de fleste henseende er dette en riktig historiefremstilling. På noen

*Høsten 1990 inngikk Statkraft en avtale om eksport av kraft til det svenske statlige kraftselskapet Vattenfall. Avtalen ble signert på Arlanda flyplass utenfor Stockholm, og var en historisk begivenhet. I Norge hadde det «alltid» vært sterk politisk motstand mot eksport av vannkraft, og avtalen med Vattenfall var den første som innebar forpliktende krafteksport over en lengre periode. Nummer to fra høyre i bakre rekke er Bjørn Braaten. Han var blant dem i Statkraft som i årene omkring 1990 arbeidet mest aktivt med å skaffe utenlandske kjøpere til Statkrafts overskuddskraft. Braaten var på mange måter forut for sin tid. Han var svært kommersielt anlagt, og mente at Statkraft måtte tenke mer som en «vanlig» butikk. Enn så lenge var det lite rom for den slags tenkning, og Braaten fikk til dels hard medfart for sine ukonvensjonelle holdninger.*



områder fører imidlertid den sterke betoningen av brudd til at viktige nyanser og kontinuitet blir borte. Det gjelder blant annet i synet på kommersiell eksport og kraftutveksling. Her var det nedlagt et betydelig arbeid før 1992.

I Statkraft var det enkelte personer som lenge hadde vært internasjonalt orientert. Det gjaldt i første rekke Ingvald Haga, sjefen for selskapets plandivisjon. Ingvald Haga deltok i en rekke internasjonale fagfora innenfor kraftforsyningen og hadde et bredt internasjonalt nettverk. Han hadde også gode forbindelser i de fleste større kraftselskapene i de andre nordiske landene. For øvrig var han en person som var åpen for nye tanker og ideer. Dette hadde gitt rom for enkelte kreative og nytenkende personer, som selskapets salgssjef Bjørn Braaten og juridiske sjef Kjell Haagensen. Braaten var sivilingeniør, men i Statkraft-sammenheng også noe så sjelden som økonom. Han utmerket seg for øvrig i Statkraft-sammenheng som en uvanlig kommersielt orientert person.<sup>8</sup> Kjell Haagensen hadde betydelig internasjonal erfaring, primært riktignok som rådgiver i vannkraftspørsmål for utviklingsland. Men Haagensen var fortrolig med og likte seg i internasjonale omgivelser. Dessuten var han typen som hadde gode evner til å bygge relasjoner. Konstellasjonen Braaten–Haagensen, med Ingvald Haga som velvillig tilrettelegger, utløste i andre halvdel av 1980-årene en betydelig energi som kom til uttrykk i en serie internasjonale initiativer.

De første større planer om krafteksport kom opp allerede i 1986, i forbindelse med norske ambisjoner om å bygge ut gasskraft med basis i gass fra Nordsjøen. Statkraft var til å begynne med tiltenkt rollen som operatør av gasskraften. Eksport kom inn i bildet fordi Norge på dette tidspunktet hadde en ganske god kraftbalanse, i motsetning til flere av de andre nordiske landene. Særlig i Finland var det interesse for norsk kraft. Der forventet man at kraftbehovene ville stige i årene fremover. Ulykken ved Tsjernobyl kjernekraftverk i Ukraina i 1986 hadde dessuten ført til økende skepsis mot videre kjernekraftutbygging i landet, og finske kraftselskaper var derfor på jakt etter alternative løsninger. Det gjaldt særlig det statlige kraftselskapet Imatran Voima Oy (IVO), som Statkraft etter hvert innledet seriøse forhandlinger med. Våren 1990 var man kommet så langt som til en konkret avtale som gikk ut på eksport av vel 4 TWh årlig i en 25-årsperiode. På dette tidspunkt var det også innledet forhandlinger med ytterligere et finsk selskap – det private industriselskapet TVS – om en noenlunde tilsvarende avtale.<sup>9</sup>

Forhandlingene med finnene førte imidlertid aldri helt frem til målstreken. Dels ble man ikke enige om kraftpris. Men denne saken synliggjorde også utfordringene ved å få i stand internasjonale avtaler i et monopolbasert system. Kraften fra Norge til Finland måtte gå via det svenske overføringssystemet. Men det var vrient å bli enig med den svenske netteieren, Vattenfall, om bruk av dette systemet. Oppfatningen var at Vattenfall ville ha altfor mye betalt for å frakte kraften.<sup>10</sup> Ifølge Statkrafts sjefsjurist på denne tiden, Kjell Haagensen, som var tungt involvert i forhandlingene, greide

man riktignok ved en liten frekkis å få svenskene noe på glid. Ved et tidspunkt ble det satt ut et rykte om at man planla å bygge en direkte forbindelse mellom Norge og Finland i nord. Det skal endog ha blitt stukket opp en ledningstrasé ved Treriksrøysa, der den norske, svenske og finske grensen møtes. Svenskene, som ønsket å beholde posisjonen som mellomledd mellom Norge og Finland, skal deretter ifølge Haagen-sen raskt ha kommet tilbake med et bedre tilbud.<sup>11</sup> Historien er i det minste god, men den reddet ikke saken – som uansett endte på uenighet om pris, selv om partene mot slutten visstnok ikke skal ha stått så langt fra hverandre.<sup>12</sup>

Da gikk det faktisk langt bedre med de forhandlingene som ble innledet i 1989 med sikte på eksport nettopp til svenske Vattenfall. Også i Sverige var det i siste del av 1980-årene usikkerhet omkring kjernekraftens fremtid, og Vattenfall var derfor på leting etter muligheter for å dekke opp nye kraftbehov inntil man hadde funnet gode alternativer til kjernekraften. Dette ble plukket opp som en mulighet i Statkraft. Kontakt ble opprettet og forhandlinger innledet, noe som resulterte i en avtale våren 1990. Denne gikk ut på at Vattenfall skulle kjøpe 2,4 TWh per år i en femårsperiode fra 1995 til 1999. For Statkraft ga avtalen utsikter til bedre avkastning enn hva man på dette tidspunktet kunne forvente å oppnå innenlands i den aktuelle perioden.

Et tredje initiativ ble tatt mot danske Elsam, det dominerende kraftselskapet på Jylland. Elsam var en gammel kjenning og samarbeidspartner i kraft av at selskapet hadde ansvaret for driften av Skagerrak-kablene på dansk side. Skagerrak-kablene hadde nesten utelukkende vært brukt til utveksling av tilfeldig kraft. I 1989 tok imidlertid Statkraft opp tanken om en langsiktig forpliktende krafteksportavtale. Det var riktignok ikke danskene veldig interessert i. Derimot ønsket de å utvide kraftutvekslingssamarbeidet, hvilket resulterte i en ganske omfattende avtale i 1991. Denne avtalen hadde i hovedsak fire komponenter. For det første skulle Elsam årlig i et begrenset antall år kjøpe 1 TWh fastkraft (kraft som Statkraft hadde plikt til å levere uavhengig av kraftsituasjonen i Norge). Dette var på sett og vis en eksportavtale, men den var altså ganske begrenset. For det andre forpliktet Elsam seg til, på visse vilkår, å kjøpe kraft når Statkraft hadde kraftoverskudd. For det tredje inneholdt avtalen en bestemmelse om såkalt døgnbasert kraftutveksling, som gikk ut på at Statkraft skulle levere toppkraft til Elsam på dagtid og få kraft tilbake om natten. Endelig inneholdt avtalen en bestemmelse om såkalt tørrårssikring, som gikk ut på at Elsam under visse betingelser forpliktet seg til å levere kraft ved underskudd i Norge. Avtalen skulle i utgangspunktet gjelde i 20 år, fra 1993 til 2013, og innebar at det også skulle bygges en tredje Skagerrak-kabel for å sikre nok overføringskapasitet.<sup>13</sup>

Et fjerde fremstøt ble gjort overfor det nederlandske selskapet Samenwerkende Electriciteits-Productiebedrijven. Dette selskapet – som vi først som sist forkorter til SEP – var eid av de fire store regionale kraftmonopolene i Nederland, og hadde ansvaret for å ivareta den nasjonale kraftbalansen. Selskapet hadde også monopol på



eksport og import av kraft. Nederland var interessant fordi dette landet, som Danmark, var et rent varmekraftland. Interessen var gjensidig fordi nederlenderne her øynet en mulighet til å unngå bygging av mer kostbar og forurensende topplastkapasitet. Våren 1991 forelå en intensjonsavtale. Denne hadde mye av den samme oppbygging som den nevnte Elsam-avtalen, dog med unntak av at det ikke inngikk noen norsk eksportkomponent.<sup>14</sup> Det måtte nødvendigvis bygges en sjøkabel, og sommeren 1991 ble det etablert en egen arbeidsgruppe med representanter fra begge parter som skulle arbeide med denne siden av saken. Planen var å legge kablen fra et av de sørligste punktene i Norge til Eemshaven lengst nord i Nederland. Kablen ville få en lengde på hele 500 kilometer, og ville dermed bli verdens lengste sjøkabel.<sup>15</sup>

Som i forhandlingene med de finske selskapene oppsto det etter hvert en strid om pris. SEP ville ikke betale det Statkraft måtte ha for at kabelinvesteringen skulle lønne seg. Dette førte til at forhandlingene ved et tidspunkt begynte å miste mening, i alle fall sett fra Statkrafts side. Det endte til slutt med at affæren ikke var «kommersielt interessant for Statkraft», som det het i en redegjørelse om saken for styret på nyåret 1992.<sup>16</sup>

Et siste viktig initiativ var forhandlingene som ble ført med det tyske selskapet PreussenElektra noenlunde parallelt med SEP-forhandlingene. Faktisk var det disse forhandlingene som førte lengst, selv om heller ikke disse førte til noen avtale i første omgang. Samtalene med PreussenElektra bygde på mye av det samme opplegget som med SEP, men også disse ble brutt ved et tidspunkt som følge av uenighet om vilkårene for et samarbeid.

Forhandlingene med PreussenElektra (PE), som vi i det følgende vil forkorte til PE, og SEP er imidlertid høyst interessante med tanke på hva som skjedde i de påfølgende årene. I 1993 og 1994 inngikk Statkraft altså utvekslingsavtaler med henholdsvis det tyske og nederlandske selskapet. Og disse avtalene bygde i stor grad på det grunnlaget som var lagt under de foregående forhandlingene. Som *konsept* var altså ikke kabelavtalene i 1993 og 1994 noe nytt. Her sto det nye Statkraft i betydelig grad på skuldrene til det gamle.

Kabelavtalene ble likevel markert som noe genuint nytt. Bjørn Braaten, som hadde spilt en nøkkelrolle i de fleste forhandlingene mot utlandet siden slutten av 1980-årene, minnes at han reagerte litt på måten avtalen med PE ble markert på i



«Statkraft toger mot Europa» er tittelen på denne artikkelen, som ble trykt i Statkrafts bedriftsavis i 1993. Anledningen var inngåelsen av kabel- og krafthandelsavtalen med det tyske kraftselskapet PreussenElektra. Avtalen ble feiret som et gjennombrudd for Statkraft som kommersielt, internasjonalt kraftselskap. På bildet ses teamet som førte forhandlingene med det tyske selskapet, med teamets leder, juridisk direktør Kjell Haagensen, i midten. Tyskerne skal visstnok ha stusset over at Statkraft kunne sette en gjeng med så unge folk til å forhandle om en såpass stor og viktig avtale.

1993. Han hadde da sluttet i selskapet, men ble invitert til feiringen av avtalen. Braaten, som ifølge kolleger hadde vært Statkrafts mest kommersielle sjel, ble sittende med en følelse av at han med ett tilhørte «den gamle garde» – de som hadde stelt med sakene før i tiden, men som ikke helt hadde forstått hvordan tingene skulle gjøres.<sup>17</sup> Ikke sagt at den nye ledelsen ikke betydde noe fra eller til. Det er liten tvil om at Lars Uno Thulin spilte en viktig rolle som relasjonsbygger mot de utenlandske selskaperne, og særlig mot ledelsen i PE. Thulin evnet også på en atskillig bedre måte enn sin forgjenger å skape legitimitet for selskapets planer hos politikerne og byråkratene i Olje- og energidepartementet. Samtidig er det en kjensgjerning at rommet for å kunne forhandle frem slike avtaler var større etter 1992, rett og slett fordi restriksjonene på utenlandshandelen ble myket opp.

#### UTENLANDSHANDELEN LIBERALISERES

De eksportavtalene Statkraft inngikk i årene før 1992, var klart i strid med det politiske prinsippet om at vannkraften skulle brukes i Norge. Når selskapet likevel fikk lov av Stortinget til å inngå avtalene, skyldtes dette den ekstraordinære overskuddssituasjonen på denne tiden (se kapittel 1). Statkraft fikk imidlertid blankt nei på en søknad i 1990 om å få en generell fullmakt til å inngå avtaler om eksport.<sup>18</sup> Året etter søkte også flere andre norske selskaper om å få inngå eksportavtaler, men uten å få det – selv om de nærmest druknet i usolgt kraft.<sup>19</sup> Terskelen for å selge ut kraft på forpliktende avtaler var altså svært høy, under normale forhold nesten uoverskridelig.

Med den nye energiloven i 1991 kom eksportspørsmålet i et nytt lys. Ifølge det økonomiteoretiske grunnlaget for reformen var målet, blant annet, å sikre at kraften havnet hos dem som var villige til å betale mest for den. Logikken var at den som hadde høyest betalingsvillighet, også hadde størst utbytte av varen, samtidig som dette ga størst verdiskapning for selgeren. Og den økonomiske teorien kjente i prinsippet ikke landegrenser. Nå var det knapt noen virkelighetsforankret økonom som mente at all kraft skulle eksporteres dersom prisen var best i utlandet. Her måtte økonomisk teori forenes med energipolitiske realiteter. Men økonomisk teori kom altså inn som et nytt element med energiloven, og dette bidro til at man særlig i Olje- og energidepartementet ønsket å myke noe opp på restriksjonene på utenlandshandelen. Allerede våren 1990 uttalte statssekretæren i departementet i et foredrag om den kommende energiloven at «eksport i større grad bør bli en kommersiell mulighet for aktørene i et effektivt kraftmarked».<sup>20</sup> Det ønsket også fagsjiktet i departementet.<sup>21</sup> Og i 1991 opprettet departementet en arbeidsgruppe som skulle vurdere strategier for krafteksport, der også folk fra Finansdepartementet, NVE og Statkraft deltok.<sup>22</sup> Målet for gruppen var blant annet å utarbeide konkrete retningslinjer og kriterier for slik handel samt se på aktuelle markeder. Prosjektet var dels initiert av Statkrafts pågående forhandlinger med SEP i Nederland – som i utgangspunktet hadde

departementenes støtte, men som tvang frem et behov for noen prinsipielle avklaringer med hensyn til økonomiske og regulatoriske forhold.<sup>23</sup>

Men det var politikerne på Stortinget som satt med makten i denne saken, ikke fagfolk i departementer og forskningsmiljøer. Og politisk sett var ikke krafteksport en større vintersak etter energiloven. Det intuitive resonnementet var at mindre kraft i Norge betydde høyere priser i Norge. Og man skulle lete en stund etter den som ønsket noe slikt, i alle fall utenfor kraftselskapenes vegger (miljøorganisasjonene hadde ennå ikke begynt å argumentere for høyere priser på energi). Hertil kom at den kraftkrevende industrien, som var en stor arbeidsgiver i mange lokalsamfunn og en politisk maktfaktor, var konsekvent imot eksport. Fra industrien ble det hevdet at dette ville føre til et strammere kraftmarked og høyere priser, og dermed svekket konkurranseevne. Det ble også hevdet at flere kraftledninger og kraftkabler til utlandet ville føre til «import» av utenlandske prisnivåer. Dette var argumenter som hadde kommet opp allerede i forbindelse med den nevnte avtalen Statkraft inngikk med Vattenfall i 1990. Den hadde utløst en ganske sterk kritikk fra industrien, og ble karakterisert som et brudd med etablert norsk kraftpolitikk.<sup>24</sup> For stortingspolitikere flest var det vanskelig ikke å ta inn over seg slike innspill. Som et medlem av Stortingets industri- og energikomité uttalte under en debatt om krafteksport i 1991: «Som komité møter vi ofte representantar for den kraftkrevjande industrien, og blir fortalte om planane dei har for utbygging og opprusting som vil auka deira behov for kraft. Vi meiner krafta vår er ein naturressurs vi må foredla, og difor vil vi ikkje koma i ein situasjon der vi ikkje kan seia OK til utbyggingsplanar som vil skapa nye arbeidsplassar i distrikta.»<sup>25</sup> I valget mellom krafteksport og norske arbeidsplasser – for det var slik det ble fremstilt – var utfallet gitt.

Industrien hadde åpenbart rett i at krafteksport *kunne* påvirke forholdene i Norge. Her måtte det følgelig gjøres en avveining mellom norske forbrukerinteresser og norske kraftprodusenters interesser, og – ikke minst – hvor stor eksport som eventuelt skulle tillates. Den avveiningen ville nødvendigvis hvile mye på den aktuelle situasjonen i kraftmarkedet. I begynnelsen av 1990-årene var altså markedet preget av veldig store kraftoverskudd og veldig lave priser. Og konsekvensene av dette for kraftselskapene var noe mange politikere også var opptatt av. I en slik situasjon ble det noe enklere å sette døren litt på gløtt.

Balansegangen var like fullt krevende, noe som kom tydelig til uttrykk i 1992 da Gro Harlem Brundtlands Arbeiderparti-regjering la frem forslag om å åpne for noe eksport. Begrunnelsen var at handel med utlandet var «en naturlig videreføring av markedsutviklingen av den norske kraftsektoren».<sup>26</sup> Samtidig var regjeringen snar med å understreke at det fortsatt ville bli ført «en meget restriktiv linje» på dette området.<sup>27</sup> Konkret ble det foreslått å tillate eksportavtaler som ikke varte mer enn fem år. Samtidig skulle ikke den samlede eksporten overstige 4 TWh per år.<sup>28</sup> Det



tilsvarte omkring tre prosent av den totale norske årsproduksjonen. Frislippet var altså høyst begrenset. Riktignok ville regjeringen også åpne for avtaler utover fem års varighet. Men slike avtaler skulle godkjennes av departementet i hvert enkelt tilfelle, og dessuten bare tillates såfremt de «ikke i vesentlig grad» ville påvirke den innenlandske kraftbalansen.<sup>29</sup> For øvrig var regjeringen opptatt av å understreke at eksportspørsmålet ville bli løpende vurdert mot kraftsituasjonen i Norge. I dette lå at det foreslåtte eksportregimet ikke var hugget i sten, men at det kunne bli endret dersom norske interesser tilsa det. Muligheten for revurdering og innstramming var antagelig en viktig grunn til at regjeringen – til tross for skepsis blant mange, også i regjeringspartiet selv – fikk flertallet med seg i denne saken,

I den tidlige diskusjonen om utenlandshandelen var det eksport som fikk størst oppmerksomhet. Etter hvert kom imidlertid kraftutveksling sterkere inn i bildet. Kraftutveksling innebar som kjent handel i begge retninger, og innebar følgelig ikke noen direkte reduksjon i den innenlandske krafttilgangen. I tillegg kunne man gjennom slike avtaler styrke forsyningssikkerheten i Norge, slik Statkraft hadde gjort i den nevnte Elsam-avtalen i 1991 med bestemmelsen om tørrårssikring. Kraftutveksling var derfor noe Olje- og energidepartementet var spesielt interessert i, og året etter den nevnte eksportproposisjonen la Brundtland-regjeringen frem et opplegg for vurdering og regulering også av slike avtaler.<sup>30</sup>

I denne runden var det imidlertid en helt konkret sak som drev spørsmålet frem til Stortinget. Siden høsten 1992 hadde Statkraft i samråd med og dels på oppfordring fra departementet søkt etter mulige utenlandske partnere til kraftutvekslingsavtaler.<sup>31</sup> Og noen måneder senere hadde selskapet kommet i kontakt med det tyske selskapet PE, som var høyst interessert. Nærings- og energidepartementet<sup>32</sup> hadde i prinsippet myndighet til å gi konsesjon på en slik avtale under de forutsetningene som var blitt lagt året i forveien. Men avtaleopplegget var så omfattende at det ville være uklokt å ikke informere Stortinget.

#### KABELAVTALEN MED PREUSSENELEKTRA (PE)

Som nevnt skyldtes bruddet i forhandlingene med SEP tilbake i 1991 at nederlenderne ikke var villige til å betale en pris som var lønnsom for Statkraft. Dette momentet er viktig fordi det viser at norsk kraft på ingen måte solgte seg selv. I alle fall for kjøpere som lå langt unna, som SEP, skulle det også betales ganske mye for overføring av kraften. Hertil kom at de fleste kraftselskaper i utgangspunktet ønsket å være mest mulig selvforsynt. Større krafthandelsavtaler var derfor primært mulig å få i stand under spesielle omstendigheter. Statkrafts avtale med Vattenfall i 1990 var slik sett karakteristisk, frembrakt som den var av usikkerheten omkring kjernekraften.

På lignende måte som i Sverige, kom kjernekraften under press også i Tyskland, riktignok noe senere. I 1991–92 kom det politiske signaler i Tyskland som pekte mot



*Stor norsk-nederlandsk kabelavtale signeres i uhyøytidelige omgivelser, på Statkrafts eiendom Laksfors i Nordland. I 1994 inngikk Statkraft nok en langsiktig krafthandelsavtale med et utenlandsk selskap, nærmere bestemt med det nederlandske selskapet SEP. I dette prosjektet ble det imidlertid besluttet at den norske systemoperatøren Statnett skulle stå som eier av selve kabelen på norsk side. Bildet viser signeringen av kabelavtalen mellom Statnett og SEP. Fra venstre: Statnett-sjef Odd Håkon Hoelsæter, SEP-sjef Nicolaas Guus Ketting og SEP-direktør Gert Zilj.*

en fremtidig avvikling av denne energiformen. I tillegg begynte nye miljøreguleringer omkring 1990 så smått å legge restriksjoner på kullkraftproduksjon. For landets kraftprodusenter innebar dette at fremtiden ble mer uforutsigbar. Flere av de store regionale kraftselskapene satte kjernekraftprosjekter på vent, og investeringer i kullkraft ble revurdert.<sup>33</sup> Blant disse hørte selskapet PE, som dominerte i den nordlige delen av Tyskland, og som var en betydelig produsent av både kjernekraft og kullkraft. I denne situasjonen åpnet det seg et mulighetsrom for nye ideer. Som for eksempel å supplere med norsk vannkraft.

*Teamet som forhandlet kabel- og krafthandelsavtalen med SEP. Teamet besto av mange av de samme personene som hadde forhandlet frem avtalen med PreussenElektra året i forveien.*



Den første kontakten mellom Statkraft og PE fant sted i mars 1993. Den skjedde i form av at Thulin ringte opp PE-sjefen Hans-Dieter Harig for å slå av en prat om mulighetene for kraftsamarbeid.<sup>34</sup> Fremgangsmåten var typisk for Thulin, men de to herrene var heller ikke helt fremmede for hverandre. I sin tid som departementsråd i Næringsdepartementet hadde Thulin pleid kontakt med tyske olje- og gassmiljøer, inkludert oljeselskapet til industrikonglomeratet VEBA, som også eide PE. Så hadde det seg slik at VEBA med jevne mellomrom arrangerte harejakt på de nordtyske sletter for gode forbindelser. Både Thulin og Harig var glad i jakt, og hadde møtt hverandre ved et par slike anledninger.

De to toppsjefene fant hverandre raskt både i det personlige og kommersielle. Bedre kunne ikke utgangspunktet være, og ideen førte raskt til konkrete forhandlinger. En arbeidsgruppe med representanter fra begge selskaper ble raskt opprettet for å fremforhandle et avtaleopplegg. Fra Statkrafts side ble disse forhandlingene ledet av juridisk sjef Kjell Haagenesen, som fikk med seg Christian Rynning-Tønnesen, Anders Prietz, Atle Marøen og Henning Villanger.

Tidlig i mai samme år kunne arbeidsgruppen legge frem et opplegg som trakk opp retningslinjer både for bygging av kabel og organisering av handel. Hva gjaldt kabelen, skulle denne finansieres og eies med en halvpart på hver av partene. Handelsavtalen hadde to hovedkomponenter. For det første skulle Statkraft levere 2 TWh fastkraft årlig til PE, primært på dagtid. Dette skulle erstatte bygging av ny kullkraft hos PE.<sup>35</sup> For det andre skulle det utveksles kraft i størrelsesorden inntil 6,5 TWh årlig. Et interessant trekk ved utvekslingsdelen var at den var forpliktende for begge parter, samt at retningen på kraftstrømmene utelukkende skulle bestemmes av kraftprisen i de to endene av kabelen. Når prisen var høyest i Tyskland, skulle kraften gå dit, og omvendt når prisen var høyest i Norge. Denne bestemmelsen skulle sikre at kabelen faktisk ble utnyttet riktig, og at ikke andre enn rent kommersielle forhold skulle kunne påvirke kraftstrømmene. Ellers skulle avtalen gjelde i hele 25 år, med virkning fra 1998.

Ifølge Statkrafts kalkyler var det lite å tvile på. For det første hadde man oppnådd en god pris på kraften i eksportdelen av avtalen. Den ville alene gi en nettoinntekt (inntekt etter fratrekk for overføringskostnader) på omkring 650 millioner kroner per år. Men også utvekslingsdelen kom godt ut, selv om denne var noe vanskeligere å regne på. I et såkalt positivt scenario, med lave priser i Norge og høy eksport, kunne det påregnes en nettoinntekt på oppimot 600 millioner kroner. Samlet årlig nettoinntekt kunne altså teoretisk bli opp mot 1,2 milliarder kroner per år.<sup>36</sup>

Også PE må ha fått gode tall ut av regnemaskinene. I det minste trengte heller ikke tyskerne mye tid på å bestemme seg. Allerede i slutten av mai signerte Thulin og Harig en intensjonsavtale. Dermed gjensto det bare å få avtalen godkjent i Statkrafts eierdepartement.



I ettertid fremhever Harig den korte veien fra idé til avtale som helt spesiell. Han mener at to måneders forhandlinger i en så stor sak var nærmest eksepsjonelt. Forklaringen, mener han, ligger i den store tilliten som raskt utviklet seg mellom selskapenes representanter. Man stolte på hverandre fra første stund, og dette skapte et godt forhandlingsklima. Dette var en nødvendig forutsetning. Thulin la i tillegg stor vekt på at saken måtte kjøres igjennom i Norge før september samme år. Da var det nemlig stortingsvalg, og Thulin skal ha vært opptatt av at et regjeringsskifte kunne føre til at den politiske støtten til avtalen kunne forsvinne.<sup>37</sup> I så tilfelle holdt det akkurat. Endelig godkjenning i departementet og regjeringen fant sted kun dager før valget – et valg som for øvrig endte med at den sittende Arbeiderparti-regjeringen fikk leve videre.

#### KABELAVTALEN MED SEP

Noenlunde parallelt med Preussen-forhandlingene hadde Statkraft også innledet forhandlinger om en utvekslingsavtale med nederlandske SEP.<sup>38</sup> Her kom riktignok selve forhandlingene i gang noe senere. Men et langt på vei ferdigforhandlet avtaleopplegg med nederlenderne forelå mot slutten av 1993, og signering skjedde året etter.

Med SEP hadde Statkraft allerede en relasjon gjennom de tidligere forhandlingene om kraftutveksling som var blitt ført omkring 1991. Kjell Haagensen hadde vært med i den første runden, og han ledet forhandlingene i den neste. Thulin spilte ikke en like fremtredende rolle som kontaktskaper. Når det kunne bli en avtale nå og ikke tidligere, var dette dels et resultat av endrede rammevilkår i Norge som åpnet for å utforme avtaler som var interessante for nederlenderne. Dels spilte endrede politiske rammevilkår en rolle også i Nederland. Økte miljøkrav gjorde det mer attraktivt enn tidligere å supplere med norsk kraft fremfor å bygge gasskraftverk for å betjene forbrukstopper.

Selve avtaleopplegget var i stor grad det samme som i PE-avtalen. Det skulle bygges en sjøkabel mellom Norge lengst i sør og Nederland lengst i nord, og avtalen skulle gjelde i 25 år. Oppstart ble planlagt til 2001. Ellers inngikk også her både norsk eksport og markedsbasert kraftutveksling. Konkret skulle Statkraft levere litt over 2 TWh fastkraft årlig til SEP, mens utvekslingen årlig skulle omfatte inntil 5,5 TWh. Det var imidlertid én viktig forskjell, nemlig at Statkraft skulle ha rett på å kjøpe inntil 0,6 TWh årlig fra SEP. Prisen på denne kraften var forholdsvis høy, men retten var primært tenkt som sikkerhet i år med lite kraft i Norge. Også lønnsomhetsmessig var SEP-avtalen noenlunde på linje med PE-avtalen.<sup>39</sup>

Den virkelig betydningsfulle forskjellen mellom PE-avtalen og SEP-avtalen knyttet seg ikke til selve avtalen, men til hvordan den ble organisert på norsk side. I SEP-avtalen valgte nemlig Statkraft å ta inn en gruppe norske kommunale



*Fra spesialskipet CS Skagerrak (i dag Nexans Skagerrak). CS Skagerrak ble bygd på oppdrag fra Statkraft i forbindelse med utleggingen av de første sjøkablene mellom Norge og Danmark i 1976–1977. Statkraft skulle eie skipet, og selskapet ble dermed også skipsreder. CS Skagerrak var visstnok det første spesialskipet i verden for utlegging av store sjøkabler, og målet i tillegg til egne behov var å leie det ut internasjonalt til kabelprosjekter. Ved delingen av Statkraft i 1992 overtok Statnett skipet. Senere ble det solgt til kabelprodusenten Nexans. Bildet er fra lossingen av sjøkabelen Norned som ble lagt ut mellom Norge og Nederland i 2008. Den såkalte dreieskiven som kablet legges på, har en diameter på nesten 30 meter og har en kapasitet på omkring 7000 tonn kabellast.*

kraftselskaper som partnere. Den beslutningen skyldtes dels et ønske om å unngå konkurranse på norsk side om denne typen avtaler, og dels et behov for å unngå anklager fra resten av bransjen om at Statkraft ble for enerådende.

I Norge var Statkraft på ingen måte alene om å interessere seg for eksport- og utvekslingsavtaler. De fleste selskaper hadde, som Statkraft, betydelige kraftoverskudd i denne perioden, og utenlandsmarkedet fremsto som en attraktiv mulighet for mange. Riktignok krevde slike avtaler mye kapital dersom det måtte bygges kabler til en avtale, og det måtte man regne med i de fleste tilfeller. I tillegg måtte slike avtaler ha ganske store volumer for å kunne forsvare en slik investering, og det krevde i sin tur stor produksjon. Antagelig var det bare Statkraft som var stor nok til å bære slike avtaler alene. Men en del større kommunale kraftselskaper rundt om i landet hadde etter energiloven begynt å planlegge samarbeid på dette området, og spesielt to konstellasjoner ble etter hvert ganske offensive. Sommeren 1993 hadde den ene av disse, den såkalte Sørkraft-gruppen, begynt å forhandle om kraftutveksling med det nederlandske selskapet EDON, som var medeier i SEP.<sup>40</sup> En annen gruppering som



kalte seg Eurokraft hadde innledet kontakt med det tyske selskapet Hamburgische Electricitätswerke (HEW) om eksport og utveksling av opptil 5 TWh.<sup>41</sup> Sistnevnte inkluderte bygging av en sjøkabel, og skulle tre i kraft i 1998.<sup>42</sup>

Sett fra Statkrafts side kunne dette innebære at det oppsto konkurranse om konsesjoner, fordi antallet kraftutvekslingsavtaler uansett ikke kunne bli særlig stort. Det kunne også bli konkurranse om de utenlandske partnerne. Sistnevnte problemstilling angikk for øvrig ikke kun Statkraft, men også både andre norske aktører og statlige myndigheter. Dersom norske selskaper begynte å konkurrere med hverandre om de samme kundene i utlandet, kunne dette resultere i at motpartene kom i en bedre forhandlingsposisjon. En slik situasjon var ingen tjent med – heller ikke det norske samfunn, som på denne måten risikerte at avkastningen på vannkraften ble mindre. Nøkkelen i en slik sammenheng lå i en koordinering av interessene.

Statkraft hadde faktisk ganske tidlig sett at dette kunne bli et problem. Allerede høsten 1992 hadde selskapet derfor tatt initiativ til å danne et eget eksportselskap, Norsk Krafteksport, sammen med syv kommunale kraftselskaper.<sup>43</sup> Hensikten med initiativet var dobbelt strategisk. Dels ønsket man altså å unngå konkurranse. Men det var også viktig å vise at selskapet ikke hadde som mål å bli enerådende på dette feltet, men ønsket å trekke de kommunale selskapene med. Erfaringen tilsa at slikt fort kunne slå tilbake på selskapet i form av kritikk og politisk støy.<sup>44</sup>

Samarbeidet resulterte i at Statkraft trakk inn Norsk Krafteksport som partner i utvekslingsavtalen med SEP. Konkret ble det gjort ved at eierskapet ble fordelt slik eierskapet var fordelt i Norsk Krafteksport, som for Statkrafts del var på 40 prosent. For øvrig førte denne løsningen til at én av de ovenfor nevnte konstellasjonene gikk i oppløsning. Flere av selskapene i Norsk Krafteksport var også med i Sørkraft-gruppen, som altså forhandlet parallelt med Statkraft i Nederland. Da disse valgte å gå for Statkrafts SEP-prosjekt, var det ikke nok styrke igjen i Sørkraft til å bringe prosjektet videre.

## DEN TYSKE ALLIANSE

Gjennom forhandlingene om kabelavtale kom Statkraft i ganske tett kontakt med tre utenlandske selskaper i tre forskjellige land. Det tredje selskapet – ved siden av PE og SEP – var danske Elsam. Fordi PE ønsket noe mer overføringskapasitet enn den kommende kablet kunne gi, ble det lagt opp til å supplere med bruk av eksisterende forbindelser mellom Norge, Danmark og Tyskland. Det fordret at også Elsam ble involvert. Det danske selskapet eide overføringssystemet på Jylland, som knyttet sammen Norge i nord med Tyskland og PE i sør.

Statkrafts forhandlere, som stort sett var de samme folkene hele veien, opplevde store variasjoner i klima og kultur gjennom de tre forhandlingsrundene. Danskene ble oppfattet som i en særstilling tøffe og kompromissløse. Nederlenderne var opptatt





*Lars Uno Thulin pleide å understreke at personlige relasjoner var en vesentlig nøkkel til suksess. Dette bildet fra 1993 viser Thulin og Hans-Dieter Harig, toppsjefen for det store tyske energiselskapet PreussenElektra. Anledningen var signeringen av Viking Cable-avtalen. Thulin og Harig utviklet etter hvert en tett og personlig relasjon som varte helt til Thulins altfor tidlige død i 2002, bare måneder etter at han gikk av som Statkraft-sjef.*

fascinasjonen for Norge hadde en betydning. Og kanskje var det slik, som det også ofte hevdes, at tysk næringsliv har en tradisjon for langsiktighet, og at man i kabelavtalen med Statkraft øynet muligheter for et større og bredere fremtidig tysk-norsk kraftsamarbeid.

Det som i alle fall er klart, er at man i PE var opptatt av å beholde og videreutvikle det gode forretningsmessige og personlige forholdet som hadde vokst frem mellom de to selskapene under kabelforhandlingene. Fra PE ble det blant annet tatt initiativ til å etablere et uformelt organ der selskapenes ledelse og de som hadde drevet forhandlingene, skulle møtes jevnlig, og hvis mål fortrinnsvis skulle være å holde de personlige relasjonene varme. Resultatet ble etableringen av den såkalte Viking Club – et uformelt og primært sosialt tilknytningspunkt som fikk ganske stor betydning utover i 1990-årene. Vikingklubben møttes jevnlig, og sammenkomstene ble ofte lagt til spektakulære omgivelser og krydret med ulike happening.

Som vi skal komme tilbake til i senere kapitler, ble relasjonen til PE etter hvert svært viktig for Statkraft, og den kom til å omfatte mye mer enn kabelsamarbeid.

av å slåss til siste gylden, og de ble man for øvrig aldri helt trygge på hvor man hadde. Tyskerne var stive, men samtidig de man fikk ubestridt størst tillit til og ble mest fortrolige med.

Når det gjaldt danskene, hadde de imidlertid gode grunner til å opptre som de gjorde. De var i en monopolsituasjon, og utnyttet den. De hadde heller ikke noen interesse av selve kraftutvekslingsavtalene. Og de var i bunn og grunn ikke så glade for at det skulle bygges en kabel direkte mellom Tyskland og Norge, ettersom dette ville frata dem posisjonen som eneste koblingspunkt mellom de to landene. Den posisjonen hadde historisk gitt en god del fordeler.<sup>45</sup> Danskene krevde derfor en høy pris på overføring – og hadde lite å tape, men mye å vinne på å stå på sitt.

Det viktigste poenget er imidlertid at relasjonen til tyskerne ble så god, og langt tettere og mer personlig enn den ble med SEP. Overfor PE oppsto altså tidlig et klima preget av åpenhet, gjensidig tillit og vilje til kompromiss. Hvorfor det ble slik, er ikke lett å forklare. Kanskje hadde PE en særlig stor interesse av avtalen. Kanskje spilte den gode personlige relasjonen mellom selskapenes toppsjefer en rolle. Kanskje var det slik, som enkelte har hevdet, at den generelle tyske



Grunnlaget for denne relasjonen ble altså lagt i løpet av et par vårmåneder i 1993, og var et resultat av en god match mellom forretning, kultur og mennesker. Men det er samtidig viktig å minne om at opphavet til relasjonen indirekte var betinget av «store» krefter, nærmere bestemt av endringer i det overordnede energipolitiske bildet både i Norge og Tyskland. Uten disse endringene er det mindre sannsynlig at Lars Uno Thulin hadde tatt den første telefonsamtalen til Hans-Dieter Harig, og enda mindre sannsynlig at Statkraft hadde fått lov til å inngå så omfattende handelsavtaler med utlandet som PE- og SEP-avtalen innebar.

*Alliansebygging på tysk-norsk vis. Viking Cable-avtalen mellom Statkraft og Preussen-Elektra la grunnlaget for et fortlølig og langvarig samarbeid mellom de to selskapene. Den gode relasjonen ble blant annet dyrket gjennom den såkalte Viking Club, der sentrale personer fra selskapene møttes jevnlig i en årrekke. Ritualene, som blant annet inkluderte edsavleggelse og forhistorisk hodepyrd, kunne nok virke selsomme. Men klubben og omgangsformen forteller mye om hvor raskt de to selskaperes representanter fant hverandre. Det ble aldri noen tilsvarende relasjon med SEP i Nederland.*





*Himalaya i Nepal: Storslått fjellandskap og en fristelse for vannkraftutbyggere. Fjellmassivet avgir store vannmengder til elvene i Nepal, og i dette fattige landet besluttet Statkraft i midten av 1990-årene å investere i vannkraftutbygging. Selskapet ble dermed en pioner i privat vannkraftutbygging i utviklingsland.*



## KAPITTEL 3

*Eventyr i øst*

Sommeren 1991 reiste Statkraft-ingeniøren Øyvind Ulfsby til India for å holde foredrag om nordisk kraftforsyning. Dette var i og for seg ikke oppsiktsvekkende. Kunnskapsoverføring til de mindre utviklede deler av verden hadde vært et viktig element i norsk bistandspolitikk helt siden 1950-årene. Og vannkraft og elforsyning var blant de områder der man i Norge virkelig oppfattet seg som verdensledende. En rekke folk fra kraftbransjen hadde opp gjennom tiårene vært engasjert som rådgivere og konsulenter ved planlegging og utbygging av strømforsyning i utviklingsland, og Statkraft hadde lange tradisjoner for å bistå slike land med mennesker og kunnskap.

Det interessante ved Ulfsbys India-tur er først og fremst avstikkeren han gjorde til nabolandet Nepal på hjemturen. Der skulle han besøke et vannkraftverk som skulle bruke en ny type sedimenteringsanlegg utviklet i Norge med støtte fra Statkraft. Kraftverket tilhørte det nepalske selskapet Butwal Power Company, der den norske misjonæren og ingeniøren Odd Hoftun var primus motor. Under visitten begynte Ulfsby og Hoftun litt tilfeldig å prate om hvordan Statkraft kunne bistå med kraftutbygging i dette vannkraftrike, men økonomisk lutfattige landet som nesten helt manglet strømforsyning. Konsulenthjelp ble diskutert. Men for Hoftun var det særlig kapital som var knapphetsfaktoren, og samtalen dreide inn på muligheten for at Statkraft kunne gå inn i landet som investor i vannkraftutbygging. Ulfsby ble fanget av ideen, og resten er historie. To år senere besluttet Statkraft å gå inn som majoritets-eier i vannkraftprosjektet Khimti. Etter ytterligere et par år ble de første spadetakene tatt, og i år 2000 ble kraftverket satt i drift og den første strømmen ført vestover mot landets hovedstad Katmandu. På det tidspunktet var Statkraft for øvrig inne som eier i nok et vannkraftverk i Asia, nærmere bestemt i Theun Hinboun kraftverk i Laos.

Khimti og Theun Hinboun ble starten på et engasjement i vannkraft i utviklingsland og såkalte fremvoksende økonomier som etter hvert skulle få en viktig plass i Statkrafts internasjonale satsing. Dette engasjementet fikk særlig omfang etter opprettelsen av selskapet SN Power i 2002, som vi skal komme tilbake til i kapittel 7. Her skal vi fortrinnsvis holde oss til 1990-årene, og se nærmere på hvorfor Statkraft i

første omgang valgte å engasjere seg i denne typen eierskap. Det var nemlig ingen selvfølge. Statkraft hadde på denne tiden knapt erfaring med virksomhet i utlandet, langt mindre i land som Nepal og Laos, som fortonte seg høyst fremmede og uforutsigbare. Både i ledelsen og i organisasjonen for øvrig var det derfor betydelig skepsis mot å gå inn i slike land. Det var for øvrig en skepsis som ikke ble mindre etter hvert. Særlig Khimti-prosjektet kom til å by på betydelige vanskeligheter, og ble for mange et eksempel nettopp på hvor komplisert og risikofylt det kunne være å investere i utviklingsland. Slik sett ble ikke entusiasmen for denne typen engasjementer nevneverdig styrket med tiden.

Historien om Khimti og Theun Hinboun kan skrives på flere måter. Den kan skrives som en fortelling om entreprenørskap, dristighet og fremsynthet. Den kan skrives som en fortelling om idealisme, overmot og naivitet. Og den kan skrives som en fortelling om hvordan beslutninger fattes – og ikke fattes. Blant annet. I dette kapitlet skal vi se at virkeligheten hadde elementer av alle disse tilnærmingene.

#### NORSK VANNKRAFTKOMPETANSE – FRA BISTAND TIL FORRETNING

Det er ganske vanlig å se på fortidige beslutninger og utviklingsforløp som en slags rasjonelle svar på konkrete utfordringer eller muligheter. I noen grad er det også slik historien om Statkrafts vannkraftengasjement utenfor Europa fortelles.<sup>1</sup> Norske ingeniører, mange av dem tilknyttet Statkraft, hadde lange tradisjoner som konsulenter i utviklingsland, og veien derfra til å *investere* i slike land var derfor ikke altfor lang. Videre var Statkraft i begynnelsen av 1990-årene i en situasjon som både nødvendiggjorde og muliggjorde en slik satsing. Nedtrappingen av vannkraftutbyggingen i Norge skapte et behov for å finne nye oppgaver for selskapets utbyggingsorganisasjon, og tilgjengelig vannkraft fantes primært i utviklingsland. Og med omorganiseringen til statsforetak i 1992 fikk selskapet for første gang mulighet til å kunne investere utenfor landets grenser. Flere faktorer pekte altså mot at det var fornuftig å satse på vannkraftutbygging i vannkraftrike utviklingsland, og derfor ble det også slik.

Denne fremstillingen er ikke helt gal. Men den gir samtidig et konstruert bilde av virkeligheten, som var langt mer uavklart og uforutsigbar. I begynnelsen av 1990-årene var Statkraft i en svært krevende situasjon, med store organisatoriske, økonomiske og markedsmessige utfordringer, og i denne situasjonen var det neppe noen som tenkte at det burde satses målrettet på vannkraftutbygging under fjerne himmelstrøk. Snarere kom Khimti-prosjektet i første omgang på bordet ved en ren tilfældighet, uten at dette var et ledd i en større strategi. Og grunnen til at ideen ble noe mer enn nettopp en idé, var først og fremst at enkelte sentrale personer av natur var positive til nye initiativer. Det gjaldt administrerende direktør Gunnar Vatten. Og det gjaldt direktøren for planavdelingen på denne tiden, Ingvald Haga. Det var altså i

utgangspunktet et visst rom for utradisjonelle ideer. Videre støttet også Vattens etterfølger, Lars Uno Thulin, i utgangspunktet opp om denne typen prosjekter. Men det måtte også personer til som gjorde at dette rommet faktisk ble utnyttet. Når det gjaldt Khimti, var særlig to personer avgjørende i så måte. Internt i selskapet spilte Øyvind Ulfsby en nøkkelrolle i den tidligste fasen. På utsiden var Odd Hoftun helt avgjørende.

Odd Hoftuns liv og virke er det vanskelig ikke å bli fascinert av.<sup>2</sup> Hoftun var utdannet elektroingenør fra Norges tekniske høgskole tidlig i 1950-årene, og hadde i noen år arbeidet i norske kraftselskaper. Han var imidlertid dypt religiøs og grepet av misjonskallet, og på slutten av 1950-årene reiste han med hele familien til Nepal for å slutte seg til Den Norske Tibetmisjon. Siden hadde familien bodd mer eller mindre permanent i landet. Arbeidet der hadde imidlertid dreid seg langt mer om praktisk utviklingsarbeid enn forkynnelse. Hoftun var opptatt av modernisering, og mente at økonomisk utvikling måtte gå gjennom utdanning, teknologi og industrialisering. På disse områdene hadde han selv gitt viktige bidrag. Han hadde blant annet etablert en teknisk skole, et entreprenørfirma som spesialiserte seg på vannkraftutbygging, en bedrift som drev med produksjon, installasjon og vedlikehold av kraftverk og elektriske anlegg, samt ikke minst et kraftselskap ved navn Butwal Power Company. Alle disse virksomhetene opererte i skjæringspunktet mellom bistand og butikk. De var organisert som private aksjeselskaper, men var i praksis ideelle institusjoner. Hoftun hadde for øvrig gode forbindelser til den norske bistandsorganisasjonen Norad, som blant annet hadde bevilget betydelige beløp til flere mindre vannkraftprosjekter i regi av Butwal Power Company. Mot slutten av 1980-årene hadde imidlertid Hoftun begynt å sysle med langt større planer. Særlig hadde han festet seg ved et større vannfall i elven Khimti noen mil vest for hovedstaden Katmandu. En utbygging av vannfallet ville imidlertid kreve mye mer kapital enn hva Hoftuns selskaper var i stand til å reise. Det var derfor helt nødvendig å få inn medinvestorer.

Øyvind Ulfsby hadde en lang karriere bak seg i Statkraft. I 1964 hadde han som nyutdannet elektroingenør begynt i Statskraftverkene, forløperen til Statkraft, og hadde i en årrekke arbeidet med planlegging av kjernekraft. Senere, i andre halvdel av 1980-årene, hadde han arbeidet med prosjektering av gasskraft, som i en periode fikk stor oppmerksomhet. Imidlertid førte verken kjernekraft- eller gasskraftplanene til noe. Så, omkring 1990, kom altså erkjennelsen av at vannkraftutbyggingens storhetstid gikk mot slutten. Det var ikke minst en trussel for Ulfsbys arbeidsmiljø – Plandivisjonen – som hadde ansvaret for prosjektering og utbygging.

Situasjonen var dermed at man i Statkraft på denne tiden så med stigende bekymring på hva man skulle stille med i fremtiden, men uten å ha noe klart svar, mens Odd Hoftun satt på den andre siden av kloden med storstilte vannkraftplaner som krevde kompetanse og kapital.





*Statkraft-ingeniøren Øyvind Ulfsby, fotografert i 1993. Ulfsby var den som brakte Khimti-prosjektet i Nepal inn i Statkraft og som drev prosjektet frem i den tidligste fasen. Den jobben var ikke bare enkel. I begynnelsen av 1990-årene hadde Statkraft stor kompetanse på vannkraft, men ingen erfaring med investeringer utenlands, langt mindre i fjerntliggende utviklingsland. Khimti-prosjektet brakte derfor mange utfordringer, både juridisk, finansielt og organisatorisk.*



*Den norske ingeniøren og misjonæren Odd Hoftun har viet store deler av sitt liv til å skape vekst og utvikling i Nepal. Hoftun var opptatt av betydningen av elektrifisering, og det var han som presenterte Khimti-prosjektet for Øyvind Ulfsby i 1991.*

### RISIKO I FATTIGE LAND

For flere i Statkraft representerte Khimti-prosjektet en anledning til å kombinere idealisme og forretning.<sup>3</sup> Her kunne Statkraft hjelpe et svært fattig land til å få elektrisitet, samtidig som selskapet ville få arbeidsoppgaver og mulighet til å tjene penger. I Statkraft var nemlig forutsetningen alt fra starten av at investeringer utenlands skulle være forretningsmessig basert.<sup>4</sup> Imidlertid ble det ganske tidlig klart at slike

motiver ikke nødvendigvis var så enkle å forene. Investeringer i utviklingsland vil alltid være komplisert og forbundet med stor risiko. Nepal var intet unntak i så måte.

I begynnelsen av 1990-årene var Nepal et av verdens aller fattigste land.<sup>5</sup> Ifølge IMF lå bruttonasjonalproduktet per innbygger i 1990 på rett over 200 US-dollar, hvilket var på nivå med de fattigste landene i Afrika (Norge lå på denne tiden nær 27 000 dollar). Over 90 prosent av landets nærmere 20 millioner innbyggere var bønder som stort sett levde i naturalhusholdning. Mesteparten av landet var veiløst, og offentlige helse- og velferdstjenester eksisterte knapt. Bare noen få prosent av befolkningen hadde tilgang på elektrisitet. Nepal manglet også moderne politiske og økonomiske institusjoner. Landet hadde i århundrer vært et eneveldig kongedømme, og var svært lukket mot omverdenen. Med unntak for noe vestlig bistand, deriblant fra Norge, var derfor utenlandsk kapital så godt som fraværende. Dessuten var landet preget av mye korrupsjon og en generell skepsis mot utlendinger.<sup>6</sup> Endelig manglet lover og regelverk etter vestlig mønster som sikret privat eiendomsrett og næringsvirksomhet.

Nettopp på den tiden da Øyvind Ulfsby besøkte landet for første gang, var det imidlertid tegn som pekte i positiv retning. Omkring 1990 hadde myndighetene begynt å lempe noe på restriksjonene overfor utenlandsk næringsliv, samtidig som det på denne tiden ble lagt planer for privatisering av statlig virksomhet. Disse reformene var primært drevet frem av Verdensbanken og IMF, som stilte krav om liberalisering og privatisering i forbindelse med lån til landet.<sup>7</sup> Særlig positivt, sett utenfra, var de demokratiske reformene som skjedde i 1990–91. I 1990 aksepterte landets monark, kong Birendra, å innføre frie valg og flerpartisystem, og våren året etter kom en de facto demokratisk valgt regjering for første gang til makten. I kjølvannet fulgte store ambisjoner om å skape økonomisk utvikling. Ganske snart etter valget lanserte regjeringen et ambisiøst moderniseringsprogram som la vekt på markedsøkonomi, privat eierskap og utenlandske investeringer.<sup>8</sup> Det ble også lagt opp til en omfattende utbygging av landets store vannkraftressurser. I kraft av beliggenheten ved foten av Himalaya hadde Nepal store vannkraftressurser som kunne gi grunnlag for vekst og utvikling. Også på dette området var det signaler om at utenlandske investorer kunne få innpass.<sup>9</sup>

Men selv om mye pekte i riktig retning, var Nepal ikke desto mindre fremdeles et utviklingsland med de utfordringer som dette innebar for kommersielle investeringer. Institusjoner, kultur og sosiale strukturer endres ikke over natten. Og etter at Statkraft utover i 1992 for alvor begynte å vurdere et engasjement i landet, ble det klart at her lå mange og store utfordringer. Kunne man stole på at det unge demokratiet var i stand til å overleve, og hva ville skje om det brøt sammen? Og selv om så ikke skulle skje – kunne man være trygg på at offentlige myndigheter faktisk ønsket og var i stand til å ivareta utenlandske interesser? Dertil kom mer kommersielle utfordringer.



Selv om landet trengte elektrisitet, var det ikke gitt at folk hadde råd til dette. Videre var det knapt noe overførings- og distribusjonsnett å fordele elektrisiteten over. I realiteten var det bare hovedstaden Katmandu som hadde et noenlunde utbygd strømmnett. Det var altså langt fra selvsagt at strømmen fra et større kraftverk som Khimti ville være mulig å selge. Sagt med andre ord handlet et eventuelt engasjement i Nepal ikke bare om kapital og teknologisk kunnskap. Det dreide seg vel så mye, og kanskje i første rekke, om å håndtere de politiske og institusjonelle utfordringene som et slikt engasjement innebar. Dette var for øvrig momenter som var særlig tankevekkende når det dreide seg om så kapitalkrevende virksomhet som vannkraftutbygging.

#### ETABLERINGEN AV HIMAL POWER LTD

Til å begynne med fikk Khimti-prosjektet langt på vei leve sitt eget liv i skyggen av større og mer presserende oppgaver i Norge. Gjennom 1992 arbeidet Ulfsby mer eller mindre alene med tekniske, økonomiske og organisatoriske sider ved prosjektet. I Nepal var Odd Hoftun og Butwal Power Company (BPC) viktige aktører. Via Hoftun kom for øvrig også to andre norske selskaper inn i bildet. ABB Energy og Kværner Energy hadde tidligere levert utstyr til BPCs kraftverksprosjekter, og ønsket å komme inn som leverandører på Khimti-prosjektet. Disse selskapene var i en lignende situasjon som Statkraft i den forstand at de slet med det norske markedet. Reduksjonen i vannkraftutbyggingen rammet også leverandørindustrien, og



selskapene var på jakt etter leveranser.<sup>10</sup> For Statkraft ble en medvirkning fra selskapene utelukkende betraktet som en styrke.

I denne tidlige fasen ble også hovedprinsippene for organisering og eierskap trukket opp. Utgangspunktet var å organisere prosjektet i et selvstendig eierselskap. Det var nødvendig av minst to grunner. Den ene var at BPC skulle være medeier i prosjektet. Khimti var Odd Hoftuns baby, samtidig som han hadde en klar ambisjon om å utvikle BPC til et større selskap. Videre ønsket Hoftun å involvere nepalsk kapital i noen grad, enten offentlig eller privat. Prosjektet måtte derfor uansett organiseres som et aksjeselskap.

Den andre grunnen var at man på denne måten kunne redusere den økonomiske risikoen. Tradisjonelt hadde alle Statkrafts aktiva vært eid av selskapet direkte. Før omorganiseringen til statsforetak i 1992, hadde selskapet faktisk ikke hatt lov uten videre til å etablere selvstendige datterselskaper eller gå inn som eier i andre selskaper. Følgelig forpliktet selskapet også fullt ut for alle investeringer. Dette forbudet opphørte imidlertid med omorganiseringen i 1992, og innebar at Statkraft blant annet kunne opprette eller gå inn som eier i selvstendige aksjeselskaper. Dette åpnet helt nye muligheter, blant annet for å gå inn i prosjekter som Khimti. I et aksjeselskap forplikter som kjent eieren/eierne normalt bare for aksjekapitalen. Og for Statkraft-ledelsen, som oppfattet Khimti-prosjektet som et høyrisikoprojekt, var en slik organisering en klar betingelse. Det ble tidlig satt som premiss at prosjektet skulle lånefinansieres så langt det lot seg gjøre, og at kapitalen skulle lånes opp av et selvstendig eierselskap.

Eierselskapet ble formelt stiftet i februar 1993 under navnet HIMAL Power Ltd. Statkraft skulle ha 38 prosent av aksjene i selskapet, BPC 29 prosent. Videre skulle Kværner og ABB gå inn med 5 prosent hver, visstnok for å sikre leveranser til prosjektet.<sup>11</sup> De siste vel 20 prosentene skulle etter planen forbeholdes nepalsk kapital. Aksjekapitalen ble fastsatt til litt over 250 millioner kroner, noe som tilsvarte rett under 30 prosent av den anslåtte totalkostnaden på prosjektet.<sup>12</sup>

Med denne strukturen måtte Statkraft ut med omkring 90 millioner kroner i aksjekapital. I en periode da selskapet slet tungt med å få endene til å møtes, var dette faktisk en god del penger. Derimot hadde man ganske rikelig med mennesker og maskiner i Norge som kunne brukes i prosjektet, og det ble derfor lagt opp til å bruke arbeidskraft og materiell som aksjekapital. I aksjonæravtalen ble det avtalt at Statkraft skulle skyte inn 77 millioner kroner som naturalytelser, eller omkring 90 prosent av egenkapitalandelen.<sup>13</sup> Statkraft ville dermed komme unna med litt over 10 millioner i kontanter. I en tid med betydelig og økende ledig kapasitet i Norge var løsningen glimrende. Modellen som helhet var også utmerket hva gjaldt andre kritiske faktorer – ikke minst risiko. Egentlig var det ikke så mye som økonomisk sett kunne gå virkelig galt, utover eventuelle tap av arbeidsinnsats og maskiner – verdier

som uansett hadde begrenset alternativ verdi. Spørsmålet som gjensto, var å finne noen som faktisk ønsket å bære denne risikoen.

#### MØTET MED DEN VIRKELIGE VERDEN

Det lå i kortene at kapitalbehovet utover egenkapitalen, som beløp seg til godt og vel 600 millioner kroner, måtte lånefinansieres. Øyvind Ulfsby hadde derfor på et tidlig tidspunkt begynt å ta turen rundt til banker og finansieringsinstitusjoner. Ettersom Nepal var et utviklingsland, falt det naturlig først å gå til de store utviklingsbankene. Dette ledet Ulfsby til Washington og den Verdensbank-assosierte International Finance Corporation (IFC), som var spesielt innrettet mot finansiering av private investeringer i utviklingsland. Videre gikk turen til Manila og Asian Development Bank.

Møtet med disse institusjonene ble en skuffelse.<sup>14</sup> Ulfsby hadde forventet at et statlig kraftselskap fra det rike Norge, som ønsket å bygge ut elektrisitetsproduksjon i et av verdens fattigste land, ville møte åpne dører. Det ble ikke helt slik. Bankene likte åpenbart ideen. Samtidig var de naturlig nok opptatt av risiko. Og i det henseendet var det mye å sette fingeren på.<sup>15</sup>

Prosjektet hadde fått en veldig komplisert kontraktstruktur. Som nevnt skulle eierne også være leverandører og utøvere, med Statkraft som hovedansvarlig for prosjektering og byggearbeider og Kværner og ABB som leverandører av de mekaniske og elektrotekniske komponentene. I tillegg skulle flere av Hoftun-selskapene levere utstyr og tjenester. Prinsipielt var det ikke helt heldig at eiere og leverandører satt på begge sider av bordet. Men de største problemene, sett fra bankenes side, lå i ansvarsforholdene og risikoeksponeringen. For det første skulle leverandørene bare plikte for egne leveranser, samtidig som det ikke var noen som hadde ansvaret for helheten. For bankene var dette altfor løst og usikkert. De foretrakk ideelt sett såkalte turn-key-kontrakter, det vil si kontrakter der en hovedentreprenør bærer ansvaret for hele prosjektet frem til anlegget er ferdig og byggherren kan overta. Denne modellen sikret at långiverne og eierne hadde én ansvarlig å forholde seg til, og at risikoen ble mindre for at prosjektet falt sammen dersom én leverandør sviktet.<sup>16</sup> Hertil kom at leveransene ikke var fast priset i avtalene.

Den mest alvorlige innvendingen var at leveransene var veldig dårlig sikret og derfor innebar en vesentlig økonomisk risiko. Den kritikken rettet seg særlig mot Statkraft, som hadde den desidert største rollen i prosjektet. Saken var at Statkraft på denne tiden hadde skilt selskapets engineerings- og anleggsenheter ut i to selvstendige datterselskaper, Statkraft Engineering AS og Statkraft Anlegg AS, og at det var disse selskapene som skulle stå som juridisk ansvarlige for henholdsvis prosjektering og bygging. I prinsippet innebar dette at Statkrafts økonomiske ansvar i prosjektet begrenset seg til den relativt beskjedne egenkapitalen i disse datterselskapene. Med



*På begynnelsen av 1990-tallet var Nepal et av verdens fattigste land. Blant annet var veisystemet svært dårlig utbygd. Mangelen på veier var én av mange store utfordringer under byggingen av Khimti, og ofte måtte det kreativ tenkning til for å løse flokene. Større anleggsmaskiner, som denne bulldoseren, ble kuttet i biter og fløyet opp i anleggsområdet med helikopter. Vel på plass ble maskinene sveiset sammen igjen.*

andre ord var det altså for eksempel Statkraft Anlegg som ville stå ansvarlig dersom noe gikk virkelig galt under byggingen av kraftverket, noe det alltid vil være risiko for i større byggeprosjekter. Dette var en løsning bankene ikke var interessert i, fordi de mente at Statkraft Anlegg neppe ville kunne bære større tap. Og brøt prosjektet sammen, ville det være långiverne som satt igjen med svarteper.

Prosjektet var rett og slett altfor dårlig fundert til å la seg lånefinansiere, og eierne måtte derfor tenke helt nytt dersom det skulle bli mulig å reise kapital. For Statkrafts vedkommende innebar denne erkjennelsen at nye folk ble hentet inn samtidig som Ulfshys rolle ble mindre fremtredende.

#### MER KOMPETANSE, NYE FORHANDLINGER

Det harde møtet med bankene var nok i noen grad et resultat av at Statkraft som organisasjon manglet kompetanse på kompleks finans. Helt inntil 1992 hadde ikke selskapet hatt befatning med andre kapitalkilder enn Stortinget, og oppbyggingen av slik kompetanse var bare så smått kommet i gang i 1992–93.<sup>17</sup> I et slikt lys blir det litt enklere å forstå hvorfor man var såpass i utakt med finansinstitusjonenes tenkning. Men situasjonen var også et uttrykk for at pådriverne, Ulfshys og Hoftun især, ikke



hadde i tankene at det norske statlige selskapet Statkraft skulle stikke av fra ansvaret om det skulle oppstå problemer. Derfor så man rett og slett ikke bankenes perspektiv.

Så må det også understrekes at Khimti i realiteten var et pionerprosjekt, og at det derfor heller ikke var noen særlig erfaring med den typen prosjekter, heller ikke internasjonalt. Riktignok hadde dette bildet endret seg noe i 1980-årene, med den økte vekten på markedsløsninger og privatisering som slo igjennom i dette tiåret. Men utenlandsk eierskap i kraftforsyning var fremdeles sjelden. Og når det gjaldt vannkraften, som hadde noen spesielle implikasjoner både politisk, økonomisk og miljømessig, fantes det knapt eksempler på utenlandsk eierskap. Poenget er at Statkraft uansett måtte gå opp en god del av veien selv, slik pionerer gjerne må.

Det Statkraft dermed ikke kom utenom, var å bygge mer kompetanse på finans og prosjektorganisering. Det første tilskuddet i så måte kom i 1993, da sivilingeniøren og vannkrafteksperten Kjell Heggelund ble ansatt. Heggelund hadde lang erfaring som konsulent i utviklingsland, og jobbet på denne tiden ved Asiabankens hovedkontor i Manila. Der traff han ved flere anledninger Øyvind Ulfsby, som greide å overtale ham til å «komme hjem».<sup>18</sup> Tidlig i 1994 ble miljøet ytterligere styrket med siviløkonomen Wenche Lund. Lund, som hadde bankbakgrunn, ble formelt ansatt i selskapets finansstab. Men hun fikk nesten umiddelbart en sentral rolle i arbeidet med finansieringen både av Khimti og Theun Hinboun.<sup>19</sup> Et tredje tilskudd var ingeniøren og økonomen Sverre Nygaard, som riktignok først ble ansatt sent i 1994, og som ikke fikk noen større betydning for organiseringen av de pågående prosjektene. Men ved årsskiftet 1994/1995 ble det etablert en egen enhet med navnet «Internasjonal vannkraft» som skulle ha ansvaret for Khimti og Theun Hinboun, og Nygaard fikk jobben med å lede den nye enheten.<sup>20</sup> Nygaard var både ingeniør og økonom, og hadde tidligere vært kollega med Lars Uno Thulin i Den norske Creditbank. Sist, men ikke minst, må nevnes konserndirektør Bjørn Blaker, som fikk det øverste ansvaret for Internasjonal vannkraft. Blaker støttet aktivt opp om prosjektene i selskapets ledelse.

Utover disse personene må i tillegg to personer nevnes som fikk betydning for miljøet og prosjektene. Den ene var juridisk direktør Kjell Haagenen, som fikk en viktig rolle på kontraktsiden og i relasjonene til myndighetene i vertslandene, særlig i Laos. Den andre personen var den London-baserte advokaten Kent Rowey, som hadde prosjektfinansiering som spesialfelt. Rowey ble en viktig og mye brukt rådgiver i Khimti-prosjektet.

I løpet av 1994 ble Khimti-prosjektet betydelig reorganisert. Det viktigste nye var at kontraktstrukturen ble strammet opp og leverandørenes ansvar styrket og tydeliggjort.<sup>21</sup> For det første ble leveransene samlet i to konsortier – ett for byggeentreprise og design, som Statkraft var ansvarlig for, ett for elektromekaniske leveranser med ABB og Kværner som ansvarlige. Slik ble ansvaret bedre definert. I tillegg ble

leveransene fast priset. For det andre ble det tatt høyde for at Statkraft skulle ta et utvidet garantiansvar for Statkraft Anlegg, og dermed påta seg en større del av risikoen.<sup>22</sup> Ellers hadde Statkraft tatt en større posisjon i eierselskapet – dels fordi det viste seg at Odd Hoftuns selskap, Butwal Power Company, ikke maktet å reise egenkapital, og dels fordi det ikke lot seg gjøre å reise nepalsk kapital. Statkrafts eierandel økte derfor fra 38 til hele 73 prosent, mens Butwals eierandel ble redusert fra 29 til 14 prosent. Også dette økte naturligvis Statkrafts risikoeksponering.

Med disse endringene var de to viktigste bankene, IFC og Asiabanken, i utgangspunktet villige til å gi lån til prosjektet.<sup>23</sup> Nå satte imidlertid Statkrafts styre foten ned. I et møte i slutten av 1994 der den nye avtalestrukturen ble lagt frem, var styret sterkt bekymret for den økte risikoen som ble lagt på Statkraft. Særlig kritisk var styret til at Statkraft skulle garantere for Statkraft Anlegg. Men også økningen av eierandelen vekket stor skepsis. Oppfatningen var at Statkraft på denne måten ville bli «for sterkt eksponert som eier og garantist», som det het med styrets ord.<sup>24</sup> For styret var dette så alvorlig at det sendte saken tilbake til administrasjonen med to klare instruksjoner: For det første at morselskapsgarantien måtte bort, og for det andre måtte det bringes inn en ny partner som kunne ta over for Butwal Power Company.

Utover i 1995 begynte ytterligere et problem å presse seg på. Den finansieringsmodellen man etter hvert hadde endt opp med, ble nemlig dyrere enn opprinnelig antatt, og dette resulterte i dårligere lønnsomhet i prosjektet, faktisk så dårlig at den var i ferd med å nærme seg Statkrafts minstekrav.<sup>25</sup> Under ellers normale omstendigheter kan det tenkes at dette hadde blitt akseptert. I 1995 ble dette nok et slag til en allerede såret sak, og derfor noe som måtte løses. Men den eneste effektive måten å øke lønnsomheten på, var å øke inntektssiden i prosjektet. Det innebar at kjøperen av kraften, den nepalske staten, i så fall måtte betale mer.

Allerede ved årsskiftet 1994–95 hadde Statkraft kontaktet nepalske myndigheter for å diskutere en økning av kraftprisen. Den saken skulle etter hvert bli ganske vond, og faktisk ende med å true hele prosjektet. I Nepal var det av gode grunner liten vilje til å betale mer, og flere møter endte uten resultat. Statkraft på sin side valgte her å stå på sitt, og konsekvensen var at det hele etter hvert begynte å gå i stå. Konflikten topet seg etter at Lars Uno Thulin i mars 1995 personlig hadde tatt turen til Katmandu uten å oppnå noe.<sup>26</sup> Ikke så lenge etterpå besluttet Statkraft å stanse alle forberedende arbeider og trekke mannskapene ut av Khimti-området. Beskjeden var at prosjektet var over dersom ikke kraftsalgsavtalen lot seg endre.

Sett utenfra kunne Statkrafts agering fortone seg som et kynisk spill overfor en langt svakere motpart. For det var neppe noen tvil om at det nepalske samfunnet trengte Khimti-prosjektet mer enn Statkraft gjorde. I Nepal reagerte blant andre Odd Hoftun sterkt på selskapets beslutning. Også innad i Statkraft var det enkelte, som Øyvind Ulfsby, som fikk dårlig smak i munnen.<sup>27</sup> Hvorvidt lønnsomhetskravet



*Nepalske ungjenter med den karakteristiske kurven på ryggen. Khimti-utbyggingen viste utfordringene ved å operere i fremmede kulturer. I Nepal er familien også et arbeidskollektiv. Og når far fikk jobb på kraftanlegget, var det helt naturlig at også barna hjalp til med å ta et tak. Slike kulturtrekk var Statkraft ikke forberedt på. I anleggsfasen på Khimti ble det stor oppstandelse da man en tidlig morgen oppdaget en del altfor unge bærere innimellom de voksne som karret seg oppover fjellsiden med kurver på ryggen. Det var imidlertid ikke enkelt å vinne forståelse for norske HMS-standarder.*





ble strukket for langt, er imidlertid et skjønsspørsmål. Det som derimot er ganske sikkert, er at prosjektet ikke ville passert styret uten en styrking av lønnsomheten, og at man i Statkraft-administrasjonen var fullt klar over dette.

Det var Asiabanken som til slutt fikk prosjektet på sporet igjen. På forsommeren 1995 ble Wenche Lund oppringt av en representant fra banken som ønsket å gjøre et siste forsøk på å komme til en løsning.<sup>28</sup> Dette resulterte i et møte i Manila i juni samme år, der samtlige involverte parter samlet seg rundt bordet. Dette ble starten på en prosess som etter hvert endte med et spleiselag der «alle» firet noe på kravene, og enkelte ganske mye. Nepalske myndigheter aksepterte en noe høyere pris.<sup>29</sup> Statkraft, BPC, ABB og Kværner reduserte alle litt på betalingen for leveranser. ABB og Kværner godtok en såkalt back-end-payment-løsning, som innebar at de først skulle få betalt for sine leveranser etter at kraftverket var i drift. Den norske stat bidro også noe via Norad, som bevilget 25 millioner kroner som gave til prosjektet.<sup>30</sup>

Bankene bidro også noe. Asiabanken gikk med på å redusere lånerenten, om enn ganske beskjedent. Viktigste var imidlertid at de la vekk kravet til Statkraft om morselskapsgaranti overfor Statkraft Anlegg. Den beslutningen må antagelig tolkes som et uttrykk for at bankene valgte å stole på at Statkraft uansett ville stå ved selskapets forpliktelser. For Statkraft var konsekvensen av dette at risikoen ble begrenset til egenkapitalen i HPL, og følgelig sterkt redusert. Konkret dreide det seg om en reduksjon i såkalt varig eksponering fra godt over 400 millioner kroner til litt over 100 millioner.<sup>31</sup> Og selv om ikke alle kravene fra styret var oppfylt – det var ikke brakt inn flere partnere – var dette godt nok til at styret i november samme år endelig godkjente investeringen. Styret rettet imidlertid en ganske tydelig kritikk mot hvordan prosjektet var blitt håndtert, og anmodet om at «fremtidige prosjekter kunne bli drevet frem på en mer ryddig måte».<sup>32</sup> Det var en sjeldent upolert kritikk fra den kant. Som vi skal se senere, bidro da også erfaringen fra Khimti-prosjektet til at styret så med betydelig skepsis på nye prosjekter av denne typen.

Fra ettertidens ståsted kan kanskje styrets holdning virke noe streng. Som vi allerede har fremhevet, var Statkraft-organisasjonen med Khimti-prosjektet på mange måter en pioner. I begynnelsen av 1990-årene hadde svært få vestlige selskaper gått inn som investorer i vannkraftprosjekter i utviklingsland. Men i løpet av det neste tiåret ble dette et viktig vekstområde for en god del internasjonale energiselskaper, ikke minst for Statkraft. Som vi skal se i kapittel 7, dannet Khimti og Nepal på mange måter fundamentet for etableringen av SN Power i 2002, og for den omfattende internasjonale vannkraftvirksomheten som Statkraft har bygd opp særlig etter 2005. Slik sett var Statkraft med Khimti et foregangsselskap. Men, som vi har nevnt allerede, en slik rolle innebærer også en betydelig risiko i den forstand at mye er ukjent og uprøvd. Spørsmålet blir dermed først og fremst om hvorvidt det var Statkrafts oppgave på 1990-tallet å drive innovasjon og entreprenørskap, og videre om

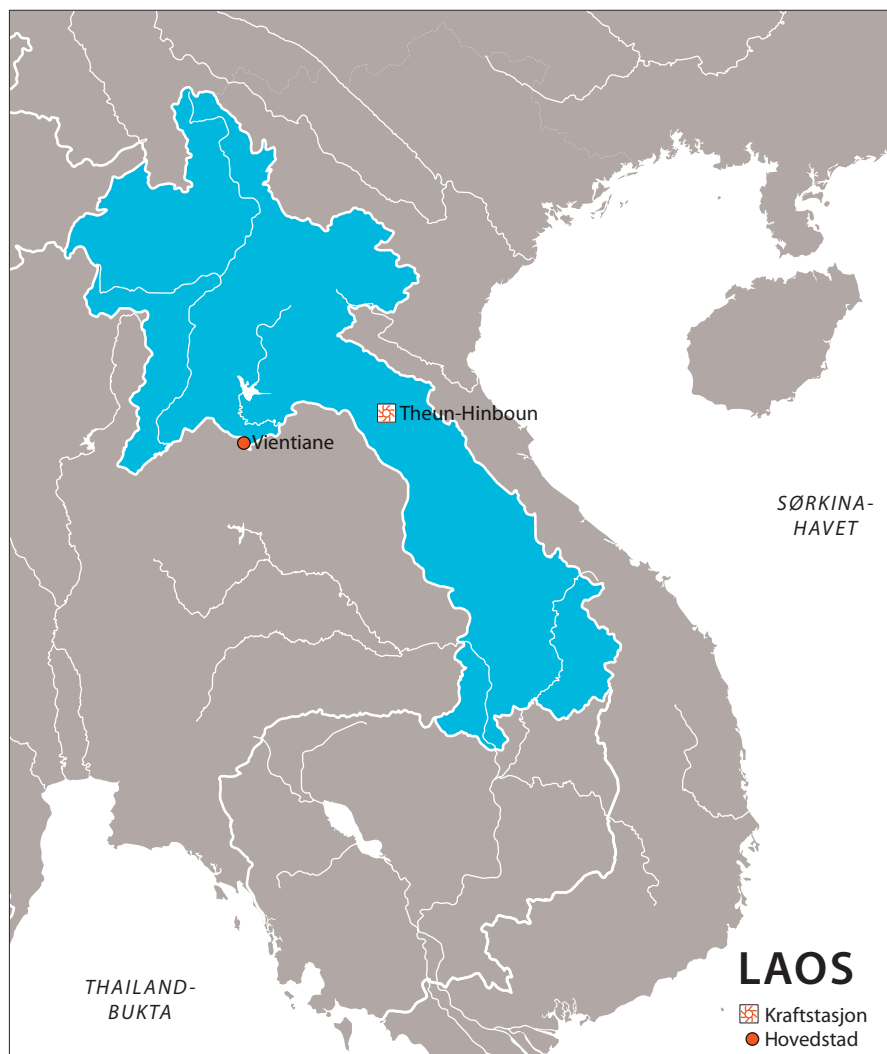
vannkraftinvesteringer i utviklingsland var det man i så fall burde satse på. Her var nok styret delt, og mer delt enn konsernledelsen. For øvrig forble flere toneangivende styrerepresentanter skeptiske også lenge etter at Khimti-prosjektet ble endelig vedtatt, også til tross for at det andre prosjektet i denne perioden, Theun Hinboun-prosjektet i Laos, gikk uten nevneverdige problemer.

### LAOS-ENGASJEMENTET

Tidlig i 1993, mens Khimti-prosjektet fortsatt bare var i startgropen, la teknologidirektør Ingvald Haga frem nok et vannkraftprosjekt i Asia for konsernledelsen.<sup>33</sup> Det dreide seg om et ganske stort prosjekt i innlandsstaten Laos, i en av bielvene til Mekong. Haga fikk grønt lys for å kikke nærmere på prosjektet, og i løpet av de føl-

gende månedene ble det konkludert med at dette var verdt å gå videre med. I september samme år gikk derfor administrasjonen til styret og ba om å få bruke et par millioner kroner til videre bearbeiding, og fikk ja til det.<sup>34</sup>

Også Laos-prosjektet var opprinnelig et produkt av Øyvind Ulfsbys engasjement. Under et av sine tidlige besøk i Asiabanken for å skaffe kapital til Khimti-prosjektet, hadde Ulfsby like gjerne spurt Kjell Heggelund om han kjente til flere vannkraftprosjekter som det kunne være verdt å se på.<sup>35</sup> Det gjorde Heggelund. Han var på denne tiden, gjennom Asiabanken, noe involvert i en såkalt mulighetsstudie (feasibility study) på et vannkraftprosjekt i Laos som virket lovende. Det dreide seg om et ganske stort prosjekt i en av sideelvene til Mekong som gikk under arbeidstittelen Nam Theun, og som var planlagt med en kapasitet på omkring 200 MW. Hovedansvarlig for denne studien var for øvrig Heggelunds forhenværende arbeidsgiver, det norske konsultentselskapet Norconsult. Heggelund anbefalte derfor Ulfsby å ta turen innom selskapet når han var tilbake i Norge. Det gjorde Ulfsby, og første frø var sådd.





*Statkrafts mangeårige sjefsjurist, Kjell Haagensen, i sitt rette element. Haagensen var spesialist på vassdragsrett, og hadde lang fartstid som konsulent og rådgiver for utviklingsland i vassdrags- og energispørsmål. I Nepal og senere Laos ble han sammen med andre norske energi- og vassdragsspesialister engasjert som konsulent for landenes myndigheter. Oppdraget var å hjelpe landene med å få etablert et moderne lovverk som tilrettela for private investeringer i energisektoren. Haagensen skal ha fått klar instruks fra sin sjef Lars Uno Thulin om å skille på hattene som rådgiver og Statkraft-ansatt. Nepal fikk da også en konsesjonslovgivning som på flere punkter lignet den norske, med klare retningslinjer blant annet når det gjaldt offentlig kontroll og sosialt ansvar i forbindelse med utbygging av vannkraft.*

Sett i ettertid fremsto Nam Theun, som etter hvert skiftet navn til Theun-Hinboun, som et mye «riktigere» prosjekt for Statkraft enn Khimti. For det første var Laos et mer stabilt og forutsigbart land enn Nepal, og et land som virket mindre risikofyllt å investere i. Også Laos var et av verdens fattigste land, nesten like fattig som Nepal om man la FNs tall for gjennomsnittlig inntekt til grunn. Men det politiske systemet var mer stabilt. Riktignok hadde også Laos en turbulent historie. Landet hadde siden slutten av 1800-tallet og frem til begynnelsen av 1950-årene vært et fransk protektorat. I 1953, i forbindelse med den første indokinesiske krig, løsrev imidlertid landet seg og ble et konstitusjonelt monarki. Det hadde imidlertid raskt oppstått politiske spenninger mellom kongemakten og den fremvoksende kommunistiske bevegelsen Pathet Lao, og i 1975 greide sistnevnte å ta makten. Siden hadde landet vært en ettpartistat styrt av et politbyrå som var dominert av det militære. Laos ble imidlertid aldri like lukket og autoritært som en del andre kommunistiske diktaturer, og var i mindre grad preget av spenninger mellom makt og mennesker. Myndighetene hadde en noe mer avslappet holdning til omverdenen. Dessuten hadde landet mot slutten av 1980-årene slått inn på en slags perestrojka-politikk med forsiktede økonomiske reformer, der åpning for mer utenlandsk kapital var en viktig faktor.<sup>36</sup> Blant de områder myndighetene ønsket å få investeringer i, var vannkraft, som Laos hadde virkelig mye av.<sup>37</sup> Ifølge Internasjonal avdeling sto visstnok «utenlandske investorer nærmest [...] i kø for å delta i utbyggingen av landets vannkraftressurser».<sup>38</sup> Poenget er at kombinasjonen av rike naturressurser, et stabilt diktatur og økonomisk liberalisering fremsto som ganske gunstig ramme for investeringer.



For det andre var Theun Hinboun-prosjektet både organisatorisk og finansielt kommet godt i gang. Dels på grunn av de nevnte reformene i landet hadde prosjektet fått høy prioritet i Asiabanken, som her ønsket å prøve ut en ny eierskapsmodell med kombinert offentlig og privat eierskap. Blant de innvidde ble denne modellen kalt Public-Private-Partnership, forkortet PPP. Tanken var at privat medeierskap ville virke disiplinerende på utviklingsstater, som hadde et heller dårlig rykte når det gjaldt å organisere og drive økonomisk virksomhet. Utgangspunktet for Theun-Hinboun-prosjektet var at den laotiske stat skulle bli en betydelig eier, muliggjort gjennom lån fra Asiabanken, samtidig som det altså skulle trekkes inn private eiere.<sup>39</sup>

For det tredje var allerede et par investorer halvveis inne i bildet. Den mest aktuelle var det thailandske investeringsselskapet MDX, som var kontrollert av den thailandske kongefamilien. MDX ble regnet for å være et seriøst og robust selskap, samtidig som kongefamiliens rolle visstnok innga en spesiell tillit i regionen. Den andre aktuelle investoren var særlig interessant for Statkraft, fordi det dreide seg om svenske Vattenfall. At store og robuste Vattenfall var interessert i dette prosjektet, var et viktig signal innad i Statkraft, og kanskje særlig overfor styret som i utgangspunktet var skeptisk til denne type engasjementer. Dessuten var det enkelte som her raskt øynet mulighet til å etablere et bredere samarbeid med det svenske selskapet om internasjonal vannkraftutbygging. Et partnerskap med Vattenfall ville med stor sannsynlighet styrke dette forretningsområdets posisjon innad i selskapet.

Sist, men ikke minst, var det allerede en potensiell kjøper til kraften fra Theun-Hinboun. Laotiske og thailandske myndigheter hadde nemlig nylig inngått en intensjonsavtale om bygging av 1500 MW vannkraft i Laos som skulle gå direkte til det krafthungrige thailandske markedet. Theun-Hinboun kunne bli det første kraftverket som gikk inn i dette samarbeidet. Det var allerede inngått en intensjonsavtale med det statlige kraftselskapet EGAT, som var regnet som et veldrevet og svært robust selskap.<sup>40</sup>

#### ETABLERINGEN AV NORDIC HYDROPOWER OG THEUN-HINBOUN POWER COMPANY

De skandinaviske innslagene i prosjektet søkte fort sammen. I løpet av høsten 1993 ble Statkraft og Vattenfall enige om å etablere et felles selskap der et eventuelt eierskap skulle samordnes, og tidlig i 1994 ble selskapet Nordic Hydropower AB stiftet med sete i Sverige. Selskapet skulle eies med 50 prosent hver av partene, og var også tenkt som plattform for et mer omfattende samarbeid – eller som det ble fastslått i aksjonæravtalen, «under lönsamhet direkt eller genom dotter- eller intressebolag utveckla och implementera internationella vattenkraftprojekt».<sup>41</sup> For å sikre en «rimelig likhet i deltagelse fra svensk og norsk side», skulle selskapets direktør rekrutteres fra Vattenfall og styreformann og prosjektleder fra Statkraft.<sup>42</sup>



Ved dannelsen av Nordic Hydropower var det faktisk ikke formelt vedtatt hvorvidt Statkraft og Vattenfall ville få plass i prosjektet. Årsaken lå overveiende i det faktum at Laos manglet en selskapslovgivning som ga trygghet for utenlandske investorer. I praksis begynte laotiske myndigheter, MDX, Statkraft og Vattenfall å samarbeide allerede tidlig på høsten 1993. Da ble det opprettet en styringskomité med representanter fra de fire partene samt fra Asiabanken. Som leder av komiteen hadde partene utpekt Kjell Heggelund, som nå var blitt Statkrafts representant. Ifølge en statusrapport ved årsskiftet samme år skal både laotiske myndigheter, MDX og Asiabanken ha vært «meget tilfreds med den nordiske gruppens innsatser i prosjektet». Dette var ifølge Statkrafts egen vurdering grunnen til at det ikke var noen som tvilte på at de nordiske selskapene burde være med.<sup>43</sup>

Som i Khimti-prosjektet var det klare utfordringer også på Theun Hinboun, hvorav de største nettopp knyttet seg til det juridiske rammeverket i Laos. Helhetlig sett fremsto prosjektet likevel som mye mer robust. På den finansielle siden var det kjempeviktig at Asiabanken kom så tidlig inn og var så dedikert. Slik unngikk man mange av de barnesykdommene som Khimti ble så plaget av. Det lå også en stor styrke i å ha med MDX, som representerte både en kommersiell og «lokalkjent» partner. For Statkraft spesielt var det også betydningsfullt å få inn Kjell Heggelund, som kjente feltet. Heggelund fikk hovedansvar for prosjektet. Og så var det selvsagt viktig at kalkylene viste at prosjektet kunne bli svært lønnsomt.

*Fra dammen til kraftverket Theun-Hinboun i Laos. Theun-Hinboun var et av de aller første internasjonale vannkraftprosjektene som ble organisert som et såkalt Public-Private-Partnership. Prosjektet ble støttet av Asiabanken, og den laotiske staten gikk inn som største eier. I 1994 besluttet Statkraft å gå inn på eiersiden med 10 prosent, og i 2001, tre år etter at kraftverket var kommet i drift, økte selskapet sin eierandel til 20 prosent. Theun-Hinboun er så langt en av Statkrafts mest lønnsomme internasjonale vannkraftinvesteringer.*



De juridiske utfordringene ble for øvrig løst ganske tidlig. Høsten 1994 utstedte laotiske myndigheter et dekret som garanterte investorenes rettigheter. Da ble det også mulig å etablere et formelt eierselskap og fastlegge eierfordelingen. Selskapet fikk navnet Theun Hinboun Power Company, med den laotiske stat som majoritets-eier på 60 prosent og MDX og Nordic Hydropower med 20 prosent hver. Statkraft skulle dermed gå inn med en eierpart på 10 prosent. For øvrig ble aksjekapitalen i selskapet satt til 110 millioner US-dollar. Det tilsvarte rett under 40 prosent av en anslått total investeringskostnad på 280 millioner US-dollar. Statkraft måtte dermed ut med 11 millioner US-dollar i egenkapital.

Kort sagt trakk de fleste indikatorer i retning av at dette var et prosjekt som Statkraft burde gå for. I Internasjonal divisjon mente man faktisk at det ville «være vanskelig for Statkraft å finne prosjekter hvor forholdene ligger bedre til rette enn i dette prosjektet».<sup>44</sup> Slikt var riktignok også sagt før. Like fullt fulgte styret administrasjonens vurderinger og anbefalinger. I januar 1995 ga styret grønt lys for å gå inn i prosjektet med en egenkapital på 11 millioner US-dollar. I tillegg ble det gitt tillatelse til å stille betydelige gjeldsgarantier under byggeperioden. Styret var imidlertid veldig opptatt av å bli holdt løpende informert underveis, og at administrasjonen umiddelbart rapporterte om eventuelle kostnadsoverskridelser eller andre forhold som endret forutsetningene for prosjektet.

Usikkerheten knyttet til denne typen engasjementer var og forble større enn på de fleste andre av selskapets virksomhetsområder. Som vi skal komme tilbake til i kapittel 7, kom denne usikkerheten til å henge ved lenge, selv om Theun-Hinboun isolert sett ble et til dels svært vellykket prosjekt.

*God stemning i enkle omgivelser i Laos. Sivilingeniøren Kjell Heggelund begynte å jobbe i Statkraft i 1993. Han hadde lang internasjonal erfaring som vannkraftkonsulent, og arbeidet i begynnelsen av 1990-årene ved Asiabankens hovedkontor i Manila på Filippinene. Fra Asiabanken kjente Heggelund til vannkraftprosjektet Theun-Hinboun i Laos, og han fikk senere hovedansvar for Statkrafts engasjement i dette kraftverksprosjektet. Bildet er fra Theun-Hinboun Power Companys kontor i den laotiske hovedstaden Vientiane. Sammen med Heggelund sitter Vonexay Vinhilath, som var de laotiske myndighetenes representant i prosjektet. Ingeniøren Vinhilath hadde en doktorgrad fra Minsk i Hviterussland, og ble senere ansatt i konsultantselskapet Norconsults kontor i Laos.*





## DEN VANSKELIGE VEIEN VIDERE

Prosjektene i Nepal og Laos var i utgangspunktet altså ikke et resultat av en målrettet strategi, men av tilfeldigheter og enkeltpersoners engasjement. Den gradvise oppbyggingen av et eget fagmiljø på dette området, samt etableringen av Internasjonal divisjon sent i 1994,<sup>45</sup> indikerte imidlertid at dette var et område som selskapet ønsket å satse videre på, om enn forsiktig. På nyåret 1995 ble følgende slått fast i selskapets strategiplan: «I begrenset omfang, og med begrenset risiko, vil foretaket også engasjere seg på eiersiden i nye utbyggingsprosjekter i land der norsk vannkraftkompetanse vil kunne gi god avkastning.»<sup>46</sup>

I den nyopprettede Internasjonal divisjon gikk man raskt i gang med å utforme en plattform for virksomheten. Et strateginotat ble utarbeidet og lagt frem for konsernledelsen og styret tidlig i 1995 som særlig diskuterte markedsmulighetene innenfor internasjonal vannkraft. Notatet var svært optimistisk. Generelt het det at det var et betydelig potensial for vannkraftutbygging i mange deler av verden, og især i Sørøst-Asia og Sør-Amerika.<sup>47</sup> Videre ble det pekt på at det var et stort tilfang av små og mellomstore prosjekter som var svært godt egnet for Statkraft. Endelig ble det antydnet at tidspunktet var meget gunstig, fordi en del land nettopp på denne tiden syntes å bli mer positivt innstilt til private investorer i vannkraftutbygging. Vannkraft hadde så langt, i nesten alle land, vært nærmest lukket for privat kapital. Notatet tok i tillegg opp spørsmål omkring organisering og finansiering. Her hadde man åpenbart tatt til seg styrets signaler fra Khimti-prosessen. Som vi har vært inne på, var styret opptatt av at denne typen prosjekter måtte skje i samarbeid med andre selskaper. I notatet ble det foreslått å etablere et eget selskap sammen med én eller flere investorer. Slik skulle man «profesjonalisere investorrollen og spre risiko».<sup>48</sup> Videre ble det lagt stor vekt på å etablere gode beslutnings- og gjennomføringsrutiner for nye prosjekter, slik at man unngikk slike utfordringer som i Khimti.

Styret var ikke helt tilfreds med notatet, og ønsket en grundigere vurdering både av markeder, økonomi/finans og prosjektorganisering. Dette måtte være på plass før styret, eventuelt, skulle være villig til å støtte nye prosjekter.<sup>49</sup> Hva som deretter skjedde, er litt uklart. Av styrepapirene fremgår det ikke at saken kom opp til noen ny prinsippbehandling. Det er ikke utenkelig at dette hadde sammenheng med at Khimti-prosjektet på dette tidspunkt var på vei inn i sin vanskeligste fase. Som vi var inne på ovenfor, stanset prosjektet helt opp våren 1995. Uansett: Verken senere i 1995 eller i det påfølgende året kom spørsmålet opp igjen i styret.

Like fullt begynte Internasjonal divisjon å arbeide målrettet med å finne nye vannkraftprosjekter. I løpet av 1995 og 1996 ble et knippe mulige prosjekter vurdert, hvorav særlig ett prosjekt på øya Sumatra i Indonesia, «Merangin», til å begynne med fikk størst oppmerksomhet. Merangin, som var et elvekraftprosjekt med en planlagt installasjon på vel 350 MW, ble ansett for å være lovende, og høsten 1996

undertegnet Statkraft og indonesiske myndigheter en intensjonsavtale som trakk opp hoveddrammene for prosjektet.<sup>50</sup> Året etter ble det også inngått en såkalt heads of agreement om kraftsalg til det statlige kraftselskapet PLN.<sup>51</sup> Videre ble det særlig fra og med 1998 arbeidet med prosjekter i Latin-Amerika, fortrinnsvis i Peru og Brasil. I Peru kom divisjonens folk i slutten av 1997 over et tilsynelatende lovende prosjekt i Andesfjellene noen mil nord for hovedstaden Lima som gikk under navnet Cheves. I de påfølgende årene ble det arbeidet mye med dette prosjektet, og sommeren 2001 fikk Statkraft konsesjon på utbygging fra peruanske myndigheter.<sup>52</sup> I Peru fattet divisjonen også stor interesse for et selskap ved navn Egenor, der en betydelig eierandel ble lagt ut for salg i 1999. Egenor hadde opprinnelig vært en del av det statlige kraftselskapet Electroperu, men var midt på 1990-tallet blitt delprivatisert og hoveddelen solgt til et amerikansk energiselskap. I 1999 ønsket peruanske myndigheter å selge seg helt ut. Og på grunn av lavkonjunktur i landet på denne tiden, åpnet det seg muligheter for å få kjøpt posten (30 prosent) billig.<sup>53</sup> Også i Brasil dukket det opp flere oppkjøpsmuligheter i denne perioden, hvorav minst ett, selskapet Onyx Energia, vekket divisjonens interesse. Onyx var et tyskeid utviklingselskap som blant annet hadde en eierpart i et stort planlagt kraftprosjekt, Campos Novos, på nærmere 900 MW i elva Canoas i delstaten Santa Catarina.<sup>54</sup> I 1999 ble det kjent at majoritets-eieren i Onyx ønsket å selge seg ut av selskapet, og våren 2000 ble det innledet diskusjoner om et kjøp.

Den omfattende innsatsen som ble lagt ned i disse og andre prosjekter, kom imidlertid ikke til å stå i stil til resultatene. Det hadde seg nemlig slik at ingen av de prosjektene Internasjonal divisjon vurderte og anbefalte i tiden frem til 2001, ble noe av. Med andre ord arbeidet divisjonen i over et halvt tiår uten å få frem et eneste nytt prosjekt. Hvorfor ble det slik?

I noen tilfeller hadde saken en naturlig forklaring. Merangin-prosjektet i Indonesia, for eksempel, ble mindre aktuelt etter at den såkalte Asia-krisen brøt ut i 1997. Denne finanskrisen rammet en rekke land i regionen, hvorav Indonesia hørte til de som ble hardest rammet. Asia-krisen dempet den generelle lysten til å investere i regionen. Hertil mener enkelte at Norge og Statkraft kom i miskreditt hos indonesiske myndigheter etter at den norske nobelkomiteen høsten 1996 ga fredsprisen til José Ramos-Horta og Carlos Belo.<sup>55</sup> Imidlertid ble heller ikke prosjekter som var oppnåelige og regnet som kommersielt gode, gjennomført. Det gjaldt for eksempel Egenor-prosjektet i Peru, som ble stemt ned av konsernledelsen på sensommeren i 1999, og som i ettertid ble betraktet som en åpenbar tapt mulighet.<sup>56</sup> Forklaringen ligger altså ikke kun i utenforliggende forhold som politikk og konjunkturer.

Det er liten tvil om at særlig styret ble en bremse for virksomheten i Internasjonal divisjon. Styret, som i hovedsak besto av de samme personene gjennom det meste av den aktuelle perioden, nærret for det første en generell skepsis til å investere i

utviklingsland og fremvoksende økonomier. Men det hersket også en viss usikkerhet i styret omkring ledelsen av virksomheten. Erfaringene fra Khimti spilte nok en rolle i denne sammenheng.<sup>57</sup> For det tredje lyktes ikke divisjonen med å finne en partner til virksomheten, slik styret hadde krevd helt siden midten av 1990-årene. Samtaler var blitt ført med et knippe mulige samarbeidspartnere i årenes løp, deriblant flere amerikanske selskaper som opererte i de samme markedene i Latin-Amerika, men uten at dette hadde ført til noe konkret. Erfaringen var at det var vanskelig å finne en partner på overordnet nivå. Men inntil en partner var på plass, virket styret nesten konsekvent avvisende til ethvert prosjekt. Riktignok kan det tenkes at prosjekter likevel hadde gått igjennom dersom konsernledelsen og Lars Uno Thulin hadde kjempet hardere for saken. Problemet var at også konsernledelsen var delt i synet på denne virksomheten. Thulin skal ha vært positiv, men ikke lidenskapelig. Han hadde dessuten blikket rettet mot andre områder, særlig Norden og Europa. Hertil kommer at flere andre i konsernledelsen var åpent skeptiske.

Konsekvensen var at det oppsto en betydelig frustrasjon i Internasjonal divisjon, der man holdt det gående år etter år uten å oppnå noe. Folkene som arbeidet ute i felten, oppfattet seg mer og mer som «teknoturister» der de reiste rundt og så på prosjekter som de med stigende visshet kunne anta ikke ble noe av.<sup>58</sup> Det største problemet, og det mest påfallende, var at selskapets ledelse aldri greide å bestemme seg for hva man ville med virksomheten. Denne mangelen på avklaring bidro til en demoralisering av staben. Noen sluttet etter hvert, mens noen søkte seg til andre oppgaver. Men det var også en del som ble værende, og for disse ble hverdagen mer og mer meningsløs. Først mot slutten av 2001 ble det besluttet å få en endelig avklaring på divisjonens og virksomhetens fremtid. På det tidspunktet var nedleggelse et helt reelt alternativ. Utfallet av den prosessen skal vi vende tilbake til i kapittel 7.

*Trykket stemning i Jakarta. I midten av 1990-årene ble Statkraft involvert i et mulig vannkraftprosjekt på øya Sumatra i Indonesia sammen med det statlige indonesiske kraftselskapet PLN. Høsten 1996 skulle det undertegnes en intensjonsavtale. Undertegningen skulle skje i forbindelse med at Norges handels- og energiminister Jens Stoltenberg skulle på offisielt besøk til landet. Så, bare dager før Stoltenberg skulle sette seg på flyet, kom nyheten om at den norske nobelkomiteen hadde besluttet å tildele fredsprisen til biskop Carlos Filipe Ximenes Belo og José Ramos-Horta for deres kamp mot Indonesias okkupasjon av øya Øst-Timor. Tildelingen vakte sterk misnøye hos indonesiske myndigheter. Intensjonsavtalen ble signert, men den indonesiske energiministeren I. B. Sudjanas kroppsspråk taler for seg. Til venstre sitter Statkrafts styreformann Hans O. Bjøntegård og Norges ambassadør til Indonesia, Jan Wessel Hegg. Til høyre sitter PLNs toppsjef. Det var flere grunner til at dette prosjektet aldri ble noe av, men nobelprisutdelingen bidro ikke til å styrke Statkrafts posisjon i landet.*





*Sommerlig idyll i den sørsvenske skjærgården? Badende barn med kjernekraftverket Barsebäck i bakgrunnen. I 1996 kjøpte Statkraft seg inn med en mindre aksjepost i det svenske energiselskapet Sydkraft. Kjøpet innledet et engasjement i det svenske selskapet som skulle bli langvarig og svært lønnsomt for Statkraft. Men Sydkraft eide mye kjernekraft, deriblant Barsebäck, og engasjementet ble derfor kontroversielt i det politiske miljøet i Norge.*





## KAPITTEL 4

*Strategi Norden*

Våren 1996 kjøpte Statkraft en liten aksjepost i Sydkraft AB, Sveriges nest største kraftselskap. Kjøpet innledet en forretning som på sikt skulle bli særdeles viktig for hele selskapets utvikling. I perioden frem til og med 2002 investerte Statkraft nærmere 15 milliarder kroner i det svenske selskapet, og fikk med dette en eierandel på over 44 prosent. Når eierposten ble så viktig, skyldes det i noen grad at Sydkraft var et veldrevet og lønnsomt selskap som ga gode årlige utbytter. Det viktigste var imidlertid at verdien av posten etter hvert økte sterkt, og at den ved et tidspunkt kunne selges med svært god fortjeneste. Utover på 2000-tallet ble Sydkraft gjenstand for en posisjonskamp mellom Statkraft og selskapets andre storeier, den tyske energigiganten E.ON (tidligere PreussenElektra). Kampen ble avgjort i 2008 ved at E.ON overtok Statkrafts eierpost. For dette betalte det tyske selskapet hele 44 milliarder kroner. Oppgjøret skjedde for øvrig delvis i form av kraftverk i Sverige, Tyskland og Storbritannia, som gjorde at Statkraft fikk direkte kontroll med økonomisk og strategisk verdifull produksjon. Når man så legger til at Statkraft i de tolv årene som eier i Sydkraft hadde fått ut nærmere 9 milliarder kroner i utbytte, blir den samlede avkastningen av denne affæren nesten eventyrlig god. Gjennom overtakelsen av produksjon og eierskap i utlandet kom den også i stor grad til å definere Statkraft som internasjonalt konsern.

Forklaringen på Sydkraft-suksessen var i stor grad et solid forretningsmessig håndverk. På mange måter gjenspeiler den det beste ved Statkraft som organisasjon. Dette engasjementet var et resultat av en målrettet strategi som bygde på grundige og systematiske analyser og beslutninger, og en hele veien kløktig og bevisst utvikling av potensialet i eierposten. I «finalen», ved salget i 2007–2008, klarte også selskapet å få ut betydelige merverdier gjennom en nøye planlagt mobilisering og samordning av miljøer og mennesker. Samtidig er det åpenbart at verdiøkningen også skyldtes noen generelle markedsmessige og politisk-regulatoriske endringer i perioden, samt endringer i E.ONs strategi. Dette var endringer som ikke var mulige å forutse, men som slo positivt inn på verdien av eierposisjonen.

Sydkraft-engasjementet strekker seg altså over en periode på mange år. I dette kapitlet skal vi imidlertid begrense oss til det som kan kalles den første fasen, som

omfatter perioden fra det første kjøpet i 1996 til det siste i 2002. I neste kapittel skal vi komme nærmere inn på utviklingen i perioden 2002 til 2007, som ble en slags «vente-og-se-fase», mens salget i 2007–2008 vil bli omtalt i kapittel 7. Grunnen til at temaet er spredd på ulike kapitler, er de nevnte endringene som skjedde over tid i de ytre omgivelsene, og som påvirket verdiene og dermed strategiene.

#### STRUKTURELLE ENDRINGER I NORDEN

Kraftutvekslingsavtalene med selskapene PE (PreussenElektra) og SEP, som vi behandlet i kapittel 2, var delvis et resultat av situasjonen i det norske og nordiske markedet i første del av 1990-årene med store kraftoverskudd og svært lave priser. Det var imidlertid klare grenser for hvor omfattende denne typen avtaler kunne bli. Av denne og flere andre grunner dreide derfor Statkrafts oppmerksomhet seg tidlig mot Norden. Geografisk nærhet og allerede ganske gode overføringsforbindelser innebar at det var her potensialet for å kapitalisere på selskapets hjemlige produksjonssystem var størst. Allerede i 1993 ble det etablert en egen divisjon, Divisjon forsyning Nord-Europa ledet av Christian Rynning-Tønnesen, som skulle arbeide med ekspansjon og strategier i det nordiske markedet.

Ikke minst Sverige, som Norge var best elektrisk forbundet med, kom sterkere i fokus. I 1993 ble det blant annet arbeidet med planer om å etablere et eget salgsselskap der. Tanken var at et slikt selskap skulle kjøpe kraft fra Norge og selge direkte til svenske distribusjonsselskaper og større enkeltforbrukere. Slik japanske bilprodusenter i 1970-årene etablerte produksjon i USA for å unngå amerikanske tollmurer, skulle Statkraft gå bakom de svenske monopolselskapenes frontlinjer ved å gjøre seg svensk. I tillegg var målet å få bedre innsikt i hvordan det svenske kraftsystemet fungerte.<sup>1</sup> Informasjon om produksjons- og markedsforhold ble faktisk ganske raskt det viktigste målet. Ambisjonen var å integrere det svenske markedet bedre i selskapets analyse- og produksjonsmodeller. Det kanskje klareste uttrykket for denne målsettingen var sammenslåingen av Divisjon Forsyning Nord-Europa og Divisjon Marked og Energidisponering til Divisjon Marked i slutten av 1994. Sammenslåingen markerte at man ikke lenger betraktet Norge og Sverige som atskilte markeder.

Mens produksjons- og markedsdimensjonen i en viss grad kunne sies å ha røtter tilbake til det tradisjonelle plan- og monopolsystemet, var tanken om å bygge allianser med andre nordiske selskaper et ektefødt barn av den nye markedslogikken. Denne ideen ble første gang drøftet i et strateginotat høsten 1993.<sup>2</sup> Resonnementet var at Statkraft gjennom å etablere strategiske allianser med selskaper i de andre nordiske landene ville stå sterkere dersom også disse begynte å liberalisere sektoren. Slik skulle posisjonen styrkes dersom for eksempel europeiske storaktører begynte å interessere seg for den nordiske regionen.



Sistnevnte scenario var faktisk ikke grepet helt ut av luften. I Sverige hadde det tyske selskapet PE allerede i 1990 kjøpt seg inn med en liten post i Sydkraft, landets nest største kraftselskap. PE og Sydkraft hadde samme år også – sammen med det svenske statlige storselskapet Vattenfall – begynt å bygge en sjøkabel mellom Sverige og Tyskland. Her var det fullt mulig å tenke seg en kommende nordisk-tysk storallianse. Etter hvert dukket også en annen europeisk aktør opp i Sverige, den franske energikjempen EDF (Electricité de France). I 1994 kjøpte også det franske selskapet seg inn i Sydkraft med en mindre post. Samtidig erklærte selskapet at Norden var et satsingsområde. Desto viktigere ble det for Statkraft å gripe tak i noen å alliere seg med. Målt i produksjon var Statkraft riktignok nest størst i Norden, bare forbigått av Vattenfall. Men i forhold til selskaper som PE, EDF og de andre store i Europa, var selskapet en dverg som på egen hånd ville ha lite å stille opp med dersom det gikk mot mer liberalisering og økt kamp om markeder og eierposisjoner.

Høsten 1995 ble et veiskille i så måte. Da besluttet den svenske Riksdagen å liberalisere kraftforsyningen med virkning allerede fra 1. januar året etter. I tillegg inn gikk norske og svenske myndigheter samtidig en avtale om å etablere en felles norsk-svensk kraftbørs som skulle startes opp fra samme tidspunkt.<sup>3</sup> Svenskenes reformer satte fart i Statkraft-organisasjonen. Høsten 1995 begynte man å analysere konsekvensene av utviklingen i Sverige og legge en slagplan for hvordan Statkraft best kunne møte den nye situasjonen. Det arbeidet skal vi snart komme tilbake til. Men først må vi gjøre et sideblikk til selskapets økonomiske utvikling i perioden. Den hadde naturligvis stor betydning for hva man kunne foreta seg.

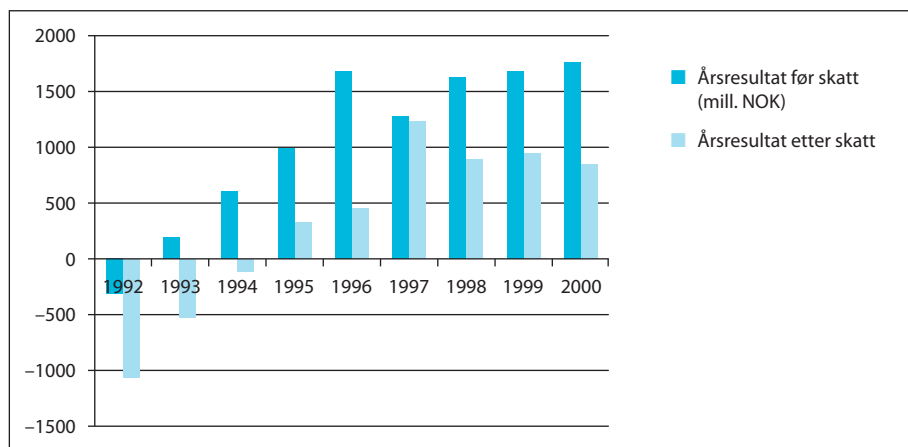
#### ET STYRKET ØKONOMISK FUNDAMENT

Statkrafts økonomi var temmelig anstrengt i de første årene etter 1992. Lave markedspriser og strenge lønnsomhetskrav fra eieren førte til at regnskapene gikk med store underskudd. Men i 1995 gikk driften for første gang med overskudd. 328 millioner kroner i pluss etter skatt var ikke oppsiktsvekkende, omsetning og kapitalverdier tatt i betraktning. De ble heller ikke overveldende store i de påfølgende årene, som det fremgår av figur 4.1. til høyre.

Det viktigste var imidlertid at utviklingen gikk stabilt i riktig retning. Det bidro blant annet til å overbevise eieren om at selskapet hadde styring. I Nærings- og energidepartementet ble man faktisk litt imponert over at selskapet klarte å få overskudd allerede i 1995.<sup>4</sup> Og viktigere:

Figur 4.1: Statkraft, årsresultater før og etter skatt, årene 1992–2000

Kilde: Statkraft, årsrapporter



Det bidro til at departementet ga selskapet større økonomisk armslag. I 1996 innstilte departementet på å tilføre Statkraft 3 milliarder kroner i økt eierkapital. Samtidig fikk selskapet lov til å låne mer penger. Det sa Stortinget ja til. I de påfølgende årene fulgte flere nye kapitaltilskudd og utvidelser av lånerammene. Med rubb og stubb fikk selskapet i perioden 1995 til og med år 2000 hele 33 milliarder kroner mer å rutte med, hvorav 20 milliarder var økte lånerammer og 13 milliarder økt eierkapital.<sup>5</sup>

Om vi tillater oss å foregripe begivenhetene noe, brukte Statkraft i all hovedsak denne kapitalen på å kjøpe seg inn i andre kraftselskaper. Slik sett kan vi si at selskaps ekspansjonsstrategi, hvor oppkjøp altså kom til å stå helt sentralt, hadde støtte fra eieren. På det politiske plan ønsket man riktignok primært at Statkraft skulle bruke pengene på å kjøpe i Norge for å trygge offentlig vannkrafteierskap i en tid da utenlandske selskaper begynte å posisjonere seg og stadig flere kommuner begynte å vurdere salg av kraftselskaper. Som vi skal se senere (kapittel 5), ble da også mye av kapitalen brukt nettopp på det formålet. Samlet for perioden 1996 til og med 2002 handlet Statkraft eierskap for over 42 milliarder kroner, hvorav 26 milliarder ble brukt innenlands. Politikerne var mindre opptatt av at Statkraft skulle kjøpe utenlands, og i noen politiske leirer var man endog klart skeptiske til dette. Denne siden av ekspansjonen var altså primært drevet frem av selskapet selv. Men selv om den ikke ble heiet frem, ble den heller ikke stanset. I årene frem til og med 2002 brukte Statkraft 16 milliarder kroner på oppkjøp utenfor Norge.<sup>6</sup>

#### ETABLERINGEN AV «STRATEGI NORDEN»

Den svenske beslutningen høsten 1995 om å liberalisere kraftsektoren førte altså til en nesten umiddelbar reaksjon i Statkraft. En arbeidsgruppe ble opprettet som skulle analysere konsekvenser og utarbeide strategier. Markedsdirektør Christian Rynning-Tønnesen ledet gruppen, som ellers besto av Tony Ellis, Lars Hjermann og Finn Fossanger fra Markedsdivisjonen og Eli Skrøvset og Børre Evensen fra økonomistaben. Gruppen la frem en foreløpig rapport rett før jul samme år.<sup>7</sup>

Rapporten konkluderte med at Statkraft burde satse på eierskap i Sverige. Argumentet var at dette ville gi det beste utgangspunktet for å ta posisjoner i dette markedet. Et viktig poeng var at flere svenske kraftselskaper var børsnoterte og derfor faktisk mulige å komme inn i. For øvrig var timingen god. Ifølge gruppens analyser var flere av de børsnoterte selskapene foreløpig ganske billige, altså lavt priset på børsen i forhold til de underliggende verdier. Den fordelene, mente gruppen, ville forsvinne etter hvert som flere begynte å interessere seg for det liberaliserte svenske markedet. Ved å være tidlig ute kunne man altså sikre seg eierposisjoner til en gunstig pris i et forholdsvis avslappet marked.

Både hovedledelsen og styret støttet denne vurderingen. Neste steg ble derfor å vurdere konkrete selskaper, og i løpet av de første par månedene i 1996 ble særlig tre

selskaper, alle børsnoterte, lagt under lupen: Graningeverken AB med tyngdepunkt i Nord-Sverige, Gullspång Kraft AB med kjerneområde i Midt-Sverige og Sydkraft AB som dominerte i den sørlige del av landet.

Dette var tre ganske ulike selskaper både hva gjaldt størrelse, type kraftproduksjon og aktiviteter for øvrig. Graningeverken AB var det minste, med en årsproduksjon på ca. 2,5 TWh. Selskapet var et rent vannkraftselskap, og eide ellers også store skogeiendommer. Gullspång var større, med en produksjon på vel 8,5 TWh. Også dette selskapet hadde en del vannkraft, men i tillegg betydelig kjernekraft gjennom medeierskap i kjernekraftverkene Forsmark og Oskarshamn. Sydkraft var det desidert største, med en årsproduksjon på over 25 TWh. Også dette selskapet hadde både vannkraft og kjernekraft. Sydkraft var majoritets-eier i Oskarshamn, eeneier av Barsebäck og minoritets-eier i Forsmark.<sup>8</sup>

Arbeidsgruppen mente at særlig Gullspång og Sydkraft burde ses nærmere på. For det første ble begge vurdert som billige. I januar 1996 lå Gullspångs børsverdi på omkring 7 milliarder svenske kroner. Statkraft mente verdien var minst 8,5 milliarder. Og det var et forsiktig anslag. Svenske meglere antydte godt over 9 milliarder. Sydkrafts børsverdi lå på vel 25 milliarder svenske kroner, mens arbeidsgruppen landet på 30 milliarder.<sup>9</sup> Også her hadde man støtte fra «toneangivende banker og finansinstitusjoner».<sup>10</sup> For øvrig gikk begge selskaper med gode overskudd, samtidig som gruppen var overbevist om at verdien av selskapene ville øke med liberaliseringen.<sup>11</sup> Konklusjonen var at kjøp av aksjer i disse selskapene kunne forsvares av finansielle hensyn alene, og at risikoen for å tape penger var begrenset.

Utover den finansielle lønnsomheten var det de industrielle og strategiske gevinstene som måtte avgjøre hvor det ville være riktigst å kjøpe. Her sto man i realiteten overfor to helt forskjellige konsepter. I Gullspång, som var et mindre selskap, kunne Statkraft være i stand til å komme i en dominerende eierposisjon og dermed få direkte kontroll. Det ville ikke la seg gjøre i det langt større Sydkraft.<sup>12</sup> Her måtte man i så fall, med det økonomiske handlingsrommet som selskapet hadde, nøye seg med en minoritetsposisjon. I forhold til å oppnå strategiske og industrielle gevinster, ville således Gullspång være det mest nærliggende alternativet. Men en majoritetsposisjon i dette selskapet hadde også klare utfordringer, særlig på grunn av kjernekræfteierskapet. Som majoritets-eier ville Statkraft, og dermed den norske stat, bli direkte eier av kjernekraft. I et Norge som var sterkt kritisk til kjernekraft, kunne en slik posisjon by på store utfordringer.

Da ville det være enklere og mindre forpliktende å ha en minoritetsposisjon i Sydkraft. Men også andre momenter pekte mot dette selskapet.<sup>13</sup> For det første kunne det være mulig å oppnå industrielle fordeler selv om man ikke var noen stor eier. Blant annet ville det være betydelige synergier å hente gjennom et produksjonssamarbeid, ettersom Sydkraft hadde mye varmekraft som kunne samkjøres med Stat-



krafts fleksible vannkraft. Videre lå Sydkraft gunstig strategisk plassert, midt i smørøyet mellom den skandinaviske halvøy og kontinentet. Sist, men ikke minst, eide altså selskapet en sjøkabel til Tyskland sammen med PE. Og da begynte det å åpne seg noen virkelig interessante muligheter. Som kjent hadde også Statkraft relasjoner med det tyske selskapet via kabelavtalen fra 1993 (se kapittel 2). I tillegg hadde det tyske selskapet kjøpt seg mer opp i Sydkraft de siste par årene. Gjennom et felles eierskap i det svenske selskapet kunne Statkraft og PE videreutvikle partnerskapet gjennom å trekke inn det mellomliggende Sydkraft i et mer omfattende industrielt samarbeid.<sup>14</sup>

Den typen visjonær tenkning lå ikke minst Lars Uno Thulins hjerte nær. Ja, Thulin hadde faktisk allerede i noen måneder, alene og i all hemmelighet, diskutert et eierskap med Sydkrafts største eier.

#### PROSJEKT «TOR»

Sommeren 1995 holdt Lars Uno Thulin et foredrag på en energikonferanse i Frankfurt i Tyskland. Thulin var invitert for å snakke om utviklingen av fremtidens europeiske energiforsyning og Statkrafts vekstambisjoner. I salen satt blant andre to representanter fra den svenske meglerbanken Swedbank som fattet spesiell interesse for Thulins foredrag. Swedbank hadde Malmö kommune i Sør-Sverige på kundelisten. Malmö eide en stor aksjepost i Sydkraft, men ønsket å selge deler av posten. Så langt hadde ikke banken funnet noen kjøper med den profilen som kommunen ønsket. Men i Thulin og Statkraft så de to meglerne «omedelbart en potensiell storköpare».<sup>15</sup>

Etter Frankfurt-konferansen arrangerte Swedbank flere møter mellom Thulin og Malmös innflytelsesrike ordfører, sosialdemokraten Ilmar Reepalu. Fordi Sydkraft var et børsnotert selskap, skjedde samtalene i streng fortrolighet og i det skjulte, blant annet i en privat leilighet i Stockholm.<sup>16</sup> Thulin og Reepalu kom godt ut av det med hverandre, hvilket nok betydde noe. Viktigst var likevel at Reepalu likte Statkraft. Han var opptatt av offentlig eierskap og ønsket helst å få inn det statlige selskapet Vattenfall som medeier. En henvendelse til partifellene i den sosialdemokratiske regjeringen tidligere samme år om dette ble imidlertid, til Reepalus overraskelse, aldri besvart, og han måtte derfor begynne å se etter andre løsninger. Om ikke Statkraft var svensk, var det i alle fall statlig eid, og det så Reepalu på som en styrke. I tillegg åpnet Thulin i samtalene for noen interessante muligheter, blant annet industrielt samarbeid. Men han lanserte også tanken om et krysseierskap mellom de to selskapene. Det var et moment som betydde en del for Reepalu.<sup>17</sup> Sist, men ikke minst, mente Malmö-ordføreren at Statkraft kunne bli en god motvekt til de andre utenlandske kraftselskapene som hadde kjøpt seg inn i Sydkraft i løpet av de siste årene, og som etter hvert hadde begynt å utfordre både hverandre og de kommunale eierne i selskapet.

Bak det sistnevnte momentet skjulte det seg i virkeligheten en viss dramatik, forårsaket av at flere av eierkommunene i Sydkraft etter nesten hundre års eierskap hadde begynt å selge unna aksjer. Sydkraft var blitt etablert allerede i 1906 av de fem kommunene Malmö, Helsingborg, Halmstad, Lund og Landskrona.<sup>18</sup> Senere hadde selskapet blitt omdannet til aksjeselskap og fått et betydelig privat eierskap, men som gruppe hadde kommunene beholdt full kontroll. I begynnelsen av 1990-årene begynte imidlertid altså enkelte kommuner å selge unna eierposter. Årsaken var dels pengebehov og dels ideologisk. I Helsingborg kommune hadde det konservative partiet Moderaterna i 1992 kjørt igjennom et salg av hele Sydkraft-posten til PE. To år senere skjedde det samme i Halmstad kommune, som solgte størsteparten av aksjeposten sin til franske EDF. Disse salgene reduserte den kommunale blokken til under 50 prosent av stemmekapitalen.<sup>19</sup> Samtidig hadde PE kommet opp i hele 27 prosent av stemmekapitalen og blitt selskapets største enkelteier.

Også i Malmö hadde Moderaterna hatt planer om å selge seg ned. Malmös posisjon var særlig viktig fordi kommunen var den største kommunale eieren med over en fjerdedel av stemmekapitalen. Ved kommunevalget høsten 1994 mistet imidlertid partiet makten til sosialdemokratene, og Ilmar Reepalu ble ordfører. Reepalu videreførte riktignok salgsplanene. Men han var opptatt av at nedsalg skulle være begrenset, at kommunene skulle opptre samlet, og at de skulle ha en klar strategi for hvem som skulle få kjøpe. Han mente blant annet at det var viktig å spre eierskapet slik at ikke enkeltaktører, som PE, fikk en for sterk posisjon. Samling omkring slike prinsipper var lettere å få til etter valget, fordi sosialdemokratene også vant i de fleste andre eierkommunene. Dertil kom at Reepalu hadde en stor evne til å overbevise og trekke folk i sin retning.<sup>20</sup> I ham hadde kommunene med andre ord fått en representant som la vekt på å tenke strategisk og helhetlig. Som ordfører for den største eierkommunen, gikk for øvrig Reepalu inn som styreformann i Sydkraft, og fra den posisjonen fikk han en god posisjon til å forme utviklingen. For Statkraft var altså denne situasjonen gunstig ettersom Reepalu likte Statkraft og mente at det norske selskapet kunne bli en motvekt til PE og EDF.

Samtalene med Reepalu og den kommunale eiergruppen førte til at Statkraft etter hvert, i

*Sosialdemokraten Ilmar Reepalu (til venstre) var den svenske byen Malmös sterke ordfører i hele 19 år, fra 1994 til 2013. Her er han avbildet sammen med partifellen Göran Persson, som var statsminister i perioden 1996–2006. Malmö kommune var storeier i kraftselskapet Sydkraft, og som eierrepresentant og styremedlem engasjerte Reepalu seg aktivt i selskapets utvikling. Han ble en sentral person i det tøffe spillet om eierskapet i Sydkraft på 1990-tallet. Reepalu var opptatt av offentlig eierskap til kraftforsyningen, og ønsket helst at staten skulle gå inn som eier i selskapet. Slik ble det imidlertid ikke, og da åpnet det seg en mulighet for Statkraft. Reepalu likte at Statkraft var offentlig eid. Dessuten kom han raskt på god fot med Statkraft-sjef Lars Uno Thulin.*



begynnelsen av april 1996, fikk tilbud om å kjøpe en pakke med Sydkraft-aksjer som utgjorde 5,1 prosent av aksjekapitalen og 8,1 prosent av stemmekapitalen i selskapet.<sup>21</sup> Forskjellen på aksjekapitalen og stemmekapitalen skyldtes at Sydkraft hadde to aksjeklasser, såkalte A-aksjer og C-aksjer. Aksjeklassene hadde samme pålydende og ga samme utbytte. Men der hver A-aksje telte én stemme i styrets generalforsamling, telte hver C-aksje bare en tiendedels stemme. Etableringen av to aksjeklasser var i sin tid blitt gjort for at kommunene skulle beholde innflytelsen i selskapets styrende organer selv om det kom inn flere eiere. For denne pakken skulle Statkraft betale i underkant av 1,36 milliarder svenske kroner.

Saken ble behandlet i et ekstraordinært styremøte 9. april 1996. Flere av styre-representantene husker i ettertid seansen som helt spesiell.<sup>22</sup> Administrasjonen stilte meget godt forberedt, og saken ble presentert og underbygd på en så grundig og solid måte at det var vanskelig å finne noe substansielt å plukke på. Når Thulin la hele tyngden til, noe han gjorde i denne saken, lot de fleste seg fange av visjonene. Når Christian Rynning-Tønnesen hadde gått gjennom tall og fakta, var det få som tvilte på at den siden av saken holdt vann. Og når Helge Skudal på sin tillitvekkende måte forsikret om at dette var økonomisk forsvarlig, da var det ikke grunn til å tvile på det forretningsmessige konseptet som sådan.

Derimot var noen ganske bekymret for den politiske siden av saken. Sydkraft eide som nevnt kjernekraft, og i Norge var dette en mildt sagt lite populær energiform. Et kjøp kunne derfor skape kritikk både fra politikere og opinion. Ansattrepresentanten Halvard Kaasa var mest åpent kritisk. Han ville at saken i det minste skulle forhåndsklareres med Nærings- og energidepartementet.<sup>23</sup> Enkelte andre mente også at det ville være klokt. Det sa imidlertid flertallet nei til. For det første var man redd for hva svaret kunne bli. For det andre hadde spørsmålet en prinsipiell side. Flertallet mente at denne saken lå klart innenfor styrets mandat og myndighet, og at det var viktig å stå fast ved styrets selvstendighet.<sup>24</sup> Administrasjonen fikk derfor grønt lys, og dagen etter reiste Thulin, Skudal og Rynning-Tønnesen til Malmö for å undertegne kjøpsavtalen. Signeringen skjedde i høytidelige former i byens rådhus med representanter for selgerkommunene, Swedbank og Sydkraft-ledelsen. I en pressekonferanse etterpå ble kjøpet omtalt som viktig og bra både for Statkraft og Sydkraft.

#### NYE OPPKJØP I SYDKRAFT

Statkraft-administrasjonens spådommer om at svensk elforsyning sto foran en mer omfattende strukturendring, ble bekreftet i løpet av de første ukene og månedene etter Sydkraft-kjøpet. Et første signal om at noe var i gjære, kom da Imatran Voima i mars kjøpte seg inn i Gullspång, som altså hadde vært på Statkrafts radar en stund. Men det var først etter Statkrafts kjøp i Sydkraft at snøballen virkelig begynte å rulle. Allerede dagen etter kjøpte også kraftselskapet Graninge seg inn i Gullspång. Så, en



knapp uke senere, kjøpte i løpet av to dager både EDF, Sydkraft og PE seg inn i Graninge. Samtidig begynte det statlige selskapet Vattenfall å kjøpe seg inn i Gullspång. I tillegg ble mindre poster i Sydkraft handlet av ukjente kjøpere over børs. Deretter stilnet det riktignok noe, inntil finske Imatran Voima i juli, etter en åpen budprosess, kjøpte hele selskapet Skandinaviska Elverk, som var eid av det Wallenberg-kontrollerte investeringsselskapet Incentive. Skandinaviska-kjøpet var, med en pris på 4,2 milliarder kroner, den så langt største enkelttransaksjonen. Men ved utgangen av juli hadde kraftverdier for hele 17 milliarder kroner skiftet eiere.<sup>25</sup> De raske endringene vekket betydelig oppmerksomhet både i og utenfor Sveriges grenser. Norske medier omtalte situasjonen som «en vill kamp».<sup>26</sup> Situasjonen ble også lagt merke til nedover i Europa.<sup>27</sup>

Statkraft fulgte utviklingen nøye, men ønsket også å være med på å forme den. I august 1996 het det følgende i et strateginotat: «For Statkraft er det vesentlig å befeste en tilfredsstillende rolle i dette bildet, en rolle som definerer selskapet som et blant de få som kan posisjonere seg for det videre løpet mot et stadig større deregulert marked.»<sup>28</sup>

På dette tidspunktet hadde selskapet faktisk fått en mulighet til å kjøpe seg ytterligere opp i Sydkraft. Som nevnt hadde franske EDF kjøpt seg inn i selskapet i 1994. Franskmennene hadde imidlertid aldri blitt akseptert verken av Sydkraft-administrasjonen, eierkommunene eller PE. Forklaringen var visstnok at de skal ha opptrådt arrogant. Etter flere tildragelser begynte de imidlertid å gå lei. Selskapet begynte i stedet å satse pengene på selskapet Graninge, og fikk der etter hvert kontroll sammen med en av de andre større eierne. Det førte i sin tur til at Statkraft foreslo å få kjøpe selskapets Sydkraft-aksjer.

Franskmennene var interessert, og tilbød i løpet av sommeren hele posten for en pris på 2,9 milliarder svenske kroner. Det var omkring 240 millioner kroner over gjeldende aksjekurs.<sup>29</sup> Men Statkraft-administrasjonen mente at de langsiktige industrielle og strategiske gevinstene ved en økt eierposisjon mer enn forsvarte prisen. I et notat om saken het det at posten ville gi «en bedre balanse i forhold til hovedaksjonæren i Sydkraft, PE, [...] og større innflytelse i utformingen av videre felles satsninger».<sup>30</sup> Særlig fremhevet notatet muligheten for å få en mer omfattende samordning av virksomheten mellom PE, Sydkraft og Statkraft, som ventelig ville gi store synergievinster.

Også kjøpet av EDF-posten fikk full støtte i styret.<sup>31</sup> Det gjorde også et tredje fremstøt som ble klekket ut i løpet av sommermånedene. Parallelt med EDF-forhandlingene ble det tatt kontakt med den største institusjonelle Sydkraft-eieren, det statlige pensjonsfondet Fjärde AP-fonden. AP-fonden satt på en stor andel A-aksjer, men var som institusjonell eier primært opptatt av utbytte, ikke styringsmakt. Statkraft på sin side ville få en stor portefølje C-aksjer om EDF-handelen gikk i boks,

men ønsket nettopp slik innflytelse. Statkrafts plan gikk ut på å bytte C-aksjer mot A-aksjer.<sup>32</sup> Fondet var interessert, og i løpet av høsten ble man enige om at Statkraft skulle overta AP-fondens 9,2 millioner A-aksjer mot å avgi 10,7 millioner C-aksjer. Ut fra den verdien på aksjene som man ble enige om, ville handelen koste Statkraft 174 millioner svenske kroner. Det var ingen høy pris i forhold til hva selskapet fikk igjen i stemmemakt. Byttet ble gjennomført rett før årsskiftet samme år, og økte Statkrafts stemmekapital fra 15 til 21 prosent.

I løpet av noen måneder og tre oppkjøpsrunder i 1996 ble altså Statkraft en eier å regne med i Sveriges nest største kraftselskap. Ved utgangen av året var selskapet faktisk blitt nest største eier, om vi ser bort fra kommunene som blokk. Bare PE var større. Tyskerne var ikke særlig tyngre målt i eierkapital (18 prosent), men en god del større i stemmekapital (27 prosent). Forskjellen var likevel ikke så stor.

Det var ikke så unaturlig for omverdenen å se på Statkrafts opptreden som et «raid», og som et signal om at selskapet hadde ambisjoner om et eller annet ganske stort. Særlig PE hadde grunn til å spekulere på hva nordmennene hadde for planer. I 1996 hadde tyskerne allerede bestemt seg for å kjøpe det som var å kjøpe av Sydkraft. Så snek Statkraft seg bak sceneteppet og snappet den ene godbiten etter den andre. I PE var man overrasket, endatil noe irritert, særlig fordi man trodde at Statkraft var en alliert og ikke en utfordrer.<sup>33</sup> Både Statkraft som selskap og Thulin som person balanserte her imidlertid på en knivsegg, i alle fall dersom man ønsket å holde på den gode relasjonen til tyskerne. Og om ikke omverdenen forsto det, ville Statkraft få en stor utfordring i en eventuell åpen kamp om eierposisjoner. PE hadde mye kapital og en eiersituasjon som ga administrasjonen stort frihetsrom. Statkraft hadde ikke mye kapital, og kunne heller neppe regne med stor støtte fra eieren i en kamp om et svensk kjernekraftselskap.

Det som skjedde i det påfølgende året, er viktig for den videre utviklingen av Sydkraft-historien, og særlig for relasjonen Statkraft-PE. Da kjøpte nemlig nok et tysk selskap – Hamburgische Electricitäts-Werke (HEW) – seg inn i Sydkraft med en betydelig eierpost (16 prosent av aksjekapitalen). Den saken ble straks et problem for PE fordi selskapet hadde en eierposisjon i HEW. Dermed kom nemlig tyske kartellmyndigheter inn i bildet, som ikke likte krysseierskap. Veldig forenklet kunne ikke PE kjøpe seg videre opp i Sydkraft så lenge HEW var der. Men det kunne altså heller ikke Statkraft uten videre, dels av kapitalhensyn, men kanskje særlig av politiske. I alle fall var det ikke gitt at Statkraft kunne ta majoritet i det svenske kjernekraftselskapet. Dermed ble det et spørsmål om hva som ville skje hvis andre Sydkraft-eiere ønsket å selge seg ned i stor målestokk. Da kunne det fort komme inn andre aktører, for eksempel et pengesterkt europeisk storselskap, som kunne ta makten i selskapet. En slik situasjon var hypotetisk så lenge de kommunale eierne ønsket å bli sittende. Men det var ikke gitt at det ville forbli slik.

Ved et tidspunkt begynte de to sjefene Lars Uno Thulin og Hans-Dieter Harig å snakke sammen.<sup>34</sup> Resultatet ble en avtale som skulle sikre både samordning og maktbalanse mellom de to selskapene. For det første ble man enige om at Statkraft skulle kjøpe dersom HEW fant ut å ville selge seg ut igjen av Sydkraft. Så skulle Statkraft senere overdra en del av disse aksjene til PE. Det tyske selskapet skulle på sin side overdra aksjer fra nye oppkjøp hvis HEW gikk ut og selskapet dermed igjen kunne kjøpe i Sydkraft. Det ble også enighet om at selskapene skulle samordne sine interesser i styringen av selskapet. Videre skulle Statkraft, hvis PE skulle få majoritet, få noen særlige rettigheter, deriblant garanterte styreplasser. Slik skulle man sammen sørge for å sikre Sydkraft-kontroll. Denne avtalen – som ifølge Hans-Dieter Harig neppe hadde vært mulig uten det allerede gode forholdet de to selskapene imellom – skulle etter hvert få stor betydning for Statkrafts eierposisjon. Men først skulle Statkraft gjennom en vanskelig runde med sin egen eier, der nettopp kjernekraftspørsmålet var stridens tema.

#### SYDKRAFT-ENGASJEMENTET BLIR POLITISK

Mandag 3. mars 1997 strømmet svenske journalister til Barsebäck kjernekraftverk rett nord for byen Malmö i Sør-Sverige. Kvelden i forveien var det blitt kjent at den sosialdemokratiske regjeringen hadde gjort en hestehandel med to andre partier i Riksdagen som blant annet innebar at Barsebäck skulle legges ned. I Sverige hadde man lenge snakket om å avvikle kjernekraften. Nå skulle visjonen omsettes til handling, og først ut var altså Barsebäck. Detaljene i avtalen var foreløpig ukjente. Men ryktene sa at den første av kraftverkets to reaktorer skulle stenges alt året etter, og den neste innen 2001.<sup>35</sup>

I Statkraft vakte nyheten en viss uro. Barsebäck var eid av Sydkraft, og kraftverket sto for en ikke helt ubetydelig del av selskapets samlede produksjon og inntekter.<sup>36</sup> Verdien var på over 4,5 milliarder svenske kroner. En nedleggelse uten kompensasjon ville følgelig få store konsekvenser for selskapet. Men regjeringen hadde i utgangspunktet ikke planer om å gi erstatning for nedleggelsen. Til å begynne med var riktignok ikke alle overbevist om at saken faktisk ville bli drevet igjennom. Men ganske nøyaktig ett år senere, i februar 1998, vedtok regjeringen å forby drift av den ene Barsebäck-reaktoren fra 1. juli samme år. Reaktor nummer to skulle stanses senest i 2001. Kompensasjon inngikk ikke i vedtaket.

Det var utenrikspolitiske hensyn som gjorde at regjeringen valgte å ta ut Barsebäck først, og ikke for eksempel et av de statlige kjernekraftverkene. I Danmark, der man allerede på 1970-tallet hadde sagt klart nei til kjernekraft, hadde det alltid vært stor irritasjon over Barsebäck, som på en god dag kunne skimtes med det blotte øye fra København.

Sydkraft så det imidlertid ikke som sin oppgave å bære kostnaden ved denne typen problemer, og selskapet svarte med å trekke regjeringen for domstolene. Det



satte en foreløpig bom for nedleggelse, samtidig som det ble klart at regjeringen ikke hadde noen vanntett sak, særlig ikke hva gjaldt erstatningsspørsmålet. Utfallet ble at regjeringen i 1999 innrømmet Sydkraft full erstatning i form av medeierskap i det statlige kjernekraftverket Ringhals. Økonomisk kom dermed ikke nedleggelsen til å ramme Sydkraft og selskapets eiere. Vi skal her imidlertid forfølge saken litt mer i detalj fordi den for en tid kom til å skade Statkrafts politiske goodwill på hjemmebane, noe som i sin tur påvirket selskapets videre strategi i Sydkraft.

Fra visse politiske hold hadde Sydkraft-engasjementet møtt kritikk nærmest fra dag én. I Norge hadde det som nevnt alltid vært sterk politisk motstand mot kjernekraft. Statkrafts engasjement i Sydkraft, som indirekte gjorde den norske stat til kjernekratteier, brøt følgelig med et nasjonalt energipolitisk grunnprinsipp. Av denne grunn hadde flere politiske partier allerede etter det første Sydkraft-ervertet våren 1996 krevd at Statkraft skulle selge igjen.<sup>37</sup> For øvrig hadde Statkraft selv klart å bidra til kritikken gjennom en relativt uheldig mediehåndtering. Etter kjøpet fortalte blant annet selskapets strategisjef til mediene at Statkraft betraktet eierskap i kjernekraft som helt uproblematisk.<sup>38</sup> Imidlertid hadde Arbeiderparti-regjeringen under Gro Harlem Brundtlands ledelse stilt seg bak Statkraft med henvisning til at løpende politisk inngripen ikke var aktuelt. Nærings- og energiministeren på det aktuelle tidspunktet, Jens Stoltenberg, tok sågar indirekte et ansvar for affæren. Stoltenberg var blitt informert om at Statkraft hadde planer om oppkjøp i nabolandet. Og selv om han etter egen påstand ikke var blitt informert om hvilket selskap det dreide seg om, støttet han selskapets valg. Til kritikken sa Stoltenberg at «svensk kjernekraft er allerede i bruk i Norge, og varmer opp norske hjem», og at saken derfor ikke var noe egentlig brudd med norske energiprinsipper.<sup>39</sup>

Det var imidlertid først med Barsebäck-saken at engasjementet for alvor ble politisk problematisk, fordi Statkraft i den saken kom til å fremstå som en direkte forkjemper for opprettholdelse av kjernekraftproduksjon. Riktignok var det Sydkraft som førte saken mot de svenske myndighetene, men det var verken hemmelig eller overraskende at Statkraft som eier stilte seg bak Sydkraft-administrasjonen. Dermed oppsto den situasjon at også norske myndigheter kunne anklages for indirekte å motarbeide nedbygging av en energiform som de samme myndigheter var sterkt kritiske til. Det skjedde da også. Utover våren 1998 begynte representanter for den svenske regjeringen åpent å kritisere Statkrafts rolle i Barsebäck-affæren. Blant annet gikk næringsminister Anders Sundström ut i norske medier med overraskende krass kritikk av selskapet.<sup>40</sup> Indirekte kunne ikke dette tolkes som annet enn en kritikk også av norske myndigheter, i alle fall så lenge det ikke ble grepet inn overfor selskapet. Etter hvert ble også det budskapet formulert i klartekst, deriblant av statsminister Göran Persson. Også fremtredende danske politikere begynte å stille spørsmål ved nordmennenes tilsynelatende tosidige moral.<sup>41</sup>

Saken var ikke minst kinkig for den regjeringen som nå satt ved roret. Etter valget høsten 1997 hadde Arbeiderparti-regjeringen blitt erstattet med en trepartiregjering bestående av Kristelig Folkeparti, Venstre og Senterpartiet, som samtlige profilerte seg i større eller mindre grad som miljøpartier. Senterpartiet var i tillegg blant de partiene som hele tiden hadde vært mest kritiske til Statkrafts Sydkraft-engasjement. Nå satt partiet endatil med ansvaret for Olje- og energidepartementet, som var Statkrafts eierdepartement. Og ministeren selv, Marit Arnstad, hadde som stortingsrepresentant vært blant dem som hadde støttet kravet om at Statkraft skulle selge seg ut av Sydkraft.

Særlig Arnstad kom under et betydelig krysspress i denne konflikten. På den ene side var hun altså både erklært kjernekraftmotstander og kritisk til Statkrafts Sydkraft-engasjement. På den andre siden måtte hun som ansvarlig statsråd nå forholde seg til de rammene som Stortinget faktisk hadde trukket opp for utøvelsen av eierskapet i Statkraft. Og disse rammene satte klare formelle grenser for politisk styring. I tillegg kunne ikke en statsråd åpent kritisere egne selskaper uten at dette ville bli tolket som en mistillitserklæring mot selskapets ledelse. I praksis måtte Arnstad derfor utad stille seg bak selskapet.

Den øvelsen var neppe enkel. Kritikken fra den svenske regjeringen kunne nok imøtegås på et formelt grunnlag ettersom Statkraft med sine 2 av 16 styrerepresentanter ikke alene var i posisjon til å diktere Sydkrafts holdning. Dessuten var Statkrafts styrerepresentanter – Lars Uno Thulin og Christian Rynning-Tønnesen – utpekt av Sydkrafts generalforsamling, og derfor formelt ikke underlagt den norske regjering. Endelig var styremedlemmer i børsnoterte selskaper forpliktet til å tjene aksjonærenes interesser, ikke andres. Thulin og Rynning-Tønnesen kunne kort sagt ikke pålegges å opptre i strid med aksjonærflertallets syn. I praksis var det derfor ikke så mye Arnstad kunne foreta seg. For omverdenen var det like fullt to inntrykk som festet seg: For det første at statsråden og regjeringspartiene ikke sto for tidligere standpunkt, for det andre at politikerne var blitt ute av stand til å styre sine egne selskaper, selv i såpass fundamentale spørsmål som det her dreide seg om. Begreper som «skandale»,<sup>42</sup> «pinlig»<sup>43</sup> og lignende florerte i norske aviser.



*Glad i vannkraft, men ikke i kjernekraft. Marit Arnstad var olje- og energiminister i Kjell Magne Bondeviks samlingsregjering som satt i perioden 1997–2000. Arnstad hadde tidligere kritisert Statkrafts oppkjøp i Sydkraft fordi den norske stat dermed, indirekte, ble eier av kjernekraft. Som statsråd måtte hun svelge at Statkraft fortsatte å kjøpe seg opp i det svenske selskapet. Situasjonen skapte en viss spenning mellom Statkraft og ministeren.*

Sydkraft-engasjementet, og Barsebäck-saken især, var på mange måter en prøvestein på hvorvidt det politiske systemet aksepterte den nyliberale eierskapsmodellens spilleregler. Også såkalte fristilte statsbedrifter kunne pålegges føringer fra eieren, det vil si fra storting og regjering. Forskjellen lå først og fremst i måten dette skulle skje på. Eierstyring skulle skje via formelle kanaler, for Statkrafts del gjennom foretaksmøtene, og gjennom generelle og klart formulerte retningslinjer nedfelt i selskapenes vedtekter. Innenfor disse generelle retningslinjene skulle så selskapet drive rent forretningsmessig, uten innblanding fra eieren. Testen syntes å ha stått sin prøve. Systemet kunne knapt utfordres sterkere enn med Bondevik-regjeringen og statsråd Marit Arnstad som prøvekluter.

### STATKRAFT PÅ OFFENSIVEN

Gjennom 1997 og 1998 var eierskapssituasjonen i Sydkraft forholdsvis stabil, med den kommunale blokken som størst og PE og Statkraft som nummer to og tre. Disse partene hadde henholdsvis 38, 28 og 21 prosent av stemmekapitalen. HEW hadde 16 prosent av aksjekapitalen, men hadde stort sett C-aksjer og derfor kun 3 prosent av stemmekapitalen. Ellers satt en stor gruppe finansielle eiere med om lag 25 prosent av aksjekapitalen og 10 prosent av stemmekapitalen.

Eierstabiliteten i denne perioden skyldtes i første rekke at kommunene ved et tidspunkt hadde inngått en gjensidig forpliktende avtale som hindret videre nedsalg før tidligst i 1999. Den var et resultat av Ilmar Reepalus eierstrategi. Større eierskifter var således under enhver omstendighet blokkert for en stund. Både for Statkraft og PE ga dette et kjærkomment pusterom, av årsaker vi allerede har vært inne på. For Statkraft ville det åpenbart vært noe utfordrende å gjøre større konsentrerte jafs samtidig som det kokte rundt Barsebäck.

Talende således er at Sydkraft-eierskapet først ble tatt opp til grundigere vurdering nettopp i begynnelsen av 1999. På dette tidspunktet begynte det å bli klart at kommunene aktet å selge seg videre ned, og dette la et press på Statkraft for å klarlegge selskapets videre mål og ambisjoner med eierskapet. Hovedspørsmålet sto om hvorvidt man skulle gå for å øke eierposisjonen ytterligere, og, hvis svaret på dette ble ja, hvor mye.

Om man tok utgangspunkt i det opprinnelige hovedargumentet for å gå inn i Sydkraft, altså å oppnå industrielle synergier, var det ikke selvsagt at svaret ble ja. De industrielle synergiene av eierskapet hadde i realiteten ikke blitt så store.<sup>44</sup> Riktignok ble det etter hvert satt i gang enkelte felles utviklingsprosjekter. Karakteristisk i så måte var det såkalte hydrogenprosjektet, igangsatt i 1998, hvor man skulle «evaluere og klargjøre hydrogenets framtidige kommersielle rolle og vise hydrogenets betydning i et 15–20-årsperspektiv».<sup>45</sup> Men verken dette eller andre industrielle samarbeidsprosjekter ble til så mye. Det betyr ikke at det ikke var et godt forhold





*«Èn for alle, alle for èn.» Statkrafts ledergruppe i årene 1994 til 2001. Lars Uno Thulins prinsipp var at en konsernledning ikke skulle være en gruppe ledere, men en ledergruppe som sammen og hver for seg heftet for alle beslutninger. Dette kom blant annet til uttrykk i forbindelse med kjøpet av de første Sydkraft-aksjene i 1996. Da måtte (stående fra venstre) Finn Quale, Helge Skudal, Bjørn Blaker og Christian Rynning-Tønnesen (sittende til høyre for Thulin) hver og èn si klart ifra hva de mente om å gå inn i et svensk kjernekraftselskap. Alle sa ja, om enn med noe varierende entusiasme.*

selskapene imellom. Snarere tvert om ble det utviklet gode forbindelser på flere nivåer i Statkraft og Sydkraft. Men den industrielle koblingen ble altså ikke realisert.

Så var ikke det noe umiddelbart stort problem all den tid eierskapet kastet så godt av seg finansielt. I løpet av den tiden Statkraft hadde vært eier, hadde Sydkraft hatt en solid utvikling både verdi- og resultatmessig. Samlet for årene 1996 til og med 1999 utgjorde utbytte og aksjekursstigning 2,1 milliarder svenske kroner. Det tilsvarte en årlig avkastning på hele 16 prosent.<sup>46</sup>

I et større perspektiv var imidlertid ikke finansiell lønnsomhet alene et argument for å binde opp store mengder kapital. At investeringen hadde båret seg så godt i rene kroner, gjorde det imidlertid enklere for administrasjonen å argumentere for videre Sydkraft-ekspansjon. I et notat fra Strategiavdelingen i april 1999 het det nemlig at det var «bred enighet» om at kraftforsyningen i Nord-Europa ville gå mot et fåtall store enheter, og at Statkrafts ambisjon om å bli et ledende energiselskap i denne regionen betinget sterke og kontrollerbare relasjoner til andre større selskaper. Dette tilsa ytterligere oppkjøp i Sydkraft. Som et «nødvendig første skritt», mente strategimiljøet, burde det sikres negativ eierkontroll, altså mer enn en tredjedel av kapitalen. Dette skulle danne utgangspunktet for to mulige påfølgende løp. Det ene var å ta majoritet i selskapet, slik at det fullt ut kunne integreres i Statkraft. Det andre var å sikre slik kontroll i samarbeid med PE, og deretter driftsmessig integrere alle de tre selskapene.<sup>47</sup>

Det første av disse alternativene ville riktignok Statkraft neppe ha finansiell bæreevne til å gjennomføre i overskuelig fremtid. Og vel så viktig: Både dette og det andre løpet var i tillegg sterkt betinget av hva det langt større PE hadde for planer. Poenget var at det første skrittet – oppkjøp til negativ kontroll – ble vurdert som lite risikofyllt. Som nevnt hadde verdien av Sydkraft økt jevnt de siste årene, og ifølge Strategiavdelingen var det grunn til å tro at denne ville øke ytterligere i årene fremover. Den antagelsen bygde blant annet på en forventning om stigende kraftpriser i det nordiske markedet. I tillegg ville det ligge en stor strategisk verdi i en slik posisjon. Med negativt flertall ville man stå sterkere i et eventuelt samarbeid med PE. Og hvis det ikke ble noe samarbeid, kunne Statkraft med en slik posisjon blokkere uønskede fremstøt fra tyskerne. Endelig, dersom PE skulle ønske å kjøpe en slik post og Statkraft så seg tjent med å selge, ville prisen åpenbart bli god. Eller Statkraft kunne, som det het i notatet, «bruke eierandelen som et viktig 'byttekort'». Kort sagt skulle det godt gjøres å tape noe på en slik økning. Den største risikoen, ifølge strategene, var faktisk dersom man ble sittende med den eksisterende eierposisjonen. Da kunne man komme i en situasjon der PE kjøpte seg opp til majoritet og Statkrafts innflytelse ble marginalisert. Det ville ventelig også redusere verdien av porteføljen.

Valget falt på ytterligere ekspansjon. I løpet av 1999 kjøpte Statkraft opp en ganske stor post A-aksjer fra flere av eierkommunene, som brakte posisjonen opp til

29 prosent både av aksje- og stemmekapitalen. Med dette passerte Statkraft PE i aksjekapital, mens det tyske selskapet fremdeles var større i stemmekapital. Året etter gjorde Statkraft ytterligere innhugg, da det ble kjøpt en stor porsjon C-aksjer som brakte aksjekapitalandelen ytterligere opp, til 35 prosent. Med disse ervervene oppnådde Statkraft negativt flertall. Dermed hadde man også nådd en viktig strategisk posisjon. Spørsmålet da var hva man skulle gjøre videre. På dette tidspunktet lå det i kortene at kommunene ville komme til å selge seg ytterligere ned, kanskje helt ut. I sistnevnte fall ville det frigjøres ytterligere omkring 27 prosent stemmekapital og 17 prosent eierkapital. Samlet var dette tilstrekkelig både for Statkraft og PE til å få majoritet.

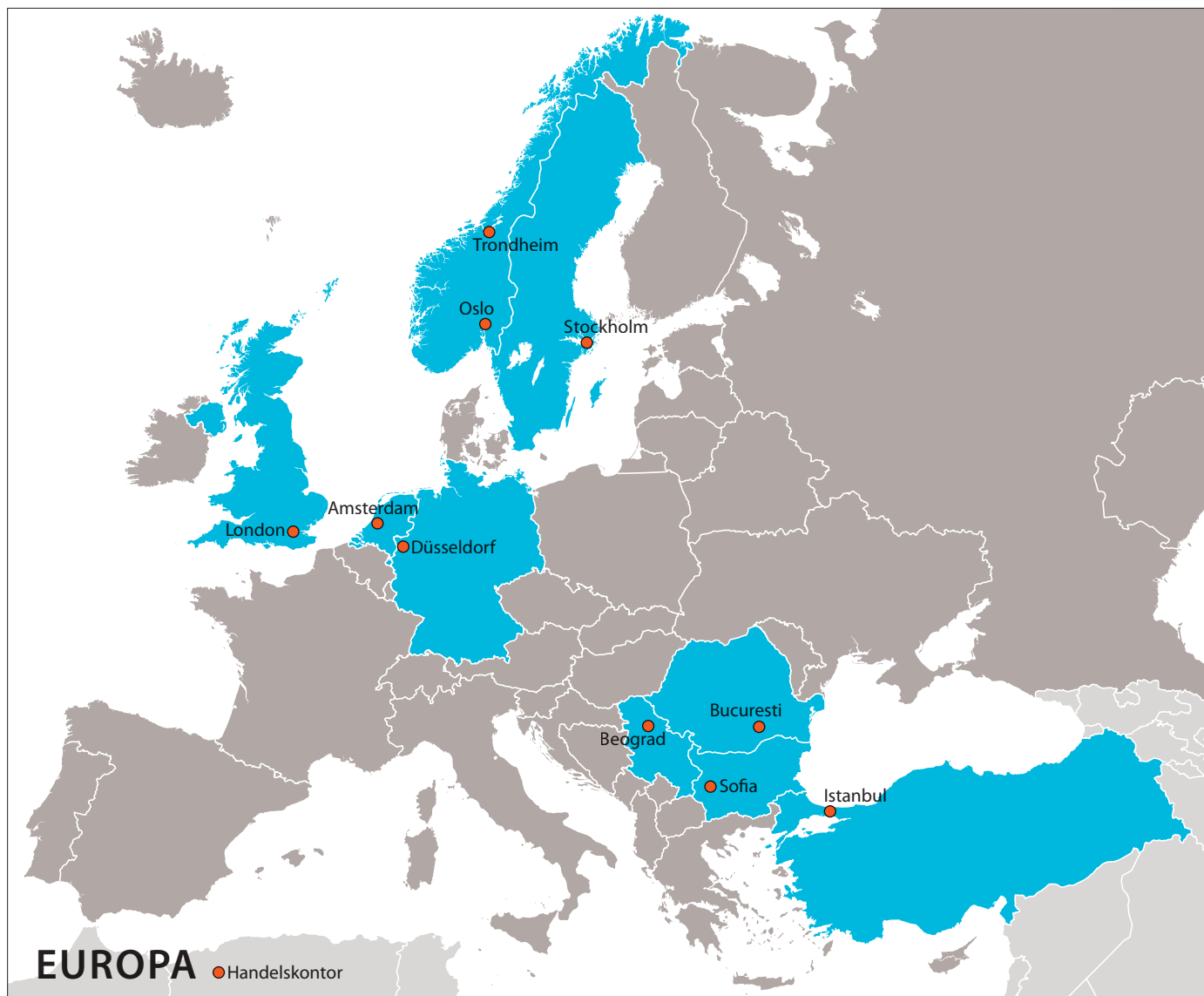
Hva som så skjedde, er uklart og omdiskutert. Men det er blitt hevdet at eieren, representert ved olje- og energiminister Marit Arnstad, ved et tidspunkt skal ha satt ned foten for at Statkraft skulle kjøpe seg opp til majoritet i Sydkraft. Arnstad selv har tilbakevist denne påstanden.<sup>48</sup> Interne Statkraft-dokumenter antyder noe annet.<sup>49</sup> Hva som er riktig, kan ikke sies sikkert. Uansett ble det PE, eller E.ON som selskapet da hadde skiftet navn til, som endte opp med den gjenværende kommunale aksjeblokken. I begynnelsen av 2001 kjøpte selskapet hele denne blokken, og kom dermed opp i 57 prosent av aksjekapitalen og 55 prosent av stemmekapitalen. Dernest, som følge av den nevnte avtalen mellom PE og Statkraft, samt senere avtaler, fikk Statkraft overta en del av disse aksjene til budpris. Med dette steg selskapets aksje- og stemmekapital til henholdsvis 43 og 45 prosent.

I 2002 hadde dermed E.ON og Statkraft samlet overtatt hele selskapet. Bare under en halv prosent var igjen hos andre eiere. For E.ON ga majoritetsposisjonen mulighet til å integrere selskapet til datterselskap, hvilket ble gjort i mai 2001. Dermed er vi over i den «statiske» perioden av Sydkraft-eierskapet, som vi skal vende tilbake til i neste kapittel.

## STATKRAFT ETABLERER HANDELSVIRKSOMHET PÅ KONTINENTET

Sent i august 1998 reiste en liten håndfull Statkraft-ansatte til Amsterdam. Oppdraget var som følger: Å bosette seg i den nederlandske hovedstaden, etablere et kontor der og bygge opp et miljø som skulle drive krafthandel i det nederlandske markedet. Etableringen var en konsekvens av at Statkraft-ledelsen våren samme år hadde besluttet å begynne handelsvirksomhet i de større kraftmarkedene på kontinentet. I 1996 hadde EU vedtatt det såkalte elektrisitetsdirektivet, som påla medlemslandene gradvis å åpne elektrisitetsmarkedene for konkurranse, og i Statkraft var man opptatt av å komme tidlig inn i disse markedene. Nederland var det første landet som vedtok konkrete reformer, og det var derfor naturlig å starte der. Formelt skulle virksomheten organiseres i et holdingselskap, Statkraft Energy Europe AS, hvorunder





det i sin tur skulle etableres datterselskaper i de ulike nasjonale markedene. Først ute var Statkraft Markets B.V., som formelt ble stiftet i august 1998. Men allerede tidlig i planleggingsprosessen var det også en målsetting om å satse i Tyskland, som var det største nasjonale kraftmarkedet i Europa.

Det lå både en kortsiktig og en mer langsiktig målsetting bak satsingen. Den kortsiktige var rent opportunistisk og gikk ut på å skumme fløten av markeder under omstilling, som ikke sjelden gir muligheter for «superprofit». Dette var en erfaring

Statkraft hadde trukket fra liberaliseringen i Norge i første del av tiåret, da en del aktører hadde tjent store penger på at markedet og konkurransen ennå ikke hadde begynt å virke ordentlig. Erfaringene fra hjemmemarkedet ble betraktet som et konkurransefortrinn. Statkraft kjente de mulighetene og utfordringene som oppsto i markeder under omstilling, og dette var en erfaring som ikke så mange andre kraftselskaper i Europa hadde. Flere av de som hadde vært sentrale i utviklingen av selskapets markedsstrategi i Norge og Norden, ble da også med på flyttelasset til Nederland. Det gjaldt i første rekke Jon Anders Holtan. Øystein Løseth, som ble sjef for kontoret i Amsterdam, hadde også erfaring fra det norske kraftmarkedet. Løseth kom til Statkraft i 1997 fra stillingen som handelssjef i gasskraftselskapet Naturkraft, der Statkraft for øvrig hadde en eierandel.<sup>50</sup>

Den mer langsiktige målsettingen var å få innpass i et forventet fremtidig integrert europeisk kraftmarked, som man i Statkraft mente at også Norge og Norden ville bli stadig sterkere integrert med. Dette ville ifølge analysene føre til at Statkrafts hjemmemarked ville bli langt sterkere influert av markedsutviklingen i Europa, og at det derfor var viktig å følge med i og posisjonere seg i dette markedet.<sup>51</sup> Mye tyder på at denne målsettingen mer enn de umiddelbare fortjenestemulighetene var viktigst for Lars Uno Thulin og Christian Rynning-Tønnesen, som var hjernene bak. Da Øystein Løseth fikk tilbudet om å bli sjef for Nederland-kontoret, var det lærings- og posisjoneringsfunksjonen som ble sterkest betont av Thulin. Litt spissformulert lød beskjeden som følger: «Dere får 100 millioner kroner. Observer, lær og bygg relasjoner, og se ellers hva dere kan få ut av det.»<sup>52</sup>

Det er interessant å merke seg at dette prosjektet i utgangspunktet var planlagt som et samarbeidsprosjekt med selskapets tyske partner, PE. I den tidlige planleggingsfasen ble dette momentet tillagt stor vekt. Et samarbeid med PE ville for det første åpne for såkalt asset backed trading, det vil si handel med støtte i produksjon. Tilgang til produksjon ville blant annet redusere risikoen ved krafthandel. For det andre håpet man at et slikt samarbeid ville gi større mulighet for å komme inn i det tyske markedet, som altså var et mål. Tyskland hadde, som det ble understreket i et notat høsten 2007, «an unfavourable market structure with a cartel of strong vertically integrated incumbents».<sup>53</sup> Gjennom en allianse med et etablert selskap ville det bli enklere å komme på innsiden i dette markedet. Sist, men ikke minst – i tråd med særlig Lars Uno Thulins tilbøyelighet til å tenke stort og langsiktig – så man for seg at et markedssamarbeid med PE kunne danne grunnlag for en større nordeuropeisk krafthandelsblokk. I denne visjonen inngikk både de kommende kablene og kabelavtalene med PE og SEP i Nederland og det felles eierskapet i svenske Sydkraft. Med kablene ville Statkraft om få år få en sterkere direkte forbindelse med kontinentet. Og både Sydkraft og PE var eiere i den såkalte Baltic Cable, som knyttet sammen de sør-svenske og nordtyske kraftsystemene. For de som tenkte stort, slik altså Thulin

gjorde, var det her mulig å se for seg en fremtidig allianse mellom tre selskaper som kunne gi en sterk posisjon i det nordeuropeiske kraftmarkedet.<sup>54</sup>

Et samarbeid med PE ville svært sannsynlig kreve godkjenning fra konkurransemyndighetene både i de respektive landene og EU. Så langt kom man imidlertid aldri, fordi tyskerne etter hvert trakk seg ut av prosjektet. Grunnen var visstnok frykt for at etablering av et slikt selskap, som etter planen altså også skulle operere i det tyske markedet, kunne komme til å «forstyrre stabiliteten i hjemmemarkedet», som det het i et fremlegg for styret våren 1998.<sup>55</sup> I klartekst betydde dette at PE ikke ønsket konkurranse om selskapets egne kunder. Selskapet hadde tidlig stilt som en forutsetning at et felles handelsselskap ikke skulle operere i selskapets eget område.<sup>56</sup> Muligens ble tyskerne med tiden engstelige for at en deltakelse kunne bidra til å underbygge krav om innføring av mer marked og konkurranse i hele det tyske markedet. Riktignok lukket ikke PE døren for samarbeid på et senere tidspunkt – blant annet hadde selskapet uttrykt stor interesse for å få del i Statkrafts kunnskap fra liberaliserte markeder. Men etableringen av handelskontoret i Nederland ble et rent Statkraft-prosjekt.<sup>57</sup>

Virksomheten ble organisert i et eget holdingselskap, Statkraft Energy Europe AS, som skulle eie handelskontoret i Amsterdam. Tanken på sikt var at dette selskapet også skulle stå som eier av nye handelskontorer, hvorav altså Tyskland var ventet å komme først. SEU fikk et eget styre med markedsdirektør Christian Rynning-Tønnesen som styreformann og finansdirektør Ola Idland og personaldirektør Morten Sando som øvrige medlemmer. Sammensetningen reflekterte hvilke områder som var viktigst i oppstarten. Markedssiden var selvsagt sentral, og i tillegg ble det lagt stor vekt på å sikre god finansiell styring og kontroll. Hertil kom at HR skulle prioriteres høyt. Blant annet var man svært opptatt av at handelskontoret ikke skulle bli et norsk kontor. Arbeidsspråket skulle være engelsk, og det ble lagt vekt på å skape et internasjonalt miljø som også kunne være attraktivt for ikke-norske. Den «kulturelle» dimensjonen var såpass viktig at det ble rekruttert inn en egen person som blant annet skulle ha ansvaret for å ivareta denne. Våren 1998 ble Einar O. Haugen ansatt som ansvarlig for personal og administrasjon. Haugen kom fra Eksportrådet, og ble rekruttert i kraft av sin brede internasjonale erfaring. Han hadde tilbrakt mye av sitt yrkesliv utenlands, både i og utenfor Europa, og var følgelig fortrolig med internasjonale miljøer.<sup>58</sup>

Amsterdam-kontoret ble operativt i løpet av september 1998. Som nevnt ble Øystein Løseth sjef for kontoret. Ved siden av ham, Jon Anders Holtan og Einar Haugen ble staben i første omgang bestående av Ivar Rørstad, Tony Ellis og Hans Hval Webjørnsen. Videre ble det tidlig rekruttert inn flere nederlandske medarbeidere, deriblant Stef Peters, som skulle bli en viktig person i miljøet. Ellers må nevnes Pål Moen, som oppholdt seg en lengre periode i Amsterdam for å utvikle et modellverktøy





*Høy stemning ved Statkrafts handelskontor i Nederland. På tampen av 1998, noen måneder etter etableringen, greide kontoret å hale i land den første kraftkontrakten. Det ga grunn til å feire, og kontorets sjef Øystein Løseth sprettet sprudlevannflasken. For Løseth dannet tiden ved Nederland-kontoret starten på en imponerende internasjonal karriere. I 2002 gikk han inn i Statkrafts konsernledelse i Norge, men allerede året etter reiste han tilbake til Nederland for å begynne i selskapet Nuon. I 2005 gikk han inn i konsernledelsen i Nuon, og i 2008 ble han selskapets toppsjef. I 2009 ble han hentet inn i konsernledelsen i det svenske selskapet Vattenfall, og året etter ble han selskapets toppsjef. Vattenfall var på det tidspunkt Europas fjerde største kraftselskap.*

for det europeiske kraftmarkedet. Også Moen var tilknyttet markedsmiljøet hjemme i Norge, og bidro til overføring av kunnskap derfra. Sist, men ikke minst, fikk Geir Holler en viktig rolle på markedssiden. Holler var sjef for Statkrafts nordiske markedsenhet, og var blant selskapets fremste kapasiteter på markedsanalyse, porteføljeanalyse og risikostyring. Holler kom på et tidlig tidspunkt inn i styret i SEU.

#### HANDELSKONTORENE I DRIFT

De tidlige vurderingene av markeds- og fortjenestepotensialet i det europeiske markedet hadde trukket opp svært lovende perspektiver. I en rapport høsten 1997, som var ført i pennen av konsultentselskapet McKinsey, ble det operert med temmelig friske markeds- og inntektsutsikter.<sup>59</sup> Rapporten pekte på at det var store differanser i det nederlandske systemet mellom priser og produksjonskostnader, og at dette ga stort rom for nye aktører som kunne underby de etablerte produsentene og likevel tjene gode penger. Fortjenestemulighetene ble satt så høyt at Øystein Løseth, da han presenterte vurderingene for Statkraft-styret, visstnok skal ha trukket fra en null over hele linjen og likevel kommet godt ut med gode tall.

I praksis skulle det vise seg at Statkrafts markedskompetanse ikke var mulig å nyttiggjøre i så stor grad som antatt, i alle fall ikke til å begynne med. For det første var det nederlandske kraftsystemet (som de fleste europeiske kraftsystemene)

dominert av varmekraft, hvilket innebar at produksjons- og kostnadsforholdene var svært annerledes enn i det nordiske og særlig det norske systemet. Analyse- og modellverktøyene var derfor ikke direkte overførbare. Det visste man naturligvis på forhånd. Utfordringen var å utvikle nye verktøy som var tilpasset dette markedet. For det andre var liberaliseringen av det nederlandske markedet fremdeles bare i startgropen da kontoret ble operativt høsten 1998. EUs elektrisitetsdirektiv krevde 22 prosent markedsåpning innen begynnelsen av 1999 og full markedsåpning først i 2007. Men selv om Nederland var tidlig ute med å innføre markedsreformer, var det ved inngangen til 1999 fremdeles et stykke frem til et reelt marked. Blant annet var det ennå verken etablert et spotmarked eller innført regler for tredjepartsadgang til overføringssystemene og prising av transporttjenester. Rammevilkårene var med andre ord svært annerledes enn de som gjaldt i Norden, hvilket innebar at handelsvirksomheten i praksis langt på vei måtte bygges opp fra bunnen av. Slik sett fikk den et sterkt preg av nybrottsaktivitet og entreprenørskap.

Fraværet av et operativt spotmarked førte til at handelen til å begynne med måtte baseres på bilaterale kontrakter. I den første forretningsplanen, som skulle gjelde for året 1999, het det at trading skulle starte når handel blir muligjort,<sup>60</sup> forhåpentlig når den bebudede kraftbørsen APX (Amsterdam Power Exchange) kom i gang i løpet av året. Hovedmålsettingen var å inngå ti kontrakter med et volum på til sammen en halv TWh, og hovedstrategien var å kjøpe kraft fra utenlandske utilities og selge denne videre til distribusjonsselskaper og store sluttbrukere i Nederland. Denne strategien forutsatte for det første at man måtte etablere kontakt med selgere, og for det andre at man måtte få oversikt over potensielle kjøpere.

Den sistnevnte jobben var den mest krevende, og forutsatte to ting: For det første måtte man få oversikt over den potensielle kundemassen, som i praksis var alle selskaper som brukte mer enn 2 MW (dette var den nedre grensen som det nederlandske regelverket til å begynne med satte for å kunne handle fritt i markedet). Av slike var det visstnok omkring 700. Men det fantes ingen offentlig tilgjengelig liste å ty til, og dermed måtte selgerne på kontoret rett og slett finne frem telefonkatalogen og begynne å ringe rundt til bedrifter med antatt større kraftforbruk. Dernest skulle disse overtales til å «plug in bij Statkraft». Men Statkraft var det knapt noen som hadde hørt om, og da ble jobben krevende. I løpet av de første månedene klarte man bare å hale i land én kontrakt.

Først mot slutten av 1999 begynte det å bli noe større volum over aktiviteten. I løpet av årets siste måneder ble det solgt over 300 GWh i engrosmarkedet. Som følge av noen uforutsette konsekvenser av regulatoriske endringer ved årsskiftet 1999/2000, ga disse avtalene riktignok et stygt tap som preget det påfølgende året.<sup>61</sup> Men etter år 2000 begynte virksomheten å gå i pluss, samtidig som volumene økte betydelig.

Som nevnt ovenfor lå det i kortene fra første stund at man også skulle gå inn i det tyske markedet. Og ganske nøyaktig ett år etter at Amsterdam-kontoret kom i drift, i september 1999, ble det etablert et kontor i Düsseldorf. Dette ble bygd opp nesten helt etter modell av Amsterdam. Første sjef her ble Harald von Heyden, som ble rekruttert av Øystein Løseth. von Heyden kom fra McKinsey, og hadde vært med i den gruppen som hadde utarbeidet de ovenfor nevnte rapportene i forkant av Amsterdam-etableringen. Ved siden av von Heyden ble Ola Kvennås en viktig person i den tidlige fasen i Düsseldorf. Kvennås hadde, i likhet med Jon Anders Holtan i Amsterdam, bakgrunn fra markedsmiljøet i Norge. Det er også interessant å bemerke at både Kvennås og Holtan hadde arbeidet ved det som nå heter Sintef Energiforskning i de første årene etter at det norske kraftmarkedet ble deregulert.

Düsseldorf-kontoret ble til å begynne med underlagt Amsterdam. Blant annet rapporterte von Heyden til Øystein Løseth. I de påfølgende årene kom imidlertid tyngdepunktet gradvis til å gli østover. Dette skyldtes først og fremst det faktum at det tyske markedet var det suverent største, samtidig som liberaliseringen etter hvert gjorde det enklere å operere der. Følgelig var det her både organisasjonen og omsetningen kom til å dominere. Allerede i 2001 var antallet ansatte i Düsseldorf oppe i 18, og det steg i løpet av det neste året til hele 32 (mot 19 i Amsterdam). Året 2002 ble også et slags gjennombruddsår økonomisk i Tyskland, med en vekst i omsetningen fra ca. 138 til over 702 millioner euro. Dreiningen mot Tyskland førte for øvrig til at Nederland-kontoret mot slutten av 2001 ble konsolidert inn i Statkraft Markets GmbH (Düsseldorf-kontoret).

## EN INNOVATIV KULTUR

Handelsvirksomheten på kontinentet utviklet seg utover på 2000-tallet til å bli både stor og svært lønnsom. I 2006 var den samlede omsetningen i Statkraft Markets GmbH på nærmere 2 milliarder euro. 2005 ble et så langt toppår lønnsomhetsmessig, med et overskudd etter skatt på 5,5 millioner euro. Senere er den kontinentale handelsaktiviteten blitt enda viktigere, både hva gjelder omsetning og lønnsomhet. Da er vi riktignok over i en ny epoke i Statkrafts internasjonale utvikling, som vi skal komme tilbake til i de to neste kapitlene. Her skal vi imidlertid tillate oss å trekke trådene litt ut på 2000-tallet og antyde noe om hvorfor denne virksomheten har lyktes så godt. Suksessen kan nemlig i betydelig grad knyttes til den forretnings-, organisasjons- og kulturfilosofien som ble utviklet allerede i den tidlige fasen.

Som allerede nevnt ble det fra første stund lagt vekt på å utvikle en internasjonal kultur ved handelskontorene. Det ble også lagt stor vekt på å fremme hva vi kan kalle en meritokratisk kultur, det vil si en kultur som ga gode oppdriftsmuligheter for de dyktige. For eksempel var alder og ansiennitet – at man hadde «gått gradene» – ikke et kriterium, i motsetning til hva som var vanlig blant annet i tysk næringslivskultur.



Et resultat av denne politikken var at handelskontorene ble attraktive for unge, flinke mennesker, og at avansementsmulighetene også bidro til at folk ble værende. Øystein Løseth bidro til å trekke opp denne linjen, blant annet ved å ansette 29-åringen Harald von Heyden som første sjef for Düsseldorf-kontoret. I kjølvannet fulgte en strøm av unge folk som tidlig fikk ledende posisjoner, som Stef Peters, Stefan-Jörg Göbel, Helge-Jürgen Beil og Jürgen Tzschope. I tillegg ble det lagt vekt på å dyrke frem en åpen og uformell kultur, blant annet gjennom å etablere «flate strukturer» som skulle sikre små barrierer mellom over- og underordnede. Slik sett kombinerte man et internasjonalt miljø med noen typisk nordiske næringslivskulturelle trekk, hvilket bidro til å dyrke frem et innovativt miljø. Vektleggingen av denne kombinasjonen fikk også betydning for hvordan man rekrutterte. Man så etter de som var faglig dyktige, men som samtidig syntes å passe med den nordiske «modellen».<sup>62</sup>

Den gjennomgående unge arbeidskraften ble imidlertid kombinert med en sterk vekt på klare mandater og gode systemer for håndtering av risiko. I krafthandel kan enkeltpersoner pådra virksomheten store forpliktelser. Troskap til mandatene fra topp til bunn var noe blant annet Lars Uno Thulin i den tidlige fasen pukket mye på, og mandatbrudd kunne bli meget ubehagelig – noe blant annet Jørgen Kildahl fikk kjenne ved en anledning i sin tidlige periode i Markedsdivisjonen.<sup>63</sup> Kildahl, som i 2001 ble sjef for divisjonen, videreførte senere denne linjen.

Endelig hadde man en viss flaks i den forstand at tilgangen på flinke folk var spesielt stor i ekspansjonsfasen tidlig på 2000-tallet. I kjølvannet av Enron-skandalen i slutten av 2001 og den påfølgende nedleggelsen av en del amerikanske handelsvirksomheter i Europa, oppsto det et kjøpers marked for denne typen kompetanse. Flere av de som senere har sittet i sentrale posisjoner i den kontinentale handelsvirksomheten, som Stefan-Jörg Göbel, Helge-Jürgen Beil og Jürgen Tzschope, kom fra Enrons europeiske handelsselskap.

Det er i denne kombinasjonen av dyktige mennesker, en åpen, innovativ kultur og et morselskap med store økonomiske og faglige ressurser at mye av forklaringen på handelsvirksomhetens suksess ligger. Fortjenesten har gjennomgående vært meget god – såpass god at Statkraft har vært, og er, svært varsomme med å gå ut med konkrete tall. En viktig del av denne suksessen skyldes en utstrakt evne til kontinuerlig å utvikle nye handelsprodukter. I krafthandel er dette helt avgjørende fordi fortjenestemarginene på etablerte produkter har en tendens til å falle etter hvert som markedet blir mer utviklet. Også på dette området har Statkraft vært svært forsiktige med å fortelle omverdenen hva man driver med. Men Statkraft Markets GmbH har ved siden av spothandel blant annet tjent store penger på utvikling av «grønne» energiprodukter, cross border trading, origination og strukturerte handelsprodukter. Selskapet har etter hvert også blitt ganske stort innenfor gasshandel.

Grønn energi og gasskraft var for øvrig faktorer som begge ble mye viktigere i tiden etter årtusenskiftet, både i europeisk kraftforsyning generelt og for Statkraft spesielt. Den utviklingen skal vi se nærmere på i neste kapittel.



Ovenfra ser Europa ut som et sammenhengende elektrisk nettverk. Men historisk har elsystemene i all hovedsak fulgt nasjonale grenser. Omkring år 2000 begynte imidlertid mange europeiske land å liberalisere elsektoren, og med liberaliseringen har de nasjonale elektrisitetssystemene i økende grad blitt knyttet sammen. Statkraft begynte tidlig å utnytte de mulighetene som åpnet seg med liberaliseringen og internasjonaliseringen på kontinentet.



## KAPITTEL 5

## *Statkraft i et liberalisert og klimapolitisk Europa*

Runde år har sjelden betydning utover den symbolske. I europeisk kraftforsyning sammenfaller imidlertid overgangen til et nytt årtusen med starten på to nye «store» trender. For det første begynte en rekke land omkring årtusenskiftet å liberalisere kraftforsyningen. Den viktigste drivkraften i denne bevegelsen var EU, som i andre halvdel av 1990-årene innførte lover som forpliktet medlemslandene til å innføre marked og konkurranse i sektoren. Enkelte land begynte så smått å løse opp i etablerte strukturer allerede mot slutten av tiåret. Men den store liberaliseringsbølgen kom altså først omkring år 2000. Liberaliseringen fikk flere viktige konsekvenser. Blant annet utløste den en omfattende konsolidering i næringen. Begynnelsen på 2000-tallet ble preget av en rekke store oppkjøp og fusjoner, mange på tvers av landegrenser. Og de mest aktive i denne prosessen var selskaper som allerede var blant de største, hvilket altså førte til en betydelig konsentrasjon av eierskap.

Den andre store trenden var knyttet til klimapolitikkens gjennombrudd. I siste halvdel av 1990-årene ble det rettet sterkere politisk oppmerksomhet mot global oppvarming. Et første håndfast signal var Kyotoavtalen i 1997, der mange av verdens rikere land forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser i løpet av det kommende tiåret. I Europa begynte konkrete tiltak å komme for alvor omkring 2000. Tiltakene rettet seg særlig mot kraftsektoren, ettersom fossil kraftproduksjon var blant de største kildene til CO<sub>2</sub>-utslipp. De hadde i hovedsak to mål: å redusere CO<sub>2</sub>-genererende kraftproduksjon og å fremme utbygging av ren, fornybar produksjon. Denne politikken fikk etter hvert avgjørende betydning for hvordan næringen utviklet seg.

De fleste større europeiske kraftselskaper ble vesentlig påvirket av disse trendene. Det gjaldt også Statkraft. For det første begynte selskapet omkring år 2000 å fokusere på vekst gjennom fusjoner og oppkjøp. En rekke fremstøt ble gjort overfor andre selskaper i Norden og Europa med sikte på å bygge allianser, og noen av disse fremstøtene ledet til konkrete fusjonsforhandlinger. Videre vurderte selskapet flere oppkjøp av energiselskaper. For det andre begynte Statkraft å profilere seg mer aktivt som et miljøvennlig selskap. Her var selskapet i utgangspunktet i en unik situasjon i kraft av å være det eneste større europeiske energiselskap med en produksjon som

*To markante og miljøprofilerte nordiske sosialdemokrater: Norges Gro Harlem Brundtland og Danmarks Ritt Bjerregaard. Brundtland var Norges første miljøvernminister (1974–1979). Hun vant i 1980-årene stor internasjonal anerkjennelse som leder av FNs spesialkomisjon for miljø- og utviklingsspørsmål («Brundtland-kommisjonen»). Bjerregaard begynte sin karriere i dansk politikk i begynnelsen av 1970-årene. I årene 1995 til 1999 var hun EU-kommissær for miljøvern og atom-sikkerhet, og hun var en ledende kraft i innføringen av de første klimapolitiske vedtakene av betydning i EU.*

var nesten 100 prosent basert på fornybar energi. I et Europa der fornybar energi i stadig større grad symboliserte fremtiden, ble dette et stadig større kommersielt fortrinn.

Denne ambisjonshevingen var en naturlig videreføring av den linjen som ble staket ut i løpet av 1990-årene under Lars Uno Thulins lederskap. Samtidig var det flere spesifikke forhold i perioden etter 2000 som drev opp ambisjonsnivået. Én åpenbart viktig faktor var den nevnte, og overraskende hurtige, liberaliseringen av elsektoren som fant sted i en rekke europeiske land i tiden omkring årtusenskiftet. Den utløste en ganske omfattende oppkjøps- og konsentrasjonsprosess i mange land, og en stigende oppfatning om at størrelse ville bli avgjørende i fremtidens integrerte europeiske kraftmarked. «Kjøp eller bli kjøpt» ble på kort tid nærmest et mantra. Og for en i internasjonal målestokk mindre aktør som Statkraft tvang dette på sett og vis frem en mer offensiv vekststrategi.

I dette kapitlet, som i hovedsak vil konsentreres om årene 2000–2005, skal vi se hvordan selskapet ga seg i kast med en rekke store oppkjøps- og fusjonsplaner både i Norden og Nord-Europa. Slike planer representerte imidlertid utfordringer som man tidligere bare i begrenset grad hadde vært konfrontert med. Dels var dette utfordringer knyttet til finansiering av oppkjøp, dels berørte man her, naturligvis, eierskapets karakter i en helt annen grad enn før.



#### NYE TIDER, NYE LØSNINGER

Statkrafts årsrapport for året 2000 var den siste Lars Uno Thulin signerte som selskapets toppsjef. Han gikk av i september 2001, noen få måneder etter at rapporten forelå. Men selv om avgangen allerede var besluttet, var ikke Thulin typen som brukte anledningen til å skue bakover. Han snakket helst om nåtid og fremtid, og aller helst om internasjonale temaer. Nettopp året 2000 ga en særlig anledning til dette. Under overskriften «Store endringer i markedet» pekte Thulin på den nye tendensen i Europa til at store kraftselskaper begynte å søke sammen i enda større enheter.<sup>1</sup> Han viste blant annet til den nylige etableringen av selskapet E.ON i Tyskland. Dette selskapet, fremhevet Thulin, hadde større produksjon enn hele det norske kraftsystemet til sammen. Poenget hans var at denne tendensen ville forsterke seg i årene fremover, og det igjen ville skape en langt tøffere konkurransesituasjon i hele Europa.



*Slutten for norsk vannkraftutbygging? I år 2000 besluttet Statkraft å bygge et kraftverk i Beiarvassdraget i Nordland. Planene utløste sterke protester både i lokalsamfunnet og på Stortinget. Men Statkraft hadde fått godkjenning av Jens Stoltenbergs Arbeiderparti-regjering, og høsten samme år sto anleggsmaskinene klare til å begynne. De ble stanset av denne forsamlingen, som ba Statkraft reise hjem igjen. Noe senere, etter massivt press, snudde også regjeringen. Og i sin tale 1. januar 2001 erklærte Stoltenberg at «de store vannkraftutbyggingenes tid er forbi».*

Oppfatningen om at man sto overfor en tid med fusjoner og økt konsentrasjon, var på ingen måte overspilt. Etableringen av E.ON var bare starten på en utvikling som skulle få betydelig omfang i de kommende årene – en utvikling som dette selskapet for øvrig bidro vesentlig til. Allerede i 2001 kjøpte E.ON blant annet det britiske kraftselskapet Powergen for 120 milliarder kroner. E.ON gikk i tillegg tungt inn i gassforsyning gjennom overtakelsen av tyske Ruhrgas i 2003. Også et annet tysk storselskap, RWE, etablerte seg i Storbritannia, i første omgang gjennom oppkjøpet av selskapet Innogy i 2002. I 2003 kjøpte det franske energiselskapet Suez seg tungt inn i Electrabel, Belgias største kraftselskap. Og i 2005 kjøpte franske EDF seg inn i det italienske selskapet Edison. I tillegg kom en lang rekke hver for seg mindre oppkjøp som samlet bidro vesentlig til å konsentrere eierskapet i næringen.<sup>2</sup> Kanskje særlig interessant i et nordisk perspektiv var svenske Vattenfalls storoffensiv i Tyskland i årene 2000–2002. Vattenfall kjøpte i denne forholdsvis korte perioden eierskap for over 40 milliarder kroner, og ble med dette faktisk den fjerde største kraftprodusenten i det store tyske markedet.<sup>3</sup> Også finske Fortum begynte etter år 2000 å kjøpe seg opp utenfor Norden, fortrinnsvis i Polen og Russland, selv om dimensjonene her var betydelig mindre.





*Fra PreussenElektra til E.ON. I år 2000 fusjonerte de to tyske industrikonglomeratene VEBA og VIAG til selskapet E.ON. VEBA eide PreussenElektra og VIAG eide kraftselskapet Bayernwerk, og disse selskapene kom til å utgjøre kjernen i det nye E.ON. Men alliansen mellom Statkraft og det gamle PreussenElektra levde videre. Flere av de ledende personene fra PreussenElektra ble også sentrale i E.ON. Blant annet ble tidligere Preussen-sjef Hans-Dieter Harig også sjef for det nye fusjonerte selskapet. Og de forretningsmessige relasjonene fulgte selvsagt med på lasset.*

Denne utviklingen skapte en ganske utbredt forestilling om at størrelse i stigende grad ville bli nødvendig for å lykkes – ja, endog for å overleve. «Alle» var enige om at det ville gå mot langt færre enheter i europeisk kraftforsyning. Noen mente til og med at man ville ende opp med en liten håndfull kjempeselskaper, slik som i oljebransjen. Dette fikk i sin tur naturligvis konsekvenser for hvordan mange selskaper begynte å tenke om egen fremtid. Om man skulle tro spådommene, sto man litt forenklet overfor to muligheter: å spise eller bli spist. For eksempel var det i tråd med en slik logikk svenske Vattenfall begrunnet sin offensiv i Tyskland. Som selskapets styreformann uttalte i 2001: «Vi förutsåg den nuvarande utvecklingen där det bildas stora energibolag som agerar över landgränserna i Europa [...] Vi ville ta initiativ i stället för att bli beroande av utländska giganter.»<sup>4</sup>

Denne logikken slo også inn i Statkraft-organisasjonen. Lars Uno Thulin ble mot slutten av sin tid stadig mer opptatt av den internasjonale utviklingen og hvilke konsekvenser denne ville få for Statkraft. Temaet fikk også en langt mer sentral plass i selskapets overordnede strategier, særlig fra 2001. I en revidert strategiplan som ble lagt frem høsten dette året, het det i innledningen som følger: «Det skjer en omfattende konsolidering i det nordiske og kontinentale kraftmarkedet med en rekke oppkjøp og fusjoner. Transformering av tradisjonelle kraftselskaper til dynamisk konkurranseutsatte bedrifter vil kreve at selskapene går gjennom en rekke oppkjøp og/eller fusjoner og senere salg av aktiviteter som ikke er kjernevirksomhet. Det vil bli økte krav både til størrelse, kapital, kompetanse, innovasjon og systemer for å lykkes i det europeiske kraftmarkedet.»<sup>5</sup>

I Statkraft hadde man ingen planer om å bli et marginalisert selskap i Europas ytterkant. Tvert om gikk selskapet fra omkring år 2000 inn i en fase der internasjonal vekst og posisjonering kom til å stå helt sentralt. At selskapet orienterte seg mot den internasjonale arenaen, var ikke nytt, som vi har sett i tidligere kapitler. Det nye etter årtusenskiftet var den økte vekten som ble lagt på mer fundamentale løsninger, som fusjoner og oppkjøp av selskaper. På det tidspunktet da den nevnte strategiplanen forelå, var selskapet allerede involvert i forhandlinger om fusjon med et annet nordisk selskap. I de påfølgende årene fulgte flere fusjons- og oppkjøpsprosjekter. Disse skal vi snart komme tilbake til. Men først skal vi se at de internasjonale endringstendensene også påvirket Statkrafts strategi i Norge.

## STRATEGI NORGE

I perioden mellom 1996 og 2002 ble Statkraft et mye større selskap i Norge. Gjennom en serie oppkjøp i kommunale kraftselskaper fikk Statkraft helt eller delvis eierskap til nærmere 55 prosent av landets vannkraftproduksjon (mot før ca. en tredjedel).<sup>6</sup> Hovedparten av oppkjøpene skjedde i løpet av årene 1999–2002, da selskapet gikk inn i flere av de større regionale kraftselskapene i landet, som Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap på Vestlandet, Skiensfjorden Kommunale Kraftselskap, Vestfold kraftselskap og HEAS på Østlandet, Agder Energi på Sørlandet og Trondheim Energi i Midt-Norge.

Statkrafts ekspansjon i disse årene representerte den kanskje største strukturendringen i sektoren siden andre verdenskrig. For vår del er imidlertid Norges-ekspansjonen særlig interessant fordi den hang ganske nært sammen både med Statkrafts internasjonaliseringsstrategi og med de endringene som skjedde ute i Europa i denne perioden. Dels ønsket Statkraft å få hånd om mer regulert norsk vannkraft som kunne brukes i den nordeuropeiske krafthandelen, dels var strategien drevet av et mål om å holde ekspansjonslystne utenlandske selskaper ute fra det norske markedet.

En nødvendig forutsetning for Statkrafts Norges-ekspansjon var naturligvis at kommuner var interessert i å selge. Her skjedde det en markant holdningsendring i løpet av 1990-årene, særlig mot slutten av tiåret. Norske kommuner hadde lange og sterke tradisjoner som eiere i kraftsektoren, og mange kommuner fortsatte også etter liberaliseringen å holde fast på dette eierskapet. Men det var også en del kommuner som begynte å se på salg som en mulighet til å skaffe penger til slunkne kommunkasser. Særlig i andre halvdel av tiåret, da det begynte å utvikle seg et *marked* for krafteierskap, ble det tydelig for kommunene hvilke verdier de faktisk satt på.

Dette markedet var i betydelig grad drevet frem av utenlandske selskaper. Som vi har vært inne på tidligere (kapittel 4), hadde utenlandske kraftselskaper gått inn i svensk elforsyning allerede i første del av 1990-årene, og senere, etter liberaliseringen i 1996, virkelig satset på å ta posisjoner der. Enkelte av disse selskapene så imidlertid på hele Norden som interesseområde – dels fordi landene i regionen var så tidlig ute med å liberalisere, dels fordi flere av landene hadde store vannkraftressurser. Vannkraft var noe de fleste kraftselskaper ønsket seg. Kombinasjonen av tidlig liberalisering og ettertraktet produksjon var hovedgrunnen til at storselskaper som PE og EDF tidlig begynte å posisjonere seg i regionen.<sup>7</sup> Utviklingen i Sverige er nevnt. Men også Norge ble gjenstand for utenlandske selskapers interesse. Verken EDF eller PE la skjul på at de ønsket å kjøpe seg opp i norsk kraftforsyning.<sup>8</sup> Det gjorde også andre nordiske selskaper, som svenske Vattenfall og finske Fortum. Vattenfall etablerte et datterselskap i Norge i 1996, og uttrykte samtidig en ambisjon om å få hånd om minst 10 prosent av omsetningen i det norske markedet.<sup>9</sup> Fortum etablerte et norsk datterselskap året etter. Poenget i vår sammenheng er at kjøpelystne utlendinger med

mye penger bidro til å skape et marked for krafteierskap som åpenbart stimulerte en del kommuner til å tenke på salg.

I Statkraft så man med bekymring på at utenlandske storselskaper skulle innta Norge. I tillegg til at man ikke ønsket økt konkurranse om norsk vannkraft, var oppfatningen at en sterk internasjonal posisjon krevde en sterk hjemmemarkedsposisjon. Det var for øvrig en oppfatning som ble ganske utbredt i den europeiske kraftnæringen i kjølvannet av liberaliseringen. Statkraft la derfor tidlig an en strategi som gikk ut på å hindre utenlandske oppkjøp av vannkraft. Denne strategien, som fikk navnet «Strategi Norge», besto naturligvis i å sørge for å få kjøpt det som ble lagt ut for salg. Etter hvert gikk Statkraft også aktivt inn for å påvirke kommuner til å selge. Flere av de store oppkjøpene var et resultat av at Statkraft tok initiativ overfor selskaper og eierkommuner og fikk i gang salgsforhandlinger.

Likevel måtte Statkraft ut i krigen allerede i 1996 i forbindelse med at eierposter i to større selskaper ble lagt ut for salg i det åpne markedet. Den sterkeste konkurrenten i begge tilfellene var svenske Vattenfall. Statkraft vant begge runder. Den ene posten ble riktignok trukket noe senere. Men Statkraft bød høyest og fikk tilslaget på en eierpost på 20 prosent i Oslo Energi, som var en av landets største kommunale kraftprodusenter.

Etter 1996 stilnet det riktignok noe igjen. Men omkring år 2000 satte Statkraft for alvor inn støtet for å komme inn på eiersiden i større regionale selskaper. Tidspunktet skyldtes dels at liberaliseringen nå for alvor begynte å skyte fart i Europa og at en del store selskaper virkelig begynte å satse på internasjonal vekst. I tillegg var det i denne perioden en økende oppfatning i Norge om at det gikk mot en oppmykning av konsesjonslovgivningen, som så langt hadde begrenset muligheten for utenlandsk eierskap. Man måtte kort sagt regne med langt tøffere tider. Eller som det het i et strateginotat i 2001: «I økende grad vil Fortum, Vattenfall, Sydkraft, E.ON og olje- og gasselskaper være konkurrenter i budkamp om norske produksjonsselskaper etter hvert som norske konsesjons- og hjemfallsregler mykes opp.»<sup>10</sup> Konklusjonen på det hele var at Statkraft måtte sørge for å slå kloa i så mye som mulig mens konsesjonslovgivningen fremdeles ga en beskyttelse og konkurransefordel. Samtidig var det viktig å sørge for at utenlandske selskaper ikke greide å etablere forbindelser med norske selskaper. Man måtte «blokkere for andre allianser», som det ble sagt i et konsernledermøte tidlig i 2001.<sup>11</sup>

Statkraft fikk hånd om veldig mye av det som kom for salg i disse årene. Slik sett kan man si at selskapets strategi lyktes. Dette skyldtes antagelig særlig tre forhold. For det første kom, som nevnt, at norsk lovgivning ikke tillot utenlandsk og privat eierskap i vannkraftverk over en viss andel (30 prosent). Og eierskap som ikke ga kontroll, var ikke så veldig interessant for de store utenlandske selskapene. For det andre lyktes Statkraft ganske godt i den nevnte proaktive strategien, som gikk ut på



å «bli venner» med selskaper og «hjelp til» med å få i gang salgsprosesser. Dette var i utgangspunktet ingen enkel oppgave, ettersom Statkraft ikke hadde noen høy stjerne i den kommunale delen av bransjen (se kapittel 1). Når man likevel lyktes, selv i flere av de mest Statkraft-skeptiske selskapene, er det i hovedsak blitt forklart med økonomidirektør Helge Skudals rolle som strateg og brobygger. Det var Skudal som ledet utformingen av «Strategi Norge», og som senere personifiserte denne utad mot de kommunale selskapene. Han gikk bevisst inn for å etablere personlige relasjoner til ledende aktører i de mest interessante selskapene, og å selge inn Statkraft som en god og attraktiv potensiell medeier. Skudals sterkeste egenskap i denne sammenheng var at han hadde evne til å oppnå tillit og troverdighet hos lokalpolitikere og selskapsledere.<sup>12</sup>

For det tredje passet «Statkraft-løsningen» godt med et utbredt politisk ønske om fortsatt norsk kontroll med vannkraften. Selv om det var en oppfatning om at konsekvenslovgivningen kunne komme under press, var det sterke krefter som ikke ønsket noe slikt. Og dersom utenlandske krav skulle svekke denne lovgivningen (EUs konkurranselovgivning var den største trusselen), var det for mange politikere viktig at Statkraft fikk kjøpe så mye som mulig mens det var anledning til det. Blant annet uttalte Arbeiderpartiets olje- og energiminister følgende tidlig i 2001: «Med den aukande internasjonale konkurransen er det viktig at norske kraftselskap gjer seg gjeldande, noko eit sterkare Statkraft kan bidra til.»<sup>13</sup> Uttalelsen ble gitt i forbindelse med at regjeringen gikk inn for å styrke selskapets økonomi betydelig, blant annet gjennom tilskudd av frisk kapital. Statkraft ble altså eksplisitt rustet opp for å sikre fortsatt norsk vannkrafteierskap.

Vi kan derfor si at Statkraft i forbindelse med den norske ekspansjonen (også) fungerte som et energipolitisk virkemiddel. Dette er et viktig poeng. «Strategi Norge» kaster lys over et mer allment trekk ved eierskapet til Statkraft, og særlig over eierens holdning til selskapets internasjonale satsing. Mens den norske ekspansjonen hadde aktiv støtte, var den internasjonale ekspansjonen nærmest utelukkende drevet frem av selskapets administrasjon, og var i beste fall noe eieren aksepterte. Det er følgelig god grunn til å anta at eieren ikke ville gitt selskapet like mye kapital dersom målet primært hadde vært å bruke pengene utenlands. Den politiske konteksten forklarer derfor også i noen grad hvorfor Statkraft faktisk valgte å bruke så mye kapital på oppkjøp i Norge. I årene 1996–2002 brukte selskapet over 42 milliarder kroner på oppkjøp. Av dette ble nærmere 28 milliarder investert i Norge. Det er ikke noen hemmelighet at det var delte syn på en slik prioritering i selskapet, og at noen mente at pengene ville ha kastet bedre av seg utenlands.<sup>14</sup> Men i tillegg til de strategiske verdiene som noen mente lå i en sterk hjemmemarkedsposisjon, handlet saken om å benytte de muligheter som faktisk fantes. Det var bedre å få mye penger til å vokse i Norge enn å få lite penger til å vokse i utlandet.

Eieren hadde altså en klar påvirkning på selskapets ekspansjonsstrategi og økonomiske rammer i det store og hele. Dette ble enda tydeligere i årene etter 2002, og vi skal i siste del av kapitlet derfor vende tilbake til eierskapets rolle.

#### GRØNN ELLER GRÅ?

I møte med den nye klimatrenden sto Statkraft som allerede nevnt i en unik situasjon, som det eneste større selskapet i Europa som kun hadde ren og fornybar kraftproduksjon. En rendyrking av denne profilen kunne imidlertid komme i et motsetningsforhold til ambisjonen om vekst. Det fantes ingen selskaper i Europa å fusjonere med eller kjøpe opp som var like «rene» som Statkraft. Vekst måtte derfor skje med utgangspunkt i mindre miljøvennlig produksjon. Litt satt på spissen sto Statkrafts ledelse altså overfor valget om å forbli grønt og selvstendig eller grått og del av noe større.

Blant flere tiltak for å møte kravene i Kyotoavtalen fra 1997 om å redusere klimagassutslipp, vedtok EU-kommisjonen i 2001 et direktiv om fornybar energi.<sup>15</sup> Direktivet satte konkrete mål for hvor stor andel fornybar kraftproduksjon hvert

*Fra velsignelse til besvær. Kullkraft var en hjørnestein i europeisk kraftforsyning gjennom hele 1900-tallet. Omkring år 2000 begynte imidlertid klimasaken å trenge inn i europeisk energipolitikk, og kull har siden blitt verstingen i klassen. Klimadimensjonen har også bidratt til at investeringene i fornybar energi har vokst sterkt.*



medlemsland skulle ha innen 2010. Samlet for unionen skulle andelen økes fra 14 prosent i 2001 til 22 prosent i 2010. Dette innebar en økning på 300 TWh, eller nær tre ganger Norges årlige kraftproduksjon. I tillegg ble det lagt planer om å innføre et system for handel med klimakvoter. Et slikt kvotedirektiv ble vedtatt året etter. I 2001 hadde flere medlemsland også planer om å innføre ordninger som påla kraftleverandører å ha en viss andel fornybar energi i omsetningen. Kort sagt pekte alle piler klart i retning av at fornybar energi ville få økt verdi og bli et viktig vekstområde i årene fremover.

I Lars Uno Thulins etterfølger, Bård Mikkelsen, fikk Statkraft en sjef som øynet store muligheter i Statkrafts fornybar-profil. Mikkelsen hadde også en helt annen bakgrunn enn sin forgjenger. Han kom til Statkraft fra stillingen som sjef i Oslo Energi Holding, men han hadde i mesteparten av sitt yrkesliv arbeidet i private industri- og servicebedrifter. Før han kom til Oslo Energi Holding, hadde han vært sjef for flyselskapet Widerøe i mer enn ti år. Bakgrunnen fra et kundeorientert merkevarereselskap som Widerøe var antagelig én viktig grunn til at Mikkelsen ble fanget av det kommersielle potensialet i Statkrafts fornybar-profil. Fra Widerøe tok dessuten Mikkelsen med seg Ragnvald Nærø, som ble ansatt som konserndirektør for kommunikasjon og organisasjon. Nærø hadde bakgrunn som journalist og kommunikasjonsrådgiver, og hadde store ambisjoner om å omvandle det forholdsvise anonyme Statkraft til en sterk, tydelig og anerkjent merkevare. I en verden der klima og miljø var i ferd med å bli virkelig viktig, fremsto selskapets fornybar-posisjon som et glimrende utgangspunkt.

Noe av det første Bård Mikkelsen gjorde, var å sette i gang et arbeid med å oppgradere selskapets visjon. Den eksisterende visjonen – å bli «et ledende nord-europeisk energiselskap med spisskompetanse innen vannkraft» – hadde stått uforandret helt siden 1992 og ble oppfattet som utdatert.<sup>16</sup> I dette arbeidet engasjerte Mikkelsen seg personlig. I tillegg valgte han her å trekke tungt på eksterne krefter.<sup>17</sup> Konsulent-selskapet Econ fikk en viktig rolle som diskusjonspartner for Mikkelsen, og betydelig innflytelse på formuleringen av ny visjon.

Etter hvert var det særlig to konkrete alternativer som utmerket seg. Det ene var «Ledende i Europa på fornybar energi» og det andre «Ledende i Europa på miljøvennlig energi».<sup>18</sup> Både Mikkelsen og Econ-konsulentene hadde størst sans for det førstnevnte alternativet. Begrunnelsen var at dette ble oppfattet som mest i tiden.



*Høsten 2001 overtok Bård Mikkelsen som Statkrafts toppsjef. Mikkelsen hadde lang fartstid som næringslivsleder, blant annet som toppsjef for det norske flyselskapet Widerøe. Ulikt sin forgjenger, Lars Uno Thulin, var Mikkelsen opptatt av å profilere Statkraft som en merkevare. Og i en verden der klima fikk stadig større oppmerksomhet, var det i en slik sammenheng naturlig å fremheve selskapets posisjon som et primært fornybarbasert selskap. Dette bildet er fra åpningen av Smøla vindpark i 2002. Til venstre for Mikkelsen er Ragnvald Nærø, konserndirektør for kommunikasjon og organisasjon, og til høyre er Knut Fjerdingstad fra kommunikasjonsavdelingen.*





*Statkrafts konsernledelse anno 2003, «smiling in the rain». Med skiftet fra Lars Uno Thulin til Bård Mikkelsen ble også nesten hele konsernledelsen skiftet ut. Bare Christian Rynning-Tønnesen ble sittende. På bildet ses fra venstre: Ragnvald Nærø (kommunikasjon og organisasjon), Jørgen Kildahl (marked), Bård Mikkelsen (konsernsjef), Christian Rynning-Tønnesen (finans, økonomi og strategi), Ingelise Arntsen (produksjon og utbygging) og Jon Brandsar (eierskap i norske selskaper).*

Fornybart var, som det het i et av notatene fra Econ, «ukonvensjonelt, ungt og framtidrettet». Videre ble det her understreket at Statkraft som et allerede rent fornybar-selskap var i en unik situasjon.<sup>19</sup> Selskapet kunne høste store omdømmegevinster på klimatrenden nærmest uten kostnader og konkurranse. Det andre alternativet, miljøvennlig-alternativet, fremsto ifølge konsulentene vagere og mindre spisset. Det var prisgitt skjønn og svingende trender, avhengig av hva myndigheter og opinion til enhver tid oppfattet som miljøvennlig. Det ga derfor ikke en like klar ramme og styringsretning. Dessuten kunne det bli oppfattet som opportunistisk.<sup>20</sup> Man søkte en miljøprofil, men sørget samtidig for å holde flere dører åpne. Da saken gikk til styret, var det derfor alternativet «Ledende i Europa på fornybar energi» administrasjonen innstilte på.<sup>21</sup>

Statkraft-styret var mindre overbevist om at fornybar-alternativet var det klokkeste. Styret hadde riktignok sans for fornybar-visjonen som prinsipp. Men holdningen var at en eksplisitt binding til det fornybare ville innskrenke selskapets forretningsmessige handlingsrom på en uheldig måte.<sup>22</sup> Gjennom å binde seg eksplisitt til en fornybar-profil ville man ifølge styret for det første utelukke de fleste oppkjøpsmuligheter. Det fantes som allerede nevnt knapt andre selskaper i Norden og Europa som kun eide fornybar produksjon. Av samme grunn ville det bli vanskelig å gå i fusjonsforhandlinger med andre selskaper. Kull- og kjernekraft var det riktignok ikke aktuelt å gå inn i under noen omstendighet, om ikke annet av hensyn til eieren. Men det ville heller ikke være mulig å involvere seg tettere med selskaper som eide renere ikke-fornybare energikilder. Det var et viktig poeng, fordi blant annet gass-

kraft på denne tiden i økende grad fremsto som et miljøvennlig alternativ særlig til kull. For det andre mente styret at vekstmulighetene innenfor fornybar energi var begrensede. Ved siden av vannkraft, som var vanskelig å få tak i, sto man tilbake med vind, sol og enkelte andre småskalabaserte energiformer. En fornybar-profil ville derfor primært gi verdi i form av goodwill, og det var en verdi som var vanskelig å konkretisere. Kort sagt kunne en fornybar-visjon innskrenke selskapets kommersielle handlingsrom og hindre muligheten for vekst. Styrets konklusjon var derfor at miljøvennlig-alternativet var det riktige og kommersielt beste alternativet.

Et viktig trekk ved mange selskaper som lykkes, er evnen til å forutse og være tidlig ute med å tilpasse seg nye trender. I en slik forstand kunne styret i denne saken kanskje sies å mangle dristighet og fremsyn. Utover på 2000-tallet ble det stadig mer lønnsomt å investere i fornybar energi, især på grunn av etableringen av offentlige støtteordninger. I praksis kom da også Statkraft etter hvert primært til å satse på denne typen energi, særlig vannkraft i og utenfor Europa, samt vindkraft. Det hører også med til historien at selskapets investeringer i gasskraft på 2000-tallet skulle bli blant selskapets minst lønnsomme. Med en konsekvent fornybar-profil ville ikke disse investeringene blitt gjort. Det vil likevel være urimelig å knytte gasskraftshistorien direkte tilbake til styrets beslutning i 2002. Som vi skal se i neste kapittel, ble valget om å gå inn i gasskraft først tatt i 2005. Og da var det Statkrafts administrasjon med Bård Mikkelsen i spissen som var pådriver, ikke styret. Det samme gjaldt flere av fusjons- og oppkjøpsprosjektene i de kommende årene, som heller ikke hadde latt seg forene med en fornybar-basert visjon.

#### FUSJONER OG OPPKJØP SOM NØKKELEN TIL VEKST

I de første årene etter 2000 rettet Statkraft-ledelsen veldig mye oppmerksomhet og ressurser mot fusjoner og oppkjøp, fortrinnsvis utenfor Norges grenser. Kontakter ble knyttet med en rekke europeiske selskaper, samtaler om samarbeid ble ført i mange retninger, og noen av disse ledet til såkalte sonderinger om allianser og fusjoner. I enkelte tilfeller kom det så langt som til konkrete forhandlinger. Tanken om å fusjonere Statkraft med utenlandske selskaper hadde naturligvis en rekke implikasjoner og utfordringer. Fusjoner i næringslivet er i utgangspunktet svært krevende. Ytterligere komplisert blir saken når det dreier seg om selskaper som forvalter viktige nasjonale og samfunnsmessige verdier, og når selskapet endatil har en eier som ikke utelukkende er opptatt av det forretningsmessige ved eierskapet.

Statkraft hørte klart til sistnevnte kategori. Kravet om nasjonal kontroll med vannkraftressursene, som ikke ble svakere etter liberaliseringen, ville bringe store politiske utfordringer i forbindelse med en eventuell fusjon. I tillegg kom konsekvenslovgivningen, som la klare juridiske begrensninger på utenlandsk eierskap til vannkraftproduksjon. Hertil kom de generelle næringspolitiske målsettingene om at



*Terje Vareberg, Statkrafts styreleder i perioden 2000–2004. Vareberg utmerket seg tidlig som en markant og frittalende styreleder. Blant annet kritiserte han offentlig eierens utbyttepolitikk. I den perioden Vareberg var styreleder, ble mellom 85 og 95 prosent av selskapets årlige overskudd tatt ut som utbytte til staten. Vareberg mente at de høye utbyttene hemmet selskapets utvikling, og for dette svingte han åpent pisen over både storting og regjering. Den konfronterende linjen kostet ham til slutt jobben. Sommeren 2004 valgte Næringsdepartementet å bytte ut Vareberg.*

selskaper av større betydning helst også skulle styres fra Norge. Å beholde hovedkontorer til viktige selskaper i Norge var faktisk den viktigste grunnen til at staten hadde opprettholdt eierskap i en del selskaper som i løpet av 1990-årene var blitt omdannet til rene kommersielle foretak. Gjennom å beholde minimum en blokkerende minoritetsposisjon, kunne staten sikre at hovedkontorfunksjoner ikke ble flyttet ut av landet. Både sosialdemokratiske og borgerlige regjeringer hadde siden siste halvdel av 1990-årene fremhevet betydningen av å beholde slik kontroll.<sup>23</sup> Den ble også understreket av den sentrum-høyre-baserte regjeringen som tok over etter Jens Stoltenbergs Arbeiderparti-regjering høsten 2001. Om Statkraft spesielt uttrykte denne regjeringen i en eierskapsmelding i 2002 blant annet at det var viktig beholde en klar norsk forankring i selskapet.<sup>24</sup>

Poenget er at disse forholdene la visse føringer på Statkrafts muligheter til å involvere seg med andre selskaper. I realiteten kunne Statkraft i alle fall ikke gå sammen med selskaper som ikke godtok norsk hovedkontor. Behovet for kontroll innebar også at det var lite aktuelt å gå sammen med selskaper som var mye større og der den norske stat derfor ville komme i minoritetsposisjon. Dette var den politiske og eierskapsmessige konteksten Statkraft måtte operere innenfor.

Vi skal ikke gå detaljert inn i alle sonderinger og forhandlinger, blant annet fordi de involverer andre selskaper og derfor er underlagt konfidensialitetshensyn. Motpartene i disse sakene vil derfor ikke bli nevnt ved navn. Sakenes forløp og utfall forteller oss likevel mye om de forutsetningene selskapet måtte forholde seg til, og de problemstillingene som oppsto i møtet med andre aktører.

De første reelle diskusjonene med andre selskaper oppsto i sluttfasen av Lars Uno Thulins ledertid, i 2000–2001. Særlig to selskaper, begge nordiske, var aktuelle. Det ene, som i Statkrafts dokumenter ble skjult bak dekknavnet «Catfish», ble lagt bort ganske raskt, blant annet fordi selskapet hadde en storeier som man betraktet som vanskelig å selge inn overfor eieren i Norge. Allerede etter innledende sonderinger ble det klart at denne eieren ville kreve «sterk innflytelse», som det het i et notat om saken.<sup>25</sup> Langt større forhåpninger ble knyttet til det andre nordiske selskapet, som fikk dekknavnet «Lion». Dette var et selskap med blandet offentlig og privat eierskap, som i størrelse og verdi ikke var veldig ulikt Statkraft. Selskapet hadde de siste årene gjort seg bemerket gjennom en ganske frisk utenlandssatsing. Utgangspunktet for samtalene med dette selskapet var å etablere et dominerende nordiskbasert energikonsern med europeisk tyngde. Samtalene var på sitt mest aktive i 2001, og høsten dette året hadde man fremforhandlet et opplegg som avklarte flere av de mest kompliserte sidene ved fusjoner. På flere viktige punkter sto imidlertid partene fremdeles et stykke fra hverandre. Det gjaldt for det første de respektive eiernes innflytelse. I Statkraft hadde man regnet seg frem til en statlig norsk eierandel i et fusjonert selskap på omkring 45 prosent, som ville gi en sterk posisjon. Den største eieren hos



motparten stilte imidlertid krav om en begrensning av enkelteieres innflytelse som lå godt under denne andelen, hvilket ville innebære at innflytelsen ville bli langt mindre enn eierandelen. I en juridisk vurdering av dette punktet het det at den norske stat ville havne «i baksetet» med en slik bestemmelse.<sup>26</sup> I vurderingen ble det også antatt at det ville være politisk uaktuelt å legge Statkraft inn i et nytt internasjonalt selskap der den norske stat ikke hadde solid kontroll.<sup>27</sup> Hertil kom at spørsmålet om plassering av hovedkontor ikke var avklart. Også her var det, sett fra et norsk politisk standpunkt, bare ett alternativ. Selv om det ble knyttet ganske store forhåpninger og lagt ned mye arbeid i dette alternativet, døde derfor prosjektet hen.

I 2002 ble det innledet forhandlinger med et tredje nordisk selskap. Dette var et selskap med betydelig vannkraftproduksjon, men som også var engasjert i petroleumsutvinning og industri. Utgangspunktet for denne konstellasjonen, som gikk under navnet «Ohm», var å slå sammen Statkrafts aktiva med den andre partens kraftproduksjon samt gassvirksomheten «fra brønnhode og ned».<sup>28</sup> Visjonen var å skape et integrert energiselskap med europeisk slagkraft. Rasjonalet – ved siden av å bli større på kraftproduksjonssiden – var å ruste for en situasjon med tettere integrasjon mellom kraft- og gassmarkedene i Europa. På begynnelsen av 2000-tallet var det en utbredt oppfatning at naturgass ville få en langt viktigere rolle i europeisk kraftproduksjon fordi dette var en mer miljøvennlig energiform enn kull,<sup>29</sup> og at dette ville føre til at de to markedene ville konvergere.<sup>30</sup> Derfor, mente man i Statkraft, ville det være en stor markedsmessig fordel å være engasjert på begge områder.

Forhandlingene om Ohm pågikk med større eller mindre intensitet gjennom det meste av 2003, og resulterte i enighet på en del viktige områder. Men også dette alternativet brakte betydelige utfordringer. Den største var partenes svært ulike verdivurdering av Statkraft, som naturligvis ville ha stor betydning for hvordan eierposisjonene ville bli ved en fusjon. Den saken ville i sin tur ventelig påvirke politikernes holdning. Lavere verdi ville bety mindre direkte statlig innflytelse og kontroll, og i ethvert Statkraft-anliggende var det en ømtålig sak. Imidlertid kom heller ikke Ohm så langt som til formell fremleggelse for eieren. Det strandet primært på gapet i verdivurderingene, og høsten 2003 ble derfor samtalene avsluttet.<sup>31</sup>

2003 ble også året da Statkraft gikk inn i et av sine største og – vil noen mene – oppsiktsvekkende oppkjøpsprosjekter, det såkalte Prosjekt V. Tidlig dette året ble det klart at E.ON, som følge av fusjonen med Ruhrgas, måtte kvitte seg med en del gassaktiva i Tyskland, og selskapet valgte blant annet å selge unna sine eierandeler i de to selskapene VNG og EWE. VNG drev transport og distribusjon av gass i det gamle Øst-Tyskland, mens EWEs kjernevirksomhet var knyttet til distribusjon av gass og kraft i den nordvestre del av landet, hvorav hoveddelen av kraften ble kjøpt fra E.ON. Statkraft fattet interesse for eierpostene i disse selskapene (27,4 prosent i EWE og 42,1 prosent i VNG), og la etter hvert inn et samlet indikativt bud på litt over 13 mil-



*Statkrafts handelsvirksomhet ekspanderte sterkt på begynnelsen av 2000-tallet. Tyngdepunktet i denne virksomheten dreide etter hvert mot Tyskland og kontoret i Düsseldorf. Bildet viser ledelsen i Statkraft Markets GmbH. Fra venstre: Carsten Poppinga, Jürgen Tzschoppe, Torsten Amelung, Stef Peters og Stefan-Jörg Göbel. Peters hadde vært med nesten siden oppstarten av handelskontoret i Amsterdam i 1998. Tzschoppe og Göbel, med flere, hadde bakgrunn fra Enrons handelsvirksomhet i Europa. Da det amerikanske selskapet ble skandalisert og slått konkurs i slutten av 2001, ble det mulig for Statkrafts handelskontorer å sikre seg dyktige folk som var på jakt etter ny arbeidsgiver.*

liarder kroner.<sup>32</sup> Budet førte til at Statkraft fikk status som én av et lite knippe prefererte kjøpere.<sup>33</sup>

Den strategiske begrunnelsen for et eierskap i disse selskapene var ikke helt åpenbar. Statkrafts erfaring med gass var begrenset til noe handel ved handelskontorene i Amsterdam og Düsseldorf. Drift av store transport- og distribusjonssystemer var noe ganske annet. Og selv om gasskraft ventelig ville få større betydning i kraftproduksjon, var det i utgangspunktet begrensede synergier mellom gasskraftproduksjon og gassdistribusjon. Statkraft hadde heller ingen konkrete planer om å etablere seg som gasskraftprodusent i Tyskland. Riktignok blir saken noe mer forståelig når man ser den i sammenheng med det ovenfor nevnte Ohm-prosjektet, som altså ville inkludere oppstrøms gassproduksjon. Motparten i Ohm leverte for øvrig allerede gass i det tyske marked. I de tidlige vurderingene het det da også at Statkraft alene ikke ville ha «tilstrekkelig sterkt strategisk rasjonale» for å kjøpe seg inn i de tyske selskapene, og at «den industrielle begrunnelse» måtte «ses i sammenheng med prosjekt Ohm».<sup>34</sup> På den andre siden fortsatte Statkraft å jobbe med Prosjekt V også etter at Ohm ble skrinlagt. Og da Statkraft-ledelsen i oktober 2003 i et møte med Nærings-

og handelsdepartementet informerte om Ohm og Prosjekt V, fikk departementet vite at Ohm var lagt på is mens Prosjekt V pågikk for fullt og ble vurdert som en «sjelden mulighet så vel strategisk som verdiskapingsmessig.»<sup>35</sup>

Det er liten tvil om at det industrielle og strategiske rasjonalet var noe mer uklart i Prosjekt V enn i de nevnte fusjonsprosjektene. Av den grunn var blant annet meningene i konsernledelsen noe mer delt i denne saken enn i de nevnte fusjonsprosjektene.<sup>36</sup> Det er interessant i denne sammenheng at også tyske myndigheter var usikre på Statkrafts strategiske rasjonale. Der var man opptatt av at nye eiere måtte ha tilstrekkelig finansiell, industriell og kompetansemessig tyngde til å utvikle selskapene (og særlig VNG) som en reell konkurrent til E.ON/Ruhrgas, og Statkraft fremsto i tyskernes øyne ikke umiddelbart som en slik eier.<sup>37</sup>

Det er grunn til å tro at Prosjekt V i alle fall et stykke på vei var opportunistisk motivert. Christian Rynning-Tønnesen, som var en av de mest aktive pådriverne i denne saken, peker i ettertid blant annet på at særlig VNG-posten ble oppfattet som lavt priset, og at dette var et viktig moment i vurderingene.<sup>38</sup> Man øynet altså rett og slett en mulighet til å få kjøpt noe billig. Rynning-Tønnesen hevder for øvrig at et kjøp absolutt ville vært reelt dersom ikke de øvrige eierne i de to selskapene, og særlig i VNG, hadde lagt så stor vekt på å beholde kontroll. Disse hadde gjennom eksisterende aksjonæravtaler nemlig mulighet til å beholde betydelig kontroll med selskapene, såpass betydelig at de i prinsippet kunne forhindre Statkraft i å få industriell innflytelse.<sup>39</sup> Den umiddelbare grunnen til at prosjektet ble skrinlagt, var det imidlertid E.ON som ga. Rett før jul 2003 ble det kjent at E.ON hadde fremforhandlet avtaler om salg til tyske investorer, etter Statkraft-ledelsens oppfatning visstnok fordi det var et ønske i Tyskland om en nasjonal løsning.<sup>40</sup>

Det er selvsagt ikke mulig å vite hva som hadde blitt utfallet dersom Statkraft hadde fått en reell mulighet til å kjøpe seg inn i EWE og VNG, det vil si dersom det hadde latt seg gjøre å få ønsket innflytelse og tyske myndigheters velsignelse. Men hvis Statkraft hadde fått denne muligheten og valgt å kjøpe, ville selskapets videre utvikling utvilsomt blitt en ganske annen. Ifølge Christian Rynning-Tønnesen er det blant annet sannsynlig at Statkraft dermed også ville dreid oppmerksomheten enda sterkere mot gassegmentet på kontinentet enn hva som faktisk ble tilfellet.<sup>41</sup> Med tanke på den senere utviklingen av gassmarkedene er det kanskje greit at det ikke skjedde. En annen sak er at et kjøp av EWE og VNG var tenkt finansiert gjennom et salg av aksjeposten i Sydkraft til E.ON. Det ville i så fall fått store konsekvenser ved at man ikke ville fått videreutviklet verdiene i denne aksjeposten, og den særdeles viktige byttehandelen med E.ON i 2008 ville naturlig nok aldri funnet sted. Som vi skal komme tilbake til i neste kapittel, ble den handelen særdeles lønnsom for Statkraft. Et viktig fundament for denne verdiøkningen, og for byttehandelen i 2008, ble for øvrig lagt nettopp i 2003.



## KABELKNUTER

Det var ett internasjonalt fremstøt i denne perioden som ledet frem til noe, nemlig kjøpet av en del av vannkraften til det svenske selskapet Graninge. I 2005 overtok Statkraft hele 20 vannkraftverk i Sverige og fire i Finland fra dette selskapet. Kjøpet ga en verdifull posisjon i det svenske markedet, og var, sett utenfra, egentlig litt oppsiktsvekkende. Det var ikke dagligdags at vannkraft var til salgs. Det skjedde faktisk nesten aldri. Så var da omstendighetene rundt denne handelen heller ikke «normale». Graninge-kjøpet var i realiteten et resultat av en lang kjede av hendelser som – om vi tøyer årsakssammenhengene litt – begynte allerede i 1993. Videre var kjøpet bare én brikke i et langt større puslespill, der Sydkraft-eierskapet og forholdet til E.ON dannet det store bildet. Faktisk var Graninge-kjøpet bare pynten på en kake som Statkraft allerede hadde melet grundig gjennom noen år. Her skal vi begynne med kaken.

I løpet av noen måneder før og etter nyttår 2001 skjedde det to svært viktige ting i forholdet mellom Statkraft og den gamle alliansepartneren PE, som nå altså var blitt til E.ON.<sup>42</sup> Den første hendelsen fant sted høsten 2000, da Statkraft fikk beskjed fra Düsseldorf om at E.ON ønsket å droppe den såkalte Viking Cable-avtalen – den langsiktige avtalen fra 1993 om kraftutveksling og eksport som vi redegjorde for i kapittel 2. Så, i januar 2001, kjøpte E.ON seg opp til over 40 prosent av stemmekapitalen i Sydkraft. Dermed måtte tyskerne i henhold til svensk aksjelovgivning by på alle resterende aksjer i selskapet. E.ON tilbød en god pris, de fleste aksjonærer valgte å selge, og våren 2001 var selskapet oppe i en andel av stemmekapitalen på 71 prosent. Begge forhold var alvorlige for Statkraft.

Grunnen til at E.ON ønsket seg ut av Viking Cable, var at avtalen – i kjølvannet av liberaliseringen i Tyskland – begynte å bli svært dårlig butikk. Liberaliseringen hadde ført til kraftoverskudd og synkende kraftpriser, og dette hadde fullstendig underminert økonomien i prosjektet. Men bare på tysk side. For Statkraft, som hadde inngått avtalen innenfor den norske markedsbaserte rammen, var avtalen fremdeles lønnsom. Derfor var dette langt ifra noen grei sak.

Sydkraft var likevel et langt større dilemma, og berørte i realiteten hele dette engasjementets videre skjebne. Hva skulle Statkraft gjøre etter at E.ON var kommet i en helt dominerende posisjon? Spørsmålet ble særlig vrient fordi E.ON, som etter den omtalte utløsingen av budplikten i januar 2001 valgte å tilby en betydelig overpris på de øvrige aksjonærene. Det var altså mulig for Statkraft på dette tidspunkt å selge hele aksjeposten til en god pris. Mye tilsa at det var fornuftig. Fordi E.ON var blitt så dominerende, ville Statkrafts aksjepost i fremtiden neppe være attraktiv for andre enn E.ON. Statkraft kunne med andre ord risikere å bli sittende med en betydelig minoritetspost, uten særlig innflytelse, og med bare én potensiell kjøper som neppe ville være interessert i å betale noen høy pris. Det var mange i Statkraft som

mente at det eneste riktige var å selge. Men det var også noen som ikke var så entydige. Blant disse «noen» var også Lars Uno Thulin, Christian Rynning-Tønnesen og selskapets nye og markante styreformann, Terje Vareberg, altså personer som ikke var helt uten betydning. Deres tilbakeholdenhet skyldtes dels en grunnleggende uvilje mot å miste det eneste skikkelige holdepunktet ute i verden. Samtidig hadde de også en strategi for å trygge verdiene i Sydkraft. Statkraft var nemlig ikke helt i tyskeres grep. Også E.ON hadde sitt å stri med, deriblant en forpliktelse til å bygge en veldig ulønnsom sjøkabel til Norge. For Statkraft skulle det vise seg særdeles beleilig at de to sakene kom parallelt.

#### FRA VIKING CABLE TIL SYDKRAFT-AVTALE

Allerede våren 2000 hadde man i Statkraft en følelse av at noe haltet på den andre siden når det gjaldt Viking Cable. På det tidspunktet gikk det mot oppstart for byggingen av kablen, men tyskerne hadde stadig bedre tid. Så, høsten samme år, kom altså beskjeden om at E.ON ønsket å droppe hele prosjektet. For Statkraft var prosjektet som nevnt fortsatt viktig. Og ettersom kontrakten var tindrende klar, var selskapets holdning at «ein Deal ist ein Deal». Dermed var det duket for krevende forhandlinger, og eventuelt oppgjør i domstolene.

På bakrommet var man imidlertid ikke like skråsikre på at E.ON kunne tvinges til å gjennomføre avtalen. Selskapets begrunnelse for å kansellere var som nevnt at liberaliseringen i Tyskland hadde kastet helt om på grunnleggende forutsetninger, og at dette var endringer som selskapet ikke hadde kunnet forutse i 1993. E.ON mente derfor at det dreide seg om en force majeure-situasjon, og at avtalen åpnet for oppsigelse i slike helt spesielle og uforutsette situasjoner. Avtalen åpnet også for voldgift dersom partene kom i strid. Det var her den største utfordringen lå. I Statkraft var man langt ifra sikre på utfallet av en voldgift. I en gjennomgang av saken pekte Statkrafts sjefsjurist Kjell Haagensen på at voldgiftssaker generelt var vanskelige å forutse utfallet av.<sup>43</sup> Men – og det var kanskje viktigst – Haagensen var heller ikke fremmed for at tyskerne rent faktisk kunne tenkes å ha en sak. Den vurderingen ble lyttet til, også fordi Haagensen i sin tid hadde ledet forhandlingene med E.ON og kjente saken og omstendighetene godt. Det ble derfor tidlig besluttet å styre unna rettsalen og akseptere såkalt terminering av avtalen. Men E.ON måtte like fullt erstatte Statkrafts tap. Her gikk man fra norsk side inn for å presse sitronen så langt det ville la seg gjøre.

Reelle forhandlinger om avvikling og erstatning begynte først på vårparten året etter. Men da hadde Statkraft-ledelsen i mellomtiden fått Sydkraft-dilemmaet i fanget. Den saken førte til at maktbalansen mellom partene endret seg vesentlig. Nå var det ikke lenger slik at Statkraft satt med en god sak og E.ON med en dårlig, men at begge parter hadde én god og én dårlig sak. E.ONs representanter uttrykte følgende

*Sommeren 2004 overtok Arvid Grundekjøn som leder for Statkrafts styre. I likhet med sin forgjenger Terje Vareberg hadde siviløkonomen og juristen Grundekjøn bred næringslivserfaring, særlig fra shipping. Han hadde blant annet bakgrunn som toppsjef i Wilhelmsen-gruppen og Royal Caribbean Cruise Line. Grundekjøn hadde også en rekke styreverv. Han delte imidlertid også Varebergs syn på eierens utbyttepolitikk, og han begynte etter hvert å kritisere denne politikken offentlig. I 2010 måtte derfor også Grundekjøn finne seg i å bli byttet ut.*



om situasjonen: «In Viking Cable we are in a bad position. In Sydkraft we are in a good position.» For Statkraft var det motsatt.

I Statkraft koblet man raskt disse sakene. Etter noen ganske tøffe forhandlingsrunder om størrelsen på erstatningsbeløpet, som til slutt endte på 1,9 milliarder kroner, begynte partene å sy sammen et opplegg for hvordan oppgjøret skulle skje. For Statkraft var målet i denne sammenheng å få mest mulig av oppgjøret i aktiva og minst mulig i kontanter. Det aksepterte E.ON et godt stykke på vei. I den endelige oppgjørspakken, som forelå på forsommeren 2001, skulle «bare» 700 millioner kroner betales kontant. Det øvrige skulle gjøres opp i aktiva. For det første skulle Statkraft overta E.ONs tredjedel i den såkalte Baltic Cable, en sjøkabel i Østersjøen som knyttet sammen det svenske og tyske kraftsystemet, der Vattenfall og Sydkraft eide de øvrige to tredjedeler. Statkraft betraktet Baltic Cable som et lite plaster på såret for bortfallet av Viking-kabelen. Verdien av denne biten ble satt til ca. 400 millioner kroner. For det andre skulle Statkraft få overta hele 17 millioner A-aksjer i Sydkraft fra E.ON, noe som ville øke Statkrafts stemmekapital i det svenske selskapet fra 29 til nær 45 prosent og redusere E.ONs til 55 prosent. Aksjeposten skulle overtas med en rabatt som tilsvarte ca. én milliard kroner, hvilket innebar at regnestykket var komplett.

I Sydkraft-biten lå imidlertid et mye mer omfattende opplegg som særlig Statkraft kunne være fornøyd med. Under forhandlingene hadde man nemlig også fått gjennomslag for en opsjonsavtale mot E.ON som garanterte en god verdi på hele Sydkraft-posten for en lengre periode fremover. Konkret gikk denne avtalen ut på at E.ON forpliktet seg til å kjøpe hele Statkrafts aksjepost dersom og eventuelt når Statkraft skulle ønske å selge. Denne forpliktelsen skulle gjelde helt til utgangen av 2005. E.ON forpliktet seg videre til å betale den samme aksjeprisen som selskapet hadde tilbudt i forbindelse med den nevnte budplikten tidligere samme år, og som altså ble betraktet som svært god. I praksis innebar dette at Statkraft kunne beholde Sydkraft-posten i mer enn fire år uten å bekymre seg for at verdien skulle bli dårligere. Samtidig ville avtalen gi stor fleksibilitet i den forstand at Statkraft altså når som helst kunne løse ut store verdier. Med den prisen som var avtalt i opsjonen, 240 kroner per aksje, hadde Statkraft i praksis skaffet seg en stående konto i E.ON på nærmere 20 milliarder kroner.

Det viktigste ved opsjonsavtalen var at den ga Statkraft et svært verdifullt pusterom. Nå kunne man bli i Sydkraft uten risiko for å komme i en låst situasjon. Og så lenge det ikke fantes andre og bedre eiendommer å investere i, var det gunstigere å sitte på en verdifull og risikofri aksjepost enn å få en sekk med penger. Dessuten tok opsjonen brodden fra de som mente at Statkraft måtte selge mens det var mulighet til å komme ut på garanterte vilkår. For Statkraft var nå denne budplikten i praksis forlenget helt frem til utgangen av 2005.



Umiddelbart fremsto det hele som noe av et gullegg. Men dermed reiser det seg også et essensielt spørsmål som de skriftlige kildene ikke gir noe godt svar på: Hvorfor i all verden gikk E.ON med på å forplikte seg på denne måten? Spørsmålet er interessant av flere grunner. Tyskerne trengte ikke å akseptere Statkrafts krav om opsjon. Og med utgangspunkt i at de åpenbart ønsket full kontroll med Sydkraft: Hvorfor aktivt legge til rette for at Statkraft fortsatt skulle få være en stor eier i selskapet?

Blant de som var med i forhandlingene fra Statkrafts side, er det flere som mener at E.ON faktisk ønsket at Statkraft skulle forbli i Sydkraft. Resonnementet er at tyskerne var opptatt av å beholde forbindelsen til Statkraft, og at felles Sydkraft-eierskap var en måte å oppnå dette på etter at Viking Cable røk. Forbindelsen skal ha vært viktig fordi en sterk partner i Norge for eksempel kunne bli verdifull dersom det gikk mot en liberalisering av vannkraftlovgivningen. På begynnelsen av 2000-tallet var dette, som nevnt tidligere, en ikke helt fjern tanke. I et slikt perspektiv var opsjonen et strategisk bytte mot relasjonskapital.

Daværende E.ON-sjef Hans-Dieter Harig bekrefter i ettertid at Statkraft-relasjonen var viktig og en del av vurderingen.<sup>44</sup> Men han legger faktisk større vekt på den gentlemen-avtalen som han og Thulin hadde inngått i 1997. Som nevnt i forrige kapittel var dette kun en muntlig avtale mellom de to toppsjefene om maktdeling i Sydkraft. I Hannover hadde man lagt merke til at Statkraft sto ved denne avtalen selv i situasjoner der selskapet tilsynelatende hadde mulighet til å komme i en sterkere posisjon i det svenske selskapet. Blant annet kom PE (senere E.ON) i slutten av 1990-årene for en periode i sjakk matt i Sydkraft som følge av HEWs «innblanding» og det påfølgende forbudet fra tyske konkurransemyndigheter mot videre oppkjøp. Statkraft kunne da ha kjøpt seg videre opp uten konkurranse fra den tyske medeieren, men gjorde ikke det. I 2001 var det derfor, ifølge Harig, «payback time». Om dette stemmer, er det et fascinerende uttrykk for styrken i relasjonen Harig–Thulin. Så får det være at man i Statkraft ved flere anledninger i denne perioden faktisk vurderte å ta majoritet i Sydkraft, men at bøygen ikke skal ha vært PE, men eieren. Statkraft fikk uansett en solid plattform å bygge videre på i Sydkraft. Og i 2003 var det tid for å bygge denne plattformen ytterligere ut.

#### TYSKE FORVIKLINGER

Rett etter nyttår 2003 ble Statkraft-sjef Bård Mikkelsen ringt opp av E.ON-sjef Hans-Dieter Harig. E.ON var i knipe og trengte Statkrafts hjelp. Saken var som følger: Siden 2001 hadde E.ON hatt som mål å kjøpe Ruhrgas, Tysklands dominerende gasselskap. Disse planene hadde utløst kraftige protester fra andre selskaper som opererte i det tyske energimarkedet. Innvendingen var at et fusjonert E.ON–Ruhrgas ville bli altfor mektig i det sentraleuropeiske kraft- og gassmarkedet. Det var en opp-

*Brynge Kraftverk i Västernorrland i Sverige. I 2005 kjøpte Statkraft 20 vannkraftverk i Sverige og fire i Finland fra Sydkraft, hvorav Brynge inngikk. Kraftverkene tilhørte det tradisjonsrike selskapet Graninge, som var blitt kjøpt opp av Sydkraft to år tidligere. Kjøpet av de 24 vannkraftverkene, som utgjorde halvparten av Graninges samlede vannkraftproduksjon, var en motytelse for at Statkraft hjalp E.ON med å få overta Ruhrgas i Tyskland. I Sydkraft var det ikke alle som likte at eierne brukte selskapets aktiva for å løse utenforliggende affærer.*



fatning tyske konkurransemyndigheter støttet, og fusjonen hadde derfor fått tomelen ned fra den kanten. Riktignok hadde den føderale regjeringen senere overprøvd konkurransemyndighetene og gitt grønt lys likevel. Den sosialdemokratiske Schröder-regjeringen mente nemlig at det var av stor nasjonal betydning å få et sterkt tysk energiselskap, en «national champion», i et stadig mer liberalisert energi-Europa.<sup>45</sup> Likevel var ikke saken avgjort. Den kunne trekkes for domstolene, og høsten 2002 hadde ni energi- og tradingselskaper i det tyske markedet stevnet E.ON (Statkraft, ved handelskontoret i Düsseldorf, var ikke blant de ni, selv om det skal ha blitt vurdert<sup>46</sup>). For å unngå en langvarig rettsprosess med uvisst utfall prøvde E.ON

da, med ulike forhandlingskort, å komme til en løsning med saksøkerne. Det lyktes med ett unntak. Akilleshælen var det finske selskapet Fortum, som stilte krav som E.ON vanskelig kunne innfri. Med mindre også Statkraft var med på notene.

For å trekke søksmålet krevde nemlig Fortum å få overta betydelige aktiva som tilhørte Sydkraft i Norge. Det finske selskapet satset som nevnt i denne perioden ganske offensivt i det norske markedet, og ønsket tydeligvis å bruke E.ONs knipe til å styrke denne posisjonen – kanskje ønsket de også å bli kvitt en utfordrer. Konkret gjorde finnene krav på et selskap som Sydkraft eide helt, Østfold Energi, samt aksjeposter i to andre selskaper, Fredrikstad Energiverk og Hafslund ASA.<sup>47</sup> I E.ON var man villige til å akseptere dette kravet. Det kinkige var at tyskerne, selv om de var i majoritet, ikke kunne gjøre hva som helst i et selskap der det også var en annen stor eier. En majoritetseier i et aksjeselskap kunne ikke fritt tvinge igjennom salg av aktiva. I Sverige ga for øvrig aksjelovgivningen et spesielt sterkt vern for minoritetsaksjonærer. Endelig skal visstnok finnene, for å unngå eventuelle rettstvister i etterkant, ha krevd at Statkraft aksepterte en slik løsning.

I Statkraft var ryggmargsrefleksen at man måtte hjelpe sine gamle allierte. I en utredning om saken ble det lagt stor vekt på selskapets «gode relasjon til E.ON», og at det var riktig å «hjelp E.ON i en vanskelig og sterkt presset situasjon».<sup>48</sup> Samtidig var man selvsagt opptatt av at Sydkrafts verdi ikke skulle forringes. Det var også noen relasjonskostnader som sto på spill. Blant annet hadde Statkraft brukt mye tid på å bygge gode forbindelser til et av de selskapene som eventuelt skulle selges. E.ON-relasjonen, som Bård Mikkelsen hadde lagt stor vekt på å pleie videre, veide likevel tyngst.<sup>49</sup> Dersom Statkraft skulle bli tuen som veltet Ruhrgas-fusjonen, ville det ganske sikkert satt alliansen på en tøff prøve, og man bestemte seg derfor for å si ja til løsningen. Men i næringslivet har alt sin pris, også gode allianser. Situasjonen ga rom for å kreve motytelser, og den muligheten lot ikke Statkraft være å bruke.

E.ON hadde stor hast med å få avklart denne saken, og mye skjedde derfor på kort tid. Det var Christian Rynning-Tønnesen, sammen med strategisjef Stein Dale, Finn Fossanger og enkelte andre, som fikk hovedansvaret for å tenke ut et vederlag for støtten. Her kom den ovenfor nevnte Sydkraft-opsjonen raskt opp som et kort. Opsjonen ble ansett som svært viktig, og Statkraft gikk derfor inn for å kreve to års forlengelse av denne til utgangen av 2007. I tillegg skulle Statkraft få visse tilleggsfordeler i forbindelse med en eventuell realisering.<sup>50</sup> Etter noen hektiske møter, som i hovedsak fant sted på Kastrup flyplass i København, aksepterte E.ON kravet.

Så, rett før saken skulle kjøres igjennom i Sydkrafts styre i mars 2003, kom den ideen på bordet som senere skulle bli til den såkalte «serviettavtalen». Og da er vi omsider fremme ved den saken vi innledet med, nemlig Statkrafts kjøp av vannkraftverk fra det svenske selskapet Graninge i 2005. I Statkraft var man «alltid» åpen for å kjøpe vannkraft. På begynnelsen av 2000-tallet var det imidlertid bare ett selskap i



*Økonomen Jørgen Kildahl kom til Statkraft i 1999. Da Bård Mikkelsen overtok som konsernsjef i 2001, rykket Kildahl opp i konsernledelsen med ansvar for marked. Han utmerket seg som en dyktig analytiker og strateg og vant raskt posisjon som den ubestridte leder for selskapets store og voksende markedsdivisjon. Da Bård Mikkelsen gikk av i 2010, var det ikke så rent få som trodde at Kildahl ville overta som selskapets toppsjef. Slik ble det ikke. Samme år fikk Kildahl tilbud om å gå inn i toppledelsen i E.ON, et av verdens største energiselskaper. Slike muligheter er naturligvis bare forbeholdt noen ytterst få, og må ikke minst for en nordmann sies å være en temmelig sjelden karrierestigning.*



Norden med betydelig vannkraft som *kunne* tenkes å komme på salg, nemlig Graninge i Nord-Sverige. I Graninge eide franske EDF og Sydkraft litt over 36 prosent hver, mens det resterende i hovedsak var eid av brukseierfamilien Nordin, som i sin tid hadde vært dominerende i selskapet. Tegn i tiden tydet imidlertid på at franskmennene var i ferd med å trekke seg ut av Norden. Her kunne det altså bli mulig å få hånd om vannkraftaktiva. Men som nevnt var også Sydkraft inne i Graninge. Og Sydkraft var en åpenbar kandidat til å kjøpe seg videre opp. I en konkurranse om eierposter ville imidlertid Statkraft svært sannsynlig få problemer med å matche et samordnet Sydkraft/E.ON. Dette skal ha vært et scenario som man hadde tenkt på en stund. Helt på tampen av samtalene med E.ON spilte derfor Statkraft inn et krav som skulle sikre mulighet til å få en del av Graninge-kaken. Konkret ble det krevd en avtale som gikk ut på at hvis Sydkraft eller Statkraft kom i kontroll i selskapet, skulle denne parten selge halvparten av vannkraftporteføljen til den andre part. Plikten skulle altså gjelde begge veier. Men den var åpenbart mest verdifull for Statkraft. Uansett: E.ON svelget kravet. Det skjedde i form av en grovkornet telefaks fra Düsseldorf til Lysaker kvelden før Sydkraft-styret skulle behandle salget til Fortum. Derav kallenavnet «serviettavtalen».

Både forlengelsen av Sydkraft-opsjonen og Graninge-avtalen skulle vise seg å bli svært fordelaktige. Forlengelsen av Sydkraft-opsjonen bidro vesentlig til at Statkraft kunne sitte rolig på aksjeposten i enda to år. Som vi skal komme tilbake til i neste kapittel, fikk dette stor betydning for Sydkraft-historiens videre gang. Det er ikke utenkelig at Statkraft hadde valgt å selge posten i 2005 dersom forlengelsen av opsjonen ikke hadde skjedd. Dermed hadde man heller ikke fått uttelling for den betydelige verdiøkningen som skjedde i aksjeposten nettopp i de første par årene etter 2005, og som manifesterte seg i den såkalte Genoa-avtalen som ble forhandlet frem høsten 2007. Den avtalen skal vi altså komme tilbake til. Her skal vi nøye oss med å konstatere at forlengelsen av opsjonen antagelig var en forutsetning for at avtalen ble så fantastisk gunstig for Statkraft.

Men også Graninge-avtalen skulle bli svært gunstig. Bare måneder etter at avtalen ble inngått, erklærte både EDF og Nordin-familien sine poster for salg. Både Statkraft og Sydkraft la inn bud. Ikke så overraskende var det Sydkraft som fikk postene. Sydkraft ble dermed eneeier, og i løpet av 2003–2004 ble Graninge integrert i selskapet. Som følge av «serviettavtalen» måtte altså Sydkraft/E.ON i sin tur overdra halvparten av Graninges vannkraft til Statkraft. Ganske raskt etter oppkjøpet begynte derfor forhandlinger om deling. Disse forhandlingene ble svært krevende og langvarige, blant annet som følge av ulike syn i Statkraft og E.ON på hvordan verdien av vannkraftverkene skulle fastsettes. Transaksjonen skjedde derfor ikke før høsten 2005. Konkret overtok Statkraft 20 vannkraftverk i Sverige og fire i Finland med en samlet årsproduksjon på ca. 1,6 TWh. I utvelgelsen hadde Statkraft for øvrig lagt vekt

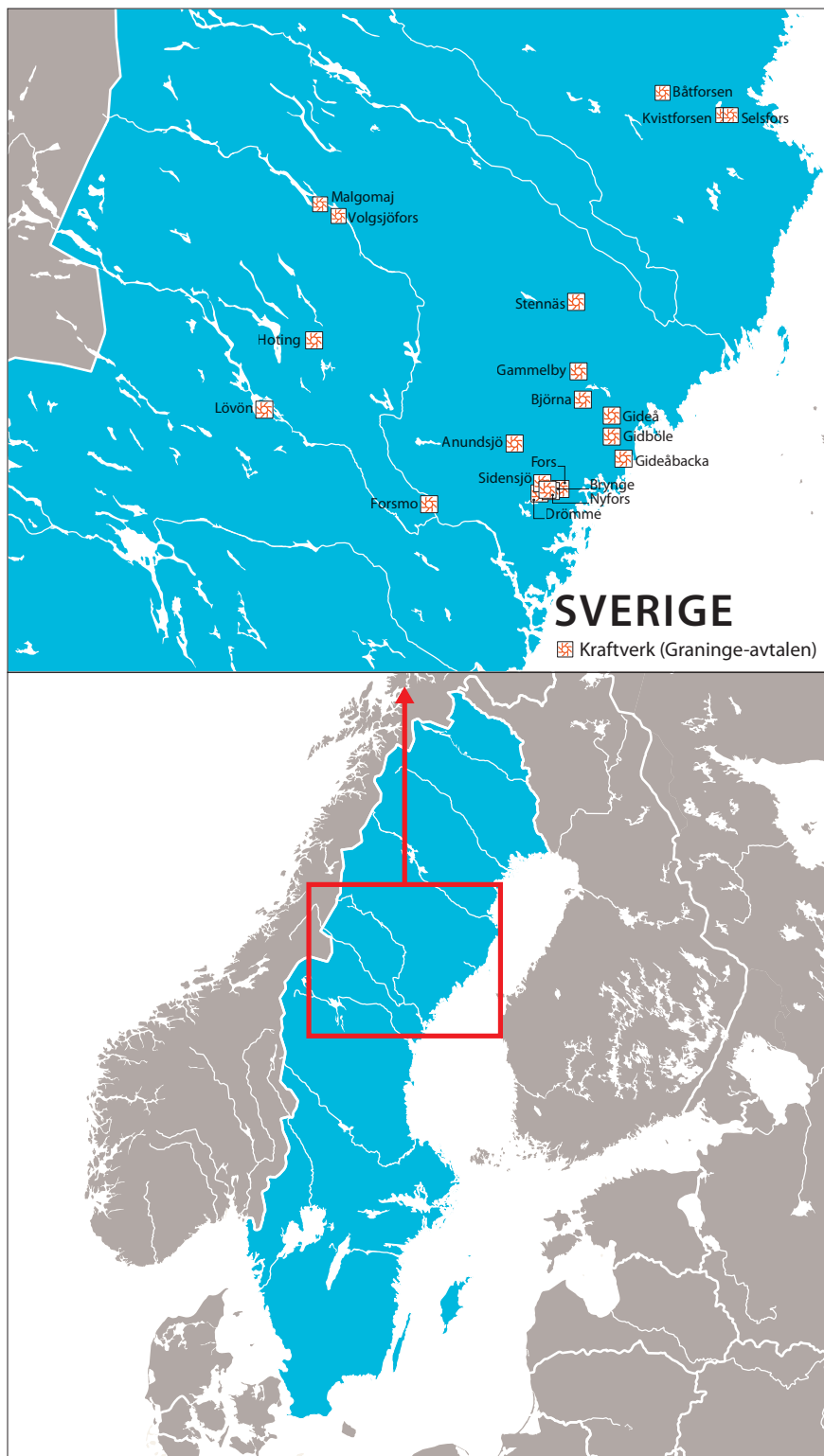
på geografisk spredning. Det var nemlig et viktig mål for selskapet å få kraftverk i flest mulig vassdrag i Sverige, for på den måten å få størst mulig tilgang på informasjon om produksjonsforholdene i det svenske vannkraftsystemet. Ifølge svensk lovgivning hadde nemlig en vannkrafteier krav på tilgang til informasjon om tilsigs- og magasinforhold i hele vassdraget. Statkrafts mål var å integrere denne informasjonen i selskapets analyse- og modellverktøy for det nordiske markedet.

#### EKSPANSJON, INTERNASJONALISERING OG EIERSKAP

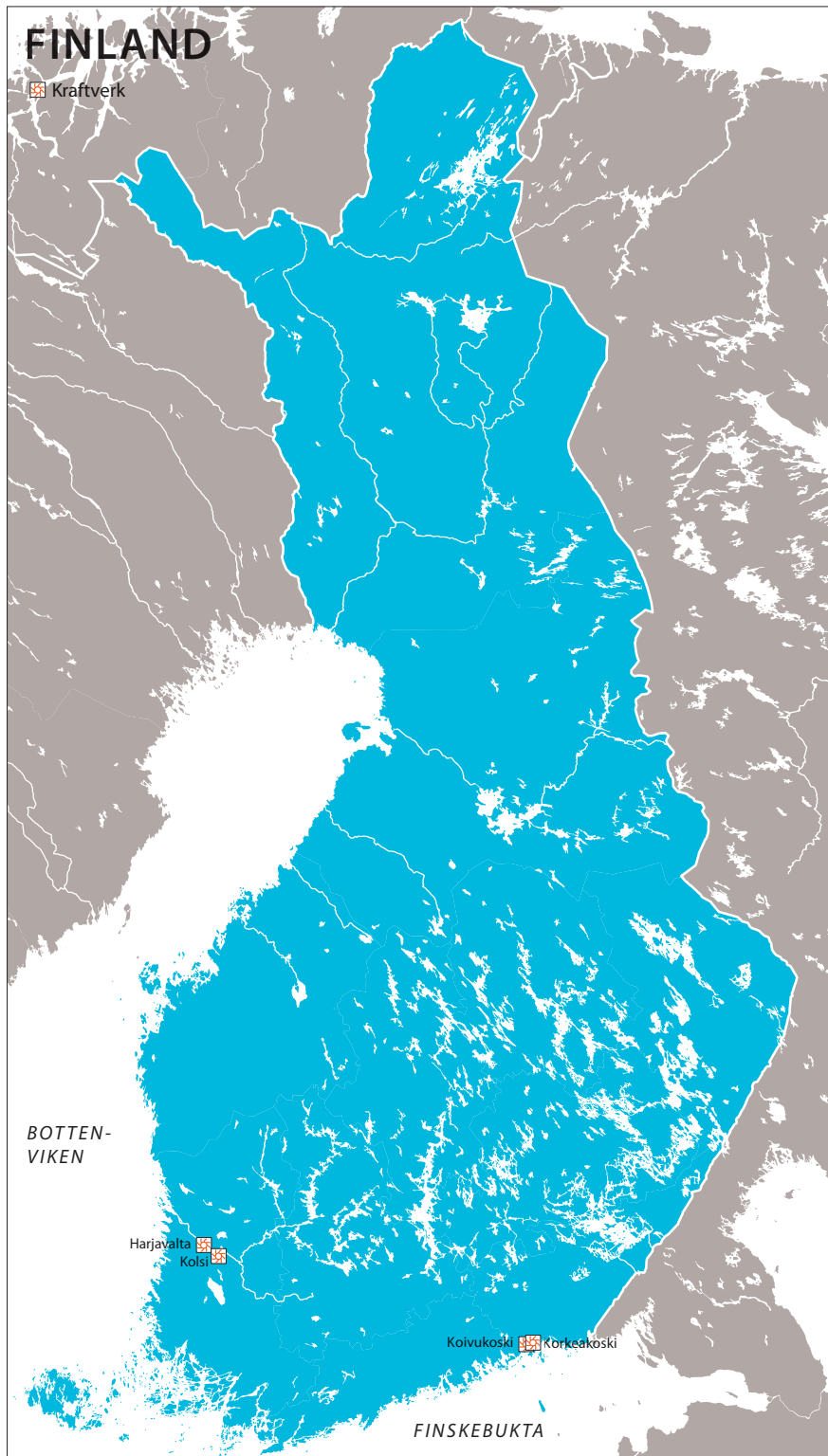
En realisering av den økte vekstambisjonen etter årtusenskiftet var betinget av flere forhold. Tilgangen på investeringsmuligheter, som vi har sett på i det foregående, var én avgjørende faktor. Men vekst krever i tillegg kapital, og i det følgende skal vi se nærmere på selskapets kapital situasjon. Parallelt med de økte vekstambisjonene etter årtusenskiftet oppsto det nemlig en økt usikkerhet omkring selskapets kapitaltilgang – en usikkerhet som i alle fall delvis hadde sammenheng med endringer i den politiske maktsituasjonen i perioden.

Det statlige eierskapet hadde gitt betydelige fordeler i 1990-årene. Som statsforetak garanterte staten blant annet for all selskapets gjeld. Og med den rike norske stat i ryggen hadde selskapet hatt svært høy kredittverdighet, som i sin tur ga gunstige lån i kapitalmarkedene. I tillegg hadde staten periodevis tilført selskapet mye egenkapital, som vi var inne på i kapittel 4. Riktignok var betydelig kapital også blitt ført den andre veien, gjennom høye utbytter. Men egenkapitalinnsprøytningene hadde mer enn oppveid utbytterne.

Etter år 2000 ble kapital situasjonen mer komplisert. I noen grad skyldtes denne utviklingen forhold som man i Norge ikke var herre over. I 2001 fikk norske myndigheter beskjed fra ESA, EUs overvåkningsorgan for EØS-landene, om at statsgarantier var å regne som konkurransevridende, og derfor et brudd med EØS-avtalen. Innsigelsen var alvorlig for Statkraft, som utvilsomt nøt godt av ordningen. I 2002 hadde Statkraft høyeste kredittverdighet – «Triple A» – hos de internasjonale ratingbyråene, og selskapet plasserte seg dermed i den europeiske energibransjens soliditetselite.<sup>51</sup> Denne posisjonen ga billigere kreditt, men var også viktig fordi Statkraft dermed fremsto som et svært attraktivt selskap, hvilket selvsagt var verdifullt i forhandlinger om fusjoner, partnerskap og oppkjøp. Ifølge Statkraft ville et bortfall av statsgarantien redusere selskapets offisielle kredittverdighet sterkt. Med utgangspunkt i ratingbyråenes normale vurderingskriterier, som i hovedsak tok utgangspunkt i gjelds- og renteforpliktelser målt mot driftsinntekter, risikerte Statkraft etter egne vurderinger å dumpe kraftig på skalaen, muligens helt ned til BB-rating, som tilsvarte «non-investment grade», eller på godt norsk: Ikke kredittverdig.<sup>52</sup> Riktignok regnet man med at det statlige eierskapet fremdeles ville være en positiv faktor i byråenes vurderinger. Like fullt ble det gjettet på et fall til BBB-rating, som var laveste







kategori kredittverdig. Dette ville ifølge selskapets egne vurderinger koste dyrt i form av økte kapitalkostnader og redusert markedsverdi, blant annet. En fortsatt opprettholdelse av en akseptabel kredittrating ville ifølge de samme vurderingene kreve over 20 milliarder kroner i ny egenkapital.<sup>53</sup>

Litt forenklet var det slik budskapet fra Statkraft til eieren lød høsten 2002. På dette tidspunktet hadde Jens Stoltenbergs Arbeiderparti-regjering blitt erstattet av den såkalte Bondevik II-regjeringen, som besto av KrF, Venstre og Høyre, hvorav sistnevnte parti var det absolutt dominerende. Bondevik II-regjeringen ønsket imidlertid ikke å ta en kamp med ESA om statsgarantien, og besluttet å avvikle ordningen allerede ved inngangen til 2003.

I Statkraft hadde man grunn til å bli noe bekymret over denne beslutningen. Bondevik II hadde nemlig allerede signalisert at den i utgangspunktet heller ikke ønsket å tilføre selskapet mer egenkapital. Det var blant annet blitt slått fast i stortingsmeldingen *Et mindre og bedre statlig eierskap*,<sup>54</sup> som ble lagt frem våren 2002. Og etter hvert ble det klart at regjeringen aktet å følge opp denne linjen, også etter at saken om avviklingen av statsgarantien kom på bordet. Helt på tampen av 2002 søkte Statkraft om 12 milliarder kroner i styrket egenkapital. I søknaden ble det dels vist til selskapets økte vekstambisjoner, og dels til behovet for å bedre den finansielle situasjonen som følge av garantiavviklingen. Men etter et halvt år hadde Nærings- og handelsdepartementet (som nå hadde overtatt eieransvaret for Statkraft) fremdeles ikke respondert på søknaden.

Nå hadde kapitalsøknader tatt sin tid også tidligere. Dessuten hadde Bondevik II-regjeringen sine grunner til å avvente. I den nevnte eierskapsmeldingen hadde regjeringen signalisert at den ønsket å børsnotere og i neste omgang delprivatisere selskapet, og derfor var det i og for seg forståelig at den satt på gjerdet. I Statkraft fant man det imidlertid vanskelig å skulle vente på tidkrevende politiske prosesser, og der begynte det etter hvert å vokse frem en viss frustrasjon. Den kom også til uttrykk offentlig, i første rekke gjennom at styreformann Terje Vareberg mer eller mindre åpent kritiserte eieren for at avklaring om kapitalsøknaden trakk ut.<sup>55</sup> I kombinasjon med fortsatt høye utbytter, mente Vareberg at Statkraft i denne situasjonen i realiteten ble avstengt fra å følge opp selskapets internasjonale strategi.

Saken skapte etter hvert også betydelig strid i Stortinget, med Arbeiderpartiet som den klareste kritikeren av regjeringens linje. På forsommeren 2003 fremmet et knippe representanter fra partiets stortingsgruppe et privat forslag om å bevilge 10 milliarder kroner til Statkraft.<sup>56</sup> Forslaget hadde riktignok primært sammenheng med en norsk sak, nærmere bestemt Oslo kommunes planer om å selge aksjeposten i energiselskapet Hafslund. Saken utløste krav fra mange hold om å bevare selskapet på norske hender, og Statkraft var antagelig det eneste selskapet som kunne konkurrere med eventuelle utenlandske aktører. Derfor ble det viktig å styrke selskapets

kapitalbase. Arbeiderpartiet var ikke alene om et slikt syn, og i juni 2003, rett før Stortinget tok ferie, fant Arbeiderpartiet sammen med Sosialistisk Venstreparti og Fremskrittspartiet, som sammen hadde flertall i Stortinget.

Riktignok tok regjeringen omkamp i denne saken samme høst, i forbindelse med fremleggelsen av statsbudsjettet for 2004. Der valgte den å droppe kapitaltilskudd til Statkraft. Begrunnelsen var blant annet at Oslo kommune på dette tidspunktet hadde snudd i Hafslund-saken og besluttet ikke å selge likevel. Dermed, mente regjeringen, var en vesentlig forutsetning for stortingsflertallets vedtak borte. I kjølvannet oppsto en ny politisk kamp om selskapet, som til slutt endte med et kompromiss. I et møte bak lukkede dører i begynnelsen av desember 2003 presset opposisjonspartiernes ledere statsminister Kjell Magne Bondevik personlig til å bevilge kapital til Statkraft.<sup>57</sup> Kompromisset besto i at tilskuddet var redusert til fire milliarder kroner. Når opposisjonen renonserte såpass mye på beløpet, skyldtes det antagelig særlig to forhold. For det første var nok ikke saken like viktig for opposisjonen etter at Hafslund-saken var blitt uaktuell. For Arbeiderpartiet spilte det også en rolle at man i forbindelse med behandlingen av statsbudsjettet tidligere på høsten hadde inngått en samarbeidsavtale med regjeringen som langt på vei bandt partiet. Kapitalspørsmålet ble altså betydelig påvirket av ulike politiske hensyn som ikke hadde med Statkraft isolert å gjøre.

Poenget med å trekke frem situasjonen i årene 2002 til 2004 er å belyse de tross alt noe vanskeligere sidene ved eierskapet, sett fra selskapsledelsens side. Som vi har sett i dette kapitlet, var ambisjonene om internasjonal vekst store nettopp i denne perioden. Dermed ble selskapet også mer avhengig av at eieren faktisk støttet opp om selskapets strategi, også finansielt. Den støtten fikk man bare delvis og, sett fra regjeringens side, motvillig. Slik sett illustrerer situasjonen i disse årene det poenget som ble fremhevet i kapittel 1: Den politiske støtten til selskapet var jevnt over ikke veldig sterk, og kanskje særlig ikke når det gjaldt den internasjonale vekststrategien.

Samtidig blir det galt å si at eieren var årsaken til at ikke flere av de internasjonale fremstøtene i denne perioden førte frem. Kanskje vel så mye lå årsaken i mangel på virkelig gode investeringsmuligheter. Selskapet hadde nemlig én stor kapitalkilde som kunne ha vært utnyttet hvis selskapet virkelig hadde ønsket det: Aksjeposten i Sydkraft. Som følge av at Statkraft i 2001 fikk fremforhandlet den ovenfor nevnte salgsopsjonen mot E.ON, hadde man her i praksis en bankkonto på 18 milliarder kroner som kunne realiseres dersom andre investeringsmuligheter dukket opp. Blant annet var det planlagte oppkjøpet av de tyske selskapene EWE og VNG i 2003 tenkt finansiert med salg av Sydkraft-aksjene. I etterpåklokskapens lys var det nok best at det ikke skjedde. Men det var ikke kapitalmangel som stanset oppkjøpene av disse selskapene, men forhold som lå utenfor kontrollen så vel til Statkraft som til selskapets eier.



*Vindmølle i soloppgang. Bildet er fra vindkraftparken Sheringham Shoal i havet på østkysten av Storbritannia, som eies av Statkraft og det norske oljeselskapet Statoil. Siden begynnelsen av 2000-tallet har vindkraft bidratt vesentlig til økningen i fornybar strømproduksjon. Men vindkraft er arealkrevende, og offshore vindparker er derfor blitt stadig mer aktuelt. Ved Sheringham Shoal har Statkraft og Statoil kombinert selskapenes kraftmarkeds- og offshore-kompetanse.*





## KAPITTEL 6

*En ny strategi for vekst*

Våren 2005 besluttet Statkraft å bygge to gasskraftverk i Tyskland: Knapsack på 800 MW utenfor Köln og Herdecke på 400 MW sør for Dortmund. Knapsack skulle Statkraft bygge og eie alene, mens Herdecke var et samarbeidsprosjekt med det tyske energiselskapet Mark-E. Oppstarten av begge verkene skjedde vel to år senere, høsten 2007, og ble feiret som en milepæl. I Europa hadde Statkraft så langt kun eid produksjon i Norden. Nå posisjonerte selskapet seg for alvor på kontinentet. Og målet var å bygge ut mer. Utover på 2000-tallet, som en konsekvens av klimapolitikkens gjennombrudd, var det mange som mente at gasskraft ville få en helt sentral rolle som overgangsløsning på veien mot fornybarsamfunnet. Gasskraft er langt renere enn kullkraft, og oppfatningen var derfor at gass burde erstatte kull inntil fornybare energiformer helt kunne avløse karbonbasert kraftproduksjon.<sup>1</sup>

Det tyske gasskraftengasjementet markerte et skifte i Statkrafts vekststrategi. Én sak var at det grønne selskapet Statkraft slo inn på fossil kraftproduksjon, selv om gasskraft i en europeisk kontekst altså kunne begrunnes klimapolitisk. Men eierskapet og engasjementet i de tyske gasskraftverkene var også uttrykk for en ny måte å ekspandere på som skulle bli dominerende i det neste tiåret. I forrige kapittel så vi at Statkraft i årene mellom 2000 og 2005 hadde en ambisjon om å vokse gjennom fusjoner og oppkjøp. Fra omkring 2005 begynte selskapet å satse mer på såkalt organisk vekst, det vil si utbygging av produksjon i egen regi. Selv om denne retningsendringen ikke var et resultat av et formelt og konsekvent strategiskifte, ble det etter 2005 nesten slutt på å snakke om fusjoner og oppkjøp. Samtidig begynte selskapet å satse offensivt på bygging av kraftproduksjon rundt om i Europa. Gasskraftverkene i Tyskland var ett eksempel på denne satsingen. Statkraft begynte også å investere i bygging av vindkraft og vannkraft. I 2015 er selskapet etablert som utbygger og produsent av vindkraft i Storbritannia og Sverige og av vannkraft i Tyrkia og Albania.

I dette kapitlet skal vi konsentrere oss om Statkrafts engasjement i Europa i tiåret etter 2005. I det neste kapitlet skal vi rette blikket mot selskapets virksomhet i resten av verden i den samme perioden, som primært har skjedd gjennom selskapet SN Power. SN Power ble etablert i 2002 for å drive vannkraftutbygging i såkalte

fremvoksende økonomier, og var en videreføring av den satsingen som ble innledet i 1990-årene med prosjektene i Laos og Nepal (se kapittel 3). Med SN Power har imidlertid satsingen utenfor Europa fått en mye mer sentral plass i selskapets strategi. SN Power nevnes allerede her fordi den europeiske og utenomeuropeiske satsingen i løpet av de siste årene har vokst sammen til én felles strategi som går ut på å være en internasjonal utvikler av fornybar energi. Også denne utviklingen må langt på vei forstås i lys av «store» trender: For det første klimapolitikken globale gjennombrudd, og for det andre at det er i ytterkanten av og utenfor Europa både den økonomiske veksten og veksten i energietterspørselen har vært sterkest det siste tiåret.

Én hendelse i perioden etter 2005 står imidlertid i en særstilling når det gjelder Statkrafts internasjonale engasjement, nemlig den store byttehandelen med E.ON i 2008. Dette året solgte Statkraft den mye omtalte aksjeposten i E.ON Sverige (tidligere Sydkraft) til det tyske selskapet. Som motytelse overtok Statkraft aktiva i Norden og Europa med en verdi på til sammen over 44 milliarder kroner. I tillegg til at prisen på Sydkraft-posten ble særs god, bidro handelen til at Statkraft fikk direkte eierskap til betydelig mer kraftproduksjon i Europa – særlig i Sverige og Tyskland, men også i Storbritannia. E.ON-transaksjonen står i det hele tatt som den viktigste enkelthendelsen i Statkrafts nyere historie.

#### LIBERALISERING OG KLIMAPOLITIKK

Flere faktorer lå bak nedtoningen av fusjoner og oppkjøp til fordel for organisk vekst i perioden omkring 2005. Dels var dette et uttrykk for en viss tretthet i konsernledelsen etter mange og krevende sonderings- og forhandlingsrunder som av flere grunner ikke hadde ledet til noe. Det var vanskelig å finne en eier som passet Statkrafts behov og profil. Dessuten var selskapets eier ingen pådriver i denne sammenheng, heller tvert om. Trolig var det også av betydning at finans- og strategidirektør Christian Rynning-Tønnesen sluttet i 2005, og at selskapet dermed mistet sin kanskje sterkeste fusjons- og oppkjøpspådriver.<sup>2</sup> Rynning-Tønnesen, som hadde jobbet nært med den visjonære og stort-tenkende Lars Uno Thulin gjennom hele 1990-tallet, hadde vært sentral både i konseptualiseringen og operasjonaliseringen av fusjons- og oppkjøpsstrategien på begynnelsen av 2000-tallet.

Når det gjelder den sterkere orienteringen mot organisk vekst, er det imidlertid også viktig å understreke at rommet for en slik strategi ble større med tiden, etter hvert som liberaliseringen virkelig fikk feste i de europeiske landene. Etablering som såkalt uavhengig kraftprodusent betinger nemlig systemer og reguleringer som sikrer produsenter tilgang til lokale og nasjonale overføringsnett på like vilkår, og som ikke gir rom for utøvelse av markedsrett. Mange land brukte en del tid på å få etablert slike systemer. Særlig gjaldt dette de landene der etablerte selskaper fikk beholde eierskapet til transmisjonssystemene, og der eierstrukturene i utgangspunktet var



mest sentralisert.<sup>3</sup> Omkring 2005 hadde imidlertid de fleste EU-land fått på plass reguleringssystemer som sikret bedre markedstilgang for nye, frittstående kraftprodusenter. Særlig viktig var EUs innføring av det såkalte andre elektrisitetsdirektiv i 2003, som la mye strengere krav på medlemslandene til å innføre reguleringer som sikret konkurranse.<sup>4</sup> Direktivet innebar samtidig at mye reguleringsmyndighet ble overført fra nasjonalt nivå til EU-nivå, noe som førte til at de nasjonale reguleringsregimene ble harmonisert. Den utviklingen ble ytterligere forsterket gjennom at den føderale energireguleringskommisjonen (FERC) samtidig utviklet et såkalt standardmarkedsdesign som skulle være en slags beste måte å regulere kraftsystemene på.<sup>5</sup>

Med andre ord ble det gradvis et langt større rom for å etablere enkeltstående produksjonsenheter i EU-landene, som for eksempel frittstående gasskraftverk i Tyskland. I år 2000 ville et slikt anlegg møtt på store utfordringer når det gjaldt tilgang til overføringssystemene, markedsmakt, utestengningsmekanismer fra etablerte selskaper og tilgang på kunder og omsetningsarenaer. I 2005 hadde de fleste land innført systemer som sikret en rimelig grad av konkurranse, herunder regulert tilgang til overføringssystemer og organiserte markedsplasser. Også en rekke land utenfor EU-grensene innførte etter hvert slike markedsbaserte reguleringssystemer. Det gjaldt blant annet de fleste landene i Sørøst-Europa, der Statkraft for alvor begynte å engasjere seg i årene omkring 2010. Denne utviklingen var en nødvendig forutsetning for Statkrafts økende satsing på organisk vekst.

Klimapolitikken var den andre store kraften som formet Statkrafts strategier og utvikling etter 2005. Som nevnt i forrige kapittel kan klimapolitikkens opphav knyttes til inngåelsen av Kyotoavtalen i 1997. I Europa førte denne avtalen til at både EU og enkeltland etter årtusenskiftet begynte å innføre ulike tiltak for å redusere klimautslipp. Det var imidlertid først i perioden etter 2005 at klimapolitikken for alvor begynte å få konsekvenser, ikke minst for kraftsektoren.

Flere og stadig mer ambisiøse klimamål og -reguleringer ble innført i årene frem mot 2010, særlig drevet frem av EU, som bidro til å endre hele sektorens utvikling. Et svært viktig skritt ble tatt i 2007, da EU-landenes ledere ble enige om at 20 prosent av EU-blokkens samlede kraftproduksjon skulle komme fra fornybare energikilder innen 2020. Dette resulterte i innføringen av det såkalte fornybardirektivet i 2009, som konkretiserte de enkelte medlemslandenes forpliktelser.<sup>6</sup> Fornybardirektivet har ført til store omlegginger i mange lands energipolitikk, med innføringen av det såkalte Energiewende-prosjektet i Tyskland i 2010 som det mest radikale eksemplet. Med dette prosjektet satte tyske politikere seg et mål om at 60 prosent av landets totale energiforbruk og 80 prosent av elektrisitetsproduksjonen skulle være fornybar innen 2050 (i 2010 var andelen fornybar energi i dette største EU-landet knappe 7 prosent). Men også de fleste andre land begynte midt på 2000-tallet å innføre enda



*Klimademonstranter til kamp mot kullkraftproduksjon i Nederland i 2008. Karbonbasert kraftproduksjon har kommet under stadig økende press i mange europeiske land på 2000-tallet, både fra miljøorganisasjoner og politikere. Statkraft har tilpasset seg dette trendsiftet. Særlig etter 2005 har selskapet bevisst profilert seg som et fornybarbasert selskap.*



*Etter årtusenskiftet har klimasaken begynt å få stor påvirkning på den internasjonale politikken. Det skyldes ikke minst den folkelige mobiliseringen for en renere verden. Dette bildet er fra New York høsten 2014, i forbindelse med den verdensomspennende aksjonen «Folkets klimamarsj». Bare i New York deltok over 100 000 mennesker i aksjonen, med krav om at verdens statsledere tar klimaproblemet på alvor.*

mer ambisiøse mål og offensive virkemidler for å vri energisystemene over til fornybare energikilder som vind, sol og andre såkalte nye fornybare energikilder. Land i randsonen av Europa, deriblant noen av Balkan-landene og Tyrkia, har også innført klimabaserte insentivordninger for utbygging av vannkraft.

Et viktig trekk ved utviklingen etter 2005 var at også mange land utenfor den vestlige verden begynte å fremme utbygging av fornybar energi. Som vi skal komme tilbake til i neste kapittel, sammenfalt denne trenden med en betydelig økt økonomisk vekst i mange utviklingsland og fremvoksende økonomier på 2000-tallet, og dermed også en vekst i behovet for elektrisitet. Konsekvensen av disse utviklingstrekkene er blant annet at utbygging av vannkraft har blitt langt mer attraktivt. Vannkraft er en av de fornybare energikildene i verden med størst potensial, og mye av den utnyttede vannkraften ligger nettopp i de landene i Asia, Latin-Amerika og Afrika som har hatt sterkest økonomisk vekst.<sup>7</sup>

Den andre siden av klimapolitikken og fornybarsatsingen er at fossil kraftproduksjon er blitt langt mindre attraktiv. Dette gjelder særlig i Europa, der innføringen av stadig mer lukrative støtteordninger for fornybar energiproduksjon sammen med økt karbonskattlegging har ført til en sterk konkurranse og til dels utkonkurrering av fossil produksjon. Riktignok har kullkraften opprettholdt mye av lønnsomheten på grunn av sterkt fallende kullpriser, særlig fra omkring 2010. Den utviklingen skyldes særlig to faktorer: For det første fallende etterspørsel på grunn av økt konkurranse fra fornybare energikilder, økt beskatning og en generelt lavere økonomisk vekst etter finanskrisen i 2008, og for det andre en økning i utvinnings-

kapasiteten i flere av de store kullandene (sistnevnte er et resultat av sterkt økende kullpriser i årene før 2010).<sup>8</sup> Men ny utbygging av kullkraftproduksjon forekommer knapt lenger i Europa. I tillegg har annen fossilbasert kraftproduksjon, det vil i første rekke si gasskraft, blitt svært hardt rammet av den nye klima- og fornybarpolitikken. Den utviklingen har også Statkraft fått erfare konsekvensene av. Etter 2010 kom gasskraften i en håpløs konkurransesituasjon i Europa, og for Statkraft utviklet gasskraftengasjementet i Tyskland seg etter hvert til å bli selskapets antagelig dårligste utenlandsinvestering.

Alt i alt har klimapolitikken etter 2005 bidratt til å presse de fleste vestlige energiselskaper over mot mer miljøvennlige produksjonsteknologier. Investeringer i fossil kraftproduksjon har etter denne tid falt sterkt, samtidig som satsingen på fornybar produksjon har økt markant. Slik sett er Statkrafts rendyrking av fornybar-rollen de siste ti årene i stor grad en del av en europeisk og til dels global trend. Forskjellen er at Statkraft i denne sammenheng har hatt en mye kortere vei å gå enn nesten alle andre større kraftselskaper.

Vi skal returnere til gasskraftengasjementer etter hvert. Men først skal vi ta for oss den største internasjonale enkeltsaken i perioden etter 2005, nemlig E.ON-transaksjonen i 2008. Denne transaksjonen ga selskapet mye ny produksjonskapasitet, vannkraft ikke minst, samt økt finansiell handlekraft.

BEGYNNELSEN PÅ SLUTTEN AV SYDKRAFT-ENGASJEMENTET  
Etter at Statkraft i 2003 fikk forhandlet seg frem til en forlengelse av salgsopsjonen i Sydkraft til utgangen av 2007 (se kapittel 5), gikk eierskapet i det svenske selskapet inn i en stabil fase. Frem til 2007 skjedde det ingen større endringer verken i eiersituasjon eller i relasjonen mellom Statkraft og E.ON. Mye takket være den nevnte opsjonen kunne Statkraft lene seg tilbake og høste gode årlige utbytter uten hele tiden å måtte tenke på hva man skulle gjøre i morgen. Så lenge det ikke dukket opp andre investeringsprosjekter som fremsto som mer lønnsomme, var det også uaktuelt å selge seg ned eller ut. Det skjedde heller ikke.

Likevel hendte det noe i denne perioden som skulle få stor betydning for hvordan Statkraft etter hvert kom til å forholde seg til denne opsjonen. Sydkraft, eller E.ON Sverige som selskapet skiftet navn til i 2005, steg betydelig i verdi. Dette skyldtes to forhold især: For det første begynte kraftprisene i det nordiske markedet å stige omkring 2003, samtidig som de fleste prognoser pekte mot at dette ville bli en varig trend. Ettersom fremtidig kraftpris er den viktigste enkeltfaktor i verdivurderinger av kraftselskaper, førte dette til at E.ON Sverige fremsto som stadig mer verdt enn ved inngåelsen av opsjonen i 2001. For det andre skjedde det en allmenn verdistigning på energiaksjer i Europa i denne perioden, som også slo inn på verdivurderingene av E.ON Sverige. Allerede i 2005, da Statkraft fikk en ekstern verdivurdering av





*Økonomen Stein Dale kom til Statkraft i 2002, og rykket i 2005 opp i konsernledelsen som direktør for strategi da Christian Rynning-Tønnesen sluttet i selskapet. Dale fikk dermed blant annet ansvaret for å forhandle frem avtalen med E.ON som dannet utgangspunktet for den store Genoa-transaksjonen i 2007–2008. Han utmerket seg da, og i mange andre sammenhenger, som en dreven, tøff og tidvis kompromissløs forhandler. I 2011 sluttet han i Statkraft og gikk til det tyske selskapet E.ON.*

aksjeposten, kom man ut med en verdi på rett under 30 milliarder svenske kroner.<sup>9</sup> Det var nærmere 10 milliarder mer enn den prisen som opsjonen fastsatte.<sup>10</sup> Opsjonen begynte altså å fremstå som stadig mindre lukrativ.

I utgangspunktet var det jo vel og bra at verdien økte. Men for Statkraft knyttet det seg et stort dilemma til hvordan man skulle få realisert denne verdiøkningen. På grunn av eiersituasjonen i E.ON Sverige, med en helt dominerende eier som åpenbart så langsiktig på sitt engasjement, ville det antagelig være svært vanskelig å finne noen som var interessert i å kjøpe Statkrafts aksjepost, i alle fall til en riktig pris. De store energiselskapene i Europa kunne antagelig utelukkes, siden disse hadde en tendens til å søke majoritetsposisjoner når de først kjøpte. Slike ville neppe gå inn i et selskap der i tillegg en konkurrent satt med bukten og begge endene. Dermed var det sannsynligvis bare E.ON som var reell kjøper til eierposten. Men der var man naturligvis ikke interessert i å betale mer enn nødvendig. Ved minst én anledning hadde Statkraft tatt opp spørsmålet om salg med E.ON. Det møtet skal ha vart i tre kvarter, inkludert lunsj, og det var nok først og fremst fordi Statkrafts representanter ikke fant det verdt å bli sittende i rommet særlig lenger.

Situasjonen på forsommeren 2007, bare få måneder før opsjonen løp ut, var dermed at Statkraft befant seg i en innelåst posisjon – riktignok med mulighet til å komme ut, men uten særlige utsikter til å få riktig betalt for eierposten. Spørsmålet var dermed hva selskapet skulle gjøre med opsjonen. Utad, overfor tyskerne, hadde man sagt klart ifra at det var uaktuelt å selge på de vilkårene som gjaldt i opsjonen.<sup>11</sup> Innad var ikke dette like sikkert. Og det var Statkraft som sto svakest. For E.ON var det egentlig ikke så mye som sto på spill. Tyskerne hadde ingenting å tape på å vente og se, og de kom ikke dårligere ut dersom Statkraft ikke utnyttet opsjonen, heller tvert om. Etter 2007 var ikke E.ON lenger bundet til å kjøpe. Statkraft på sin side kunne komme dårligere ut, for eksempel hvis selskapet av en eller annen grunn skulle få behov for eller bli nødt til å selge.

Bildet endret seg på forsommeren 2007, da Stein Dale ble kontaktet av E.ONs nestsjef Johannes Teyssen, som ønsket å informere om et pågående restruktureringsprosjekt kalt «One E.ON».<sup>12</sup> I årene etter 2000 hadde det tyske selskapet lagt kraftig på seg gjennom oppkjøp av selskaper i en rekke europeiske land.<sup>13</sup> Nå var det tid for å konsolidere og hente ut synergier. Blant annet ønsket E.ON å samle all tradingaktivitet i Düsseldorf, også tradingen i E.ON Sverige. Selv om E.ON argumenterte for at dette ville gagne E.ON Sverige, og derfor ikke rammet andre aksjonærer negativt, reiste det spørsmål om hvorvidt et såpass omfattende grep kunne gjøres uten at den andre store eieren aksepterte. En juridisk betenkning, gjennomført av svenske advokater, konkluderte med at E.ON ikke kunne gjøre dette uten å bryte med svensk aksjelovgivning.<sup>14</sup> I Statkraft øynet man her derfor, endelig, en mulighet til å komme i en forhandlingsposisjon om eierposten i Sverige.<sup>15</sup>

## PROSJEKT GENOA

E.ONs henvendelse og planer ledet ganske raskt til en diskusjon om Statkrafts eierskap som sådan. I den påfølgende tiden ble det innledet samtaler med E.ON der en overtakelse av Statkraft-posten etter hvert ble det sentrale. For Statkraft var det særlig to premisser som ble lagt til grunn i disse samtalene. For det første skulle et eventuelt salg skje til markedspris. For det andre skulle Statkraft få betalt mest mulig i aktiva, deriblant i vannkraft i Sverige. Om disse premissene ble partene enige i løpet av sommeren samme år, og allerede i slutten av august forelå et utgangspunkt for et bytte av verdier. I motytelse for eierposten i E.ON Sverige skulle Statkraft overta en tredjedel av dette selskapets vannkraftproduksjon. Statkraft skulle også blant annet få elleve vannkraftverk og ett gasskraftverk i Tyskland. Hva som skulle inngå utover disse verdiene, avhang av hvilken pris man ble enige om på Statkraft-posten. Her lå den kanskje vanskeligste saken.

Drøftingene sommeren 2007 dannet starten på en prosess som skulle bli særdeles krevende, men også særdeles lukrativ for Statkraft. Forhandlingene foregikk til å begynne med nødvendigvis bak lukkede dører, og ble bare omtalt som Genoa. Ideen til dekknavnet kom ved å stokke om på bokstavene i E.ON AG, og var seilerentusiast Stein Dales idé (Genoa er en type seil). Fra tysk side gikk forhandlingene for øvrig under dekknavnet «Elk».

I Statkraft ble det tidlig satt sammen en gruppe personer som skulle begynne å jobbe med jus, verdivurderinger og utvelgelse av aktiva. Gruppen ble ledet av Stein Dale og hadde en kjerne bestående av Anders Prietz, Rolf Busch, Finn Fossanger og Kjetil Hartvedt Nilsen. Den viktigste oppgaven var å regne seg frem til en markedspris på aksjeposten i E.ON Sverige, samt på den nevnte tredjedelen av vannkraften i E.ON Sverige. Ikke så overraskende endte partene her ut med ganske ulike tall, og de påfølgende forhandlingene ble deretter. En endelig avklaring kom først etter en meget krevende forhandlingsmaraton i september på Laksfors, Statkrafts residens i Nordland. Da hadde for øvrig Statkraft bare noen få uker tidligere vedtatt å ikke benytte seg av salgsopsjonen, og meddelt dette til E.ON.<sup>16</sup>

På Laksfors møtte tyskerne med toppsjef Wulf Bernotat, nestkommanderende Johannes Teyssen og M&A-sjef Lutz Feldmann. Statkraft stilte med styreformann Arvid Grundekjøn, Bård Mikkelsen og Stein Dale, samt et omfattende tall- og underlagsmateriale utarbeidet av den nevnte gruppen. Over to døgn ble det forhandlet intenst, inntil partene til slutt møttes et sted mellom de respektive utgangsposisjonene. Verdien av Statkrafts aksjepost landet på 4,4 milliarder euro, mens den svenske vannkraften kom ut på 1,65 milliarder euro. Dermed var de to viktigste og vanskeligste komponentene på plass. Verdiene av vannkraft- og gasskraftverkene i Tyskland, samt enkelte andre aktiva som også skulle overtas av Statkraft, skulle det forhandles om etter hvert. Det som deretter gjensto av oppgjøret, skulle Statkraft få betalt for i form av aksjer i E.ON.







*To fornøyde herrer. 24. juli 2008 ble Genoa-avtalen undertegnet i Stockholm, og Statkraft-sjef Bård Mikkelsen kunne ta E.ON-sjef Wulf Bernotat i hånden. Med Genoa-avtalen avsluttet Statkraft og E.ON et nært samarbeid i det svenske selskapet Sydkraft (senere E.ON Sverige) som hadde vart i 12 år. Men relasjonen mellom de gamle partnerne var ikke helt over. Gjennom avtalen fikk Statkraft en eierpost i E.ON på ca. 4,2 prosent, som gjorde det norske selskapet til en av de største industrielle eierne i den tyske energikjempen. Posten ble imidlertid solgt i 2013.*

E.ON og Statkraft var enige om å få saken igjennom i styret i E.ON Sverige allerede i første møte, som var en knapp uke senere, nærmere bestemt mandag 24. september. Da skulle partene inngå en såkalt MoU (Memorandum of Understanding). Dette innebar også, blant annet, at man bare hadde noen dager på å plukke ut konkret hvilke vannkraftverk som skulle overtas fra det svenske selskapet. Her fulgte Statkraft i store trekk den samme strategien som de hadde gjort i forbindelse med Graninge-saken noen få år tidligere, da det viktigste hadde vært å få kraftverk i flest mulig vassdrag for å få tilgang til hydrologisk informasjon (se kapittel 5).<sup>17</sup> Her kunne man i betydelig grad lene seg på den omfattende «screeningen» av svenske vassdrag og kraftverk som var blitt gjort den gangen. I tillegg ble det utarbeidet en simuleringsmodell for verdiberegning av kraftverkene. Søndag 23. september om ettermiddagen, dagen før styremøtet, møttes Finn Fossanger, Tron Engebretsen og Jon Ulrik Haaheim, de to sistnevnte fra Statkrafts produksjonsdivisjon, for å ha et telefonmøte med E.ON Sverige, som var representert ved selskapets vannkraftsjef. I løpet av samtalen, som varte til langt ut på natten, ble Statkraft 40 vannkraftverk, 975 MW og en normalproduksjon på 4,1 TWh rikere. Kraftverkene lå i vassdrag fra Skellefteälven i nordøst til Lagan i sørvest, og ga Statkraft innpass i fem av de seks største utbygde elvene i Sverige.

Prosessen må ha vært like vond for E.ON Sverige som den var god for Statkraft. Det svenske selskapet måtte her avgi vannkraftverk som var blitt bygd opp gjennom årtier, og som ble betraktet som en svært viktig del av selskapet. Og det skjedde ikke av industrielle hensyn, men som et resultat av et egentlig utenforliggende anliggende mellom selskapets eiere.

*Nant-y-moch, magasinet til Rheidol vannkraftverk i Wales. Statkraft overtok kraftverket i 2008 som en del av den store byttehandelen med E.ON. Det kunne kanskje virke overraskende å overta et enslig vannkraftverk i Storbritannia. Men for Statkraft har informasjon blitt en stadig mer sentral faktor, og en viktig begrunnelse for kjøpet var å få økt innsikt i hvordan det britiske markedet fungerer. Rheidol, som ble satt i drift i 1962, har en installert effekt på 49 MW og er et av de større vannkraftverkene i Storbritannia.*



I midten av oktober ble også rammene for hele oppgjørspakken lagt, noe som i sin tur dannet grunnlaget for inngåelse av en formell intensjonsavtale. Den ble formelt undertegnet 12. oktober, og samme dag offentliggjort på en pressekonferanse på Lysaker med Bård Mikkelsen og E.ON-sjef Wulf Bernotat i spissen. I tillegg til den svenske vannkraften, skulle selskapet overta to gasskraftverk i Tyskland – Emden Gas og Robert Frank, begge i Niedersachsen – med en samlet produksjonskapasitet på 917 MW. Videre fulgte vannkraftverket Erzhausen på 220 MW i samme delstat. Erzhausen var et såkalt pumpe-

*Oberbecken er magasinet til vannkraftverket Erzhausen i Niedersachsen i Tyskland. I 2009 overtok Statkraft dette kraftverket i forbindelse med byttehandelen med E.ON. Erzhausen har en installert kapasitet på 220 MW og er et såkalt pumpekraftverk. Kraftverket har to magasiner, ett ovenfor og ett nedenfor selve kraftstasjonen. I perioder med høye strømpriser kjøres kraftverket med vann fra øvre magasin. Dernest, ved lave strømpriser, pumpes vannet opp igjen fra nedre magasin med kraft fra nettet.*



kraftverk, og passet godt med Statkrafts konsentrasjon om fleksibel produksjon. For det tredje skulle Statkraft overta en håndfull mindre elvekraftverk på samlet 42 MW i elven Weser i den sentrale/vestlige delen av landet. Endelig inngikk aktiva i enkelte andre land, deriblant vannkraftverket Rheidol i Wales, samt biomasseanlegg i Tyskland og fjernvarmeanlegg i Sverige. Hertil skulle Statkraft i Tyskland få en lang-siktig kraftleveringsavtale samt en gassavtale med E.ON som hadde en betydelig verdi.

Inkludert den svenske vannkraften ble aktivaene i intensjonsavtalen samlet verdivurdert til litt over 2,2 milliarder euro, eller omkring halvparten av den totale verdien av Statkrafts aksjepost i E.ON Sverige. Den andre grovt regnede halvparten skulle dermed, som avtalt tidligere, gjøres opp i aksjer i E.ON AG. Med utgangspunkt i aksjekursen i september 2007 ville dette gi en eierposisjon i det tyske selskapet på vel 2,2 prosent. Fordi E.ON hadde et svært spredt eierskap, ville det bety at Statkraft ville bli en av selskapets fire største aksjonærer.

Opplegget i intensjonsavtalen var altså forholdsvis konkret. Hva gjaldt de tekniske, juridiske og økonomiske sidene ved aktivaene, var det imidlertid først nå arbeidet startet for alvor. For det første måtte det gjennomføres en due diligence,

*Statkrafts konsernsjef Bård Mikkelsen i sitt rette element. Mikkelsen hadde en fortid i flybransjen, og han er en ivrig helikopterflyver. Her er han på vingene over Sverige for å beskue kraftverkene som Statkraft overtok i forbindelse med byttehandelen med E.ON i 2008.*







*Vakre kraftstasjoner i Sverige, som i dag eies av Statkraft. Karsefors kraftverk (over) og Laholm kraftverk (til venstre) ble overtatt i 2008 i forbindelse med Genoa-avtalen. Gjennom avtalen ble Statkraft 40 vannkraftverk rikere i nabolandet.*



altså en grundigere verdivurdering av alle aktiva. For det andre innebar en såpass omfattende overføring av eierskap i tillegg mange og ulike faktorer som måtte avdekkes og avklares. For eksempel var det en viss usikkerhet knyttet til vannrettigheter ved vannkraftverkene i Tyskland. Endelig skulle en rekke produksjonsheter og mennesker, spredt over fire land, integreres i Statkraft. Konkret dreide det seg om over 60 driftsenheter og mer enn 200 personer som skulle overføres til Statkraft eller Statkrafts datterselskaper og innordnes nye systemer på en effektiv og god måte.

På det meste arbeidet over hundre mennesker med ulike deler av Genoa-prosessen. Blant annet ble det lagt ned et stort arbeid for å sikre en god implementering av de nye virksomhetene, med så langt som mulig smertefri drift fra dag én. Denne prosessen startet lenge før overtakelsen. Allerede i slutten av 2007 ble det opprettet en egen gruppe, ledet av markedsdirektør Jørgen Kildahl, som skulle ta seg av implementeringen. Prosjektleder for arbeidet var Hilde Bakken. Den største oppgaven i denne sammenheng var å planlegge for integreringen av de 40 vannkraftverkene i Sverige. Den jobben ble ledet av Jon Ulrik Haaheim.

Den endelige oppgjørspakken var på plass sommeren 2008, og 24. juli ble forpliktende avtale signert. Tidspunkt for gjennomføringen av transaksjonen ble satt til årsskiftet samme år. Sistnevnte var av stor betydning for størrelsen på aksjeposten i E.ON. Statkraft skulle etter avalen få gjort opp i aksjer ut fra et fastsatt euro-beløp og med den kursen som gjaldt ved gjennomføringen av transaksjonen, altså 31. desember samme år. Så skjedde det at kursen på E.ON-aksjen falt betydelig gjennom høsten. Statkraft endte av denne grunn opp med en aksjepost på hele 4,2 prosent, mot anslåtte 2,1 prosent sommeren samme år.

Sett i ettertid, og helhetlig betraktet, står Sydkraft/E.ON Sverige-engasjementet som en svært lukrativ forretning. I løpet av perioden 1996 til og med

2002 investerte Statkraft til sammen 14,9 milliarder kroner i aksjer i selskapet. I perioden 1996 til og med 2008, altså frem til byttehandelen, fikk Statkraft tilbake 8,8 milliarder kroner i utbytte. I tillegg til verdiene på de aktivaene som ble overtatt, ga dette en årlig gjennomsnittlig avkastning gjennom hele perioden på 14 prosent. Det var et resultat som det ikke var noen grunn til å skamme seg over.

Hvis man regner fremover og tar med avkastningen på alle aktivaene frem til og med 2013, blir resultatet noe svakere, men fremdeles solid på omkring 10 prosent. Interessant nok skyldes denne reduksjonen fortrinnsvis to faktorer som begge i større eller mindre grad kan henføres til den nye klimatrenden vi nevnte innledningsvis. For det første har E.ONs markedsverdi falt de siste årene, blant annet på grunn av den store porteføljen av kull- og kjernekraft som rammes av Energiewende-politikken i Tyskland. For det andre har verdien på de to gasskraftverkene Statkraft overtok som en del av byttehandelen i 2008, falt til nesten ingenting.

#### MUSEN SOM FØDTE ET FJELL

Ifølge historien skal danskenes kong Christian 4. etter et møte med den svenske rikskansleren Axel Oxenstierna i 1629 ha sitert rollefiguren Horatio i Hamlet, som uttrykte setningen «Parturiunt montes, nascetur ridiculus mus». Direkte oversatt blir dette noe slikt som «Fjellene har veer, men de kommer bare til å føde en skarve mus». Senere har begrepet «fjellet som fødte en mus» blitt et uttrykk for situasjoner der store og omstendelige forberedelser gir små resultater. Når det gjelder Statkrafts engasjement i Sydkraft/E.ON Sverige, er det fristende å snu om på setningen og tale om musen som fødte et fjell. Ikke fordi dette engasjementet brakte store resultater som følge av små forberedelser, men fordi det ble noe veldig mye større enn det var mulig å forutse da Statkraft kjøpte den første lille aksjeposten i selskapet i 1996.

Det er hevet over tvil at Statkraft gjorde noen svært kloke strategiske valg både innledningsvis og underveis i denne historien. Selve inntredenen var i stor grad et resultat av Lars Uno Thulins evner til å tenke visjonært og strategisk, og til å bygge opp relasjoner både til svenske og tyske aktører som gjorde det mulig å få en såpass god posisjon i Sydkraft de første årene. Ideen om opsjonen i 2001 er også viktig her. Selv om det blir spekulasjoner, er det ikke helt utenkelig at Statkraft kunne ha solgt seg ut allerede i 2001 i forbindelse med at E.ON utløste budplikt. Opsjonen ga et viktig pusterom og et tungt argument i møtet med de som mente at Statkraft da burde selge seg ut. Forlengelsen av opsjonen i 2003 bidro åpenbart til at det ble mulig å bli sittende enda lenger med en viss sikkerhet. Hertil kom den såkalte «serviettavtalen» som vi omtalte i forrige kapittel, som ga Statkraft tilgang på mye svensk vannkraft. Den var åpenbart et resultat av Statkrafts evne til å lese fremtidige utviklingstrekk.

Det var imidlertid en del forutsetninger utenfor Statkrafts kontroll som ga grunnlag for å kunne ta de kloke strategiske valgene. Opsjonen i 2001 kom i realiteten som



*Hilde Bakken har arbeidet i Statkraft siden 2000. Hun har lang erfaring fra produksjon og marked, og sitter i 2015 i selskapets konsernledelse, med ansvar for forretningsområdet Power Generation. I 2008 fikk Bakken ansvaret for å lede integreringen av alle aktiva som Statkraft overtok i byttehandelen med tyske E.ON. Mer enn hundre Statkraft-ansatte fordelt på åtte kontorer i fem land var involvert i dette arbeidet. Bakken har sammenlignet prosessen med å skulle ta motoren fra én bil og plassere den over i et nytt karosseri uten at noen deler ble skadet på veien. I tillegg skulle det skje raskt, og alt skulle fungere fra dag én.*



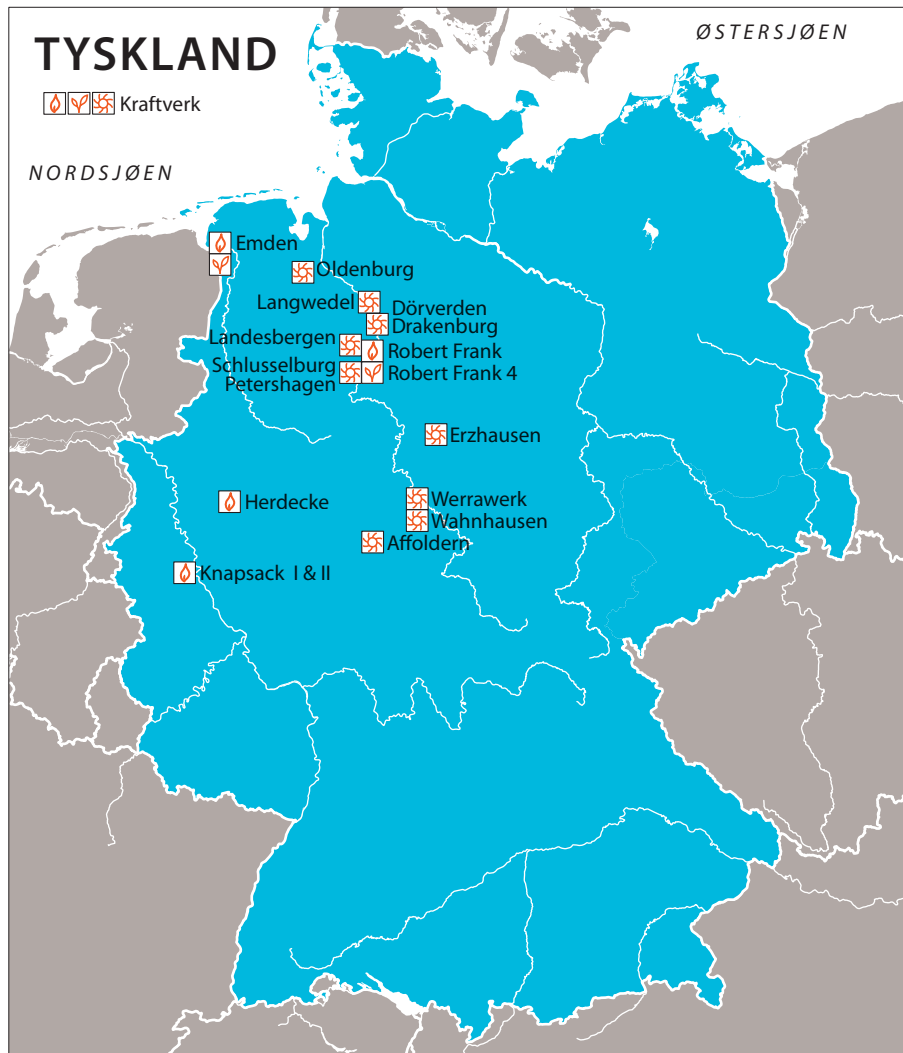


*I forbindelse med E.ON-byttehandelen i 2008 overtok Statkraft også flere gasskraftverk i Tyskland. Bildet viser interiør fra Emden gasskraftverk i Niedersachsen. Emden ble satt i drift allerede midt på 1950-tallet. Det ble modernisert på 1970-tallet, men var like fullt et gammelt anlegg med betydelig lavere energieffektivitet enn moderne gasskraftverk. Som følge av sviktende lønnsomhet i gasskraftproduksjon etter 2010, ble Emden i 2012 lagt i såkalt kald reserve, som i praksis betyr at det er helt nedstengt.*

følge av liberaliseringen i Tyskland, noe som i sin tur bidro til at E.ON kom i knipe i forhold til kabelavtalen med Statkraft (se kapittel 5). Uten disse store endringene ville ikke termineringen av Viking Cable kommet opp i 2001. Også forlengelsen av opsjonen i 2003, og serviettavtalen, var utløst av ytre forhold, nærmere bestemt av E.ONs problemer med Ruhrgas-transaksjonen og det faktum at det finske selskapet Fortum gjorde krav på Sydkraft-aktiva. Uten denne saken ville ikke Statkraft fått muligheten til å gå nye lukrative forhandlingsrunder med E.ON. Endelig var det E.ONs restruktureringsprosess i 2007 som bidro til at Statkraft på nytt kom i en gunstig forhandlingsposisjon overfor det tyske selskapet, i en situasjon der Statkraft egentlig ikke satt helt heldig i det.

At disse forholdene utenfor Statkrafts kontroll ble så viktige, betyr ikke at de kloke valgene var mindre kloke. De kan snarere ses på som en maksimering av de muligheter som til enhver tid fantes. Poenget er at verdiøkningen, og det utfallet som til slutt forelå etter Genoa-prosessen, må ses som et resultat av både ytre og indre omstendigheter.





### JAKTEN PÅ NYE VEKSTMULIGHETER

Sent i 2004 besluttet Statkrafts konserndireksjon å etablere et nytt forretningsområde kalt «Ny energi». Området, som ble underlagt konserndirektør Ingelise Arntsen, skulle litt forenklet arbeide med å identifisere og vurdere miljøvennlige energiformer og -prosjekter i Europa som Statkraft kunne investere i og tjene penger på. Etableringen var en del av en større omorganisering, der målet blant annet var å samle de miljøene og menneskene som arbeidet med nye teknologier og forretningsutvikling. Men den gjenspeilte også en ambisjon om å satse tyngre og mer målrettet på organisk vekst.

Noe av det første man gjorde i Ny energi, var å sette i gang et omfattende prosjekt for å kartlegge investeringsmuligheter i Europa. Bjørn Holsen fikk ansvaret for





prosjektet, og med seg fikk Holsen en arbeidsgruppe på omkring ti personer. Gruppens mandat var todelt. Den skulle analysere de generelle produksjons- og markedsforholdene i de ulike europeiske regioner og deretter identifisere konkrete produksjonsteknologier, land og prosjekter som kunne være interessante for Statkraft. Prosjektet hadde med andre ord en ambisjon om å gjøre en samordnet vurdering av selskapets engasjementer, som et slags svar på den spredte og ukoordinerte satsingen som hadde pågått så langt.

Resultatene av «screeningprosjektet», som det ble kalt, forelå forsommeren 2005.<sup>18</sup> I tråd med Statkrafts miljøprofil hadde arbeidsgruppen begrenset seg til å vurdere tre energikilder – vind, vann og gass. Vind og vann var rene, fornybare og uproblematiske. Gass lå i en gråson, men var langt renere enn for eksempel kull. Det var store forskjeller i vekstpotensialet i de respektive områdene. Størst syntes markedet å være innenfor gasskraft, som hadde ekspandert sterkt siden slutten av 1990-årene, og der den fremtidige utbyggingen var ventet å bli enda sterkere. I Europa som helhet var det ved inngangen til 2005 en gasskraftkapasitet på godt og vel 75 000 MW. På samme tid forelå ifølge arbeidsgruppen en «pipeline» av prosjekter på nærmere 150 000 MW. Dernest kom vindkraften, som også syntes å by på store vekstmuligheter. 30 000 MW vindkraft var bygd ut så langt, mens prosjekter tilsvarende omkring 50 000 MW var under planlegging eller bygging. Dårligst var utsiktene innenfor vannkraft, der mye allerede var bygd ut og potensielle prosjekter var få. Arbeidsgruppen hadde identifisert potensielle prosjekter på samlet omkring 3000 MW.

Rapporten anbefalte en målrettet satsing både på gass- og vindkraft. Den antydte også hvilke land som virket mest gunstige å satse i. Veksten i gasskraft var særlig sterk i Tyskland, Storbritannia, Italia og Spania. De to sistnevnte ble imidlertid vurdert som vanskelige markeder å komme inn i, mens særlig Tyskland ble fremhevet som lovende. Også når det gjaldt vindkraft, tronet disse fire landene på toppen. Her var det særlig Storbritannia, og i noen grad Italia og Spania, som ble fremhevet som mest interessante. I motsetning til gasskraft var vindkraftutbyggingen imidlertid nært knyttet til nasjonale støtteordninger.

Som fremhevet i forrige kapittel, førte økt oppmerksomhet om klimatrusselen til at fornybar energi fikk stadig større oppmerksomhet i energipolitikken. Særlig etter år 2000 begynte en rekke land å innføre offentlige støtteordninger for å fremme slike energiformer, og ved siden av sol var vind den energiformen som fikk mest



*Ingelise Arntsen kom inn i Statkrafts konsernledelse i 2003, og ble dermed den første kvinnen som noen gang hadde sittet i selskapets topledelse. Arntsen hadde bakgrunn både fra industri, konsulentbransje og energibransje. Hun hadde også betydelig internasjonal erfaring, og hadde blant annet bodd og arbeidet i Japan og Singapore gjennom en del år. I Statkraft fikk Arntsen blant annet ansvar for enheten Ny energi, som ble opprettet sent i 2004. Ny energi skulle arbeide med å finne nye investeringsmuligheter innenfor miljøvennlig energi i Europa.*

*Fra varmekraftverket for biomasse ved Emden gasskraftverk i Tyskland, som Statkraft overtok en eierandel i fra E.ON i 2008. Biomasseanlegget ble satt i drift i 2003, og eies av det tyske energiselskapet EWE (55 prosent), Statkraft (30 prosent) og det kommunale energiselskapet i Emden (15 prosent). Det er Statkraft som har ansvaret for driften av anlegget. I kraftverket drives en generator på 20 MW ved hjelp av damp produsert ved forbrenning av gammelt trevirke.*



oppmerksomhet. Vindkraftpotensialet, og lønnsomheten her, var med andre ord i stor grad bestemt av nasjonal miljøpolitikk. Om Storbritannia het det i rapporten at landet hadde «an ambitious renewable obligation scheme [which] makes investment in wind very attractive».<sup>19</sup>

Konkret trakk rapporten opp et program for de neste fem årene som la opp til ganske betydelige investeringer både innen gass og vind. Den anbefalte oppkjøp og/eller utbygging av mellom 500 og 1000 MW gasskraft innen 2010 og omkring 350 MW vindkraft. Det ble ikke lagt opp til konkrete investeringer i vannkraft. Men det ble påpekt at det kunne åpne seg muligheter på dette området i enkelte av de tidligere østblokklandene i Sørøst-Europa. Flere av disse landene hadde betydelige vannkraftressurser, samtidig som det var en klar tendens i en del av disse landene til å ville nærme seg Vest-Europa gjennom institusjonsbygging og liberalisering. Landene hadde god økonomisk vekst og gjennomgående underdekning i kraftforsyningen, og det var en tendens til privatisering. Særlig ble det pekt på Romania og tidligere Jugoslavia. «En satsing på Balkan må ha et langsiktig perspektiv og vil representere et betydelig kulturelt, politisk og geografisk sprang for Statkraft.»<sup>20</sup>

Som vi skal se i dette kapitlet, kom den faktiske utviklingen av det europeiske engasjementet i ganske stor grad til å sammenfalle med de anbefalingene som ble gitt i screeningprosjektet. I perioden mellom 2005 og 2010 gikk Statkraft inn i både gass- og vindkraftproduksjon i flere europeiske land. I tillegg etablerte selskapet seg med kontorer og prosjekter i flere sørøsteuropeiske land. Det blir imidlertid ikke helt rett å påstå at strategien kom først og handlingen deretter. Strategiplaner kan ofte være mer bekræftelser på hva man allerede har bestemt seg for enn å være nye veivisere. Slik var det også i dette tilfellet, særlig når det gjaldt gass og dels også vind. Begge disse satsingene hadde en «inkubasjonstid» før screeningprosjektet kom i gang, og prosjektet var også i noen grad styrt av dette.

#### GASSKRAFTENGASJEMENTER I TYSKLAND

I perioden 2005 til 2010 bygde Statkraft seg opp som en betydelig gasskraftprodusent på kontinentet, og vi skal her se nærmere på hvorfor selskapet valgte å satse såpass stort på dette området. Først må vi imidlertid kaste blikket noen år bakover i tid. Gass hadde nemlig vært et diskusjonsemne i selskapet ganske lenge. Og selv om eierskap i gasskraftbasert produksjon på kontinentet først ble aktuelt i 2004–2005, var dette til dels et resultat av noen års tenkning og konseptualisering.

I en del europeiske land, som Storbritannia, Nederland, Frankrike, Tyskland og Italia, hadde naturgass vært en viktig del av energimiksen i årtier.<sup>21</sup> Historisk spilte imidlertid denne energikilden (med et visst unntak for Nederland) svært liten rolle i kraftproduksjonen. Dette endret seg i løpet av 1990-tallet. Gass fikk i løpet av dette tiåret en stadig større betydning på dette området, særlig i større land som Tyskland,

Italia, Spania og Storbritannia. Mens gass i 1990 sto for under 7 prosent av den samlede europeiske kraftproduksjonen, var andelen økt til nesten 10 prosent i 1995 og til over 16 prosent i 2000.<sup>22</sup> På sistnevnte tidspunkt var det også en ganske utbredt oppfatning at gassen ville bli enda mer viktig i fremtiden.

Gasskraftens gjennombrudd var både politisk, økonomisk og teknologisk drevet.<sup>23</sup> Tradisjonelt hadde en del land hatt restriksjoner på bruk av naturgass til kraftproduksjon. I Storbritannia, for eksempel, var dette forbudt helt til 1990. Som følge av den økte tilgangen på gass i Europa i 1980- og begynnelsen av 1990-årene, ble slike restriksjoner imidlertid opphevet i de fleste land. Videre stimulerte det generelt høye rentenivået i 1990-årene til økt gasskraftutbygging, ettersom gasskraftverk var billigere og raskere å bygge ut enn kull- og kjernekraftverk. Gasskraftverk hadde riktignok tradisjonelt hatt mye høyere driftskostnader enn kull- og særlig kjernekraftverk. Men også dette endret seg i andre del av 1980-årene, som innledet en lang periode med fallende gasspriser som varte helt frem til etter 2000-tallet. Sist, men ikke minst, skjedde det store fremskritt i gasskraftteknologien i dette tiåret, med utviklingen av storskala CCGT-anlegg (Combined Cycle Gas Turbines) som det viktigste. CCGT-anlegg brukte overskuddsvarmen, eller eksosen, fra gassforbrenningen i en sekundær damp turbin som bidro til at energieffektiviteten ble høyere. Mens konvensjonelle gasskraftanlegg utnyttet 35–40 prosent av energiinnholdet i gassen, kunne CCGT-anlegg komme opp i en virkningsgrad på nærmere 60 prosent.

En kommersiell satsing på gasskraft forutsatte imidlertid noen rammebetingelser. For det første måtte det være reelt mulig for frittstående aktører å etablere seg som produsenter. Denne forutsetningen kom altså delvis på plass i de fleste EU-land de første årene etter 2000. Tilgang til gassledningsystemer og, ikke minst, tilgang til gass på akseptable vilkår måtte naturligvis også til. Den forutsetningen var i mindre grad oppfylt på begynnelsen av 2000-tallet. Riktignok hadde EU-landene på slutten av 1990-årene vedtatt å liberalisere gassnæringen, som i likhet med kraftnæringen historisk var organisert i nasjonale og regionale monopoler.<sup>24</sup> Innføring av markeds mekanismer i denne sektoren var imidlertid svært komplisert, dels på grunn av etablerte eierstrukturer og andre historiske føringer, dels på grunn av motstand fra etablerte gasselskaper og nasjonale myndigheter. Så sent som i 2005 var det bare Storbritannia som hadde etablert et reelt konkurransebasert gassmarked.<sup>25</sup> Med andre ord var etablering av gasskraftproduksjon i stor grad definert av spesifikke nasjonale og regionale rammevilkår. Og dette var vilkår som man måtte kjenne godt dersom ikke markedsrisikoen skulle bli for høy. Fraværet av velfungerende markeder førte også til høye gasspriser, dels fordi petroleumsprisene var høye, men også på grunn av monopolprising etter gamle mønstre.

Nettopp markeds- og systemkunnskap var et viktig argument da Statkraft i 2005 besluttet å gå inn i gasskraftproduksjon i Tyskland. Selskapet hadde nemlig ganske



*Fra den offisielle åpningen av gasskraftverket Knapsack i Nordrhein-Westfalen i Tyskland høsten 2007. Knapsack har en installasjon på 800 MW og en årlig produksjonsevne på 7 TWh, og var dermed Statkrafts så langt største utenlandske produksjonsanlegg. Oppstarten av Knapsack ble fremhevet som en milepæl i selskapets internasjonale utvikling. Til høyre i bildet, med rødt slips, står Norges næringsminister Dag Terje Andersen, og til høyre for Andersen, kong Harald, som for anledningen var på offisielt besøk til Tyskland.*

tidlig, og mye tidligere enn mange andre større europeiske energiselskaper, begynt å engasjere seg i gasshandel i flere av de fremvoksende markedene på kontinentet. Den aktiviteten begynte så smått allerede i år 2000 fra handelskontoret i Nederland, fortrinnsvis over gassknutepunktet Zeebrugge i Belgia. Året etter besluttet konsernledelsen hjemme i Norge, etter en grundig vurdering i markeds- og strategimiljøet, å satse mer målrettet på denne typen handel.<sup>26</sup> Riktignok var man på dette tidspunktet klar på at gassmarkedene i Europa, med unntak for det britiske, var vanskelige å operere i, blant annet på grunn av liten åpenhet og svakt utviklede markedsplasser. Særlig gjaldt dette Tyskland.<sup>27</sup> Derfor var ambisjonene til å begynne med forholdsvis moderate. Men så var heller ikke hovedmålet i første omgang å tjene store penger. Det viktigste var å opparbeide systematisk kunnskap og informasjon om gassmarkedene og hvordan disse fungerte og utviklet seg. Logikken – slik den også var ved etableringen av handelskontorene i Nederland og Tyskland i 1998 og 1999 – var at man ved å etablere seg på et tidlig tidspunkt i en liberaliseringsprosess kunne oppnå «first mover-advantages». I 2001 ble det etablert et analysemiljø for gass som skulle «serve» de europeiske handelskontorene med fundamentalanalyser.

Gass og gassmarkedet skilte seg på viktige områder vesentlig fra kraft og kraftmarkedet. Gass hadde eksempelvis helt andre fysiske egenskaper, og produksjons-





*I Statkraft er man opptatt av god drift og ordentlige arbeidsforhold, også på anleggene utenlands. Dette bildet viser innsiden av gasskraftverket Knapsack i Tyskland. Kanskje er det enda renere og penere der enn man strengt tatt skulle ønske. Etter 2010 har gasskraft blitt ulønnsomt i Tyskland, og Statkrafts gasskraftverk har derfor gått på sparebluss eller vært ute av drift i lange perioder. De tyske gasskraftinvesteringene er dermed blitt selskapets eneste større tapsprosjekt.*

og markedsforholdene var ganske ulike kraftsektoren. I Statkraft mente man likevel å ha noen spesielle forutsetninger for å kunne gå inn på dette feltet. Ikke minst ble det lagt vekt på verdien av selskapets analyse- og markedskompetanse, der man betraktet seg som blant de fremste i Europa. Oppfatningen var at denne kompetansen også kunne brukes på liberaliserte gassmarkeder.<sup>28</sup> Dessuten mente man at kraft- og gassmarkeder ville bli mer integrert med hverandre etter hvert som gass ble

stadig viktigere i kraftproduksjon og gassmarkedet for alvor ble liberalisert. Gassmarkedet ville med andre ord slå stadig tyngre inn i kraftmarkedet. Denne antatte konvergensen ville, mente man, øke verdien av den etablerte markedskompetansen, samtidig som et engasjement i gasshandel ville gi viktig informasjon til kraftmarkedsanalysen. Slike informasjonssynergier, som det het i rapporter og utredninger, var kanskje vel så viktige som gasshandel i seg selv. Kort sagt måtte man i fremtiden, for å forstå dynamikken i kraftmarkedet, også i større grad forstå og kjenne gassmarkedet.

Statkrafts gassengasjement var i utgangspunktet begrenset til handel, mens eierskap i produksjon ikke lå i selskapets planer. Dette endret seg i løpet av 2004–2005. Slik det så ofte er, var det et konkret prosjekt mer enn et eksplisitt strategiskifte som førte til at selskapet i løpet av noen vårmåneder i 2005 besluttet å gå inn som eier i ikke mindre enn to gasskraftverk i Tyskland.

Gasskraftinitiativet kom opprinnelig ikke fra hovedkontoret i Norge, men fra handelskontorene i Düsseldorf og Amsterdam. Der hadde man ganske tidlig begynt å argumentere for at handelsvirksomheten ville ha stort utbytte av å ha noe tilgang på egen produksjon. Så langt hadde kontinentalhandelen kun vært finansiell, altså basert på kjøp av kraft i markedet for videresalg. Argumentet var at handel med egenproduksjon i ryggen, såkalt «asset backed trading», både ville øke lønnsomheten i virksomheten som helhet samt bidra til å redusere markedsrisiko.

Det var imidlertid ikke uten videre mulig å få kjøpe enkeltstående kraftverk i land som Tyskland og Nederland, i alle fall ikke slike som både forsvarte prisen og som tilfredstilte Statkrafts miljøprofil. Høsten 2003 ble man imidlertid ved Düsseldorf-kontoret kjent med et planlagt CCGT-basert gasskraftverk utenfor byen Köln i Nordrhein-Westfalen som det kunne bli mulig å bli medeier i. Eierne av prosjektet var det amerikanske energiselskapet InterGen, som igjen var eid av oljeselskapet Shell og engineeringsselskapet Bechtel. InterGen ønsket å få inn partnere i prosjektet, og i handelsmiljøet mente man her å stå overfor en gyllen sjanse. Ved siden av den generelle fordelene ved å eie egen produksjon, ble særlig to faktorer fremhevet som gunstige ved Knapsack-prosjektet. For det første skulle det bygges med modernisert CCGT-teknologi, utviklet av Siemens-konsernet, som skulle gi enda høyere energi-effektivitet. Slik sett kunne prosjektet, med litt velvilje, kalles miljøvennlig. For det andre var gasskraftverk, i likhet med vannkraftverk, forholdsvis fleksible i den forstand at de kunne kjøres ganske hurtig opp og ned i takt med prissvingningene. Gasskraft passet følgelig godt inn i Statkrafts generelle markedsstrategi som nettopp var fundert på spekulativ utnyttelse av fleksibel produksjonskapasitet – på å ta ut gevinst på markedsfluktasjoner. Kort sagt kunne Knapsack forankres både i miljøvisjon og kommersiell strategi, og hovedkontoret i Norge ble derfor oppfordret om å se nærmere på prosjektet.<sup>29</sup>



*Statkrafts vindkraftsatsing startet i Norge. I 2002 ble selskapets første vindkraftprosjekt, Smøla vindpark på Nordvestlandet, åpnet av kong Harald. Fullt utbygd har parken en kapasitet på 150 MW fordelt på 68 møller. Men også Smøla hadde opprinnelig en internasjonal dimensjon. En stor del av kraften skulle nemlig kjøpes av det nederlandske selskapet Nuon, som ønsket å kunne selge «grønn» kraft. Avtalen med Nuon sikret forutsigbare og gode inntekter, og var antagelig avgjørende for at parken ble bygd, ettersom prosjektet ellers ikke hadde vært lønnsomt nok. Avtalen med Nuon ble fremforhandlet av Statkrafts handelskontor i Amsterdam. For Nuon ble imidlertid avtalen ulønnsom etter hvert som tilgangen på fornybar energi økte i Europa og prisene falt. Resultatet ble at selskapet senere kjøpte seg fri fra avtalen.*

I konsernledelsen i Norge var man på denne tiden lydhør for det meste av internasjonale prosjektideer, også eierskap i kraftproduksjon. Det var også enighet om at Knapsack passet med Statkrafts profil og strategi. Likevel slo ikke konsernledelsen umiddelbart armene om prosjektet. I et konsernledermøte sent i 2003 kom flere substansielle innvendinger.<sup>30</sup> For det første ble prosjektet oppfattet som umodent. Flere viktige forhold var uavklart, deriblant hvorfra og på hvilke vilkår verket skulle få tilgang på gass. Viktigst var imidlertid at det ble reist tvil om lønnsomheten generelt i gasskraft. Dels ble det vist til at gass ventelig ville bli pålagt økte miljøavgifter. I tillegg ble det i selskapets egne langtidsanalyser regnet med at gass ville bli dyrere i årene fremover. Av disse grunner uttrykte konsernledelsen faktisk tvil om hvorvidt Knapsack i det hele tatt ville bli bygd. For øvrig kom det ganske vesentlige poenget at Statkraft som selskap verken hadde teknologisk, driftsmessig eller kommersiell erfaring med gasskraft.<sup>31</sup>

Prosjektet døde likevel ikke hen, primært fordi handelsmiljøet på kontinentet fortsatte å holde det varmt. Der hadde man allerede etablert en viss kontakt med InterGen, og den ble opprettholdt. Gjennom 2004 ble dessuten prosjektet langt bedre utviklet. Konsekvensen av sistnevnte var at InterGen tidlig i 2005 besluttet å legge



Knapsack – eller mer presist: selskapet som prosjektet var organisert i – ut i markedet. InterGen hadde på dette tidspunktet for øvrig besluttet å selge hele prosjektet, visstnok på grunn av omlegging av selskapets strategiske fokus. Resultatet var uansett at det ble en del blest om Knapsack, og at blant annet flere tyske energiselskaper, deriblant enkelte av de store, begynte å vise interesse. Den psykologiske betydningen av det sistnevnte skal neppe undervurderes. Også i Statkraft-ledelsen i Norge ble man atskillig mer interessert.

I juni 2005 besluttet konsernledelsen å kjøpe Knapsack. I et fremlegg for styret i mai ble det understreket at prosjektet hadde svært god lønnsomhet og var «det kommersielt beste som vil være tilgjengelig i det tyske markedet de nærmeste årene».<sup>32</sup> Det ble også pekt på at det burde være gode muligheter for å få inn en partner etter hvert. Samtidig ble det sagt at målet skulle være å få en langsiktig kraftsalgsavtale på en del av produksjonen, slik at verket ville bli sikret en langsiktig stabil inntekt.

På dette tidspunktet var ytterligere et tysk gasskraftprosjekt blitt aktualisert – Herdecke syd for Dortmund. Her var det snakk om bygging av et verk på 400 MW i samarbeid med det tyske selskapet Mark-E. Også dette prosjektet gikk igjennom i styret våren 2005. Herdecke var et mye mindre prosjekt enn Knapsack, og her skulle Statkraft i utgangspunktet bare gå inn med 50 prosent eierskap. Beslutningen markerte like fullt at gasskraft på kort tid var blitt et viktig satsingsområde, og – om vi tar utgangspunkt i investeringsomfanget – kanskje det viktigste.

#### STATKRAFT GÅR INN I VINDKRAFT

Så sent som på slutten av 1990-årene var vindkraft mest en kuriositet. Riktignok var teknologien noen årtier gammel, og enkelte europeiske land som Tyskland og Danmark hadde satset en del på vindkraft, særlig i 1990-årene. Men så sent som i 1998 var det ikke bygd ut mer enn 6000 MW vindkraft i Europa som helhet. I effekt tilsvarte det noe slikt som ett stort fransk kjernekraftverk. Mer enn to tredjedeler var lokalisert i de to nevnte landene.<sup>33</sup> Den lave utbredelsen hadde nok flere forklaringer, men den viktigste var utvilsomt kostnadene. Vindkraft var en dyr energiform, ikke minst fordi den såkalte *lastfaktoren* – det vil si faktisk produksjon i forhold til teknisk produksjonsevne – er lav. Det finnes knapt noe sted der det blåser mye og hele tiden, og selv i land med mye vind kan vindmøller sjelden yte full kapasitet i mer enn en liten del av året.<sup>34</sup> Liten lastfaktor innebærer at hver produserte kilowatttime må betale en forholdsmessig stor del av kostnaden, noe som i sin tur betinger høye priser.

Riktignok hadde det gjennom en del år skjedd en utvikling av vindkraftteknologien som bidro til å bedre lønnsomheten. Men teknologiske fremskritt forklarer likevel ikke den nærmest revolusjonerende veksten i utbyggingen i Europa som tok til fra omkring årtusenskiftet. Ved siden av de tradisjonelle vindkraftlandene Tyskland

og Danmark, begynte vindmølleparker å skyte opp i en rekke land utover på 2000-tallet. Allerede i 2005 hadde den samlede europeiske installasjonen steget til over 40 000 MW, og ekspansjonen kom til å fortsette i de påfølgende årene. I 2011 var kapasiteten i ferd med å runde 100 000 MW.<sup>35</sup> Bak veksten lå primært den omfattende innføringen av økonomiske støtteordninger til nye fornybare energikilder som skjedde i mange europeiske land i denne perioden. Som vi har vært inne på i tidligere sammenhenger (kapittel 5), førte den økte oppmerksomheten om klimatrusselen omkring årtusenskiftet til at fornybar energi fikk langt større oppmerksomhet. Offentlige støtteordninger ble tidlig et sentralt virkemiddel for å fremme slike energiformer. Ved siden av sol var vind den energiformen som fikk mest oppmerksomhet. Vindkraftmarkedet var med andre ord langt på vei et politisk skapt marked. Selv i land med gode vindforhold og høye strømpriser, som for eksempel Storbritannia, var støtteordninger nødvendige for å fremme mer omfattende investeringer i vindkraft.

I Statkraft hadde man vært ganske tidlig ute med å snuse på vindkraften. Allerede i 1997 ble det satt i gang et prosjekt som gikk ut på å vurdere nye potensielle produksjonsteknologier. Initiativet skal ha kommet fra Lars Uno Thulin personlig. Prosjektet ble underlagt Teknologidivisjonen, som på den tiden var ledet av Jon G. Brandsar. Resultatet av undersøkelsene førte til at Statkraft i 2001 besluttet å bygge en vindmøllepark på Smøla i Møre og Romsdal fylke på Vestlandet. Smøla kom i drift i 2002, og hadde til å begynne med en kapasitet på 40 MW fordelt på 20 møller og en estimert årlig produksjon på omkring 120 GWh (hvilket tilsvarte omkring 0,003 prosent av selskapets normale årsproduksjon). I de påfølgende årene ble parken utvidet, samtidig med at ytterligere to parker ble bygd ut.<sup>36</sup>

Statkrafts vindkraftsatsing kunne imidlertid ha blitt et blaff hvis det ikke var for at den etter hvert ble dreid mot utlandet. Selv om Norge hadde noen av de beste naturgitte forholdene i Europa for vindkraft, var den heller ikke her lønnsom uten støtteordninger. Norske myndigheter hadde derfor innført slike ordninger på slutten av 1990-årene, som også Statkraft fikk sin andel av.<sup>37</sup> Men i en gjennomgang av vindkraftsatsingen i 2003 ble det slått fast at «de økonomiske rammevilkårene for vindkraftutbygging i Norge ikke er tilstrekkelige».<sup>38</sup> Og når det gjaldt de allerede gjennomførte prosjektene, var disse etter sigende blitt til «på tross av, og ikke på grunn av, rammevilkårene».<sup>39</sup> Hva man forsto med rammevilkår, ble riktignok ikke konkretisert. Men vurderingen kunne tolkes på i alle fall to måter: Enten som en kritikk av støtteordningene som sådan, hvilket i så fall måtte vurderes mot hvilke spesifikke mål myndighetene hadde uttalt for vindkraftutbygging, eller ganske enkelt som en erkjennelse av at strømprisene i Norge var så lave at det ikke var mulig å få god nok lønnsomhet. Uansett ble mulighetene for videre utbygging i Norge regnet som små, i alle fall på kort og mellomlang sikt.

## VIND I STORBRIITANNIA

I tilknytning til de norske vindprosjektene hadde det grodd frem et lite, men ambisiøst fagmiljø under ledelse av utbyggingsdirektør Haakon Alfstad, som ønsket å videreutvikle vindkraftsatsingen. Da muligheten for nye prosjekter i Norge begynte å skrante, vendte man blikket mot utlandet. Det var det flere gode grunner til å gjøre. Internasjonalisering sto høyt på agendaen i selskapets ledelse. Vindkraft var et marked i sterk vekst i Europa. Stadig flere land begynte å innføre støtteordninger som gjorde det mulig å kunne tjene penger på fornybar energi. Og sist, men ikke minst, passet vind svært godt med Statkrafts grønne profil.

Det første seriøse forsøket på å kartlegge mulighetene internasjonalt ble gjort tidlig i 2003, som en del av prosjektet «Renewable Energy in Europe».<sup>40</sup> Målet med dette prosjektet var å se på mulighetene innenfor ulike typer fornybar energi i Europa i lys av den økte politiske prioriteringen av slike energiformer. Vind ble her fremhevet som mest interessant. På det området hadde man gjennomgått og vurdert potensialet i en god del land, hvorav flere syntes lovende. Men ett land – Storbritannia – pekte seg ut som særlig attraktivt.

Storbritannia hadde svært gode naturgitte forutsetninger for vindkraft. I tillegg hadde britiske myndigheter nylig innført gunstige insentivordninger for fornybar energi, som ikke minst hadde økt interessen for vind. I vindkraftmiljøet gikk man derfor inn for først og fremst å satse i dette markedet. I kjølvannet av utredningen ble det utarbeidet en forretningsplan som la opp til en investering i 300–350 MW vindkraft i Storbritannia i løpet av de kommende 5–6 år.<sup>41</sup> I tillegg ble det anbefalt å etablere et eget eier- og utviklingselskap for denne virksomheten med kontor i London. En slik organisering skulle gi fleksibilitet, blant annet til å involvere andre eiere. Det ble nemlig lagt vekt på å søke samarbeid med andre aktører, både for å redusere risiko og for å bringe inn kunnskap som Statkraft ikke hadde selv.

Muligheten for ny kompetanse dukket allerede opp under arbeidet med forretningsplanen. I februar 2003 fikk Statkraft nemlig en henvendelse fra det danske statlige energiselskapet DONG (Dansk Olje og Naturgas), som ønsket partnere i et vindprosjekt nettopp i Storbritannia.<sup>42</sup> DONG hadde allerede satset en del på vindkraft i hjemlandet, men hadde nylig trukket opp en ambisiøs internasjonal vindstrategi. I Storbritannia hadde selskapet i et halvt års tid snust på et «offshore» vindprosjekt i Irskesjøen. «Barrow», som prosjektet het, var planlagt med en installasjon på 100 MW og var utviklet av et mindre engelsk selskap som trengte partnere med kapital. Opplegget, som gikk ut på at DONG og Statkraft skulle gå inn med til sammen 75 prosent i prosjektselskapet, ble møtt med stor interesse. For det første viste kalkylene for Barrow-prosjektet god lønnsomhet. Men kanskje vel så viktig var det at man gjennom DONG-samarbeidet kunne få tilgang på viktig kunnskap samt en større prosjektportefølje.<sup>43</sup>





Forretningsplanen ble presentert for konsernledelsen i mars 2003, og fikk en heller laber mottakelse.<sup>44</sup> Riktignok var Øystein Løseth, som på denne tiden var konserndirektør for produksjon og utbygging, positiv. Ellers rådet skepsisen. Den bunnet dels i en utstrakt motvilje mot å gå inn på et område som var sterkt betinget av

offentlige støtteordninger. Dels skyldtes den at vindkraft passet dårlig med selskapets markedsstrategi, som altså var fundert på fleksibel og regulerbar produksjon. Når konsernledelsen likevel ga grønt lys for å gå videre med Storbritannia-planene, skyldtes det «DONG-sporet» som utbyggingsdirektør Haakon Alfstad hadde fått skrevet inn i KL-presentasjonen i siste liten.<sup>45</sup> I en tid da ledelsen var svært opptatt av å bygge allianser med andre energiselskaper, vekket dette stor interesse. DONG var et velrenomert selskap, det lå strategisk gunstig til i forhold til det europeiske markedet og var som gasselskap komplementært til Statkraft. Så fikk det være om inngangen til en allianse gikk gjennom en teknologi som man ikke nettopp brant for. Det var ikke vindkraften som sådan som var mest interessant.

En stund så det ut til at både Barrow-prosjektet og DONG-samarbeidet skulle bli noe av. Høsten 2003 kjøpte Statkraft og DONG seg inn med 37,5 prosent hver i Barrow. Noe senere kom en tredje industriell partner inn, da det britiske energiselskapet Centrica kjøpte den resterende eierandelen på 25 prosent fra det opprinnelige utviklingselskapet. Centrica, som var et av Storbritannias største kraftselskaper, ønsket for øvrig å inngå en langsiktig kraftkjøpsavtale som ville garantere avsetning på en stor del av kraften fra Barrow. Sistnevnte ville bidra til forutsigbare inntektsstrømmer gjennom mesteparten av prosjektets økonomiske levetid.

Like fullt begynte man i Statkraft etter hvert å få kalde føtter. For det første ble det med tiden klart at utfordringene ved havbasert vindkraft var noe undervurdert. Her hadde man i stor grad stolt på DONG, som hadde erfaring fra offshore oljeutvinning og skulle ha utbyggingsansvaret i prosjektet. Barrow var imidlertid et av de første større offshore vindkraftprosjekter i verden, og dermed forbundet med stor risiko. Den økte ytterligere etter hvert som det ble klart at britisk lovgivning påla eiere av havinstallasjoner ubegrenset ansvarsplikt. Sist, men ikke minst, kom Statkraft utover i 2004 under stigende press fra de øvrige partnerne, som var mindre bekymret og langt mer utålmodige med å komme i gang. Resultatet var at Statkraft risikerte å bli en bremsekloss for prosjektet. Det ønsket man ikke, og høsten 2004 ble det derfor besluttet å gå ut av Barrow, selv om det innebar at alliansen med DONG røk.<sup>46</sup> Om dette var det ganske bred enighet både i ledelsen og vindkraftmiljøet.

## INVESTERINGER I STORBRITANNIA

På dette tidspunktet hadde imidlertid vindkraften fått såpass feste i Statkraft-organisasjonen at Barrow ikke ble slutten på historien. Blant annet hadde utbyggingsdivisjonen parallelt med Barrow opprettet kontakt med flere britiske selskaper som arbeidet med utvikling av *landbasert* vindkraft. Våren 2004 hadde man særlig kommet i god forbindelse med det London-baserte selskapet Force 9 Energy og det skotske selskapet GreenPower. Begge var typiske gründerselskaper som hadde vokst frem som respons på den «grønne revolusjonen» i Storbritannia. Det innebar at de



var små og uten særlig kapital. Det var særlig to grunner til at Statkraft likevel hadde funnet det interessant å involvere seg med disse selskapene. De hadde lokal tilknytning, og de hadde porteføljer med konkrete prosjekter.

Offshore og onshore vindkraft var egentlig to helt forskjellige konsepter med hver sine fordeler og ulemper. Teknologisk var offshore langt mer komplisert og uprøvd. Én sak var det geotekniske, altså utfordringene ved å feste store og tunge vindmøller til havbunnen. En kanskje vel så stor utfordring var drift og vedlikehold. Det var svært vanskelig å komme til vindmøller til havs, og det å få adkomst krevde blant annet kostbar logistikk. *Fordelen* ved offshore vind var først og fremst at den berørte få økonomiske eller andre interesser. Offshore vindkraft krevde primært kontakt med statlige reguleringsmyndigheter. Onshore vind på sin side var langt enklere teknologisk. Derimot var stakeholder-siden mye mer komplisert. Vindkraft krevde ganske store landarealer og påvirket i en helt annen grad mennesker og annen

*Bygging av vindkraft til havs krever helt andre metoder og teknologi enn landbasert vindkraft, deriblant spesialbygde farkoster som kan manøvrere svært tunge komponenter på en stødig måte. På dette bildet ses en oppjekkbar plattform, en «jackup rig», under bygging av Sheringham Shoal-parken øst for Storbritannia. Riggen har en plattform som kan heises opp og ned langs bena, som festes til havbunnen. Også vedlikehold og reparasjoner av havbaserte vindmøller krever spesielle farkoster.*





Dagens vindmøller er blitt til kjempemessige byggverk. Her ses en montør i arbeid med å montere et vindmølleblad ved Stamåsen vindmøllepark nord i Sverige. Stamåsen eies av Statkraft og det svenske industriselskapet SCA, og ble satt i drift i 2013. På det tidspunkt hadde Statkraft og SCA ytterligere tre vindparker under bygging i Västernorrland og Jämtland. Samlet vil disse fire parkene, hvorav tre er i drift ved inngangen til 2015, gjøre Statkraft til en av de største vindkraftprodusentene i Sverige.

Vindmøller i vakker natur. Dette bildet er fra Stamåsen vindmøllepark i Sverige. Statkrafts svenske vindmølleparker skiller seg ut fra selskapets øvrige vindkraftanlegg i den forstand at de ligger i skogen og ikke i eller ved åpent hav.



økonomisk virksomhet. Det innebar blant annet at prosjekter krevde lokal godkjenning, i tillegg lokal støtte og legitimitet, dersom de skulle bli mulig å realisere. Poenget er at disse ulikhetene i stor grad påvirket både behovet for og hvilken type partnere man burde velge. I offshore var teknologien den kanskje mest kritiske enkeltfaktor, i onshore kom man vanskelig noen vei uten god lokal forankring. Sistnevnte var grunnen til at Statkraft tidlig begynte å stifte kontakt med de engelske utviklingsselskapene, som nettopp hadde den lokalkunnskap og -forankring som var nødvendig.

Det første vindkraftprosjektet som ble besluttet, var Alltwalis-prosjektet i Wales. Dette var et lite prosjekt på ti vindmøller og totalt 23 MW, som Statkraft gjennomførte alene. Alltwalis, som kom i drift i 2009, var imidlertid bare starten på en ganske offensiv vindkraftsatsing i Storbritannia som etter hvert også skulle omfatte havvind. I 2010 begynte planleggingen av Sheringham Shoal, et offshore vindprosjekt på østkysten av Storbritannia der Statkraft er likestilt partner med det norske petroleumsselskapet Statoil. Sheringham Shoal ble bygd ut i perioden frem til 2012, og er et stort anlegg med 88 møller og en installert effekt på hele 317 MW. Samarbeidet med Statoil er begrunnet i et mål om å kombinere Statkrafts kraftmarkedskompetanse med Statoils offshore-kompetanse.

I 2013 kom et tredje britisk vindprosjekt i drift, Baillie-parken i Skottland, og året etter sto Berry Burn-parken, også den i Skottland klart til drift. På Baillie samarbeider Statkraft med lokale grunneiere, mens Berry Burn er et heleid Statkraft-anlegg. For øvrig har Statkraft og Statoil planer om ytterligere et offshore-prosjekt, det såkalte Dudgeon-prosjektet på over 400 MW.

Vindkraftsatsingen har etter 2010 også blitt utvidet til Sverige, der Statkraft har innledet et samarbeid med Europas største private skogeier, industri-

selskapet SCA. Statkraft SCA Vind AB har satt i drift den første av fire store vindparker på til sammen 514 MW i Jämtland og Västernorrland. Statkraft eier 60 prosent av selskapet, mens SCA eier 40 prosent. I tillegg har Statkraft innledet et samarbeid i Sør-Sverige med Södra Skogsägarna. Avtalen omfatter leveranser av strøm og fjernvarme til Södras fabrikker og utvikling av rundt 600 MW vindkraft på Södras eiendommer i Sverige. Statkraft eier 90,1 prosent i vindkraftprosjektene, mens den svenske partneren eier resten. Foreløpig er to vindparker satt i drift.

#### VANNKRAFT I SØRØST-EUROPA

Som nevnt innledningsvis i kapitlet levnet det såkalte screeningprosjektet i 2005 lite rom for ekspansjon i Europa på det området der Statkraft virkelig hadde sin kjernekompetanse. I det vestlige Europa var vannkraften stort sett utbygd eller fredet. I øst og sørøst var tilgangen riktignok langt større. Det gjaldt Russland især, men også land i Balkan-regionen som Romania, Kroatia, Albania, Montenegro, Bulgaria og Makedonia.<sup>47</sup> Endelig kom Tyrkia, som også delvis hører til den sørøstre del av Europa. Dette var imidlertid land som gjerne hadde rykte på seg for å være risikofylte å investere i.<sup>48</sup> Politisk ustabilitet, mangel på forutsigbare rammevilkår og korrupsjon var trekk som gjerne ble knyttet til i alle fall en del av disse landene. På midten av 2000-tallet hadde derfor få vesteuropeiske energiselskaper tatt sjansen på å investere i kapitalkrevende vannkraftutbygging i disse landene.

I tiden etter 2005 endret dette bildet seg vesentlig. Fra å være et tilnærmet ikke-sted, ble særlig Sørøst-Europa et satsingsområde for stadig flere vesteuropeiske energiselskaper. Det var flere grunner til dette skiftet, men særlig fire forhold spilte inn. For det første kom den sterkere orienteringen mot Vest-Europa generelt og EU spesielt utover på 2000-tallet, med innlemmelsen av Estland, Latvia, Litauen, Tsjekkia, Polen, Ungarn, Slovakia og Slovenia i EU i 2004 som det klareste uttrykket.<sup>49</sup> Tre år senere fulgte også Romania og Bulgaria. Innlemmelsen i EU la klare forpliktelser på landene, blant annet når det gjaldt å innføre såkalte god eierstyring-prinsipper i næringslivet. For det andre opplevde en del av disse landene en betydelig økonomisk vekst utover på 2000-tallet, som blant annet slo ut i økt etterspørsel etter elektrisk kraft og store behov for investeringer i ny produksjon. Hertil kom at elforsyningen i en del av disse landene i utgangspunktet var i dårlig forfatning. Konsekvensen var kraftunderskudd og i enkelte land, som eksempelvis Albania, regelrett kollaps i strømforsyningen. Dette førte i sin tur til et sterkt politisk press for å fremme investeringer. Endelig åpnet flere av disse landene, dels som følge av det sistnevnte, for mer privat og utenlandsk engasjement i sektoren.

Resultatet var at utenlandske energiselskaper begynte å strømme til, blant annet med ambisjoner om å få hånd om vannkraftressurser. Det gjaldt også Statkraft. Også dette engasjementet hadde imidlertid en liten forhistorie og en ganske lang

«inkubasjonsfase». Forhistorien hadde røtter i Russland, som i en periode tidlig på 2000-tallet tiltrakk seg mye interesse fra europeiske, amerikanske og andre internasjonale selskaper.

#### RUSSLAND TUR-RETUR

Statkraft hadde fått en første fot inn i Russland i 2002, da toppsjefen for det norske telekomselskapet Telenor, Tormod Hermansen, introduserte Stein Dale til et knippe mektige næringslivsaktører i Moskva. Dale, som da var nyansatt i Statkrafts strategidivisjon, kjente Hermansen fra sin ferske fortid i telekombransjen.<sup>50</sup> Telenor med Hermansen i spissen hadde dristet seg inn i det russiske markedet allerede i 1992, altså bare et års tid etter Sovjetunionens fall, og hadde bygd opp en ganske stor kontaktflate i landet. Med Hermansen som døråpner kom Dale blant annet i forbindelse med sjefen og majoritetseieren i industrikonglomeratet Sistema, oligarken Vladimir Petrovich Yevtushenkov. Sistema var inne i en rekke bransjer og sektorer, deriblant telekom og energi.

Sistema var imidlertid på dette tidspunkt én føler blant mange, og antagelig noe vel eksotisk. I 2005 dukket imidlertid Russland igjen opp på blokken, denne gang som et resultat av at konsernsjef Bård Mikkelsen ved en anledning hadde møtt og kommet på god fot med den innflytelsesrike russiske politikeren Anatolij Tsjubajts. Tsjubajts hadde en politisk karriere som strakte seg tilbake til Sovjet-epoken. Men han hadde tilhørt den reformvennlige kretsen innenfor kommunistpartiet, og på begynnelsen av 1990-tallet hadde han blant annet fått ansvar for gjennomføringen av den omstridte privatiseringen av statseiendom. Mot slutten av samme tiår ble han også styreleder for det statsdominerte energiholdingselskapet RAO UES, som eide storparten av Russlands kraftselskaper.<sup>51</sup> I møtet med Mikkelsen i 2005 dreide samtalen inn på muligheten for et samarbeid, og noe senere ble det opprettet kontakt med ledelsen i det RAO UES-eide vannkraftselskapet Hydro OGK. I desember samme år ble det inngått en uforpliktende avtale som gikk ut på å undersøke muligheten for samarbeid om vannkraftprosjekter i Russland.

På nyåret i 2006 ble det etablert en arbeidsgruppe som skulle utvikle «Project Russia».<sup>52</sup> En styringsgruppe bestående av konserndirektørene Stein Dale, Ingelise Arntsen og Jørgen Kildahl skulle overvåke det hele, mens Torgunn Oldeide fikk prosjektlederansvaret. Ellers medvirket Bjørn Holsen, Amund Ljødal og Eivind Torblaa, alle fra Ny energi, i tillegg til assosierte ressurser fra strategi, jus, økonomi, utbygging og drift. Konkret skulle gruppen vurdere fire vannkraftprosjekter fremlagt av Hydro OGK som mulige samarbeidsprosjekter.

Prosjektet avstedkom noen begivenhetsrike Russland-turer som blant annet inkluderte befaringer på hesteryggen i uveisomme fjellområder i Krasnaya Polyana, ikke så langt unna det senere så velkjente området Sotsji.<sup>53</sup> I løpet av de etter hvert



tallrike møtene med Hydro OGK oppsto imidlertid en viss usikkerhet om hva russerne egentlig ønsket med samarbeidet. Dertil kom at man oppfattet både lovverk og russiske avtaleforslag som ikke helt kompatibelt med norsk praksis og tradisjoner.<sup>54</sup> Konsekvensen ble at samarbeidsprosjektet døde sakte hen og at Russland som satsingsområde ble lagt til side.

Et noenlunde parallelt initiativ i Romania brakte for øvrig en del av de samme erfaringene. Romania var det landet i Sørøst-Europa med størst vannkraftpotensial, samtidig som det her var planer om utsalg av statlig vannkraftproduksjon. For øvrig ble dette landet regnet blant de i Sørøst-Europa som hadde kommet lengst i tilpassningen til EU. Statkrafts inntreden kom som et resultat av en invitasjon fra et rumensk selskap, som ønsket en partner i forbindelse med oppkjøp av statlig vannkraft. Etter en del kartlegging, møter med myndigheter og forhandlinger med det aktuelle selskapet, som for øvrig var eid av landets visestatsminister Gheorghe Copos, fant man grunn til å gå svært varsomt frem. Bjørn Holsen og Eivind Torblaa i Ny energi, som hadde hatt hånd om Romania-prosjektet, konkluderte i et notat til konsernledelsen sensommeren 2005 med at Statkraft burde velge «en forsiktig tilnærming hvor læring og nettverksbygging er det mest sentrale».<sup>55</sup> Noen måneder senere ble Copos trukket inn i en omfattende korrupsjonssak der nettopp visestatsministerens selskap spilte en sentral rolle.

## EN FORSIKTIG STRATEGI

I likhet med de fleste andre utenlandsengasjementer kom spørsmålet om partnerskap til å stå sentralt også i det gryende engasjementet i Sørøst-Europa. Erfaringene fra Russland og Romania viste at dette temaet var like viktig som det var vanskelig. Statkraft hadde ingen erfaring med land i denne regionen, som politisk og kulturelt skilte seg betydelig fra land i nære omgivelser. Lokale partnere var derfor mer eller mindre en nødvendighet. Samtidig viste ikke minst Romania-historien at partnerrelasjoner var den kanskje største kilden til korrumpert, fordi man i slike sammenhenger ikke hadde full kontroll med alle forhold. Bildet var selvsagt ikke entydig vanskelig, men korrupsjonsindeksene ga grunnlag for en særlig aktsomhet i Sørøst-Europa.<sup>56</sup>

Statkraft ga ikke dermed opp regionen. Snarere ble det lagt opp til en forsiktig, trinnvis strategi som i hovedsak gikk ut på å bygge opp landkunnskap og relasjoner. Videre skulle det i en tidlig fase primært satses på oppkjøp av kraftverk, mens «greenfield»-prosjekter først skulle komme etter hvert som nærværet fikk modnes.<sup>57</sup> Et ledd i denne strategien var beslutningen i slutten av 2006 om å etablere et kontor i Beograd i Serbia. Kontoret skulle ha som hovedoppgave å lete frem og vurdere prosjektmuligheter, både greenfield- og oppkjøpsprosjekter, og bygge opp relasjoner med potensielle partnere.<sup>58</sup> Kontoret ble etablert på nyåret 2007 som et eget selskap, Statkraft Western Balkans Ltd., og fikk til å begynne med to ansatte. Senere samme

år ble ytterligere to kontorer etablert, i Bucuresti i Romania og Tirana i Albania. Et fjerde kontor ble etablert året etter i Podgorica i Montenegro.

Nærværet gjennom disse kontorene ga viktig innsikt og forståelse i landenes politikk, lovgivning, kultur og markedssituasjon. En viktig observasjon som ble gjort ganske tidlig, var at interessen blant europeiske energiselskaper for regionen var sterkt økende. I en statusrapport fra Ny energi til konsernledelsen sommeren 2007 het det som følger: «Erfaringene så langt illustrerer at 'nesten alle' ønsker en del av kaka og konkurransen synes å bli stor.»<sup>59</sup> Særlig gjaldt dette på vannkraftsiden, der tilgangen på prosjekter naturligvis var begrenset. Riktignok ble det understreket at Statkraft hadde visse fordeler i en konkurransesituasjon. Erfaringen så langt indikerte at Norge var et navn med positiv klang i regionen, særlig i de tidligere jugoslaviske områdene, og at Statkraft ble ansett for å være et seriøst, kompetent og ønsket selskap. Dette var imidlertid ikke noe suksesskriterium i seg selv. Dessuten var det andre trekk ved Statkraft som dro i motsatt retning. Selskapets «skikkelighet», og særlig nulltoleransen overfor etiske gråsoner, var utfordrende og *kunne* være en konkurranseuleppe i disse landene. Ifølge rapporten risikerte man dermed blant annet å få «mindre informasjonstilgang enn det vi kan anta at flere av våre konkurrenter sitter med».<sup>60</sup> Dette var imidlertid mer en konstatering enn et innspill til revisjon av selskapets retningslinjer. Som det lød i konklusjonen: «En slik situasjon må Statkraft leve med. Nulltoleranse er eneste farbare vei.»<sup>61</sup> Dessuten ble det påpekt at en slik linje antagelig ville lønne seg i det lange løp, ettersom markedene ble mer transparente og kravene om åpenhet vant igjennom. Blant annet var det tegn til at flere av Balkan-landene i større grad ville komme til å bruke åpne, internasjonale anbudsprosesser, særlig i tildeling av vannkraftkonsesjoner.

#### DEVOLL-PROSJEKTET I ALBANIA

Statkrafts første prosjekt i regionen kom nettopp gjennom en slik anbudsprosess, om enn indirekte. Høsten 2007 kom Statkrafts representant i Albania i kontakt med det østerrikske kraftselskapet EVN (Energieversorgung Niederösterreich), som ønsket en partner til et mulig prosjekt i elven Devoll ca. 100 kilometer sør for den albanske hovedstaden. Konsesjon var blitt utlyst internasjonalt, og tidlig i 2008 fikk EVN tilslaget. Statkraft fattet interesse for prosjektet, og tidlig i 2008 ble det inngått avtale med det østerrikske selskapet med sikte på samarbeid om utbygging og eierskap.

Devoll-prosjektet brøt i og for seg med den inngangsstrategien som var blitt trukket opp tidligere samme år, og som la opp til en forsiktig start med vekt på oppkjøp, ikke greenfield. Med en estimert effekt på samlet vel 300 MW fordelt på tre kraftstasjoner og en årlig produksjon på omkring 800 GWh, var dette dessuten et ganske stort prosjekt. EVNs estimater antydte en total kostnad på vel 5,2 milliarder kroner. Med en 50/50-deling med EVN ville altså 2,6 milliarder falle på Statkraft. Rent

umiddelbart fremsto heller ikke prosjektet overmåte lønnsomt.<sup>62</sup> Når Statkraft likevel ønsket å gå med, var det blant annet fordi man her øynet en mulighet til å etablere en allianse som kunne bli til noe større over tid. EVN var Østerrikes nest største kraftselskap, og selskapet hadde store ambisjoner om å vokse i Sørøst-Europa. EVN hadde dessuten noe erfaring med vannkraft. Følgelig hadde selskapet både industrielle og strategiske likhetstrekk med Statkraft.

Interessen for Devoll-prosjektet må også ses i lys av det dilemmaet som ofte oppstår i rommet mellom strategier, altså det man ønsker, og virkeligheten, altså det som faktisk er mulig. For det første hadde erfaringene så langt vist at oppkjøp av eksisterende vannkraft ikke ble så enkelt som først antatt. De mange spådommene og planene om en omfattende privatiseringsbølge som hersket tidlig i tiåret, viste seg etter hvert ikke å slå helt til. Særlig syntes privatisering av vann-

kraftproduksjon i de fleste land å sitte langt inne (slik sett skilte ikke disse landene seg særlig fra Norge). For det andre ble det heller ikke umiddelbart noen stor tilgang på greenfield vannkraft. Flere land hadde riktignok lansert ganske ambisiøse utbyggingsprogrammer. I praksis lot imidlertid konsesjoner og prosjekter vente på seg. Ifølge Statkrafts egne vurderinger anno tidlig 2008 var det ved siden av Albania bare Montenegro og til dels Bosnia-Herzegovina som så langt hadde kunnet by på konkrete muligheter. I andre land gikk utviklingen sakte, mens andre land igjen, som Kroatia og Slovenia, ikke virket interessert i utenlandsk engasjement på dette området.<sup>63</sup> Poenget var at hvis man virkelig ønsket å satse, handlet saken ikke først og fremst om å velge det som passet best, men å gripe de muligheter som faktisk bød seg. I tiden omkring 2008 var Devoll en av svært få valgmuligheter.

I mars 2008 inngikk Statkraft og EVN avtale om etablering av et joint venture med utgangspunkt i en likedeling av Devoll-prosjektet. Planen var å fatte en endelig investeringsbeslutning i løpet av 2009–2010. Avtalen ble markert som det første gjennombruddet for vannkraftsatsingen i Sørøst-Europa. I desember samme år sig-







*Omkring 2005 besluttet Statkraft å satse mer målrettet på vannkraftutbygging i Europa. Sørøst-Europa pekte seg av naturlige årsaker ut som det mest aktuelle området. Her fantes det både mye uutnyttede vannkraftressurser og et stort behov for elektrisitet. Albania er blant de landene selskapet har satset tyngst i. Dette bildet viser kraftprosjektet Devoll.*

nerte Statkraft og EVN en konsesjonsavtale på prosjektet med albanske myndigheter. På dette tidspunkt var prosjektet oppskalert til ca. 340 MW med en årsproduksjon på omkring 1 TWh. Devoll ville bli et av de største nye vannkraftprosjektene i Europa, og ville øke den totale vannkraftproduksjonen i Albania med 20 prosent. Etter planen skulle hele prosjektet med tre kraftstasjoner stå ferdig innen 2016.

Devoll fikk en mye lengre «pre-construction phase» enn opprinnelig planlagt. Først i begynnelsen av 2013 kom forberedende arbeid i gang ved den ene kraftstasjonen, Banjë, mens byggearbeidene for alvor begynte mot slutten av samme år. Da begynte også forberedelsene ved stasjon nummer to, Moglicë, der byggearbeider startet opp for fullt i 2014. Per desember 2014 er oppstart av produksjon planlagt til henholdsvis første del av 2017 og siste del av 2019. For øvrig er prosjektet redusert til disse to stasjonene, mens bygging av den tredje planlagte stasjonen, Kokel, er utsatt til etter at de to første står ferdig.

Årsaken til at Devoll kom senere i gang enn planlagt, skyldtes at samarbeidet med EVN ikke ble så enkelt som forutsatt. I 2013 valgte EVN å selge seg ut, hvilket førte til at Statkraft ble eeneier i prosjektet.



### ETABLERING I TYRKIA

I 2009 kjøpte Statkraft et tyrkisk holdingselskap, Yesil Enerji, som eide en portefølje på fem vannkraftprosjekter i Tyrkia. Selger var det tyrkiske selskapet Global Investment Holding. De fem prosjektene var planlagt med en installasjon på til sammen omkring 550 MW, noe som ville gi en årsproduksjon på vel 1,8 TWh. Ett av prosjektene, elvekraftverket Cakit i Adana-provinsen sør i landet, var allerede under bygging og skulle etter planen stå ferdig i 2010 med en kapasitet på 20 MW. Men i porteføljen var det særlig to prosjekter som



*Norsk-tyrkisk samarbeid. Tyrkia har etter hvert blitt et av Statkrafts hovedsatsingsland når det gjelder vannkraft. Tyrkia har store vannkraftressurser. Landet har i tillegg hatt en god økonomisk utvikling på 2000-tallet, som blant annet har ført til et sterkt økende behov for elektrisitet. Dette bildet viser kraftverket Cakit, som ble satt i drift i 2010. Statkraft kjøpte kraftverket halvferdig året i forveien.*





*Snorklipping og offisiell åpning av vannkraftverket Cakit i Tyrkia. I bresjen for tyrkiske myndigheter stilte landets energiminister, Taner Yıldız. På dette bildet ser vi Yıldız bistå Statkrafts styreformann Svein Aaser med å få kuttet snoren. I sin tale ved åpningen understreket energiministeren blant annet betydningen av at vannkraftutbyggere tar samfunnsansvar og hensyn til lokale interesser.*

ruvet: Cetin med en planlagt installasjon på over 400 MW og Kargi med noe over 100 MW. Statkraft kjøpte i første omgang 95 prosent av aksjene i Yesil til 95 millioner euro, mens Global Investment Holding beholdt 5 prosent. Året etter kjøpte Statkraft også de gjenværende 5 prosent.

Tyrkia var et land med virkelig store vannkraftressurser. Anslag på midten av 2000-tallet opererte med en økonomisk nyttbar vannkraft på omkring 140 TWh per år, som var noenlunde på nivå med Norge. Imidlertid var kraftforsyningen dominert av fossil energi. Omkring 35 prosent av vannkraftressursene var bygd ut, og vannkraft sto bare for omkring 15 prosent av landets elektrisitetsproduksjon.

Frem til begynnelsen av 2000-tallet hadde den tyrkiske kraftsektoren vært dominert av staten, og langt på vei lukket for utenlandske investorer. I 2003 besluttet imidlertid tyrkiske myndigheter å liberalisere sektoren og åpne for private investeringer, og i de påfølgende årene begynte oppbyggingen av en markedsbasert kraftomsetning.





*I 2009 kjøpte Statkraft det tyrkiske selskapet Global Yatirim Holdings vannkraftportefølje i Tyrkia. Bildet er fra signeringen av avtalen. Nummer to fra høyre er Tima Iyer Utne, som på dette tidspunktet hadde ansvaret for Statkrafts engasjement i Sørøst-Europa. Til venstre sitter Statkrafts Steinar Bjørnbet, som var landansvarlig for Tyrkia. Nummer to fra venstre er sjefen for Global Yatirim Holding, Mehmet Kutman, og helt til høyre sitter Saygin Narin, daglig leder av Yesil Enerji – selskapet Statkraft kjøpte. I forbindelse med kjøpet fulgte Narin med over til Statkraft, som landansvarlig for Tyrkia sammen med Bjørnbet. Iyer Utne har fortsatt ansvaret for engasjementene i Sørøst-Europa samt i Sør-Asia (India og Nepal).*

Utviklingen førte etter hvert til en betydelig interesse for landet fra vesteuropeiske energiselskaper. En ganske sterk økonomisk vekst utover på 2000-tallet bidro ytterligere til å styrke denne interessen. For det tredje begynte tyrkiske myndigheter i årene før 2010 å innføre tiltak for å fremme utbygging av fornybar energi, som nett-opp vannkraft.<sup>64</sup> Endelig var Tyrkia regnet som et forholdsvis forutsigbart og trygt land å operere i (i 2009 lå landet for eksempel over Italia på Transparency Internationals korrupsjonsindeks).

For Statkraft fremsto Tyrkia raskt som et svært interessant satsingsområde, og landet er etter hvert blitt hovedsatsingslandet når det gjelder internasjonal vannkraft. Allerede året etter oppkjøpet av Yesil Enerji, i slutten av 2010, besluttet selskapet å gå i gang med bygging av Kargi-prosjektet. Kargi lå nord i landet, omkring fire timers kjøretur nord for Ankara i en stabil region av landet. Kraftverket ble planlagt med en installasjon på 102 MW og kostnadsberegnet til 240 millioner euro. Kraftverket ble opprinnelig planlagt ferdig i 2014.<sup>65</sup>

I 2011 pekte Statkraft-administrasjonen på at Tyrkia var det hurtigst voksende kraftmarkedet i Europa. Det ble da regnet med en årlig vekst i etterspørselen på 6 prosent i løpet av de neste to tiårene. Dette året gikk Tyrkia også inn i den europeiske TSO-organisasjonen ENTSO-E, som hadde ansvar for å utvikle og koordinere de nasjonale transmisjonssystemene i Europa. Slike utviklingstrekk ga en optimisme som førte til at Statkraft besluttet å gå i gang med nok en utbygging. Cetin-prosjektet lå i den sørøstre del av landet, og skulle etter reviderte planer bygges med hele 517 MW installasjon som ville gi en årsproduksjon på over 1,4 TWh. Cetin ville dermed bli Statkrafts største kraftverk utenfor Norge. Kraftverket skulle bygges med to kraftstasjoner og etter planen stå ferdig i 2015.



«The Comeback Kid». Våren 2010 overtok Christian Rynning-Tønnesen som Statkrafts konsernsjef. Rynning-Tønnesen hadde vært en sentral person i Statkraft gjennom hele perioden fra begynnelsen av 1990-årene til 2005. I nesten hele denne lange perioden satt han i selskapets konsernledelse, og fortrinnsvis med ansvar for internasjonal virksomhet. I 2005 gikk han til det norske, men sterkt internasjonalt orienterte skog- og treforedlingselskapet Norske Skog, først som CFO og senere som CEO. Da Bård Mikkelsen gikk av som Statkraft-sjef i 2010, var Rynning-Tønnesen altså på plass igjen, og nå som selskapets øverste sjef.



Planer legges for utbyggingen av vannkraftverket Cetin i Tyrkia. Cetin er planlagt med en installasjon på 517 MW, og er Statkrafts så langt største vannkraftprosjekt utenfor Norge. Kraftverket ligger i Botan-elven, en sideelv til elven Tigris sørøst i Antolia-regionen. Statkraft har konsesjon på utbygging og drift i en periode på 49 år.

## EN FOKUSERT FORNYBAR-STRATEGI

I løpet av perioden etter 2005 har vannkraft og vindkraft i økende grad pekt seg ut som Statkrafts to hovedsatsingsområder. Denne fokuseringen har nær sammenheng med den stadig mer offensive klimapolitikken i Europa i perioden. Denne politikken har bidratt til at vindkraft har blitt kommersielt lønnsomt i en helt annen grad enn tidligere. Selv om vindkraft er en uregulert energiform som i og for seg bryter noe med Statkrafts fokusering på fleksibel kraftproduksjon, har dette området gitt rom for betydelige investeringer i en tid da vekstmulighetene ellers har begrenset seg, i alle fall i det vestlige Europa, på grunn av problemene i fossil produksjon og den allmenne stagnasjonen i veksten i kraftforbruket. Bildet er noe annerledes i utkanten av Europa, der behovene for ny kraft er langt større og samtidig potensialet for vannkraftutbygging har blitt langt større i løpet av de siste årene. Engasjementet i Sørøst-Europa kan på mange måter betegnes som en revitalisering av Statkraft som vannkraftinvestor. I et land som Tyrkia er det store fremtidige muligheter for vannkraftutbygging i større skala dersom markedsutviklingen tilsier det. Og etter restruktureringen av SN Power i 2014, som vi skal komme tilbake til i neste kapittel, har Statkraft også fått større rom for å engasjere seg utenfor Europa.



I tråd med den samme klimapolitikken har gasskraftsatsingen i Tyskland etter hvert blitt selskapets tyngste byrde og et så langt avsluttet kapittel. Problemene på dette holdet begynte for alvor i løpet av 2011–2012, da for det første kullet falt i pris, for det andre at ny fornybar energi virkelig begynte å gjøre seg gjeldende i det tyske kraftsystemet, og for det tredje at gassprisene ikke sank i takt med kullprisene, men snarere forble høye.

Til denne historien hører det for øvrig med at Statkraft så sent som høsten 2010 besluttet å bygge nok et kraftverk ved Knapsack – Knapsack II – med en effekt på 430 MW. Verket hadde en kostnad på omkring 3 milliarder kroner, og skulle etter planen stå klart til drift i 2013. Men allerede i 2011 besluttet Statkraft å nedskrive det tyske gasskraftengasjementet med over én milliard kroner, og året etter kom ytterligere en nedskrivning på nærmere to milliarder. I tillegg ble gasskraftverket Emden 4, som Statkraft overtok i forbindelse med E.ON-transaksjonen i 2008, lagt i såkalt kald reserve, det vil si stanset helt og nedbemannet. I 2013 ble også det andre gasskraftverket fra transaksjonen, Robert Frank, lagt i kald reserve. Dette året ble for øvrig kun omkring 10 prosent av den totale produksjonskapasiteten utnyttet.

Statkrafts eneste utenlandske engasjement i fossil kraftproduksjon (selskapet har også vært med og bygget et gasskraftverk i Norge) gjennom selskapets mer enn hundre år lange historie, har altså også blitt et av de minst heldige engasjementene. Selskapet skal likevel ikke dømmes for hardt for dette. En av de viktigste lærdommene av Statkrafts internasjonaliseringsspross siden begynnelsen av 1990-årene, er at kraftsektoren i større grad enn de aller fleste andre sektorer er sterkt influert av nasjonale og internasjonale politiske strømninger, og derfor også sterkere eksponert for store og uforutsigbare skift. Energiewende-prosjektet i Tyskland er det kanskje klareste eksemplet på hvilken betydning politikken kan ha. Men så må det også understrekes at Statkraft har tjent store penger på internasjonale energipolitiske skifter.

*En stor dag for Statkraft. I november 2010 kunngjorde handels- og næringsminister Trond Giske (til venstre) at regjeringen ville tilføre Statkraft 14 milliarder kroner i ny kapital. En viktig forutsetning for tildelingen var at kapitalen skulle gå til investeringer i fornybar energi. Kapitaltilførselen var den første siden 2002. I midten ses Statkrafts styreformann Svein Aaser, som overtok som Statkrafts styreformann i 2010, til høyre er konsernsjef Christian Rynning-Tønnesen.*







*I 2002 etablerte Statkraft selskapet SN Power i samarbeid med det statlige investeringsfondet Norfund. SN Power har siden investert betydelig i kraftproduksjon i mange land utenfor Europa. I 2007 kjøpte selskapet seg inn i kraftverkene Ambuklao og Binga på Filippinene. Kjøpet skjedde i samarbeid med det filippinske selskapet Aboitiz. Dette bildet viser demningen Ambuklao, som er et av Filippinenes eldste større vannkraftverk. Investeringene på Filippinene har vært SN Powers aller mest lønnsomme, og partnerskapet med Aboitiz et av de mest vellykkede så langt i selskapets historie.*

## KAPITTEL 7

## *Etableringen og oppbyggingen av SN Power*

Våren 2001 reiste statsminister Jens Stoltenberg på offisielt besøk til India. Statsbesøk handler gjerne også om økonomiske interesser, og som vanlig er ved slike besøk fulgte også en anselig delegasjon fra norsk næringsliv. Én av dem som var med, var Statkrafts konserndirektør Bjørn Blaker, som blant annet hadde ansvar for selskapets internasjonale vannkraftvirksomhet. En annen var Per Emil Lindøe, som var direktør for det statlige investeringsfondet Norfund.

Blaker og Lindøe hadde i sin tid vært kolleger i klassifiseringsselskapet Veritas og kjente hverandre. Under reisen begynte de to å snakke løst om muligheten for at Statkraft og Norfund kunne samarbeide om vannkraftutbygging i utviklingsland.<sup>1</sup> Blaker hadde store problemer med å få sving på den utenomeuropeiske vannkraftsatsingen fordi det var vanskelig å finne partnere. Som vi har vært inne på tidligere (kapittel 3), hadde Statkraft-styret helt siden Laos- og Nepal-prosjektene midt på 1990-tallet krevd at nye prosjekter av denne type måtte skje i samarbeid med andre selskaper. Noen slik partner hadde man ennå ikke funnet, og dermed var virksomheten satt på sparebluss. Norfund og Lindøe var på sin side ute etter gode investeringsprosjekter i utviklingsland. Norfunds mandat var å fremme bærekraftig utvikling på kommersielt grunnlag i fattige land, og fondet ønsket blant annet å satse på fornybar energi. Kanskje var Norfund partneren som skulle til for å blåse nytt liv i Statkrafts og Blakers smertens barn?

2001 var et brytningsår for Statkraft, med mye oppmerksomhet på strukturendringene i Europa, på vekst og fusjonsforhandlinger, og med ny konsernsjef og konsernledelse. I disse omskiftelige tider fikk ikke den utenomeuropeiske vannkraftsatsingen nevneverdig plass. Mot slutten av året gjenopptok imidlertid Blaker og Lindøe ideen om et samarbeid, og tidlig i 2002 ble det holdt et par sonderingsmøter mellom ledelsen i Norfund og Statkrafts internasjonale divisjon. Deretter gikk ting overraskende fort. Etter knappe tre måneders diskusjoner var man blitt enige om å etablere et eget selskap, Statkraft Norfund Power Invest, som skulle spesialisere seg på vannkraftutbygging i utviklingsland. SN Power, som selskapet snart kom til å hete, ble stiftet i juni samme år, og i løpet av det neste halvåret bemannet og satt i drift.



*SN Powers første større investering skjedde i 2003 med oppkjøpet av de peruanske selskapene Cahua og Energia Pacasmayo, som til sammen eide elleve vannkraftverk i ulike deler av landet. Det kunne kanskje synes overraskende at SN Power valgte å bruke betydelig kapital på oppkjøp av eksisterende kraftverk fremfor å satse på utbyggingsprosjekter, men det var viktig for selskapet å få inntekter forholdsvis raskt. Dersom man hadde startet med et utbyggingsprosjekt, ville det ha gått år før inntektene begynte å komme. Bildet viser vannkraftverket Cahua, ett av kraftverkene i Cahua/Energia Pacasmayo-porteføljen. Kraftverket ble satt i drift i 1967 og har en installert effekt på 43 MW.*



Etableringen av SN Power førte til en betydelig revitalisering av den utenomeuropeiske vannkraftsatsingen. I løpet av de første årene etablerte selskapet seg i Chile, Peru, India og Filippinene, dels gjennom bygging av ny vannkraft og dels gjennom oppkjøp av eksisterende kraftverk. I tillegg ble Statkrafts kraftverk i Nepal, Khimti, overdratt til dette selskapet. Senere har SN Power ekspandert til ytterligere noen land, samtidig som engasjementet i eksisterende land har fortsatt. Ti år etter etableringen var området «Internasjonal vannkraft» blitt et av Statkrafts strategiske hovedsatsingsområder, et område det ble knyttet store fremtidige ambisjoner til.

Partnerskapet med Norfund dannet altså grunnlag for ny vekst på et område som lenge hadde slitt i motbakke. Slik sett var samarbeidet med det statlige investeringsfondet fruktbart. Partnerskapet har imidlertid også bydd på noen utfordringer. Selv om både Statkraft og Norfund skal drive kommersielt, har Norfund i tillegg en eksplisitt utviklingsmisjon som ikke alltid har latt seg forene helt med Statkrafts «rene» forretningsmessige tilnærming. I tillegg har det periodevis vært spenninger knyttet til ambisjonsnivå. Særlig Statkraft har over årene økt ambisjonene med SN Power, hvilket blant annet har kommet til uttrykk i et ønske om å få større kontroll



med selskapet. Det har Statkraft oppnådd, men først etter flere svært krevende forhandlinger.

Én av flere grunner til motsetningene er at SN Power ble til i en situasjon der Statkraft i realiteten ikke hadde veldig store ambisjoner med selskapet. Det påvirket naturligvis selskapets posisjonering i SN Power-konstellasjonen. Det ble ikke planlagt for en fremtidig situasjon med høyere ambisjoner, og slik kom 2002-versjonen av SN Power med tiden i ubalanse med Statkrafts ønsker. Når vi ser på hvordan Statkraft-ledelsen i tiden omkring 2001–2002 tenkte om dette området, er det ikke så overraskende at det ble slik.

#### VED ET VEISKILLE

I et møte i september 2001 drøftet Statkraft-ledelsen fremtiden for Internasjonal divisjon.<sup>2</sup> På dette tidspunktet hadde divisjonen gjennom mer enn fem år utredet og foreslått prosjekter som alle hadde fått tommelen ned enten av konsernledelsen eller styret. Som vi var inne på i kapittel 3, begynte dette ikke så overraskende å slite ganske hardt på de folkene som jobbet i divisjonen. Konsernledelsen ønsket derfor en avklaring. Stemningen var ikke veldig optimistisk, og avvikling var én aktuell løsning.

Det kan tenkes at konsernledelsen var preget av sammenbruddet i forhandlingene med Vattenfall noe tidligere samme år. I noen måneder vinteren 2000/2001 hadde Statkraft og det svenske selskapet samtalt om å etablere et felles selskap for vannkraftutbygging utenfor Europa. Fra Statkrafts side hadde det her ligget et stort håp om endelig å finne den partneren som Statkraft-styret så lenge hadde etterlyst (se kapittel 3). Vattenfall var så nær full klaff som mulig. I tillegg til bred industriell kompetanse og internasjonal orientering hadde Vattenfall de siste årene satset betydelig i Asia og Latin-Amerika (via datterselskapet Nordic Power Invest).<sup>3</sup> I tillegg hadde Statkraft og Vattenfall allerede samarbeidet i noen år gjennom selskapet Nordic Hydro Power, som organiserte selskapenes eierskap i Theun Hinboun-kraftverket i Laos. På nyåret 2001 brøt imidlertid det hele brått sammen. I et møte med Vattenfall-representanter i Stockholm i januar fikk Sverre Nygaard, Kjell Heggelund og Inge Løvåsen over bordet beskjed om at Vattenfall hadde besluttet å avvikle all virksomhet utenfor Europa. Årsaken skal ha vært et behov for å frigjøre kapital til den ambisiøse europeiske ekspansjonen selskapet var i gang med på denne tiden.<sup>4</sup> Noe kom riktignok ut av saken, i den forstand at Statkraft fikk kjøpe Vattenfalls andel i Theun Hinboun-kraftverket i Laos, noe som økte Statkrafts eierskap til 20 prosent.<sup>5</sup> Men kjøpet syntes å være defensivt motivert. Et viktig argument var frykten for å få inn en erstatting i Nordic Hydro Power som man ikke selv hadde vært med å velge.

I kjølvannet av Vattenfall-retretten var det i tillegg gjort et par andre fremstøt som hadde strandet. Blant annet var det en periode kontakt med det amerikanske selskapet RNG, som Vattenfall hadde samarbeidet med i Latin-Amerika. Etter Internasjonal

divisjons syn var RNG nå «det eneste selskap som peker seg ut som aktuelt for et eventuelt industrielt samarbeid».<sup>6</sup> Etter en henvendelse til det amerikanske selskapet reiste Bjørn Blaker, Kjell Heggelund og Sverre Nygaard til Minneapolis for å lodde stemningen. Men initiativet ble ikke fulgt opp, visstnok fordi amerikanerne hadde det så travelt.<sup>7</sup> Det andre initiativet – som gikk under betegnelsen «Norsk Kraft» – hadde vært diskutert en stund, og gikk ut på å etablere et joint venture med andre norske kraftselskaper. Den løsningen tilfredsstilte imidlertid ikke styrets krav om en internasjonal partner og hadde heller ingen særlig støtte i konsernledelsen.<sup>8</sup>

Noe senere på høsten 2001, i en ny runde i konsernledelsen, ble det konkludert med at «mulighetene nå begynner å tømmes ut». I noe som kunne ligne et siste halmstrå, ble det besluttet å hyre inn konsulenthjelp utenfra. Ganske raskt deretter ble PA Consulting engasjert for å gjennomgå forretningsområdet, utrede markeds-potensialet og vurdere mulige organiseringsmodeller.

En omfattende rapport forelå rett før nyttår samme år.<sup>9</sup> På et helt overordnet plan konkluderte rapporten med at det *var* et stort og potensielt marked for vannkraft-investeringer, særlig i Sørøst-Asia og Latin-Amerika der elektrisitetsbehovene var store og voksende.<sup>10</sup> Videre mente rapporten at Statkraft, med sin høye fagkompetanse, kunne bli blant de ledende vannkraftselskapene i disse regionene. Men da måtte virksomheten organiseres på en helt annen måte. For som det het i rapporten: «International activities at Statkraft have stalled because of the inadequacy of the decision making process and having to operate under the wrong organizational model.»<sup>11</sup> Løsningen ifølge rapporten var den samme som Internasjonal divisjon hadde argumentert for ganske lenge, nemlig å organisere virksomheten i et eget datterselskap som kunne gi større autonomi.

På to områder brøt konsulentene med Statkraft-ledelsens etablerte oppfatninger. Det ene knyttet an til kravet om partner. Rapporten avviste ikke at partnerskap var viktig, snarere tvert om var dette «a 'must' in most projects».<sup>12</sup> Men det ble advart mot å gå for såkalte strategiske partnerskap, det vil si partnerskap der man skulle samarbeide om alt, overalt. Slik sett gikk rapporten imot den modellen som særlig Statkraft-styret hadde stått på. Det ble vist til at selskaper i praksis sjelden klarte å bli enige om felles strategier på et globalt nivå, og at de forsøk som var blitt gjort på slike partnerskap, stort sett hadde gått dårlig.<sup>13</sup> Konsulentene anbefalte i stedet partnerskap prosjekt for prosjekt, fordi dette ga større fleksibilitet og økt mulighet til å sy sammen konstellasjoner etter geografiske og andre preferanser.<sup>14</sup> For det andre anbefalte rapporten å satse ikke bare på greenfield-prosjekter, men også oppkjøp av eksisterende kraftverk. Begrunnelsen var at en kombinasjon av greenfield og oppkjøp var en mer effektiv måte å komme inn i nye markeder på, dels fordi tilfanget av vannkraftprosjekter ofte var begrenset, dels fordi bygging krevde tid. Gjennom oppkjøp ble det mulig å komme raskt opp i volum og generere inntekter fort. For øvrig var

tiden gunstig for oppkjøp. Mange land, særlig i Latin-Amerika, planla eller var i gang med privatiseringsreformer. Samtidig var en del av de internasjonale selskapene som hadde vært mest aktive i disse markedene, i ferd med å selge seg ut, blant annet som følge av overinvesteringer i 1990-årene. Her kunne Statkraft med andre ord slå mynt på å gå motstrøms.

Med utgangspunkt i konsulentrapporten gikk konsernledelsen på nyåret 2002 inn for å organisere Internasjonal divisjon i et eget selskap. Tanken var å etablere dette som et heleid datterselskap, men på sikt få inn flere eiere.<sup>15</sup> Slik skulle denne virksomheten for det første få større selvstendighet og for det andre gjøres enklere å «selge inn» til andre investorer. Den løsningen sa imidlertid styret nei til. I et møte der rapporten og konsernledelsens innstilling ble lagt frem, stilte styret krav om at flere eiere måtte inn fra start dersom denne løsningen skulle bli aktuell. Av referatet kommer det tydelig frem at styret ikke var overbevist om at virksomheten var interessant nok for investorer, og at dette måtte klareres før man begynte å legge ned ressurser i oppbygging av et eget selskap. Blant de trofaste skeptikerne og en som ble lyttet til, var Anders Eckhoff. Han mente at konseptet måtte «testes» i markedet før man gjorde noe mer. Konkret foreslo han å konstruere et fond som kunne bys ut til investorer. Dersom det var interesse, var det bra. Dersom ikke, var det et klart signal fra markedet om at konseptet ikke hadde livets rett. Eller som Eckhoff formulerte det: «Hvis et slikt prospekt ikke er salgbart, er det et viktig signal. Da må vi tenke oss om! Eventuelt legge ned.»<sup>16</sup> Også styreleder Terje Vareberg var skeptisk til etableringen av et eget selskap uten å få markedets dom på forhånd. Ellers ble det gjort et poeng av at en del andre selskaper faktisk var på vei ut av denne nisjen. Det ble blant annet vist til Vattenfalls exit året før, og stilt spørsmål ved om dette kunne være noe man burde merke seg.

#### INNLEDENDE SAMTALER MED NORFUND

Høsten 2001 hadde Bjørn Blaker gått ut av konsernledelsen og inn i en såkalt referansegruppe for konsernsjef Bård Mikkelsen, der også to av de øvrige fra Lars Uno Thulins ledergruppe satt.<sup>17</sup> Men Blaker hadde beholdt et ansvar for Internasjonal divisjon, og på nyåret 2002, mens konsernledelsen og styret diskuterte divisjonens skjebne, gjenopptok han kontakten med Per Emil Lindøe. Et første møte ble avholdt i midten av januar, der Blaker, Sverre Nygaard og Wenche Lund Øyno stilte fra Statkraft, og Lindøe og Svein Ove Faksvåg fra Norfund. Her ble det uttrykt en stor interesse fra begge sider. I referatet fra møtet het det at partene så «klare fordeler i en felles satsing», og at man ønsket snarlig å «konkretisere plattformen for en slik satsing».<sup>18</sup> I de påfølgende ukene ble det holdt ytterligere to møter der hoveddrammene for et samarbeid ble utformet. I midten av mars møttes også Bård Mikkelsen og Norfunds styreleder Arve Johnsen for å forankre samarbeidsplanene, og i begynnelsen



av mai godkjente Statkraft-styret dannelsen av et nytt selskap med Statkraft og Norfund som medeiere. 26. juni, i Statkrafts hovedkontor på Høvik, ble selskapet Statkraft Norfund Power Invest AS stiftet. Endelig hadde Statkraft funnet en partner til det internasjonale vannkraftengasjementet. Og endelig hadde man fått på beina et selvstendig selskap for dette engasjementet. Men hvilken partner var Norfund? Og hva slags selskap hadde man etablert?

Norfund var blitt etablert av Stortinget i 1997 som et utviklingspolitisk verktøy. Fondet, hvis fulle navn var «Statens investeringsfond for næringsvirksomhet i utviklingsland», var imidlertid ikke et tradisjonelt bistandsorgan, men et organ som skulle yte kapital og annen støtte til næringsprosjekter i utviklingsland på forretningsmessige vilkår.<sup>19</sup> Det skulle ifølge mandatet kun investere i prosjekter som var kommersielt levedyktige, og kravene til avkastning skulle i utgangspunktet være de samme som i normal investeringsvirksomhet.<sup>20</sup> Utviklingsdimensjonen kom til uttrykk i hvilke land det skulle investeres i og hvilken grad av risiko som skulle tas. Fondet skulle for det første kun operere i land som hørte under OECDs definisjon av lavere middelinntektsland og derunder, hvilket i praksis betydde at det ikke kunne investeres i land med en gjennomsnittsinntekt per innbygger over ca. 3000 dollar. Fondet skulle også ta noe større risiko enn rene kommersielle investorer, nettopp fordi investeringer i slike land ofte innebar større risiko. Som det het i proposisjonen om fondet: «Hensikten er å etablere levedyktig, lønnsom virksomhet som ellers ikke ville bli igangsatt som følge av høy risiko.»<sup>21</sup> Nettopp av denne grunn hadde Stortinget i oppstarten derfor også gitt fondet noe slakk i inntjeningskravet ved at 25 prosent av kapitalen som ble skutt inn skulle avsettes til dekning av fremtidige tap.<sup>22</sup>

Norfund representerte et markedsbasert alternativ til tradisjonell gavebistand. Siden slutten av 1970-årene hadde statlige myndigheter i mange europeiske land reist slike fond, dels i samvirke med private finansinstitusjoner.<sup>23</sup> I tillegg til å finansiere virksomhet i utviklingslandene, bisto fondene ofte også med risikokapital og garantier til bedrifter i egne land som ønsket å investere i utviklingsland. Denne typen samvirke med hjemlig næringsliv hadde blitt fremhevet også ved etableringen av Norfund. En av begrunnelsene for opprettelsen var at norsk næringsliv sterkt ønsket et slikt fond, som kunne være med å dekke risikoen ved investeringer i vanskelige markeder.<sup>24</sup> I proposisjonen om opprettelsen ble det pekt på at interessen for slike investeringer var særlig stor innenfor telekommunikasjon og energi, fordi en stadig større del av investeringene i disse sektorene skjedde i privat regi. Særlig energi var en sektor der man mente at norsk næringsliv hadde særlig mye å tilføre når det gjaldt teknologi og kunnskap. Som vi har vært inne på tidligere (kapittel 3), hadde teknologi- og kompetanseoverføring alltid vært et viktig element i den norske bistandsstrategien. Siden etableringen hadde da også Norfund gradvis orientert seg mot energi som et av fondets hovedsatsingsområder. I 2001 hadde denne satsingen

fått støtte fra Stortinget i form av en spesifikk bevilgning til energiformål. Samme år hadde fondet innledet samarbeid med det britiske fondet CDC (Commonwealth Development Corporation) om etablering av et eget selskap som skulle satse på energiinvesteringer. I Norfund ønsket man imidlertid primært en nasjonal løsning der norsk kapital, teknologi og kompetanse ble samordnet i et felles selskap.<sup>25</sup> I begynnelsen av 2002 hadde fondet en forvaltningskapital på vel 1,5 milliarder kroner. Denne var forventet å økes til mellom 3 og 5 milliarder i løpet av den kommende 3–5-årsperioden.<sup>26</sup>

Bak etableringen av SN Power lå nødvendigvis en holdning både i Statkraft og Norfund om at man delte noen overordnede mål og ambisjoner. I Statkraft vakte konstellasjonen likevel noe overraskelse. For det første brøt den med flere av de «gamle» betingelsene, særlig fremhevet av styret, om at en partner både skulle være industriell og internasjonal. Norfund hadde riktignok et ganske bredt internasjonalt nettverk, ikke minst mot finansinstitusjoner, men organisasjonen var helnorsk hva gjaldt eierskap, og nesten helnorsk hva gjaldt mennesker, selv om den hadde mange ansatte med internasjonal erfaring. Videre hadde organisasjonen lite å bidra med på det energi- og vannkraftfaglige området. Det vesentligste bidraget til samarbeidet, ved siden av kapital, ville følgelig være finansiell kompetanse. En del stilte seg spørsmålet om hvorvidt dette ville være et tilstrekkelig grunnlag for å etablere et gjensidig fordelaktig strategisk samarbeid.

I tillegg kom en viss bekymring for at Norfunds misjon *kunne* gi opphav til motsetninger på flere viktige områder. Statkrafts internrevisjon, som fikk i oppgave å vurdere partnerskapet, pekte på to forhold spesielt.<sup>27</sup> For det første ble det pekt på Norfunds risikopolicy. Blant annet skulle Norfund, som nevnt, konsentrere seg om de minst utviklede landene, og fondet hadde av den grunn konsentrert seg tungt om Afrika.<sup>28</sup> Afrika var en verdensdel som Statkraft så langt hadde definert helt bort på grunn av høy risiko. For det andre ble det pekt på fondets forpliktelse til kun å investere i land med levestandarder opp til et visst nivå, hvilket *kunne* medføre at Statkraft ville måtte avstå fra regioner og land som var kommersielt interessante.<sup>29</sup> Hertil kom fondets sterke betoning av sosiale og miljømessige hensyn, som potensielt kunne overstige de man fant riktige å ta som kommersiell aktør. Internrevisjonens konklusjon var derfor at det måtte avklares hvorvidt «en allianse med Norfund vil ha innvirkning på Statkrafts handlefrihet utenfor Europa før man eventuelt inngår et forpliktende samarbeid med dette selskapet».<sup>30</sup>

Ifølge Internrevisjonen var det altså noen viktige ankepunkter ved Norfund som partner. Konsernledelsen var tilsynelatende mindre bekymret. Overfor styret ble det understreket at inntrykkene av Norfund var «meget positive» og at fondet var «det beste alternativ for videre internasjonal virksomhet».<sup>31</sup> Administrasjonen mente også at de avtaler som var blitt fremforhandlet, ga rimelig god sikring for Statkrafts



*Våren 2002 ble sivilingeniøren Øistein Andresen ansatt som sjef for det nyopprettede SN Power. Andresen hadde lang fartstid fra energibransjen, og hadde arbeidet mye internasjonalt, blant annet som ansatt i ABB i mange år. Han hadde også en vært ansatt i Statkrafts datterselskap Statkraft Engineering i en periode på 1990-tallet. Andresen ledet SN Power til 2010, da han gikk inn i Statkrafts konsernledelse med ansvar for selskapets internasjonale vannkraftengasjementer. Han jobbet i Statkraft frem til våren 2015, da han sluttet for å tiltre som konsernsjef i Eidsiva Energi.*

interesser. Rent prinsipielt ønsket riktignok Statkraft å ha majoritet og kontroll med selskapet, og ikke en 50/50-løsning som kunne by på styringsutfordringer. Men Norfund hadde fra første stund lagt stor vekt på å bli en likeverdig partner, og dette kravet var blitt akseptert ganske tidlig.<sup>32</sup> Avtaleopplegget ga imidlertid åpning for flere fremtidige strategier, både defensive og offensive. For det første ble det lagt opp til å få inn flere eiere på sikt, men med en begrensning som skulle sikre Statkraft og Norfund negativ kontroll (35 prosent). Dette kunne kanskje kalles en defensiv vei. For det andre skulle både Statkraft og Norfund ha forkjøpsrett dersom den andre part ønsket å selge seg ut. Dette kunne gi Statkraft full kontroll dersom Norfund skulle ønske å selge, eller, dersom det ble tatt inn nye eiere, minimum 51 prosent. Heri lå en åpning for en mer offensiv tilnærming.<sup>33</sup>

I realiteten syntes grunnholdningen å være verken utpreget defensiv eller offensiv, men snarere basert på en slags «vente og se»-tilnærming. I administrasjonens fremlegg for styret ble det understreket at internasjonal vannkraft hadde et langsiktig potensial. Samtidig var det ikke her støtet skulle settes inn med det første. Som det het i styrefremlegget: «Konsolidering i det norske markedet vil være et hovedfokus de første 1–3 årene. Deretter vil Statkrafts rolle i konsolideringen i det nordiske/europeiske markedet være sentral på 2–5 års sikt. En virksomhet utenfor Europa innebærer en mer langsiktig vekstdimensjon, og er en naturlig videreføring *dersom* Statkraft når sine målsetninger i Europa.»<sup>34</sup> Internasjonal vannkraft kom altså på en tredjeplass både i prioritet og tid, og var altså heller ikke garantert noe stort fremtidig liv. Litt satt på spissen fremsto dermed SN Power mest som en konstruksjon som gjorde det mulig å ha en åpning til noe fremtidig potensielt interessant, og Norfund som den brikken som skulle til for at styret ikke muret igjen denne åpningen for godt.<sup>35</sup>

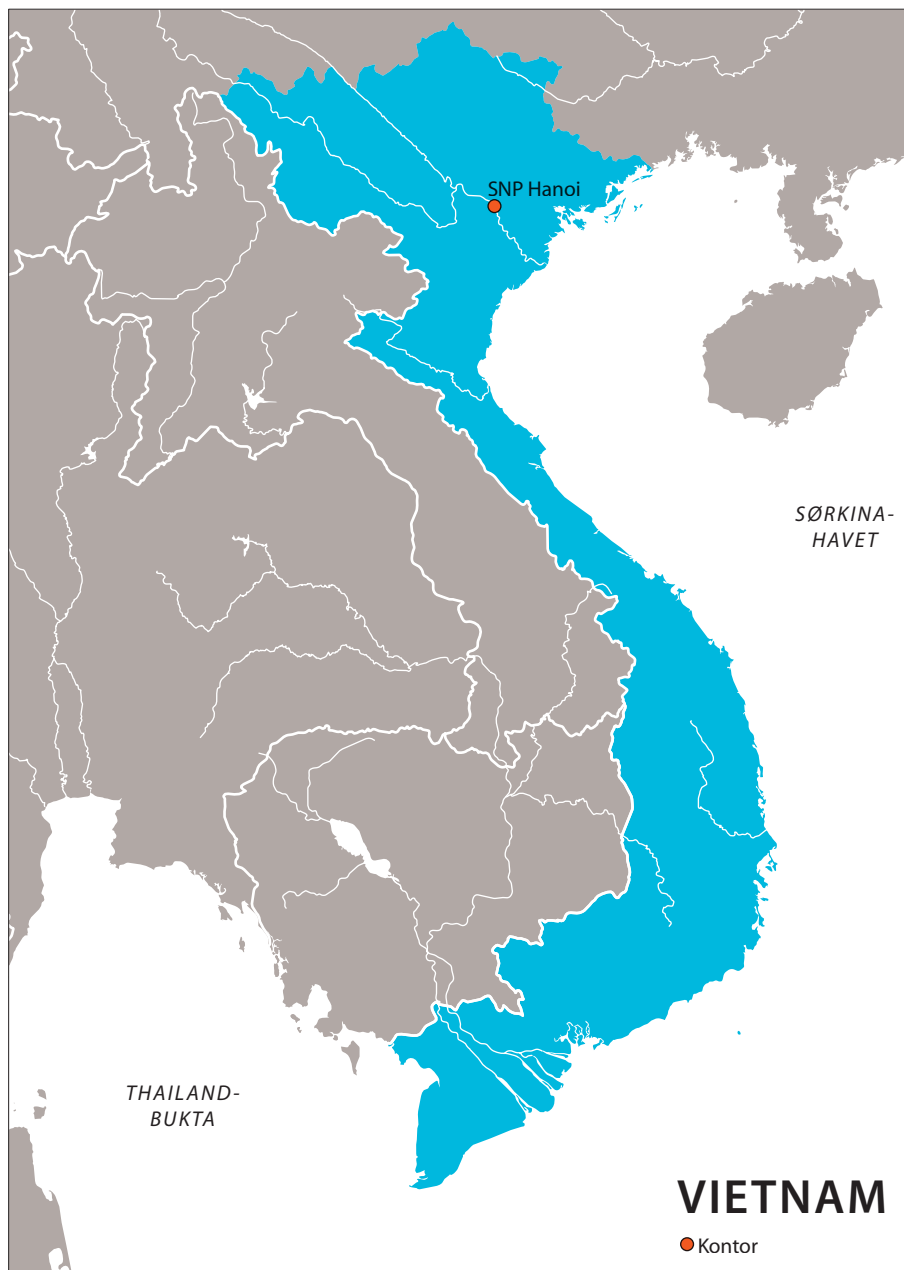
I så fall oppnådde administrasjonen det den ønsket. I mai 2002 sa styret ja til planen om å gå sammen med Norfund og danne et felles selskap. Styret godkjente også den finansieringsplanen som var blitt fremforhandlet med Norfund. Den gikk ut på at eierne i første omgang skulle skyte inn 500 millioner kroner hver i egenkapital. Dernest, i løpet av de første fem årene, skulle ytterligere 2,5 milliarder skytes inn, hvilket innebar et samlet innskudd på hver av partene på 1,5 milliarder kroner. Etter den tid skulle selskapet i utgangspunktet stå på egne ben. Statkrafts innskudd skulle for øvrig dels bestå i overføring av eierandelene i kraftverkene i Nepal og Laos. Verdifastsetting av disse skulle skje etter hvert.

#### ETABLERINGEN OG OPPBYGGINGEN AV SN POWER

Statkraft Norfund Power Invest, SN Power, ble stiftet 26. juni 2002. Samtidig ble selskapets første styre dannet. Ifølge aksjonæravtalen skulle styret ha tre representanter fra hver av eierne, og styreleder vervet skulle alternere hvert annet år. Partene



var blitt enige om at Norfund skulle ha den første styrelederen, mens Statkraft skulle utpeke selskapets første direktør. Norfund valgte sin egen styreleder, tidligere Statoil-sjef Arve Johnsen, som leder. Derfra stilte i tillegg fondets direktør Per Emil Lindøe og tidligere statsråd Grete Faremo, som også hadde bakgrunn fra den norske bistandsorganisasjonen Norad. Fra Statkraft stilte Christian Rynning-Tønnesen, som ble styrets nestleder, og videre konsernsjef for produksjon, Øystein Løseth, samt



Inger Andersen fra økonomidivisjonen. Til å lede selskapet plukket Statkraft ingeniøren Øistein Andresen. Han hadde bakgrunn blant annet fra ABB og Statkraft Engineering, og hadde betydelig utenlandserfaring.

I utgangspunktet ble det lagt opp til at SN Power skulle ha utstrakt autonomi. Blant annet het det i selskapets vedtekter at alle investeringsbeslutninger innenfor rammen av selskapets autoriserte kapital skulle fattes av selskapets administrasjon og styre i henhold til etablerte fullmakter.<sup>36</sup> Derfor ble det blant annet lagt vekt på at styret skulle ha utstrakt kunnskap om internasjonal virksomhet, helst også om virksomhet i utviklingsland, og ha evne til å vurdere de investeringer og prosjekter som administrasjonen la frem på et selvstendig grunnlag. For Statkraft især var imidlertid formuleringen «etablerte fullmakter» viktig. I Statkraft la man i praksis nemlig opp til en ganske nøye oppfølging av det som skulle foregå i SN Power. Et par måneder etter etableringen ble det besluttet at alle investeringer som samlet oversteg 200 millioner kroner, skulle forelegges Statkrafts styre.<sup>37</sup> For øvrig begynte Statkraft-administrasjonen tidlig å operere som en slags skyggeorganisasjon i den forstand at SN Powers planlagte prosjekter ble gått mer eller mindre grundig etter i sømmene der. I oppstartfasen var dette kanskje ikke så unaturlig. Selv om SN Power fikk med seg både de fleste fra den gamle Internasjonal divisjon og erfarne folk utenfra, var staben til å begynne med ganske liten. For den store og erfarne vannkraftorganisasjonen Statkraft falt det i en slik sammenheng unaturlig ikke å bistå. Konsekvensen var imidlertid at det oppsto en overlappende beslutningsprosess som tidlig viste seg tidkrevende, men som nok også førte til et behov i SN Power for å markere selvstendighet som organisasjon.<sup>38</sup> Den noe uklare kompetansemessige grensdragningen mot Statkraft ble imidlertid mer eller mindre permanent.

#### «POWERING DEVELOPMENT»

Norfund og Statkraft hadde sammenfallende interesser på flere viktige områder. For eksempel hadde begge som utgangspunkt at SN Power skulle holde høye sosiale, etiske og miljømessige standarder og ikke engasjere seg i virksomhet som kunne være kontroversiell på noen måte. Den tilnærmingen fikk direkte konsekvenser blant annet for hvilken type vannkraftprosjekter selskapet kunne gå inn i. SN Power skulle i utgangspunktet ikke investere i såkalte magasinkraftverk – slike som dominerer i Norge, og som ofte innebærer neddemming av større områder, flytting av bebyggelse og inngrep i vannføringen i vassdrag. Primært skulle det satses på run of river-kraftverk, det vil si kraftverk som mer eller mindre bare utnytter den naturlige vannføringen i vassdrag.<sup>39</sup> Videre skulle SN Power holde høye standarder i forhold til helse, miljø og sikkerhet. På det området skulle utgangspunktet være at man la de samme standarder til grunn ute i verden som det man måtte gjøre i Norge.

På sett og vis kunne vekten på slike leveregler sies å ha en utviklingsdimensjon i kraft av sitt eksempel. SN Power kom imidlertid også til å ikle seg en eksplisitt utviklingsdimensjon. «Powering development» var en formulering som ble mye brukt i den tidlige promoteringen av selskapet. Formuleringen henspilte på at selskapets investeringer ikke bare skulle generere inntekter til eieren, men også bidra til bærekraftig sosial og økonomisk utvikling i fattigere land. Utviklingsdimensjonen ble også utvetydig båret frem i selskapets tidlige årsrapporter, blant annet gjennom land- og lokalrapporter med et sterkt menneskelig og sosialt fokus.<sup>40</sup> I 2003 knesatte SN Power-styret også et sett med forretningsprinsipper som selskapet skulle følge overalt og til enhver tid. Ved siden av lønnsomhet fokuserte disse prinsippene på menneskerettigheter, antidiskriminering, antikorrupsjon, transparens og et knippe andre samfunnsansvarsprinsipper.<sup>41</sup>

Den offensive offentlige betoningen av «corporate responsibility», eller CR, var ikke særegent for SN Power. Nettopp på begynnelsen av 2000-tallet begynte CR å bli noe nær et moteord og en trend i internasjonalt næringsliv. Det er imidlertid liten tvil om at SN Power i større grad enn mange andre selskaper faktisk også fulgte opp ord med handling. Men den strenge vekten på slike standarder og normer hadde også visse implikasjoner for hvor SN Power kom til å satse tyngst. Det er særlig i de fattigste landene at også CR-standarder ofte kommer under sterkest press. Og dette faktum var bare én del av et bredere risikobilde som heller ikke talte for at det var i slike land kommersielle vannkraftinvesteringer fortrinnsvis burde skje. Derfor kom SN Power til å satse lite i de aller fattigste landene. Som vi skal se, ble det etter hvert et problem for Norfund.

## CHILE OG PERU I FOKUS

Allerede i 1990-årene hadde Internasjonal divisjon pekt ut Latin-Amerika som et interessant satsingsområde. Denne regionen hadde veldig mye vannkraft, hvorav bare en liten andel var bygd ut. I tillegg var en del latinamerikanske land svært tidlig ute med å liberalisere elektrisitetssektoren. Chile, Argentina, Peru, Bolivia, Colombia og flere av de mindre landene i Mellom-Amerika hadde så smått begynt å innføre marked og konkurranse i sektoren allerede i første del av tiåret, primært på produksjonssiden. Senere i tiåret hadde også Brasil fulgt etter.<sup>42</sup> I de fleste landene var riktignok produksjonen, overføringssystemene og markedsinstitusjonene forholdsvis svakt utbygd. Men poenget var at Latin-Amerika, sett med utenlandske investorers øyne, gikk i riktig retning. For Statkraft vekket regionen særlig interesse fordi liberaliseringen også førte til at det ble åpnet for mer private investeringer i vannkraft. I kapittel 3 så vi at Internasjonal divisjon mot slutten av 1990-årene snuste på flere prosjekter både i Brasil, Chile og Peru. Særlig Peru hadde fanget divisjonens interesse, dels fordi landet fremsto som rimelig trygt og gunstig å investere i, dels fordi det





dukket opp flere konkrete prosjekter som ble vurdert som veldig gode. I to tilfeller, prosjektene Egenor og Cheves, hadde divisjonen gått tungt inn for at Statkraft skulle slå til, men uten å få med seg selskapets toppledelse på det.

Med SN Power kom både Latin-Amerika generelt og Peru spesielt ganske raskt opp på bordet igjen. Peru pekte seg altså tidlig ut som relativt investeringsvennlig. Utover på 2000-tallet, og særlig fra 2003–2004, gikk dessuten landet inn i en periode med sterk økonomisk vekst, kombinert med moderat inflasjon. Veksten førte i sin tur til kraftig økende behov for elektrisitet. Etter hvert førte kombinasjonen av investeringsklima og vekst til at landet også ble oppgradert til såkalt «investment grade» av internasjonale ratingbyråer.<sup>43</sup> Dermed ble det noe enklere å få internasjonal finansiering til prosjekter i landet. Hertil kom at finanskrisen førte til at flere selskaper solgte seg ut av vannkraft i perioden, og at det dermed ble flere oppkjøpsmuligheter.

Faktisk var det i Peru SN Power gjorde den første investering av betydning. Det skjedde mot slutten av 2003, med kjøpet av to mindre kraftselskaper: Cahua og Energia Pacasmayo. Selger var det amerikanske energikonsernet RNG. De to selskapene eide til sammen 11 vannkraftverk, primært såkalte elvekraftverk, samt ett mindre

varmekraftverk. De to største kraftverkene, Cahua og Gallito Ciego, hadde en effekt på henholdsvis 43 og 34 MW, mens samlet installert effekt i alle verkene var på 115 MW. Den gjennomsnittlige årsproduksjonen lå på litt over 500 GWh, hvilket representerte omkring 2,5 prosent av den totale peruanske kraftproduksjonen i 2003.

Cahua og Energia Pacasmayo hadde til sammen omkring 100 ansatte og virksomhet fra lengst sør til lengst nord i landet. Det var langt mellom Gallito Ciego i nord og de fire verkene i Arequipa-distriktet i sør som gikk under navnet Arcata. Dessuten lå flere av verkene perifert. Arcata, for eksempel, lå i 4000 meters høyde i Andes, ganske langt utenfor allfarvei. SN Power gikk imidlertid raskt inn for å samle virksomheten. For det første ble de to selskapene raskt slått sammen til ett, Cahua. For det andre ble det etablert en felles ledelse med base i Lima, og derunder fem





*Gjennom oppkjøpet av selskapene Cahua og Energia Pacasmayo i Peru ble SN Power eier av en rekke vannkraftverk fra langt nord til langt sør i landet. Gjennom moderne informasjonssystemer kan likevel produksjonen styres fra en felles driftssentral ved hovedkontoret i Lima.*

lokale administrasjoner. En viss desentralisering måtte opprettholdes på grunn av den store geografiske spredningen.

Det ble fra første stund lagt stor vekt på å bygge opp en felles SN Power-kultur, som i realiteten først og fremst innebar å implementere norske ledelses- og driftsprinsipper. Riktignok ansatte man i hovedsak peruanere i Cahuas ledelse. Blant annet ble Alejandro Ormeño Durand ansatt som sjef for selskapet. Ormeño Durand skulle bli et svært viktig og stabilt holdepunkt i SN Powers Peru-engasjement. Han fikk raskt tillit i SN Power, og skulle bli i selskapet i mer enn ti år. Det ble også lagt stor vekt på å «rive barrikadene» og innføre en kultur der kommunikasjonen skulle gå oppover, ikke bare nedover. Sist, men ikke minst, ble det lagt spesielt stor vekt på å innføre norske standarder i forhold til helse, miljø og sikkerhet. En viktig person på organisasjonssiden ble Milagros Paredes, som i 2006 ble ansatt som HR-direktør. Også Paredes ble et stabilt element i Peru-organisasjonen.

Våren 2007 dukket det opp nok et mulig oppkjøpsprosjekt i Peru, da det amerikanske selskapet PSEG (Public Service Enterprise Group) la ut datterselskapet





*Mange av vassdragene i Andes, Himalaya og andre regioner fører med seg store mengder sedimenter som skaper problemer for vannkraftmaskineri. I forbindelse med byggingen av vannkraftverket Cheves i Peru satte SN Power og Statkraft i gang et forsknings- og utviklingsprosjekt hvis mål var å lage en turbin som både var mer motstandsdyktig mot slitasje og lettere å reparere. Arbeidet førte til turbinen på dette bildet, som er av typen Francis. Det nye med turbinen er for det første at skovlene er skrudd fast i løpehjulet, ikke sveiset, hvilket gjør utskifting enklere. For det andre er det benyttet et keramisk belegg, en type coating, som øker sliteevnen betydelig. Resultatet av disse nyvinningene er betydelige, og oppveier de økte kostnadene som følger i selve byggingen av turbinen.*

Electroandes for salg gjennom en internasjonal budprosess. Electroandes eide fire vannkraftverk som alle lå i regionen øst for Lima, i elvene Yaupi, Malpaso og Pachachaca. Samlet effekt i verkene var 180 MW og den årlige produksjonen lå på omkring 1 TWh. Dette var om lag dobbelt så mye som kapasiteten i Cahua-selskapets eksisterende kraftverk.<sup>44</sup>

SN Power fattet stor interesse for Electroandes, og på forsommeren 2007 ble det lagt inn et indikativt bud på selskapet. Budet førte til at SN Power ble plukket ut som én av fem budgivere som fikk anledning til å gjøre en nærmere vurdering (due diligence) av selskapet. Konklusjonen på denne vurderingen, som ble gjort av SN Powers folk med støtte fra Statkraft, var at Electroandes var et veldrevet selskap med gode kraftverk. Selskapet hadde for øvrig midlertidige konsesjoner på bygging av ytterligere to kraftverk på til sammen 130 MW i tilknytning til de eksisterende verkene. Her var det altså også betydelige utbyggingsmuligheter. Ellers hadde selskapsgjennomgangen ikke avdekket noe kritikkverdig verken hva gjaldt helse, miljø og sikkerhet eller samfunnsansvar for øvrig.<sup>45</sup>

*Spør av en fascinerende fortid. I Peru finnes det fremdeles mange spor etter den rike og høyt utviklede inkakulturen. I slike verdensarvområder må moderne aktivitet skje med stor forsiktighet. Bildet viser sporene av en gammel inkavei i fjellsiden i området omkring Statkrafts Cheves-anlegg.*



I Statkraft-administrasjonen ble det lagt vekt på at et kjøp av Electroandes ville styrke Cahuas markedsposisjon i Peru vesentlig, og at dette var en raskere måte å gi selskapet tyngde på enn gjennom egen kraftutbygging. Det var også mulig å få kjøpt selskapet til en forholdsvis god pris. Gjennom due diligence-prosessen hadde man kommet frem til en verdi av selskapet på omkring 2 milliarder kroner. Det var en pris, om den ble akseptert, som ville tilfredsstillte SN Powers fastsatte avkastningskrav i Peru. Endelig ble det lagt vekt på at det ville være betydelige synergigevinster å hente ved en integrering av Electroandes i Cahua-organisasjonen.

Innvendingene – og det gjaldt særlig to – var for det første størrelsen på investeringen. To milliarder kroner var et forholdsvis stort løft for SN Power, og det ville bli selskapets så langt største enkeltinvestering. Forholdene i det peruanske kraftmarkedet var på dette tidspunktet noe usikre, blant annet med forholdsvis lave priser som følge av at myndighetene subsidierte bruk av gass fra Amazonas til kraftproduksjon. I Statkraft var det likevel en oppfatning om at et kjøp ville være «strategisk viktig». I slutten av august innstilte derfor både administrasjonen og styret på å legge inn et bindende bud på vel 2 milliarder kroner. Budet ble lagt inn tidlig i september og akseptert noe senere samme år. Med Electroandes i folden ble Cahua (og SN Power) den femte største kraftprodusenten i Peru.

I 2010 vedtok styret i SN Power den første greenfield-investeringen i Peru. Det dreide seg om det såkalte «Cheves»-prosjektet, et elvekraftverk i Rio Huaura i Andes som lå omkring 200 kilometer nord for Lima. Også dette prosjektet hadde en fortid i Statkrafts internasjonale divisjon. Allerede på slutten av 1990-årene hadde Øyvind Ulfby kommet over dette vannfallet, og sammen med et tysk engineering-selskap





laget utbyggingsplaner. Den gang hadde man tatt høyde for et voldsomt prosjekt på over 500 MW og kilometervis med tunneler. I 2001 fikk Statkraft til og med konsesjon på utbygging.<sup>46</sup> Selv om prosjektet den gang ble lagt vekk, overlevde det i hodene på de som senere ble med over i SN Power, og omkring 2006 begynte man å børste støv av de gamle planene. I de nye planene ble det prosjektert med et betydelig mindre anlegg på 168 MW og en gjennomsnittlig årsproduksjon på vel 840 GWh. Byggekostnaden ble anslått til rett over 400 millioner US-dollar.<sup>47</sup>

Cheves fremsto som et svært gunstig prosjekt med god lønnsomhet. SN Power hadde også vunnet en konkurranse om en langsiktig kraftsalgsavtale med et konsortium av peruanske distribusjonsselskaper, som skulle kjøpe ca. 65 prosent av produksjonen over en periode på hele 15 år. Kraftverket var altså sikret inntekter for en stor del av produksjonen over en lang periode. I det beslutningsgrunnlaget som ble lagt frem for eierselskapene, ble det videre fremhevet som styrker at prosjektet var «technically attractive», at geologien i området var «well-researched» og at man her kunne dra nytte av «lessons learned from ongoing construction projects».<sup>48</sup> Som vi straks skal komme tilbake til, hadde SN Power på dette tidspunktet vært gjennom flere svært krevende greenfield-prosjekter i nabolandet Chile, der blant annet dårlig

*Krevende vannkraftutbygging i Chile. I 2004 gikk SN Power i partnerskap med det australske selskapet Pacific Hydro med henblikk på å bygge ut vannkraft i Chile. Året etter begynte byggingen av kraftverket La Higuera, og i 2007 satte man også i gang bygging av kraftverket La Confluencia, som lå lengre opp i samme vassdrag. Dette bildet er fra La Confluencia. Av flere grunner ble både La Higuera og La Confluencia krevende, og de ble begge både langt dyrere enn forutsatt og betydelig forsinket. Dårlig fjell skapte mye trøbbel. I tillegg var ikke organiseringen av prosjektene god nok. Takket være betydelig økte priser i det chilenske kraftmarkedet i den samme perioden, ble investeringene likevel lønnsomme.*



*Vannkraftprosjekter berører mange interesser, ikke minst lokalt, og informasjon og samfunnskontakt er derfor viktig. I forbindelse med utbyggingen av Cheves i Peru, etablerte SN Power et eget informasjonskontor i Churin, nærmeste by til selve anlegget. Bildet er tatt under etableringen av kontoret. Mannen i midten er Alejandro Ormeño Durand, som var administrerende direktør i SN Power Peru fra 2003 til 2014. Ormeño Durand bidro vesentlig til å forme SN Powers virksomhet i dette viktige satsingslandet. De to kvinnene er ansatte ved kontoret i Churin.*



fjell skapte store problemer, med kostnadsoverskridelser og forsinkelser som konsekvens. Dessverre skulle det vise seg at også Cheves fikk slike problemer. Dårlig fjell, spesielt i kraftstasjonsområdet, gjorde at kraftverket ble vesentlig forsinket.

Ved siden av Peru var det altså nabolandet Chile som fikk størst oppmerksomhet i de tidlige årene. Også i Chile var det på begynnelsen av 2000-tallet muligheter både for oppkjøp og utbygging. Her kom blant annet en oppkjøpsmulighet på bordet allerede i 2002, da det spanske selskapet Endesa ønsket å selge unna vannkraft. SN Power-administrasjonen innstilte på kjøp av et større kraftverk (Canutillar) sør i landet, men her vendte imidlertid styret tommelen ned pga. prinsippet om at alle investeringer skulle skje sammen med partnere.

Greenfield-prosjekter var til å begynne med lite aktuelt i Chile på grunn av et usikkert kraftmarked. Siden 1997 hadde kraftprisene i landet falt jevnt og trutt som følge av import av billig gass fra Argentina og en ganske omfattende utbygging av gasskraft. I 2004 snudde imidlertid utsiktene ganske brått. Naboen i øst hadde en viss tradisjon for å bryte internasjonale økonomiske forpliktelser, særlig under økonomiske kriser, som landet hadde hatt ganske mange av. I 1999 ble argentinerne igjen rammet av dyp økonomisk krise, og en indirekte konsekvens var at det etter hvert oppsto problemer med strømforsyningen. Konsekvensen var at den argentinske regjeringen i 2003 begynte å kutte eksporten og øke prisene. I Chile førte dette til at kraftprisen skjøt i været og – i begynnelsen av 2004 – at kraftmarkedet havnet i krise. Konsekvensen var blant annet at utbygging av vannkraft, som Chile hadde ganske mye av, straks ble mer lønnsomt.

Det første greenfield-prosjektet i Chile, «La Higuera», var delvis et resultat av turbulensen i 2004. La Higuera var et elvekraftprosjekt i Tinguiririca-dalen 150 kilometer sør for hovedstaden Santiago de Chile, som SN Power kom i befatning med mot slutten av 2003. Prosjektet var initiert av Pacific Hydro Limited, et mindre australsk kraftselskap som spesialiserte seg på fornybar energi. Pacific trengte imidlertid hjelp til å løfte prosjektet. SN Power vurderte prosjektet gjennom våren 2004, med kraftkrisen og kraftprisstigningen som bakteppe, og konklusjonen var at dette var et godt prosjekt. Nettoavkastningen ble anslått til 13 prosent. I tillegg fikk man her altså anledning til å gå sammen med en partner. Prosjektet fremsto følgelig i de fleste henseender robust, og i juni samme år vedtok selskapets styre å kjøpe seg inn med 50 prosent i prosjektselskapet Hidroeléctrica La Higuera S.A., som skulle stå som utbygger og eier av kraftverket.<sup>49</sup> Inntreden i selskapet skjedde raskt deretter, og en aksjonærvtale ble inngått som ga hver av partene utstrakte vetorettigheter.

La Higuera var et forholdsvis stort prosjekt. Det dreide seg om et elvekraftverk med en planlagt effekt på 155 MW og en årlig normalproduksjon på litt over 800 GWh. Utbyggingen var beregnet å koste totalt 260 millioner US-dollar, eller ca. 1,7 milliarder kroner med gjeldende dollarkurs. Finansieringen skulle skje dels med



egenkapital og dels med lån. SN Power og Pacific Hydro skulle hver skyte inn 50 millioner US-dollar, som samlet ga en egenkapitalandel på vel 38 prosent. Resten, 160 millioner US-dollar, skulle lånefinansieres, og perioden frem til sommeren 2005 gikk blant annet til å finansiere prosjektet. Hovedkilde på kapitalsiden ble International Finance Corporation (IFC), som Statkraft i sin tid hadde samarbeidet med på Khimti-prosjektet i Nepal. IFC sydde sammen en syndikert lånepakke med en gruppe internasjonale banker som ble signert i september 2005.

Utbyggingen ble organisert gjennom en såkalt EPC-kontrakt (Engineering, Procurement and Construction), som innebar at en ekstern entreprenør skulle ta ansvar for hele konstruksjons- og byggejobben. Sommeren 2005 ble det underskrevet en såkalt «fixed price/fixed time»-kontrakt med et brasiliansk selskap. Avtalen priset jobben til ca. 150 millioner US-dollar og forpliktet entreprenøren til å ha anlegget klart til drift i april 2008. Eneste rom for kostnadsøkning i kontrakten var uventet dårlig fjell. Det var både fordeler og ulemper ved denne typen prosjektorganisering. Fordelen var at man flyttet risikoen over på andre. Ulempen var at man fikk langt mindre innflytelse over utførelse og fremdrift. I tilfellet La Higuera var ikke minst fremdriften av betydning, fordi man her valgte å inngå en langsiktig kraftsalgsavtale

*Fra inntaksmagasinet ved kraftverket Cheves i Peru. I dette området oppsto i en periode konflikt med en bosetting i fjellsiden overfor anlegget, som hevdet at kraftprosjektet skadet grunnvannsforholdene i området. På et tidspunkt innledet denne bosettingen endog «væpnet» aksjon, i form av at det ble kastet stein ned mot anleggsarbeiderne, som dermed måtte evakueres. Saken løste seg etter en tids forhandlinger, men den viser at vannkraftutbygging, i større grad enn de fleste typer anleggsvirksomhet, berører og utfordrer lokale interesser.*



med Chilectra, landets største distribusjonsselskap, for omkring 60 prosent av produksjonen (480 GWh). Leveringen til Chilectra skulle starte opp i oktober 2008 og var en absolutt forpliktelse.<sup>50</sup> Her lå kanskje den største risikokilden. Helhetlig sett vurderte imidlertid SN Power risikoen som «acceptable».<sup>51</sup>

Statkraft-administrasjonen, som supplerte med egne vurderinger av prosjektet, var positiv. Det var også selskapets styre. SN Power-styret gjorde den endelige investeringsbeslutningen i oktober samme år. Byggingen startet rett før nyttår samme år.

La Higuera utviklet seg tidlig til å bli et krevende prosjekt, først og fremst fordi det ikke gikk så greit med den brasilianske kontraktøren. Selskapet kom skjevt ut allerede i oppstarten, med betydelige forsinkelser. Dermed var det duket for konflikt. Det oppsto raskt et temmelig anstrengt forhold mellom prosjektledelsen hos La Higuera og kontraktøren, som førte til at både SN Power og Pacific Hydro tidlig måtte sette inn flere mennesker og ressurser i eierselskapet for å håndtere og følge opp prosjektet. Blant annet gikk SN Power-direktør Øistein Andresen i 2006 inn som styreleder for å sikre bedre kontroll fra eiersiden. Allerede i september 2006 ble det imidlertid konstatert at prosjektet ville bli forsinket og at det ville bli overskridelser.<sup>52</sup>

Problemene fortsatte likevel gjennom hele byggetiden, som for øvrig ble både mye dyrere og lengre enn opprinnelig forutsatt. I februar 2007 informerte SN Power-administrasjonen eierne om at det lå an til betydelig kostnadssprekk. Prislappen ble da anslått til 323 millioner US-dollar, eller nesten 25 prosent over opprinnelig budsjett. Halvannet år senere måtte man igjen oppjustere anslagene, til lett ubehagelige 404 millioner. Årsaken var dels at vanskene med kontraktøren vedvarte, og dels at det oppsto problemer med dårlig fjell. På dette tidspunktet var det for lengst også en kjensgjerning at anlegget ville bli alvorlig forsinket. Man håpet på en oppstart mot slutten av 2009, godt over halvannet år senere enn planlagt. I tillegg til økte anleggs- og kapitalkostnader som følge av lengre anleggstid, ville forsinkelsen bli svært kostbar som følge av den nevnte kraftsalgsavtalen. Erstatningen for forsinkede leveranser ble anslått til 25 millioner US-dollar.<sup>53</sup> Riktignok kunne prosjektet ifølge SN Power-ledelsen fremdeles regnes hjem, i alle fall dersom det høye kraftprisnivået i Chile holdt seg. Men mye var uklart, og det lå an til en langvarig strid i etterkant om ansvar og erstatninger. Anlegget kom for øvrig først i gang i juni 2010, etter at historien var blitt toppet med et jordskjelv som påførte skader på anlegget.

Høsten 2007 var problemene ved La Higuera betydelige, men åpenbart ikke avskrekkende. På dette tidspunktet ble det nemlig besluttet å gå i gang med bygging av nok et kraftverk oppstrøms i samme vassdrag. Her hadde prosjektselskapet La Higuera allerede konsesjon på en utbygging som ville bli på noenlunde samme størrelse som La Higuera. «La Confluencia», som prosjektet het, var planlagt med en effekt på 156 MW og en årsproduksjon på 670 GWh. Kostnaden var beregnet til



ca. 325 millioner US-dollar, og eierskapet var tenkt delt på samme måte som på La Higuera, med 50 prosent hver på SN Power og Pacific Hydro.

Det kunne virke dristig å gå løs på nok et prosjekt av slike dimensjoner allerede på dette tidspunktet. Særlig to forhold lå til grunn for beslutningen. For det første ble de langsiktige markedsutsiktene i Chile regnet som gunstige. I 2007 slet landet fremdeles med gassforsyningene fra Argentina, som man regnet med ville falle helt bort med tiden. Chile hadde heller ikke lyktes å få gassleveranser fra det gassrike nabolandet Bolivia. Her fikk chilenerne kjenne historiens krefter. I den såkalte Stillehavskrigen, som ble utkjempet i årene omkring 1880, hadde Chile frarøvet Bolivia et ressursrikt landområde som grenset til Stillehavet. Nærmere 130 år senere hadde bolivianerne ennå ikke glemt dette tapet, og visstnok lå her grunnen til at salg av gass til Chile var uaktuelt. Bolivia skal endog ha nektet å selge gass til Argentina dersom den ble videresolgt til den gamle erkefienden. Dermed satt chilenerne tilbake med alternativene kull og LNG (flytende gass transportert med skip), som begge var dyre løsninger. Knipen ga utsikter til vedvarende høye kraftpriser og dermed også fortsatt god lønnsomhet for vannkraft.<sup>54</sup>

For det andre mente man i SN Power at erfaringene fra La Higuera hadde gitt en betydelig erfaringsmessig ballast som ville komme godt med i et nytt prosjekt. Kort sagt ville man kunne kapitalisere på opparbeidet land- og lokalkunnskap. Videre ble det argumentert med at man allerede hadde en etablert organisasjon i området som kunne overføres direkte og med begrensede kostnader. Det var altså betydelige stor-driftsfordeler å hente på å bygge ut La Confluencia i forlengelsen av La Higuera.

I lys av sistnevnte poeng kan det ved første øyekast virke en smule overraskende at man også på La Confluencia valgte å gå for en EPC-løsning. Som nevnt ble denne modellen betraktet som problematisk på grunn av den mangelen på kontroll som en slik modell ga. Riktignok ble det brukt andre krefter, nærmere bestemt et tysk-chilensk konsortium, men kontrollargumentet var til stede like fullt. Forklaringen ligger dels i det faktum at problemene på La Higuera fremdeles ikke hadde slått ut for alvor. Dels var denne løsningen påkrevd for Statkrafts partner, Pacific Hydro, som ikke hadde mulighet til å ta et større direkte ansvar på egen kjøp.

Det ble problemer også på dette prosjektet, om ikke fullt så store som på La Higuera. Også her kom kontraktøren litt skjevt ut i oppstarten. I tillegg fulgte en del problemer som ikke var så greie å forutse eller regne inn. I mai 2008 kom det ekstreme nedbørmengder i området som førte til at adkomstveien raste ut og avskar anleggsområdet fra omverdenen. Skadene påførte prosjektet minst tre måneders forsinkelser. I februar ble anlegget også noe rammet av et jordskjelv. I tillegg viste det seg at fjellet i deler av anleggsområdet, særlig ved det såkalte Portillo-inntaket, var svært mye dårligere enn forutsatt. Her fikk anleggsfolkene store problemer med å gjøre jobben.<sup>55</sup>



## STORE UTFORDRINGER I INDIA

Allerede i 1990-årene hadde Internasjonal divisjon i Statkraft sett på India som et interessant land. Divisjonen hadde vurdert flere prosjekter og vært i kontakt med mulige partnere i landet. Her, i motsetning til i Latin-Amerika, hadde man den gang imidlertid aldri kommet så langt som til konkrete prosjektforslag. Med etableringen av SN Power og utpekingen av Asia og Latin-Amerika som hovedsatsingsområder, kom landet ganske raskt opp på agendaen.

India var et land som på samme tid både fascinerte og skremte litt. Landet hadde enorme ressurser, inkludert svært mye vannkraft. På begynnelsen av 2000-tallet var det i tillegg et stort og voksende behov for elektrisitet, som ga rikelige muligheter for investeringer. Samtidig var dette verdens største demokrati kjent som et over gjennomsnittet krevende land å investere i. Befolkningsmessig var India mer et kontinent enn et land, hvilket blant annet innebar at samfunn, politi-

tikk og byråkrati var langt vanskeligere å manøvrere i enn i mindre land. India, som mange andre utviklingsland, hadde også sine utfordringer med korrupsjon. Dette la noen klare premisser. Selv om SN Powers grunnprinsipp var å investere sammen med partnere, var partnerskap om mulig enda viktigere her enn i de fleste andre land.

Sommeren 2004 etablerte SN Power et joint venture med det indiske selskapet LNJ Bhilwara. Bhilwara var et industrikonglomerat som var inne i flere næringer, deriblant tekstilproduksjon og kraftproduksjon. Forbindelsen til dette selskapet hadde faktisk røtter noen år tilbake i tid, til 1990-årene da Øyvind Ulfby i Statkrafts internasjonale divisjon lette etter vannkraftprosjekter og partnere i landet. I 2003 tok SN Power opp igjen kontakten, og året etter ble det altså inngått et samarbeid med dette selskapet.

Koblingen til Bhilwara var gunstig, ettersom SN Power her kunne knytte seg direkte til prosjekter som allerede var i Bhilwara-systemet. Konkret gikk SN Power



*I 2005 besluttet SN Power å gå inn i vannkraftprosjektet Allain Duhangan i India, sammen med det indiske selskapet Bhilwara. I kanskje større grad enn noe annet prosjekt SN Power har vært engasjert i så langt, har Allain Duhangan vist hvor utfordrende vannkraftutbygging i utviklingsland kan være. Prosjektet ble rammet av både organisatoriske og tekniske problemer som bidro til betydelige forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Helse- og sikkerhetsforholdene var imidlertid det største problemet. I løpet av byggeperioden, som varte frem til 2012, omkom hele 16 mennesker. I tillegg til de menneskelige tragediene i dette, bidro de mange dødsulykkene til at SN Power fikk mye negativ oppmerksomhet i Norge. Ikke minst på grunn av erfaringene fra Allain Duhangan, har SN Power og Statkraft satt inn store ressurser på å bedre helse-, miljø- og sikkerhetsforholdene ved internasjonale kraftprosjekter.*

inn med 49 prosent av eierskapet i Bhilwara-selskapet Malana Power Company, som hadde ett kraftverk i drift, Malana, og ett under planlegging, Allain Duhangan. Malana var et elvekraftverk på 86 MW beliggende nord i landet, i Kullu-dalen i delstaten Himachal Pradesh. Kraftverket var blitt satt i drift i 2001. Allain Duhangan var også et elvekraftverk beliggende i det samme området, men et større prosjekt som var planlagt utbygd med en effekt på 192 MW. For eierposisjonen i Malana betalte SN Power 360 millioner kroner.

Den indiske kraftsektoren hadde ikke etablert markedsinstitusjoner på samme måte som i Chile og Peru. Kraftomsetning skjedde i større grad bilateralt, mellom produsenter og monopolbaserte distribusjonsselskaper eller direkte med enkeltavtakere. I første del av 2000-tallet var det imidlertid sterk økning i kraftbehovene og høye priser i de fleste deler av landet, også i Himachal Pradesh-regionen, som ga gode utsikter til lønnsomhet i vannkraftprosjekter. Bare i den nordlige delen av landet regnet SN Power i 2004 med et effektsunderskudd på 10 000 MW i årene fremover, «which presents considerable opportunities for future power generation».<sup>56</sup> Allerede året etter besluttet styret i Malana Power Company å gå i gang med utbyggingen av Allain Duhangan. Den beslutningen ble støttet både i SN Powers og Statkrafts styre. Prosjektet var beregnet å koste 9 milliarder indiske rupi, som i 2005



*Lokal arbeidskraft er et helt sentralt element i SN Powers og Statkrafts vannkraftutbygginger. Kvinnelige anleggsarbeidere er imidlertid ikke så vanlige å finne. Kvinnen på bildet er indiske Pushpa Thakur, som var med på utbyggingen av Allain Duhangan i delstaten Himachal Pradesh nord i India.*



tilsvarte rett over 200 millioner US-dollar.<sup>57</sup> Byggingen begynte senere samme år, og kraftverket skulle etter planen stå ferdig i 2008.<sup>58</sup>

Himalaya hadde minst ett likhetstrekk med Andes: Det var mye dårlig fjell. Som i Chile og Peru, ble dette et ganske stort problem også i Allain Duhangan-prosjektet.

Også her førte geologien til betydelige overskridelser og forsinkelser. Et første konkret signal om dette kom i 2007, etter vel halvannet års drift, da SN Power informerte eierne om at prosjektet ville bli over 30 prosent dyrere enn forutsatt og minst et halvt år forsinket. I tillegg til dårlig fjell, bidro dårlige veier og visse motsetninger med lokalbefolkningen i deler av anleggsområdet til at mye tok lengre tid. En ny melding om kostnadsøkninger kom i begynnelsen av 2009. Da kalkulerte SN Power med en total overskridelse på omkring 50 prosent og en forsinkelse på halvannet år for den ene delen av anlegget (Allain) og to år for den andre (Duhangan).<sup>59</sup> Produksjonen begynte i 2011, og først i 2012 sto kraftverket helt ferdig.

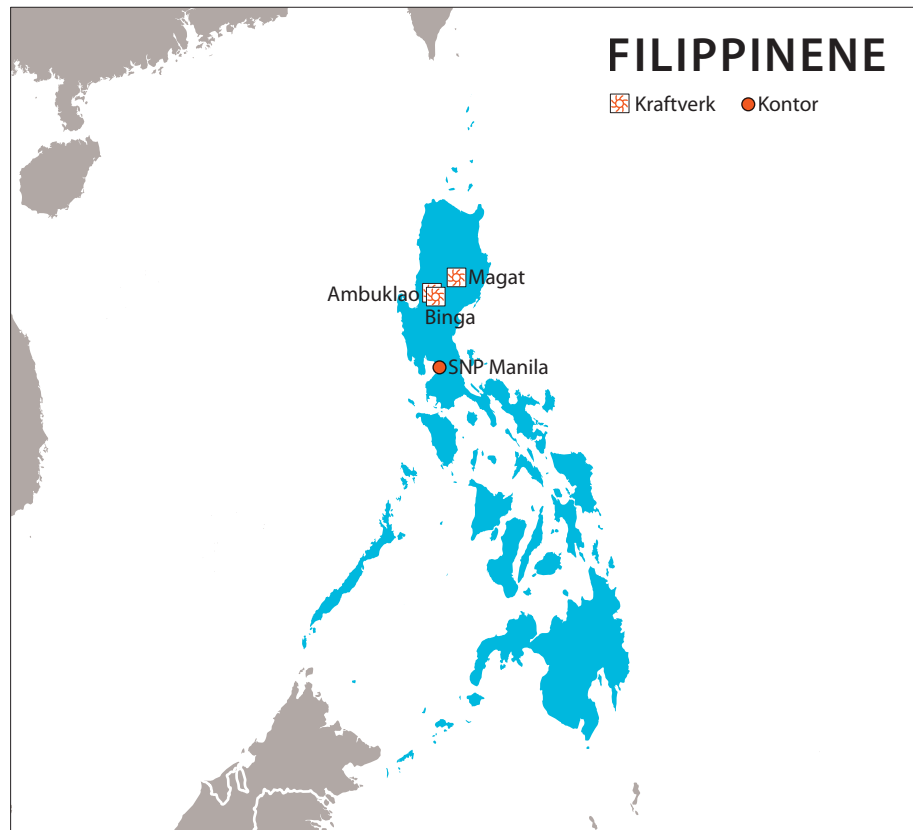
På samme måte som i Chile-prosjektene, ble økonomien i Allain Duhangan-prosjektet reddet av høyere strømpriser enn forventet. Betydelige prisøkninger i årene etter 2004 førte blant annet til at det eksisterende Malana-kraftverket tjente mye mer penger enn forventet, og at mye av kostnadsoverskridelsene på Allain Duhangan faktisk kunne dekkes av kontantstrømmen derfra via morselskapet Malana Power Company. Dermed slapp SN Power å måtte tilføre ny egenkapital i prosjektet.

Senere har SN Power ikke igangsatt nye prosjekter i India. Riktignok har Malana-selskapet vurdert flere prosjekter. Blant annet kjøpte selskapet i 2007 rettighetene til det såkalte Bara Bangahal-prosjektet med sikte på utbygging ganske raskt. Dette prosjektet ble imidlertid satt på hold i 2009, og var da fra SN Powers side uaktuelt før Allain Duhangan var i mål.<sup>60</sup>

Det kan imidlertid tegne til at nye prosjekter kan komme i årene fremover, men med utgangspunkt i andre konstellasjoner enn Bhilwara og Malana.<sup>61</sup> I 2009 inngikk SN Power en samarbeidsavtale med et annet indisk energiselskap, Tata Power Company, som er en del av Tata-gruppen. Tata er Indias største selskapskonglomerat, med en årsomsetning på godt over 300 milliarder kroner og virksomhet i mer enn 80 land. Tata regnes som en svært attraktiv partner, blant annet på grunn av selskapets store vektlegging av «good governance».<sup>62</sup> I SN Power knyttes det store forventninger til dette partnerskapet, selv om det ennå (vår 2015) ikke er gjort konkrete beslutninger om prosjekter.

## FILIPPINENE

Et fjerde land som SN Power har investert betydelig i, er Filippinene, der selskapet gjorde sin første investering i 2006. Her begynte staten på begynnelsen av 2000-tallet å selge ut kraftverk for å betjene en stadig mer tyngende statsgjeld. I tillegg ble det filippinske kraftmarkedet liberalisert og en kraftbørs opprettet i 2006. Forholdene ga dermed et godt utgangspunkt både for å få kjøpt eksisterende produksjon og for å kunne bruke den markedskompetansen som lå i skjæringspunktet mellom SN Power og Statkraft. Til dette kom at SN Power greide å komme i kontakt med den filippinske Aboitiz-gruppen, et industrikonglomerat som blant annet var engasjert i



kraftproduksjon. Aboitiz ble regnet som et svært solid og skikkelig selskap. Aboitiz hadde, som det het i en vurdering av selskapet, «forretningsprinsipper og etiske standarder som er sammenfallende med SN Powers».<sup>63</sup> Selskapet hadde for øvrig hatt nære relasjoner med det norske Jebsen-rederiet i over 20 år, og hadde følgelig lang erfaring med norske næringslivsaktører.

Investeringen i 2006 knyttet seg til kjøp av vannkraftverket Magat, som lå på den samme øya som hovedstaden Manila (Luzon). Magat var blitt bygd på 1980-tallet med en installasjon på 360 MW og lå i tilknytning til et statlig damanlegg som ga gode muligheter for regulering og toppplastproduksjon. Kraftverket, som var Filippinenes største vannkraftverk, ble lagt ut for salg av den filippinske staten i 2006. SN Power og Aboitiz la inn et felles bud med en forpliktelse på 50 prosent hver, og fikk tilslaget noe senere samme år. Kraftverket ble overtatt våren 2007 og organisert i joint venture-selskapet SN Aboitiz Power, der SN Power og Aboitiz hadde 50 prosent hver. Året etter kjøpte SN Aboitiz Power nok et privatiseringsprosjekt, nemlig Binga-kraftverket. Også dette kraftverket ligger på øya Luzon, men var en del mindre enn Magat. Kraftverket var bygd omkring 1960 og hadde en installasjon på 100 MW.





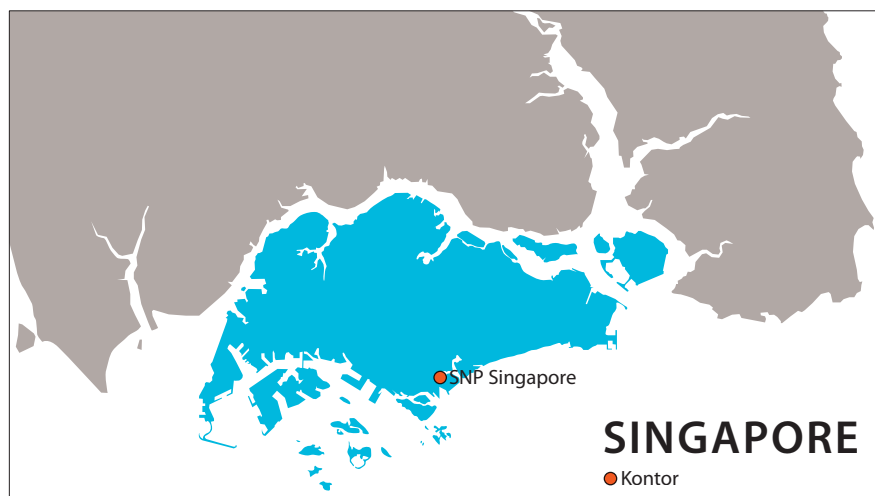
## RESTRUKTURERING 2008

I en rapport fra Riksrevisjonen i 2007 fikk Norfund ganske sterk kritikk for ikke å ha fulgt det mandatet som fondet i sin tid hadde fått fra Stortinget.<sup>64</sup> Som vi var inne på innledningsvis, skulle Norfund særlig konsentrere seg om de fattigste landene, de såkalte MUL-landene (minst utviklede land). Riksrevisjonens gjennomgang viste at investeringene i denne typen land i realiteten utgjorde under en fjerdedel av fondets samlede investeringer. Og bare 17 prosent av investeringene hadde skjedd i Afrika, til tross for at Stortinget hadde forutsatt at denne regionen skulle prioriteres. Riksrevisjonen konkluderte derfor med at fondet ikke hadde fulgt de føringene som Stortinget hadde lagt til grunn for sine bevilgninger.

Rapporten pekte på eierskapet i SN Power som et eksempel på et engasjement som ikke var i tråd med fondets mandat. Det ble vist til at SN Power hadde en renndyrket kommersiell målsetting, og at denne kunne «vanskeliggjøre innfrielsen av Norfunds målsettinger om geografiske prioriteringer, samfunnsansvar, miljøhensyn og utviklingseffekter». I en uttalelse til Riksrevisjonen mente riktignok Norfunds eierdepartement, Utenriksdepartementet, at fondet gjennom dette samarbeidet

*SN Powers daværende Sørøst-Asia-direktør Erik Knive i festlig lag på Filippinene i 2008. Anledningen var feiringen av samarbeidet mellom SN Power og det filippinske selskapet Aboitiz. For SN Power var dette samarbeidet i høyeste grad verdt å feire. Partnerskap med lokale selskaper kan være utfordrende, men samarbeidet med Aboitiz har vært meget godt. I tillegg har SN Powers engasjement på Filippinene vært en av selskapets absolutt største økonomiske suksesser.*





hadde kunnet påvirke «Statkraft til å investere i fattige land de ellers ikke ville investert i». <sup>65</sup> Men bare ett av SN Powers kraftverk lå i et MUL-land, og det var Khimti i Nepal. Khimti var som kjent bygd ut av Statkraft lenge før SN Power ble dannet.

Riksrevisjonen traff utvilsomt et ømt punkt. Helt generelt kunne nok rapporten nyanseres noe. Blant annet sa den lite om at Norfund i løpet av de siste årene hadde økt andelen av *nye* investeringer i MUL-land betydelig. Samtidig var det et faktum at blant annet SN Power hørte til de engasjementene som hadde bidratt minst til denne

økningen. SN Power hadde ikke investert i Afrika, og det forelå heller ingen konkrete planer om dette. På den andre siden var selskapet tungt inne i land som ikke kunne kalles utviklingsland. Et av hovedsatsingslandene – Chile – hadde, om vi legger BNP per innbygger til grunn, en levestandard på linje med Polen og Portugal. Peru lå betydelig lavere, men likevel på linje med for eksempel Serbia og Tunisia.

Bak denne kjensgjerningen skjulte det seg i realiteten en motsetning mellom Statkraft og Norfund som hadde vært der nesten siden etableringen av partnerskapet. Norfund hadde hele tiden ønsket at SN Power skulle satse mer i de fattigste landene generelt og i Afrika spesielt. <sup>66</sup> Statkraft på sin side var av forretningsmessige grunner skeptisk til dette. Statkrafts holdning var at de fattigste landene gjennomgående var for risikofylte og vanskelige å operere i. Denne divergensen hadde nærmest fra første stund ligget som en underliggende, uforløst sak mellom de to eierne, og i styret tidvis blitt presset opp til overflaten. Påpakningen fra Riksrevisjonen i 2007 bidro neppe til å dempe slike motsetninger.

I Statkraft hadde man vært inne på risikoen for slike målkonflikter allerede i 2002. Riktignok var det ingen splid om en ren kommersiell målsetting for SN Power, men det var ulike måter å drive kommersielt på. Det var ingen lov som sa at det var umulig å tjene penger på vannkraft i for eksempel Mosambik. På den andre siden var risiko en sentral faktor i kommersielle lønnsomhetskalkyler (og en viktig grunn til at kommersielle investeringer var langt større i for eksempel Latin-Amerika enn i Afrika). Dessuten kunne det med atskillig rett hevdes at også elektrisitetsutbygging i Peru hadde en utviklingsdimensjon. En tur gjennom den peruanske landsbygda, eller gjennom brakkebyene i utkanten av Lima for den saks skyld, viste at statistikker sjelden ga et dekkende bilde av den allmenne levestandard. Innenfor en kommersiell ramme var det kort sagt mulig å argumentere for ganske ulike strategier. Og det ble også gjort.

I 2007 oppsto det imidlertid også brytninger omkring finansieringen av selskapet.<sup>67</sup> Inntil dette tidspunktet hadde SN Powers kapitalbehov vært dekket opp ved at eierne skjøt inn kapital i like deler. Dette var i tråd med den opprinnelige kapitaliseringsplanen, vedtatt ved dannelsen i 2002, som innebar at eierne samlet skulle skyte inn 3,5 milliarder kroner i løpet av selskapets oppbyggingsfase. Våren 2007 hadde partene skutt inn det meste av dette beløpet, ca. 2,6 milliarder kroner.<sup>68</sup> I forbindelse med at styret i SN Power på ettersommeren samme år besluttet å by på det peruanske selskapet Electroandes, ønsket derfor Norfund å lånefinansiere en eventuell del av kjøpesummen. Dette var Statkraft imot. Grunnen var i første rekke at SN Power hadde negativ kontantstrøm, primært som følge av at flere kraftverk var under bygging, og at lånefinansiering derfor var uheldig.

I realiteten viste denne saken at det var i ferd med å oppstå en viss asymmetri i eiernes ambisjoner med selskapet – eller kanskje rettene, i muligheten til å finansiere større ambisjoner. Her var det særlig Statkraft som hadde beveget seg. Vannkraft utenfor Europa var ikke høyt prioritert i Statkraft ved etableringen av SN Power i 2002, men i de påfølgende årene økte interessen for dette området ganske sterkt. Det var flere grunner til dette. For det første bidro klimasaken til å løfte også dette området sterkere frem, slik det løftet frem Statkrafts vind- og vannkraftsatsing i Europa. Utbygging av fornybar energi i utviklingsland fikk en ytterligere styrket legitimitet. For det andre førte ikke den ambisiøse strategien for ekspansjon i Europa riktig så langt som man hadde tenkt i begynnelsen av tiåret (jmfør fusjons- og oppkjøpsplanene som ble redegjort for i kapittel 5). Dermed ble det naturlig å se mot andre vekstområder. Sist, men ikke minst, var både Asia og Latin-Amerika inne i en ganske sterk vekst som økte både behovet for elektrisitet og lønnsomheten i elektrisitetsproduksjon i disse regionene.

Konkret førte Statkrafts økte ambisjoner til et behov for å få sterkere kontroll med SN Power. Høsten 2007 tok selskapet derfor opp tanken om å kjøpe en bit av Norfunds eierposisjon for å komme i majoritet. Samtalene om et kjøp på 10 prosent av Norfunds eierpart ble likevel kjøpt skrinlagt. Norfund var i utgangspunktet ikke veldig stemt for å selge seg ned, blant annet fordi SN Power-eierskapet ga gode inntekter. Og hvis så skulle skje, var det til en pris som Statkraft ikke kunne akseptere.

Våren 2008 ble imidlertid samtalen gjenopptatt. Og etter lange og svært krevende forhandlinger, der Statkrafts strategi- og finansdirektør Stein Dale og Norfunds direktør Kjell Roland førte an, ble det mot slutten av året oppnådd enighet om en samlet løsning. Denne gikk ut på at Statkraft skulle kjøpe de nevnte 10 prosent.<sup>69</sup> Videre inneholdt avtalen en såkalt call-opsjon, som gikk ut på at Statkraft skulle få en rett til å kjøpe seg opp til 67 prosent ved utgangen av 2015, eventuelt tidligere under visse forutsetninger. Opsjonen åpnet altså for en mulighet til å komme i kvalifisert flertall på sikt. For det tredje skulle Norfund ha rett til å selge inntil



20 prosent av sin eierpart til tredjepart(er) innen en viss tid. Samtidig skulle Norfund få en såkalt put-oppsjon, som forpliktet Statkraft til å kjøpe fondets aksjepost til markedspris ved tre fastsatte tidspunkter, senest i 2015.

Et svært viktig ankepunkt i forhandlingene hadde vært Norfunds prisforlangende på de 10 prosentene som skulle overdras. Den ble vurdert som høy, særlig i kjølvannet av finanskrisen som slo inn mens partene forhandlet. Prisen ble likevel forsvart med at den hadde en betydelig strategisk verdi. Statkraft ville med avtalen få «et godt utgangspunkt for å realisere sine internasjonale vekstambisjoner», som administrasjonen understreket overfor styret.<sup>70</sup> Alternativet var ifølge administrasjonen å bli inneklemt med et partnerskap som ville begrense selskapets muligheter til å ekspandere utenfor Europa. Som nevnt forpliktet avtalen Statkraft til ikke å investere parallelt i de land og regioner der SN Power hadde sine markeder.

#### RESTRUKTURERING 2014

Som tidligere nevnt lå det noen bestemmelser i aksjonærvtalen mellom Statkraft og Norfund som på sikt åpnet for endringer i eiersituasjonen i SN Power. 2015 var et merkeår i så måte fordi den eksisterende aksjonærvtalen løp ut 31. desember dette året. Innen den tid ville partene også måtte ta stilling til eierskapet i selskapet. Statkraft hadde ifølge avtalen en rett til å øke eierskapet fra 60 til 67 prosent og derigjennom få kvalifisert flertall. Norfund hadde på sin side en salgsoptions i den forstand at Statkraft pliktet å kjøpe hele fondets eierandel til markedspris dersom det skulle ønske å selge. Denne retten skulle kunne utøves ved tre tidspunkt, i 2013, 2014 og siste gang i 2015. En første milepæl var altså 2013, da Norfund kunne utøve sin salgsoptions i SN Power. Det var derfor ikke så overraskende at Statkraft og Norfund dette året begynte å diskutere fremtiden for selskapet.

Det var en kjent sak at Statkrafts ambisjoner med SN Power hadde økt betraktelig siden etableringen i 2002. Restruktureringen i 2008/2009, da selskapet økte eierposisjonen fra 50 til 60 prosent, var et uttrykk for dette. Senere hadde den internasjonale vannkraftambisjonen økt ytterligere, hvilket hadde kommet til uttrykk i etableringen av en egen enhet, «International Hydro» (IH), samt i bygging av vannkraft i Tyrkia og Albania på «egen kjøp» (se kapittel 6). Dette engasjementet var på mange måter overlappende med SN Powers virksomhet. Kort sagt ville det ikke være så overraskende om Statkraft gikk inn for å få enda større innflytelse i SN Power.

Ved siden av den generelle ambisjonshevingen var nettopp dette forholdet – at samme virksomhet ble drevet i to ulike organisasjoner – et viktig moment i Statkrafts vurderinger. Med økningen av eierandelen til 60 prosent i 2009 hadde Statkraft satt som mål å samordne SN Power tettere med International Hydro. Sistnevnte fikk blant annet ansvaret for SN Power-engasjementet. SN Power hadde imidlertid en sterk tradisjon som et såkalt stand-alone-selskap, som primært opererte gjennom





ulike typer partnerskap i de forskjellige markedene. Det samme gjaldt datterselskapet Agua Imara, som altså rettet seg spesielt mot Afrika og Mellom-Amerika. Den planlagte samordningen hadde derfor ikke blitt så sterk som planlagt. Resultatet var at det hadde oppstått en del spenninger mellom de ulike selskapene, og at man i Statkraft blant annet opplevde beslutningsprosessene som «krevende og for lite effektive».<sup>71</sup> Ikke minst var det en oppfatning av at mangelen på samordning hindret flyt av kunnskap og erfaringer mellom de ulike virksomhetene. I den sammenheng ble det blant annet pekt på de åpenbare utfordringene som særlig SN Power hadde hatt med kostnadsoverskridelser, forsinkelser og HMS. Indirekte ble det også antydning at modellen sto i veien for Statkrafts vekstambisjoner.<sup>72</sup>

Aksjonæravtalen åpnet altså for minst tre mulige utfall i 2015: Status quo, full Statkraft-overtakelse eller Statkraft-majoritet (67 prosent). Da Statkraft og Norfund tidlig i 2013 for alvor begynte å diskutere fremtiden, ble det imidlertid tidlig enighet om å fortsette samarbeidet, men i en annen form. På forsommeren samme år, etter noen måneders forhandlinger, forelå en intensjonsavtale som gikk ut på å splitte opp selskapet. Konkret skulle SN Powers eksisterende portefølje i Latin-Amerika og Sør-Amerika skilles ut i et nytt selskap, Statkraft International Hydropower Invest

*Monjolinho vannkraftverk i Brasil sett fra luften. I 2012 kjøpte SN Power seg inn i det brasilianske energiselskapet Desenvix med en andel på litt over 40 prosent. Desenvix satser tungt på fornybar energi og eier både vind- og vannkraftproduksjon, deriblant Monjolinho i Rio Grande do Sul, Brasils sørligste delstat. Kraftverket har en effekt på 74 MW og ble satt i drift i 2009.*





*Gjennom eierskapet i Desenvix i Brasil ble SN Power også medeier i vindkraft i dette store landet. Her ses vindparken Barra dos Coqueiros, som ligger ut mot Atlanterhavs-kysten i delstaten Sergipe i den nordøstlige delen av landet. På begynnelsen av 2000-tallet innførte brasilianske myndigheter et program for å fremme utbygging av fornybar energi, og i 2014 var Brasil blitt blant verdens ti største vindkraftprodusenter.*

(SKIHI), der Statkraft skulle eie 67 prosent og Norfund 33, og der Statkraft skulle ha full kontroll. Dette innebar at virksomhetene i Peru, Chile, Brasil, India, Nepal og på Sri Lanka ville bli en del av Statkraft-organisasjonen og samordnet med virksomheten Statkraft hadde i Sørøst-Europa. De øvrige aktiva, som hovedsakelig besto av virksomheten på Filippinene og i Agua Imara, skulle organiseres i det som ble kalt «nye SN Power», og der Statkraft og Norfund skulle eie under 50 prosent hver.<sup>73</sup>

Ellers lå det i intensjonsavtalen flere bestemmelser som skulle sørge for en bedre samordning av de faglige ressursene i Statkraft/SN Power-komplekset. Dette hadde lenge vært en kjepphest for Statkraft. Konkret skulle denne målsettingen oppnås gjennom at Statkraft skulle opprette en ny utbyggingsenhet med ansvar for alle byggeprosjekter, det vil si både Statkrafts og nye SN Powers. Sist, men ikke minst, inneholdt intensjonsavtalen flere viktige bestemmelser knyttet til det fremtidige eierskapet i SKIHI. Norfunds langsiktige intensjon var å selge seg ned i dette selskapet og satse sterkere på investeringer i MUL-land. Derfor inneholdt avtalen nye exit-bestemmelser. Statkraft skulle forplikte seg til å overta Norfund-aksjer ved flere tidspunkter i perioden frem til 2023. Statkraft skulle imidlertid på sin side også få en kjøpsopsjon som ga selskapet rett til gradvis å kjøpe ut Norfund i den samme perioden.

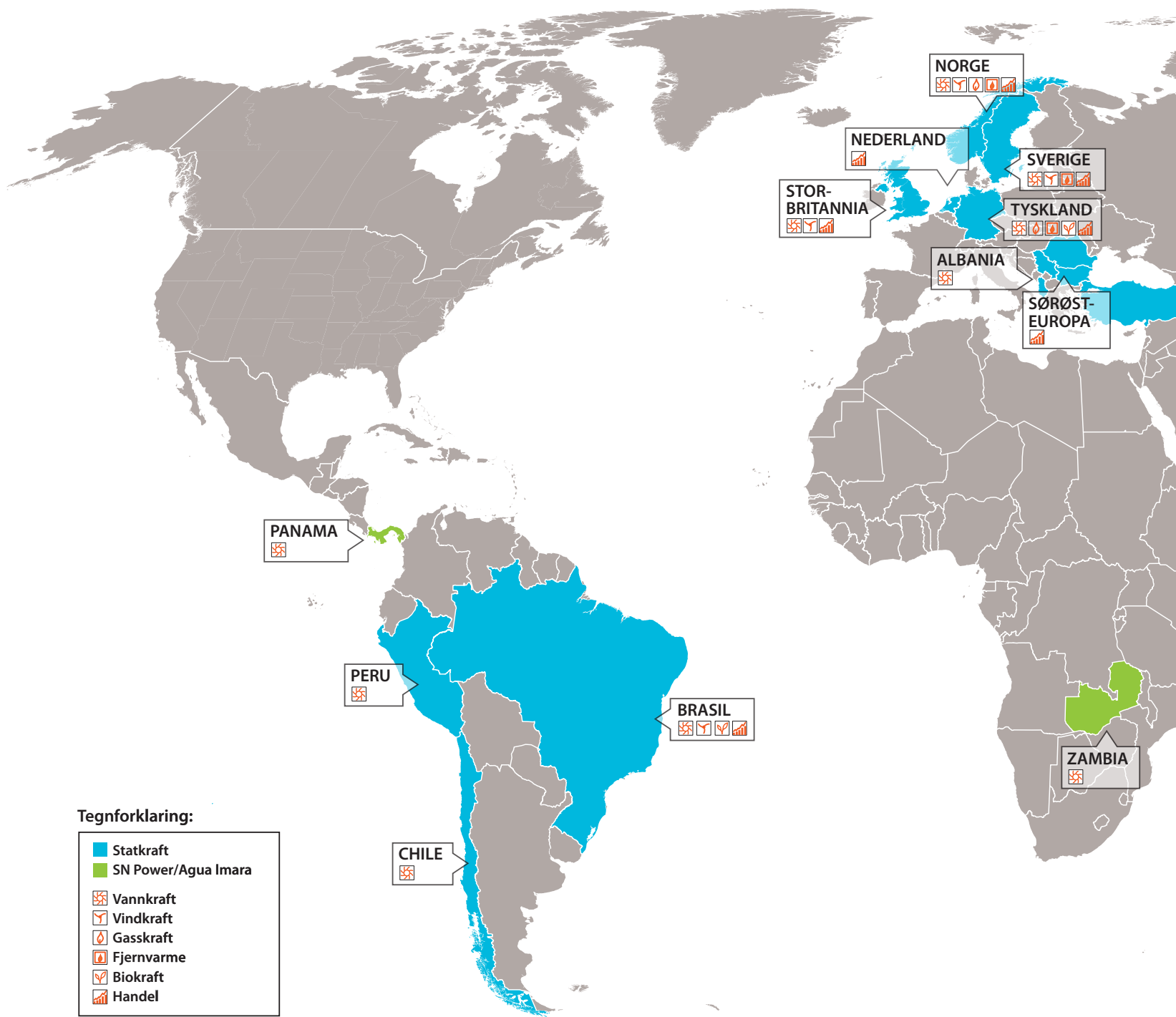


Endelig avtale om restrukturering ble undertegnet helt på tampen av 2013, og gjennomføringen skjedde i juni 2014. Restruktureringen bidro naturlig nok til store endringer for de fleste ansatte i SN Power. Hovedparten av selskapets ansatte var knyttet til de virksomhetene som ble overført til Statkraft, og over 280 personer ble dermed Statkraft-ansatte.<sup>74</sup>

#### INTERNASJONAL VANNKRAFT – FRA PROBLEM TIL LØSNING

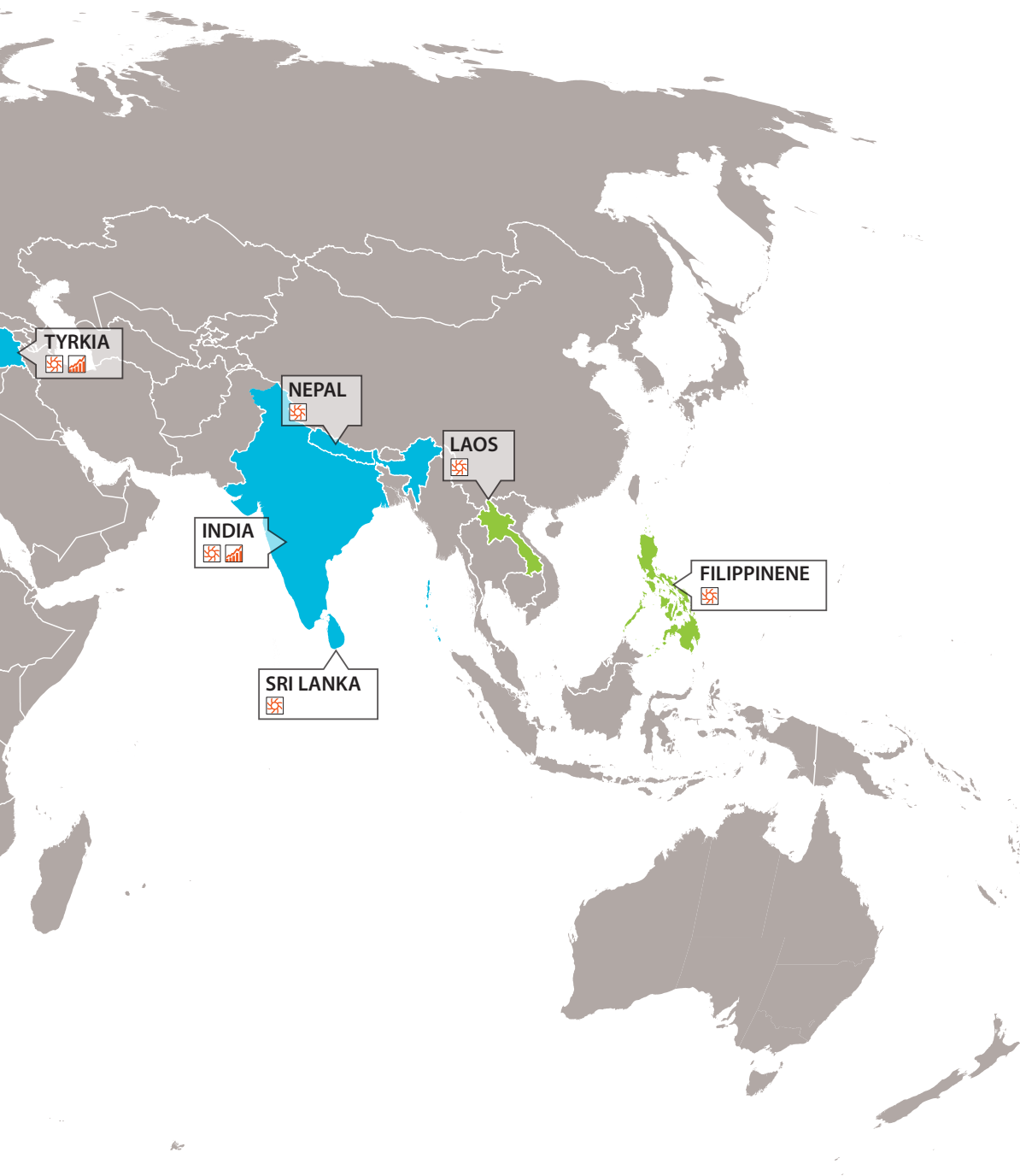
I 2015 er internasjonal vannkraft et av Statkrafts hovedsatsingsområder. Veien dit har imidlertid vært lang og til dels problematisk. Statkraft har på mange måter vært en pioner på dette området. Med etableringen av engasjementene i Nepal og Laos tidlig i 1990-årene var Statkraft blant de første selskaper som gikk inn i kommersiell vannkraftutbygging i utviklingsland. Pionervirksomhet er imidlertid av natur utfordrende, og erfaringene fra disse landene bidro til at internasjonal vannkraft lenge ble et omstridt forretningsområde. Slik var det fremdeles i 2002 da SN Power ble etablert.

Utover på 2000-tallet økte imidlertid ambisjonene på dette området. I forrige kapittel så vi hvordan klimasaken påvirket selskapets strategi i Europa. Klimaoppmerksomheten influerte i betydelig grad også på holdningene til SN Powers virksomhet og synet på internasjonal vannkraftutbygging i det store og hele. Så sent som ved inngangen til 2000-tallet var vannkraftutbygging omstridt som følge av de miljømessige konsekvensene som særlig fulgte med oppdemninger og regulering av vassdrag. Den «grønne revolusjonen» bidro imidlertid utover på 2000-tallet til å rehabilitere vannkraften som en kilde til fornybar og klimavennlig energiproduksjon. Også på dette området, som på så mange andre, må strategier og ambisjoner følgelig ses i nær sammenheng med «store» internasjonale og globale trendsifter.



AVSLUTNING

## *25 år med internasjonalisering*





I tiden etter 1990 har den europeiske kraftforsyningen gjennomgått en grunnleggende transformasjon. Fra å være en monopolorganisert, nasjonalt forankret og i all hovedsak offentlig eid forvaltningsvirksomhet, har strømforsyning i løpet av to tiår blitt en internasjonalt orientert business med omfattende privat eierskap. Siden slutten av 1980-årene har en rekke av de store offentlige kraftselskapene i Europa blitt helt eller delvis privatisert og de nasjonale kraftsystemene liberalisert. Endringene gir grunnlag for å snakke om et fundamentalt systemskifte.

Statkraft er blitt sterkt påvirket av dette skiftet. Norge var blant de landene i Europa som tidligst liberaliserte kraftsektoren, og Statkraft var derfor også blant de første europeiske selskaper av noen størrelse som måtte omstille seg til et kommersialisert kraftmarked. Denne omstillingen var svært krevende, men den ga også selskapet noen «first mover advantages» som kunne utnyttes på en internasjonal arena. I kombinasjon med selskapets etablerte kunnskap om volatile produksjonssystemer (det norske vannkraftsystemet) ga erfaringene fra et liberalisert kraftmarked et fortrinn som antagelig ingen andre selskaper hadde i 1990-årene. Denne kunnskapen og erfaringen ble verdifull i møtet med andre markeder. I tillegg fikk selskapet i overgangen til det liberaliserte norske kraftmarkedet en ledelse som gikk målrettet inn for å utnytte denne kunnskapen og erfaringen internasjonalt.

Kabelavtalene med tyske og nederlandske selskaper i første del av dette tiåret var et tidlig resultat av denne tenkningen. Eierskapet i det svenske selskapet Sydkraft i andre halvdel av tiåret var et annet, etableringen av handelskontorene i Tyskland og Nederland mot slutten av tiåret et tredje. Også vannkraftengasjementene i Laos og Nepal var et resultat av liberaliseringen, selv om ambisjonene bak disse prosjektene var litt mer nølende. Satsingen på vannkraftutbygging i utviklingsland og fremvoksende markeder fikk først virkelig tyngde utover i det neste tiåret.

På ett plan har altså Statkraft fulgt en allmenn europeisk utviklingstrend, i den forstand at selskapet etter hvert har blitt et sterkt internasjonalt orientert selskap. I realiteten var Statkraft på 1990-tallet blant foregangsselskapene i denne utviklingen. Senere har nesten alle de «gamle» europeiske kraftselskapene utviklet seg til internasjonale selskaper. Statkraft skiller seg imidlertid også på noen punkter ut fra den allmenne trenden. Først og fremst gjelder dette eierskapet. Mens de aller fleste større europeiske kraftselskaper er blitt helt eller delvis privatisert siden begynnelsen av 1990-årene, er Statkraft fremdeles i 2015 et helstatlig selskap. Faktisk er Statkraft i 2015 det eneste europeiske kraftselskapet av noen størrelse ved siden av svenske Vattenfall som fremdeles er et helstatlig selskap. At staten fremdeles eier Statkraft fullt og helt, skyldes særlig to forhold. For det første har den norske stat ikke manglet penger. Behov for å få penger i kassen har vært et viktig argument for statlig nedsalg i kraftselskaper i mange andre land. For det andre kommer vannkraftens fremtredende rolle i Norge og en utstrakt oppfatning om at denne bør være eid av det offentlige.

Som landets suverent største forvalter av denne ressursen har det derfor så langt vært liten politiske vilje til å delprivatisere selskapet.

Eierskap har betydning, og det statlige eierskapet har uten tvil lagt viktige føringer for Statkrafts utvikling, ikke minst for den internasjonale ekspansjonen. For det første tok det ganske lang tid før norske politikere aksepterte at Statkraft ikke lenger primært var et nasjonalt energipolitisk verktøy. Selskapets nasjonale rolle, blant annet som leverandør av billig kraft til kraftkrevende industri, hang ved gjennom hele 1990-tallet, og til dels også etter den tid. Også rollen som forvalter av en høyt verdsatt nasjonal naturressurs har påvirket selskapets rammevilkår. Disse rollene har til en viss grad stått i motstrid til internasjonalisering. De internasjonale strategiene og ambisjonene er da også utelukkende blitt drevet frem av selskapets administrasjon, mens eieren i beste fall har akseptert disse. Som eiere har staten også hatt en utstrakt styringsmyndighet over selskapet, blant annet gjennom utbyttepolitikken. Statens gjennomgående svært høye utbytteuttak har dels vært begrunnet i et behov for kapital til finansiering av offentlige oppgaver. Men utbyttepolitikken har også fungert som et styringsverktøy i den forstand at staten har tatt kontroll med selskapets kapitalressurser. I stedet for å la selskapet fritt forvalte overskuddet fra driften, har større investeringer i stedet i hovedsak skjedd gjennom tilførsel av eierkapital. I slike situasjoner har selskapet vært nødt til å konkretisere overfor eieren hvordan kapitalen har vært tenkt brukt.

Internt i Statkraft har det vært ulike oppfatninger av det statlige eierskapets betydning. Noen peker på utbyttepolitikken, og at denne har gitt mindre uforutsigbarhet enn det man ville hatt som et børsnotert aksjeselskap. Det faktum at man har vært avhengig av å søke eieren om kapital ved større investeringer, og at slike søknadsprosesser ofte har vært tidkrevende og utfallet uvisst, er blitt fremhevet som en kilde til uforutsigbarhet og manglende fleksibilitet. Andre mener at det statlige eierskapet har vært en styrke. For det første har staten, når alt kommer til alt, tilført selskapet betydelige mengder kapital siden midten av 1990-tallet, kapital som også har gått til internasjonale investeringer. For det andre, pekes det på, har det statlige eierskapet gjort det mulig å planlegge langsiktig. Med staten som eier har ikke Statkraft i samme grad som børsnoterte selskaper blitt gjenstand for «kvartalstyranniet», det vil si kravet fra eiere og omgivelser om å fremvise kontinuerlige og umiddelbare resultater. Statkraft har ikke måttet tenke på umiddelbar avkastning, men har kunnet investere i aktiviteter med langsiktige avkastningsmål. Rommet for å planlegge langsiktig er særlig viktig i en kapitalkrevende virksomhet som kraftforsyning, der i tillegg tiden mellom investeringsbeslutninger og inntektsgenererende drift ofte er lang. Sist, men ikke minst, pekes det ofte på at det statlige eierskapet har vært en styrke i utlandet. Mange knytter noe stabilt og robust til et selskap eid av den norske stat. Da Statkraft-ledelsen på begynnelsen av 2000-tallet vurderte å bytte ut navnet

Statkraft for å komme vekk fra stat-merkelappen, kom det klare beskjeder fra Statkraft-miljøer utenfor Norge om at noe slikt ville være å legge vekk et viktig konkurransefortrinn.

Det er altså ulike oppfatninger om konsekvensene av det statlige eierskapet. Om man ser på en sentral faktor som avkastning, er det imidlertid lite som vitner om at eierskapet har vært hemmende for selskapets evne til å skape verdier. Om vi begrenser oss til tiden etter årtusenskiftet, har Statkraft over denne perioden som helhet tjent gode penger. I perioden 2000 til 2013 var den gjennomsnittlige årlige avkastning på vel 10 prosent. Dette er høyere enn avkastningskravet til Statkraft.<sup>1</sup> Det er også høyere enn den årlige avkastningen på Oslo Børs (målt ved endring i hovedindeksen) i årene 2000 til og med 2013, som var på 7,9 prosent.

Det må understrekes at Statkrafts gode resultater i betydelig grad skyldes den store og gunstige norske vannkraftproduksjonen, som i all hovedsak ble bygd ut før 1990. Imidlertid har lønnsomheten faktisk vært like god i ny virksomhet. Og etablering av ny virksomhet etter 1990 har hovedsakelig skjedd utenlands. Avkastningen på Statkrafts internasjonale virksomhet ble gjennom hele perioden fra 1993 til 2013 analysert av Nærings- og fiskeridepartementet i 2014. Rapporten herfra viser riktignok at avkastningen har variert betydelig fra forretningsområde til forretningsområde og fra prosjekt til prosjekt. Ikke så overraskende trekker særlig gasskraftinvesteringene i Tyskland ned resultatene. Andre virksomheter, som handelsaktiviteten i Europa, Sydkraft/E.ON Sverige og deler av SN Power-investeringene, trekker derimot opp. Og under ett for hele perioden 1993–2013 har den internasjonale virksomheten gitt en gjennomsnittlig årlig avkastning omtrent lik selskapets totalavkastning, altså omkring 10 prosent.<sup>2</sup> Det hører for øvrig med at eksterne vurderinger har kommet ut med enda høyere avkastning. Sommeren 2014 gjorde den tyske investeringsbanken Deutsche Bank en analyse etter oppdrag fra departementet som konkluderte med at «fra etableringen som eget selskap i 1992 og til 2013 har Statkraft hatt en anslått årlig avkastning på mellom 12 og 13 prosent».<sup>3</sup>

De forholdsvis gode resultatene har antagelig bidratt til å øke eierens tro på at selskapet faktisk er i stand til å skape verdier gjennom internasjonale investeringer. I 2010 vedtok Stortinget å tilføre selskapet 14 milliarder kroner i egenkapital. I kapitaløkningen ble det lagt vekt på at en betydelig del av selskapets investeringer i planperioden skulle skje utenlands. Sent i 2014 fikk selskapet ytterligere 10 milliarder kroner fra Stortinget, hvorav 5 milliarder er egenkapital og 5 milliarder skal tilføres gjennom reduserte utbytter i årene 2016–2018. Også i den siste kapitaløkningen la selskapet opp til at en betydelig del av investeringene skulle skje internasjonalt.

Kapitaltilskuddene kan i alle fall indirekte betraktes som en støtte til selskapets internasjonale satsing. I forbindelse med kapitaltilskuddet i 2014 ble det særlig pekt på Statkrafts rolle som utvikler av fornybar energi. Regjeringen uttalte i proposisjonen



om denne saken: «Statkraft har, gjennom den kompetansen selskapet har utviklet med utgangspunkt i norsk vannkraft, utviklet seg til et norsk fornybarselskap av internasjonalt format.»<sup>4</sup>

Samtidig er det nok stadig flere politikere som mener at Statkrafts norske og internasjonale virksomhet økonomisk bør skilles tydeligere. Det er en utbredt oppfatning at den norske vannkraftproduksjonen står i en særstilling som et nasjonalt fellesgode, og at avkastningen herfra bør gå direkte til fellesskapet. I tillegg ser trolig mange den internasjonale virksomheten som mer risikofylt, og frykter at den norske vannkraftproduksjonen skal bli en del av dette risikobildet. Blant annet er det blitt pekt på at rammevilkårene i markedene utenfor Europa kan endre seg betydelig i fremtiden. Slike betraktninger har naturlig nok fått økt oppmerksomhet i takt med at den internasjonale virksomhetens andel av selskapets samlede virksomhet har økt. Antagelig er det her den største diskusjonen om selskapets videre utvikling vil ligge. Slike problemstillinger er for øvrig ikke unike for Norge og Statkraft. I Sverige ble Vattenfall splittet opp i en nordisk og en europeisk del i 2013, primært som følge av store tap på investeringer på kontinentet. Et sentralt mål med oppsplittingen var å skjerme de nordiske aktivaene, hvorav en stor del er vannkraft. En slik oppsplitting ville imidlertid gå på tvers av hva selskapet selv ønsker. Der er oppfatningen at en slik deling vil bidra til at sentrale fagmiljøer vil bli splittet opp, og at det må etableres nye parallelle miljøer. En oppsplitting vil kort sagt redusere den faglige kapasiteten og gjøre selskapet mindre effektivt.

Som vi har sett i denne boken, har også Statkraft hatt utfordringer i forbindelse med internasjonale engasjementer. Samtidig har selskapet i det store og hele altså klart seg godt også utenfor Norge, og bedre enn mange andre selskaper. Suksessen skyldes i stor grad selskapets kunnskapsgrunnlag og evne til å ta gode beslutninger. Men det er samtidig grunn til å fundere over følgende spørsmål: Har den norske statsføringer og eierskapsutøvelse bidratt til at selskapet ikke har hatt rom for å være like dristig og ekspansjonsorientert som en del andre europeiske energiselskaper? Et endelig svar på det spørsmålet kan ikke gis. Men det er altså et faktum at Statkraft har vist evne til å skape verdier internasjonalt, samtidig som svært få investeringer har gått riktig galt – finanskriser, svingende og uforutsigbare markeder, politisk risiko og regulatoriske endringer til tross.

*Nok en gledens dag for Statkraft og Christian Rynning-Tønnesen. 6. desember 2014 kunngjorde næringsminister Monica Mæland at regjeringen ville tilføre Statkraft 10 milliarder kroner i egenkapital i perioden frem til 2018. Kanskje særlig gledelig var det at pengene kom fra en regjering der Høyre dominerte. Tradisjonelt har ikke Høyre vært blant de partiene som har ivret mest for å tilføre selskapet penger via statskassen. Hovedbegrunnelsen for kapitalinnsprøytningen var å ruste selskapet for ytterligere satsing på utbygging av fornybar energi i Norge og især, i utlandet. Slik sett kunne beslutningen også tolkes som en klar støtte til selskapets internasjonale strategi. I så fall kan vi snakke om en dypere skillelinje i selskapets moderne historie. Statkrafts internasjonaliseringssjess hadde så langt ikke hatt aktiv politisk støtte fra noe hold, men hadde mer eller mindre utelukkende vært drevet frem av selskapets administrasjon. Med kapitaltilførselen i 2014 fikk selskapet en klarere bekreftelse på at internasjonal vekst var noe også eieren ønsket. Vendepunktet kan antagelig knyttes til at selskapet på dette tidspunktet hadde fått bekreftet at utenlandsinvesteringene under ett hadde vist god lønnsomhet. Viktigst var nok likevel at selskapets grønne profil harmonerer så godt med tidens politiske trender.*





*Fra Binga, Filippinene*



# Litteratur

- Amatori, Franco, Millward, Robert og Toninelli, Pier Angelo (red.) (2011), *Reappraising State-Owned Enterprise. A Comparison of the UK and Italy*, Routledge.
- Arentsen, M.J., R. W. Künneke og H.C. Moll (1997), «The Dutch Electricity Reform: Reorganisation by Negotiation», in: Midttun, Atle (red.), *European Electricity Systems in Transition. A Comparative Analysis of Electricity Policy and Regulation in North-Western Europe*, Oxford: Elsevier.
- Bacon, R. W., og Besant-Jones, J. (2002), *Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of Electric Power Industry in Developing Countries*, Washington DC: World Bank, Energy & Mining Sector Board, Discussion Paper Series, paper no. 2.
- Bergman, Lars (2009), «Adressing Market Power and Industry Restructuring», in: Glachant, Jean-Michel og Lévêque, François (red.), *Electricity reform in Europe. Towards a single energy market*, Cheltenham: Edward Elgar.
- Bjorvatn, Kjetil (1990), *En komparativ studie av kraftomsetningssystemene i de nordiske land*, SAF, Arbeidsnotat nr. 102/1990, Bergen: Senter for Anvendt Forskning.
- Bjorvatn, Kjetil og Bjørndalen, Jørgen (1992), *Kraftmarkedene i Nord-Europa*, Bergen: Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, rapport 93/1992.
- Bjurling, Oscar (1982), *Sydskraft – samhälle*, Malmö: Sydskraft.
- Brune, Nancy, Garrett, Geoffrey og Kogut, Bruce (2004), *The International Monetary Fund and the Global Spread of Privatization*, IMF Staff Papers, Vol. 51, No. 2.
- Bye, Torstein og Hope, Einar (2005), *Deregulation of electricity markets – The Norwegian experience*, Statistics Norway, Research Department, Discussion Papers No. 433.
- Christensen, Tom og Lægreid, Per (2001), «New Public Management i norsk statsforvaltning», i: Tranøy, Bent Sofus og Østerud, Øyvind (red.), *Den Fragmenterte staten. Reform, makt og styring*, Oslo: Gyldendal akademisk.
- Cini, Michelle Cini og McGowan, Lee (2008), *Competition policy in the European Union*, Basingstoke: Palgrave Macmillan.
- Clifton, Judith, Comin, Francisco og Díaz-Fuentes, Daniel (2006), Privatizing Public Enterprises in the European Union 1960–2002: Ideological, Pragmatic, Inevitable?, *Journal of European Public Policy*, Vol. 13, No. 5, pp. 736–756.



- Clifton, Judith, Comin, Francisco og Díaz-Fuentes, Daniel (2007) *Transforming Public Enterprises in Europe and North America. Networks, Integration and Transnationalisation*, Basingstoke: Palgrave MacMillan.
- Clifton, Judith, Díaz-Fuentes, Daniel og Revuelta, Julio (2009), *Explaining Telecoms and Electricity Internationalization in the European Union. A Political Economy Perspective*, Munich: MPRA Paper No. 33037.
- De Paoli, Luigi (1996), Italian Energy Policy: From Planning to an (Imperfect) Market, i: McGowan, Francis (red.), *European Energy Policies in a Changing Environment*, Heidelberg: Physica Verlag.
- Dunning, John H. og Lundan, Sarianna M. (2008), *Multinational Enterprises and the Global Economy* (2<sup>nd</sup> ed.), Cheltenham: Edward Elgar.
- Eichengreen, Barry (2007), *The European Economy Since 1945. Coordinated Capitalism and Beyond*, Princeton, N.J.: Princeton University Press.
- Espeli, Harald (2005), *Det statsdominerte teleregimet (1920–1970)*, bind 2 i Norsk telekommunikasjonshistorie, Oslo, Gyldendal Fakta..
- European Commission (2003), *Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Brussels: Commission Staff Working Paper, SEC, 448.
- Evans, Grant (2002), *A Short History of Laos. The Land in Between*, Crows Nest: Allen & Unwin.
- Finon, Dominique (1990), «Opening access to European grids: In search of solid ground», *Energy Policy*, Volume 18, Issue 5, June, pp. 428–442.
- Foreman-Peck, James og Federico, Giovanni (red.) (1999), *European Industrial Policy. The Twentieth-Century Experience*, Oxford: Oxford University Press.
- From, Johan (2009), *Fristilling og fornyelse. Telenor fra verk til bedrift*, Oslo: Gyldendal akademisk.
- Glachant, Jean-Michel og Finon, Dominique (red.) (2003), *Competition in European Electricity Markets. A Cross-Country Comparison*, Cheltenham: Edward Elgar.
- Glachant, Jean-Michel og Lévêque, François (red.) (2009), *Electricity Reform in Europe. Towards a Single Energy Market*, Cheltenham: Edward Elgar.
- Hannah, Leslie (1979), *Electricity before nationalisation. A Study of the Development of the Electricity Supply Industry in Britain to 1948*, London: Macmillan.
- Harvey, David (2005), *A Brief History of Neoliberalism*, Oxford: Oxford University Press.
- Hausman, William, Hertner, P. og Wilkins, M. (2008), *Global Electrification: Multinational Enterprise and International Finance in the History of Light and Power, 1878–2007*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Helm, Dieter (2012), *The Carbon Crunch. How we're Getting Climate Change Wrong – and How to Fix it*, New Haven: Yale University Press
- Helm, Dieter og McGowan, Francis (1987), *Electricity Supply in Europe: Lessons for the UK*, Working Paper series no. 87/10. Institute for Fiscal Studies, London.

- Kumar, A. et al. (2011), «Hydropower», in: Edenhofer, Ottmar., et al. (red), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Lagendijk, Vincent (2009), *Electrifying Europe. The Power of Europe in the Construction of Electricity Networks*, Amsterdam: Amsterdam University Press.
- Lalander, Sven O. (red.) (1988), *Nordel 25 år. 1963–1988*, Oslo: Nordel.
- Lie, Einar (1998), *Den norske Creditbank 1982–1990. En storbank i vekst og krise*, Oslo: Universitetsforlaget.
- Lucas, Nigel (1985), *Western European Energy Policies. A Comparative Study of the Influence of Institutional Structures on Technical Change*: Oxford University Press.
- Manning, Maurice og McDowell, Moore (1985), *Electricity Supply in Ireland. The History of the ESB, Dublin: Gill & MacMillan*.
- Matlár, Janne H. (1997), *Energy Policy in the European Union*, Basingstoke: Macmillan Press.
- McGowan, Francis (1993), *The Struggle for Power in Europe. Competition and Regulation in the EC Electricity Industry*, London: Royal Institute of International Affairs.
- Midttun, Atle (red.) (1997), *European Electricity Systems in Transition. A Comparative Analysis of Electricity Policy and Regulation in North-Western Europe*, Oxford: Elsevier.
- Midttun, Atle (2000), *Krafthandel under institusjonell pluralisme. Handelsmotiver og foretaksstrategier knyttet til kabelforbindelsene mellom Norge og kontinental-Europa*, Lysaker: Energiforsyningens fellesorganisasjon.
- Millward, Robert (1997), «The 1940s Nationalisation in Britain: Means to an End or a Means of production», in: *Economic History Review*, L 2.
- Millward, Robert (2005), *Private and Public Enterprise in Europe. Energy, Telecommunications and Transport 1830–1990*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Newberry, David M. (2003), *Privatising Network Industries*, CESifo, Working Paper no. 1132.
- Newberry, David M. (red.) (2005), *European Electricity Liberalisation*. Special issue of The Energy Journal, Cleveland: Energy Economics Education Foundation.
- Newberry, David M. (2009), Refining Market Design, in: Glachant, Jean-Michel og Lévêque, François (red.), *Electricity reform in Europe. Towards a Single Energy Market*, Cheltenham: Edward Elgar.
- O'Grady, Shawna og Lane, Henry W. (1996), «The Psychic Distance Paradox», in: *Journal of International Business Studies*, Vol. 27, No. 2, pp. 309–333.
- Olsen, Per Ingvar (2000), *Transforming Economies. The case of the Norwegian Electricity Market Reform*, Ph.d. dissertation, Norwegian School of Management.
- Pond, Richard (2006), *Liberalisation, Privatisation and Regulation in the UK Electricity Sector*, Country report on liberalisation and privatisation processes and forms of regulation: London: Metropolitan University.
- Schülke, Christian (2010), *The EU's Major Electricity and Gas Utilities since Market Liberalization*, Brüssel, IFRI.

- Surrey, John (red.) (1996), *The British Electricity Experiment. Privatization: The Record, the Issues, the Lessons*, London: Earthscan.
- Svalheim, Peter (2009), *Kraftverket. Odd Hoftun: Portrett av et livsverk*, Oslo: Luther Forlag.
- Tennbakk, Berit (1990), *Europeisk kraftutveksling etter 1992*, Bergen: Senter for anvendt forskning, rapport 7/90.
- Thue, Lars (1992), «Den politiske kraften. Fredrik Vogt og historien om norsk krafteksport», i: Endresen, Knut (red.), *Vår vidunderlige vannkraft. Fredrik Vogt og norsk vannkraftutbygging*, Oslo: Universitetsforlaget 1992.
- Thue, Lars (1994), *Statens kraft 1890–1947. Kraftutbygging og samfunnsutvikling*, Oslo: Cappelen fakta.
- UNIPEDE (1991), *Programmes and prospects for the electricity sector, 1989–1995*, Brussels.
- Vreeland, James R., (2003), *The IMF and Economic Development*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Whelpton, John (2005), *A history of Nepal*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Wistoft, Birgitte, Thorndahl, Jytte og Petersen, Flemming (1992), *Electricitetens aarhundrede. Dansk elforsynings historie*, bind 2, Viborg: Danske Elværkers Forening.



# Intervjuer

Følgende personer har stilt opp for intervju med forfatteren i løpet av bokprosjektet:

Haakon Alfstad	Arnfinn Hardersen	Sverre Nygaard
Andreas Alnes	Hans-Dieter Harig	Milagros Paredes
Hans Andersson	Einar O. Haugen	Anders Prietz
Øistein Andresen	Kjrl Heggelund	Finn Quale
Ingelise Arntsen	Geir Holler	Ilmar Reepalu
Hans O. Bjøntegård	Bjørn Holsen	Kjell Roland
Bjørn Blaker	Jon Anders Holtan	Juan Antonio Rozas
Bjørn Braaten	Kjell Haagensen	Christian Rynning-Tønnesen
Jon Brandsar	Ola Idland	Dag Smebold
Ronald Breña.	Kjell Ingemarson	Anne Vera Skriverhaug
Marit Buch-Holm	Ingjerd Johansson	Helge Skudal
Stein Dale	Halvard Kaasa	Dag Solberg
Alejandro Ormeño Durand	Jørgen Kildahl	Eivind Torblaa
Anders Eckhoff	Svein Kroken	Sigurd Tveitereid
Tony Ellis	Paul Lazenby	Øyvind Ulfby
Trond Engebretsen	Per Emil Lindøe	Tima Iyer Utne
Finn Fossanger	Per C. Løken	Terje Vareberg
Kjell Grotmol	Øystein Løseth	Wenche Lund Øyno
Asbjørn Grundt	Bård Mikkelsen	
Ottar Gaard	Roberto Novoa	

# Noter

## KAPITTEL 1

- 1 «Statkrafts eierform». Notat datert 5. mars 2002. KL-saker 2002. Notatet var skrevet av konserndirektør Trond Rostad, som kanskje var den i selskapet som kjente best til hvordan den politiske dynamikken artet seg på dette området.
- 2 Ibid.
- 3 Størst i 1990 var Canada, med USA, Russland og Kina på de neste plassene. I 2015 er i tillegg India og Brasil foran Norge.
- 4 For en inngående beskrivelse av norsk vassdragsstruktur, se Hveding (1992).
- 5 Bjorvatn og Bjørndalen (1992), tabell 5.3.
- 6 Om konsesjonslovgivningens innhold, se blant andre Haaland (1994).
- 7 Om kommunenes rolle i konsesjonssystemet, se Thue (2003).
- 8 Se blant annet Furre (1990) og Lange (1997).
- 9 Se Skjold (2009).
- 10 Dette gjaldt Frankrike, Storbritannia, Portugal, Irland, Hellas og Italia.
- 11 NVE, Norges vannkraft (1946).
- 12 Skjold (2006), kapittel 4.
- 13 I Norge ble det i etterkrigstiden etter hvert utviklet et svært omfattende og avansert samarbeid om samkjøring mellom landets kraftprodusenter. Også staten deltok i dette samarbeidet, som var unikt i verdenssammenheng. Om utviklingen og organiseringen av dette samarbeidet, se Skjold og Thue (2007).
- 14 Statkraft, årsberetning 1990.
- 15 Statens vattenfallsverk (1984).
- 16 Enel ble formelt et statsmonopol i begynnelsen av 1960-årene.
- 17 Skjold (2006).
- 18 Temaet er drøftet mange steder. Se blant andre Sejersted (1993).
- 19 Om teknologiutviklingen i Statkraft, se Sekne og Thue (2012).
- 20 Thue og Nilsen (2006); samtale med Helge Skudal, 22. mai 2013.
- 21 NRK-radio, 11. november 1988. Sitert etter Aftenposten 12. november 1988.
- 22 Brev fra Høyres stortingsgruppe til olje- og energiminister Arne Øien, datert 9. mai 1988. Kopi av brevet finnes i SA, styresaker, eske 17.

- 23 Strategi for arbeidet med Statkrafts skattesaker, notat datert 25. april 1988, SA, direksjonsarkiv, eske 11. Da hadde for øvrig utslagene av systemet gjort seg gjeldende en god stund allerede. I årene mellom 1978 og 1987 økte skatteutgiftene jevnt og trutt, fra vel 150 millioner til langt over 600 millioner kroner. Det skjedde til tross for at resultatene varierte betydelig over perioden.
- 24 Dagens Næringsliv, 27. desember 1988.
- 25 I 1988 var vanntilgangen i det nasjonale kraftsystemet 5 prosent over såkalt normalår. Så fulgte 1989 og 1990 med ekstremt mye nedbør kombinert med milde vintre, hvilket førte til nasjonal produksjonsrekord. Til Statkrafts kraftverk var vanntilgangen i 1989 vel 33 prosent høyere enn normalt og produksjonen 16 prosent høyere enn forrige toppår (1983). En noenlunde tilsvarende situasjon preget året etter.
- 26 Thue (1996).
- 27 Under forhandlingene ble knapt en tredjedel av kraftvolumet fornyet, nærmere bestemt 3,7 av totalt 11 TWh.
- 28 Statkraft, årsberetning 1990, s. 23.
- 29 Siden 1970-årene hadde Stortinget vedtatt flere såkalte verneplaner som pekte ut vassdrag som skulle fredes midlertidig eller permanent. I «Verneplan 3», som ble vedtatt av Stortinget i 1986, ble 46 vassdrag varig vernet for kraftutbygging.
- 30 I en stortingsmelding året i forveien hadde Stortinget for øvrig satt et tak på vannkraftutbyggingen på vel 125 TWh. I meldingen het det også at det måtte påregnes «vesentlige konfliktinteresser ved videre vannkraftutbygginger». Se St.meld. nr. 71 (1984–85), s. 106.
- 31 Opplysninger gitt i notatet «Statkrafts strategier mot år 2000». Vattens innlegg ved et seminar 15. november 1990. SA, styresaker, eske 22.
- 32 Notat i forbindelse med utkast til budsjett for 1990, datert 1. mars 1989. SA, Styrearkiv, eske 18.
- 33 Notat i forbindelse med utkast til budsjett for 1990, datert 1. mars 1989. SA, Styrearkiv, eske 18.
- 34 For en grundig analyse av denne reformprosessen, se Olsen (2000).
- 35 Det gjaldt blant annet Chile og New Zealand, som hadde innført visse markedsbaserte tiltak i sektoren.
- 36 Samtale med Hans O. Bjøntegård, 14. mars 2014.
- 37 Styrearkiv 1991. Notatet datert 5. desember 1991.
- 38 «DnC-sjef med rød partibok», Dagens Næringsliv, 8. juli 1988.
- 39 Ibid.
- 40 Disse vurderingene bygger på samtaler med Hans O. Bjøntegård, Helge Skudal, Finn Quale, Bjørn Blaker, Christian Rynning-Tønnesen, Øystein Løseth og Jørgen Kildahl. En rekke andre har betonet de samme vurderinger.



- 41 I et intervju med Aftenposten i forbindelse med tiltredelsen som Statkraft-sjef, svarte Thulin følgende kort og konsist på spørsmålet om sine ambisjoner for selskapet: «Gode økonomiske resultater.» På oppfølgingsspørsmålet, hvordan dette skulle oppnås, svarte han tilsvarende konsist: «Vi vil være ute etter å selge det vi har av kraft til best mulig fortjeneste.» Aftenposten, 28. februar 1992.
- 42 Thulins evne til å gli ubesværet inn i internasjonale næringslivsmiljøer bekreftes for øvrig av Ole Knapp, som var statsråd i Næringsdepartementet i deler av den tiden Thulin bekledd departementsrådposten. Knapp og Thulin var på flere reiser til europeiske land i forbindelse med nærings samarbeid. Knapp minnes at Thulin frekventerte franske og tyske næringslivstopper på en avslappet og selvsikker måte. Telefonsamtale med Knapp, 2. oktober 2013.
- 43 I en organisasjonsutredning gjennomført av eksterne konsulenter i 2001, noen måneder etter at Thulin hadde fratrudd, het det som følger: «Statkraft gjennom 1990-årene var Lars Uno Thulins arena. Hans suverene arena, der han som leder styrte, ledet og drev bedriften ut fra sin personlige stil – preget av makt og kraft, tydelige meldinger, utstrakt delegering og kontroll – nærværende og fraværende, intens og myndig, og fremfor noe med stor evne til å nå sine mål ved aktiv bruk av sitt politiske og byråkratiske nettverk. En leder for sin tid i Statkraft-stolen.» Styresaker, notat datert 9. desember 2001.
- 44 Samtale med Bjørn Blaker, 5. februar 2013.
- 45 Samtale med Finn Quale, 24. mai 2013.
- 46 Samtale med Christian Rynning-Tønnesen, 18. mars 2013.
- 47 Samtale med Helge Skudal, 23. januar 2013.

## KAPITTEL 2

- 1 Aftenposten, 28. februar 1992.
- 2 Se for eksempel Hughes (1983).
- 3 Island var et slags assosiert medlem, ettersom øya ikke hadde noen elektriske forbindelser med omverdenen. I Nordel ble det også samarbeidet om utveksling av erfaringer og teknologi, som også islandsk elforsyning dro nytte av.
- 4 Disse kablene – Skagerrak 1 og 2 – ble satt i drift i hhv. 1976 og 1977. Samlet hadde kablene en overføringskapasitet mellom det norske og det danske systemet på 500 MW.
- 5 For utviklingen av de mellomstatlige elektrisitetsforbindelsene i Norden, se Lalander (1988).
- 6 Ibid.
- 7 Se blant annet skriftet «Systemforandringen» som ble utgitt av Statkraft i 2002. Skriftet ble utgitt i forbindelse med at det var ti år siden omorganiseringen til statsforetak.
- 8 Fremhevet av Braaten selv i samtale 24. mai 2013. Bekreftet av blant andre økonomidirektør Helge Skudal.

- 9 Om disse forhandlingene, se blant annet notatet «Kraftmarkedet» datert 3. mai 1990, SA, styresaker, eske 20. Her redegjøres det for de økonomiske premisene for en eventuell eksportavtale.
- 10 Rapport datert 5. april 1989, SA, styresaker, eske 18. Se også notatet «Gasskjøp/kraftsalg. Pågående forhandlinger», datert 29. mai 1990.
- 11 Samtale med Kjell Haagensen, 27. februar 2013.
- 12 Samtale med Bjørn Braaten, 24. mai 2013.
- 13 «Orientering om ELSAM-avtalen». Notat datert 30. april 1991, SA, styresaker, eske 22. Vedlagt notatet ligger også avtaleteksten.
- 14 «Letter of intent Statkraft/SEP». Vedlegg til styresak, datert 30. april 1991. SA, styresaker, eske 22.
- 15 Om kabelutredningen, se blant annet Fossekallen nr. 8, 1991.
- 16 «Sentrale spørsmål i samband med mulig fremtidig eksport og import av elektrisk kraft». Notat til styret datert 26. februar 1992. SA, styresaker, 1992.
- 17 Samtale med Bjørn Braaten, 24. mai 2013.
- 18 Brev fra Olje- og energidepartementet til Statkraft, datert 13. mars 1990. Referert i styrenotat datert 28. mars 1990, SA, styresaker, eske 20.
- 19 Se Tidende S. (1990–91), s. 4272 ff.
- 20 Kolbjørn Almlid, «Presentasjon av forslag til ny energilov og myndighetenes opplegg for innføring av mer markedsbasert kraftomsetning», innlegg ved et seminar 18. og 19. april 1990, Oslo, i regi av Norges Energiverkforbund.
- 21 Samtale med Sigurd Tveitereid, 29. oktober 2013. Samfunnsøkonomen Tveitereid gikk i 1989 fra Finansdepartementet til stillingen som ekspedisjonssjef i Olje- og energidepartementet. Her ble han sentral i forberedelsene til og senere implementeringen av den nye energiloven.
- 22 Brev fra Olje- og energidepartementet, datert 27. februar 1991. SA, styresaker, eske 22.
- 23 Det hører også med i dette bildet at Olje- og energidepartementet engasjerte økonommiljøet ved Norges Handelshøyskole til å gjennomføre flere økonomiske studier av krafteksportsprosjektet. Disse studiene konkluderte nesten entydig med at den samfunnsøkonomiske gevinsten av vannkraftressursene ville være høyere ved mulighet for eksport. De to største prosjektene – «Strategi for eksport av norsk kraft» og «Strategier for norsk krafteksport» – er oppsummert i Bjørvatn og Bjørndalen (1992) og Amundsen, Bjørvatn, Bjørndalen og Rasmussen (1993).
- 24 Se blant annet oppslag i Dagens Næringsliv og Aftenposten 14. november 1990.
- 25 Tidende S. (1990–91), s. 4272.
- 26 Ibid., s. 5.
- 27 St.prp. nr. 81 (1991–92), «Om omorganisering av utenlandshandelen med elektrisk kraft», s. 1.
- 28 Ibid.

- 29 Ibid.
- 30 St.meld. nr. 46 (1992–93), «Om langsiktig kraftutveksling med utlandet». Sitatet s. 4.
- 31 Samtale med Sigurd Tveitereid, 29. oktober 2013.
- 32 I 1993 ble Olje- og energidepartementet slått sammen med Næringsdepartementet. Denne konstruksjonen besto til 1997, da de to områdene igjen ble skilt i hvert sitt departement.
- 33 En interessant fremstilling av endringene i den tyske elforsyningen, herunder konsekvensene av miljøpolitikken, i denne perioden gis i Jochem, Gruben og Mannsbart (1996).
- 34 Dette avsnittet bygger i all hovedsak på samtale med Hans-Dieter Harig, 11. august 2014.
- 35 Redegjørelse for avtalen.
- 36 Tallene er hentet fra notat om avtalen fra Statkraft til Nærings- og energidepartementet, datert 28. mai 1993. SA, styresaker, 1–8–1992.
- 37 Samtale med Hans-Dieter Harig, 11. august 2014.
- 38 For en gjennomgang av strukturene i nederlandsk elforsyning i første del av 1990-årene, se Arentsen, Künneke og Moll (1997).
- 39 Notat om avtalen til styremøte 14. desember 1993. SA, styresaker 1993.
- 40 Det dreide seg om de regionale selskapene Skiensfjorden Kommunale Kraftselskap, Aust-Agder Energiverk, Vest-Agder Energiverk, Kristiansand Energiverk og Lyse Kraft.
- 41 Dette var en konstellasjon av hele 21 kraftprodusenter.
- 42 Se for eksempel Dagens Næringsliv 29. juni 1993.
- 43 Disse selskapene var, ved siden av Statkraft: Skiensfjorden Kommunale Kraftselskap, Vest-Agder Energiverk, Lyse Kraft, Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, Sogn og Fjordane Energiverk, L/L Sunnhordland Kraftlag og Oslo Energi. Valget av partnere var ikke tilfeldig, men besto av selskaper som Statkraft hadde en eller annen etablert relasjon til.
- 44 Se blant annet udatert notat «Forhandlinger om norsk krafteksport». SA, styresaker 1993. Notatet er antagelig skrevet en gang i mars eller april 1993. Dette bekreftes også i samtaler med Helge Skudal og Christian Rynning-Tønnesen. Skudal var for øvrig en av arkitektene bak ideen om Norsk Krafteksport. Han satt i styrene i de fleste av de selskapene som eide kraftverk sammen med andre selskaper, og hadde gode relasjoner til de øvrige styrerepresentantene i disse selskapene.
- 45 Blant annet var det en velkjent sak at Elsam i perioder hadde tjent ganske gode penger på å videreselge kraft til Tyskland som ble kjøpt billig fra Norge gjennom det tidligere nevnte Nordel-systemet.



## KAPITTEL 3

- 1 SN Power (2012).
- 2 Dette avsnittet bygger på Peter Svalheims biografi om Odd Hoftun. Se Svalheim (2009).
- 3 Samtale med Øyvind Ulfsby, 16. september 2013.
- 4 I et notat i oktober 1991 slås det fast at alle investeringer utenlands skulle «ha klart definerte, langsiktige mål hvor økonomisk avkastning på sikt er et absolutt krav». Se SA, PS-notat, datert 17. oktober 1991. Notatet er forfattet av Øyvind Ulfsby.
- 5 Dette avsnittet bygger på Whelpton (2005), særlig kapittel 4 og 5.
- 6 På grunn av manglende tilgang på informasjon kom Nepal sent inn i Transparency Internationals korrupsjonsindekser. Det skjedde først i 2004. Da havnet landet på 90. plass, sammen med Tanzania, Mosambik og Malawi.
- 7 Whelpton (2005), s. 147.
- 8 Ibid.
- 9 «Samarbeidsmuligheter i Nepal», notat av Øyvind Ulfsby, datert 29. september 1991. SA, styresaker, eske 23.
- 10 For en fremstilling av konsekvensene for den norske leverandørindustrien av denne utviklingen, se Christensen og Rinde (2009).
- 11 «Nepal – Status Khimti-prosjektet». Notat datert 27. april 1993. SA, styresaker 1993.
- 12 Dollaren sto på dette tidspunktet i ca. 7 kroner.
- 13 «Nepal – Khimti-prosjektet». Notat datert 6. september 1993. SA, styresaker 1993.
- 14 Samtale med Øyvind Ulfsby, 16. september 2013.
- 15 «Nepal – Khimti-prosjektet. Statusrapport», datert 25. januar 1994. SA, styresaker 1994. Her gis en redegjørelse for forhandlingene med bankene i det foregående året.
- 16 Ibid.
- 17 Samtale med Ola Idland, 15. november 2013.
- 18 Samtale med Kjell Heggelund, 14. februar 2013.
- 19 Samtale med Wenche Lund Øyno, 7. mars 2013.
- 20 Samtale med Sverre Nygaard, 23. september 2013.
- 21 «Khimti-prosjektet – Nepal», notat til styremøte 14. november 1994, SA, styresaker 5–12, 1994.
- 22 Ibid.
- 23 «Khimti-prosjektet – Nepal», notat til styremøte 14. november 1994, SA, styresaker 5–12, 1994.
- 24 Referat fra styremøte 14. november 1994. SA, styresaker 1994.
- 25 «Khimti-prosjektet – Nepal», notat datert 21. november 1995, SA, styresaker 1995.
- 26 Referat fra styremøte 28. mars 1995. SA, styresaker 1995.
- 27 Samtale med Øyvind Ulfsby, 14. mars 2013.
- 28 Samtale med Wenche Lund Øyno, 7. mars 2013.

- 29 Prisen ble økt fra 5,5 til 5,94 cent per kWh (kraften skulle gjøres opp i US-dollar), hvilket innebar en beregnet økning i prosjektets lønnsomhet på 15 prosent.
- 30 «Khimti-prosjektet – Nepal», notat datert 21. november 1995, SA, styresaker 1995.
- 31 Eksakt var reduksjonen fra 76 til 18 millioner dollar, som med gjeldende dollarkurs tilsvarte en reduksjon fra 435 til 117 millioner kroner.
- 32 Referat fra styremøte 21. november 1995. SA, styresaker 1995.
- 33 «Kraftverk i Laos». Redegjørelse til styret, 25. mai 1993. SA, styresaker 1993. Her fremgår den administrative gangen i saken.
- 34 «Laos. Nam Theun 1–2». Styrefremlegg, 28. september 1993. SA, styresaker 1993.
- 35 Samtale med Kjell Heggelund, 14. februar 2013.
- 36 Se blant annet Grant (2002), kapittel 5.
- 37 Ifølge Statkrafts anslag hadde landet et vannkraftpotensial på nærmere 20 000 MW, som ikke var så mye mindre enn Norge. I 1993 var anslagsvis 200 MW bygd ut.
- 38 «Investering i Theun-Hinboun Power Company LTD». Udatert notat, antagelig forfattet ved årsskiftet 1994/95. SA, styresaker 1995.
- 39 «Laos. Nam Theun 1–2». Styrefremlegg, 28. september 1993. SA, styresaker 1993.
- 40 Hos ratingbyrået Moodys kom EGAT på denne tiden ut med en såkalt AA-rating, som var den nest beste ratingen som var mulig å oppnå. Se for øvrig notatet «Laos. Theun Hinboun-prosjektet», fremlegg for styret, 25. januar 1994. SA, styresaker 1994.
- 41 «Aktieägaravtal», datert 18. januar 1994. SA, styresaker, 1994.
- 42 «Laos – Theun Hinboun-prosjektet». Redegjørelse for styret, datert 14. desember 1993. SA, styresaker 1993.
- 43 «Laos – Theun Hinboun-prosjektet». Redegjørelse for styret, datert 14. desember 1993. SA, styresaker 1993.
- 44 «Investering i Laos. Vannkraft Theun Hinboun». Notat datert 24. januar 1995. SA, styresaker 1995.
- 45 Til å begynne med var navnet «Avdeling for internasjonale kraftprosjekter», men det ble tidlig omgjort til «Internasjonal divisjon». Vi benytter derfor sistnevnte.
- 46 Statkraft, årsberetning 1994, s. 11.
- 47 «Statkrafts rolle i internasjonale prosjekter». Notat fremlagt for styret 21. februar 1995. SA, styresaker 1995.
- 48 Ibid.
- 49 Referat fra styremøte 21. februar 1995. SA, styresaker 1995.
- 50 «Indonesia. Prosjektmuligheter», orienteringssak til styremøte 24. september 1996. SA, styresaker 1996.
- 51 «Indonesia. Heads of agreement». Underlag til styremøte 25. november 1997. SA, styresaker 1997.
- 52 «Konsesjon Cheves». Underlag til styremøte 28. august 2001. SA, styresaker 2001.

- 53 «Forslag om deltagelse i privatiseringsprosjekt i Peru». Notat datert 10. august 1999. Underlag til styremøte 17. august 1999. SA, styresaker 1999.
- 54 «Brasil – Onix og Campos Novos». Underlag til styremøte 21. juni 2000. SA, styresaker 2000.
- 55 Samtale med Hans O. Bjøntegård, 14. februar 2013.
- 56 Den aktuelle aksjeposten ble noen måneder senere solgt for en betydelig høyere pris enn den Statkraft hadde forhandlet seg frem til.
- 57 Samtale med Marit Buch-Holm, 28. november 2013.
- 58 Samtale med Kjell Heggelund, 14. februar 2013.

#### KAPITTEL 4

- 1 Satsingen på allianser og etablering av salgsselskaper ble for første gang løftet frem i den nye strategiplanen som ble utarbeidet høsten 1993 og som trådte i kraft ved nyttår 1993–94. Se «Statkrafts strategi 1994», fremlagt for selskapets styre 28. september 1993. SA, styresaker 1993.
- 2 «Statkrafts strategi 1994», fremlagt for selskapets styre 28. september 1993. SA, styresaker 1993.
- 3 Om rammene for Nord Pool, se St.meld. nr. 11 (1995–96) «Om organiseringen av krafthandelen med Sverige».
- 4 Samtale med Sigurd Tveitereid, 29. oktober 2013.
- 5 Om dette, se St.prp. nr. 51 (2000–2001) og St.prp. nr. 53 (2003–2004).
- 6 For en oversikt over Statkrafts oppkjøp spesifisert på selskaper, se St.prp. nr. 53 (2003–2004), tabell 2.1.
- 7 Referat, styremøte 19. desember 1995. SA, styresaker 1996.
- 8 «Nordisk ekspansjon», utredning datert 19. januar 1996.
- 9 For å sette verdiene i perspektiv kan det for eksempel nevnes at bare ett selskap på den norske børsen på dette tidspunktet var mer verdt enn Sydkraft (Norsk Hydro).
- 10 Både Skandinaviska Enskilda Banken og Svenska Handelsbanken, to av landets toneangivende finansinstitusjoner, mente at Sydkraft-aksjen var betydelig underpriset. «Nordisk strategi», udatert presentasjon, forfattet av Lars Hjermann og antagelig utarbeidet som underlag til styrets behandling av saken 29. januar 1996. Presentasjonen finnes i mappe merket «Sydkraft-kjøp april 1996». Utlånt til forfatteren av Finn Fossanger.
- 11 I driftsåret 1994, som var det siste året det forelå regnskaper for, gikk Sydkraft og Gullspång med overskudd på henholdsvis ca. 2,2 milliarder og 650 millioner svenske kroner. Resultatgrad før skatt var for begge selskaper rett i underkant av 20 prosent. Det var også et poeng at Sydkraft hadde svært solid økonomi. I løpet av de siste ti årene hadde selskapet hatt en sterk og nesten kontinuerlig vekst i inntjeningen. Blant annet hadde veksten i fortjeneste per aksje vært på i gjennomsnitt 20 prosent per år. Notat fra Finn



- Fossanger, datert 13. mars 1996. I mappe merket «Sydkraft-kjøp april 1996». Utlånt til forfatteren av Finn Fossanger.
- 12 Sydkraft drev en omfattende distribusjonsvirksomhet med over 450 000 kunder, videre omsetning av naturgass, drift av fjernvarme og en entreprenørvirksomhet som årlig omsatte for omkring 1,7 milliarder kroner.
  - 13 Allerede i et notat i slutten av januar 1996 fremheves Sydkraft som det mest attraktive selskapet, mens Gullspång i forhold vurderes å ha «Lavere strategisk potensiale».
  - 14 Henvise til strategivurderinger som finnes i Fossangers røde mapper.
  - 15 Sydsvenskan, 11. april 1996. Intervjuet ble gitt i forbindelse med omtalen av Statkrafts første kjøp av Sydkraft-aksjer dagen i forveien.
  - 16 Dette avsnittet bygger i hovedsak på samtale med Ilmar Reepalu, 6. november 2013.
  - 17 Ibid.
  - 18 Senere kom også Oskarshamn kommune inn på eiersiden. Sydkrafts historie er beskrevet i Bjurling (1982).
  - 19 Sydkraft, årsberetning 1994.
  - 20 Reepalu ble sittende uavbrutt som Malmö-ordfører i nesten 20 år, fra han ble innvalgt i 1994 og frem til 2013. Han regnes for å ha satt et sterkt preg på hele kommunens utvikling gjennom denne perioden.
  - 21 Underlag til ekstraordinært styremøte 9. april 1996. SA, styresaker 1996. Det var Malmö, Landskrona og Oskarshamn som la inn aksjer i denne blokken.
  - 22 Samtaler med Hans O. Bjøntegård 14. februar 2013 og Marit Buch-Holm 28. november 2013.
  - 23 Samtale med Halvard Kaasa, 5. mars 2014.
  - 24 Referat fra ekstraordinært styremøte 9. april 1996. SA, styresaker 1996.
  - 25 «Nordisk ekspansjon», notat til styremøte 27. august 1996. SA, styresaker 1996.
  - 26 Aftenposten 19. april 1996.
  - 27 Se blant annet oppslag i Financial Times 29. august 1996.
  - 28 «Nordisk ekspansjon», notat til styremøte 27. august 1996. SA, styresaker 1996.
  - 29 Underlagsmateriale finnes i mappe merket «8. Sydkraft. Kjøp fra EDF». Utlånt til forfatteren av Finn Fossanger.
  - 30 Jamfør notatet «Nordisk ekspansjon», underlagsmateriale til styremøte 27. august 1996. SA, styresaker 1996.
  - 31 Styreprotokoll, styrereferat styremøte 27. august 1996. SA, styresaker 1996.
  - 32 Samtale med Christian Rynning-Tønnesen, 7. januar 2014.
  - 33 Samtale med Hans-Dieter Harig, 11. august 2014. Harig bruker uttrykket «not amused».
  - 34 Ibid.
  - 35 Se for eksempel reportasje i Dagbladet om saken, 8. februar 1997.
  - 36 Barsebäck sto for mellom 25 og 30 prosent av produksjonen og mellom 10 og 15 prosent av inntektene.

- 37 Blant de sterkeste kritikerne var SV, med partiets energi- og miljøpolitiske talsmann Paul Chaffey i spissen. Chaffey hadde tidlig gått ut med krav om at Statkraft måtte selge seg ut av Sydkraft igjen, med henvisning til kjernekraftporteføljen. Senere i 1996 fremmet Chaffey også et såkalt Dokument 8-forslag om dette. Chaffey og SV ville ha Stortinget med på å kreve at Arbeiderparti-regjeringen instruerte Statkraft SF om å selge aksjene i selskapet. Se brev fra Nærings- og energidepartementet til energi- og miljøkomiteen datert 11. september 1996: «Dokument nr. 8:79 (1995–1996). Forslag fra stortingsrepresentanten Paul Chaffey om tiltak for å hindre norsk eierskap i kjernekraft i andre land. Innst. S. nr. 9 (1996–1997). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om forslag fra stortingsrepresentant Paul Chaffey om tiltak for å hindre norsk eierskap i kjernekraftverk i andre land.»
- 38 «For oss har det ikke vært noe problem at Sydkraft har atomkraftverk», uttalte for eksempel strategisjef Tony Ellis til Dagens Næringsliv 29. august 1996 i en kommentar til at Statkraft hadde kjøpt seg ytterligere opp i selskapet.
- 39 Aftenposten 11. april 1996.
- 40 Ibid.
- 41 Se blant annet NTB, 18. juni 1998.
- 42 SV-politiker Hallgeir Langeland til Aftenposten, 11. mars 1998.
- 43 Verdens Gang på lederplass, 15. juni 1998.
- 44 Samtale med Finn Fossanger 5. mars 2014.
- 45 Prosjektet er blant annet omtalt i Fossekallen nr. 8, 1998.
- 46 «Statkrafts eierposisjon i Sydkraft», notat datert 27. april 1999. KL-protokoll, 1999.
- 47 Ibid.
- 48 Det gjorde hun blant annet i et innlegg under lanseringen av bokverket *Statkrafts historie* i 2006. Saken ble senere referert i flere aviser. Se blant annet Adresseavisen 14.12.2006, kl. 04:00 14. desember 2006. Forfatteren har flere ganger forsøkt å komme i dialog med Arnstad om denne saken, men har ikke lyktes.
- 49 I referatet fra en strategidiskusjon høsten 2001 het det blant annet under avsnittet «Etterpåklokskap»: «Hvorfor kjøpte vi ikke Sydkraft? Det var vanskelig å kjøpe mer i en situasjon der eieren var mer opptatt av om vi skulle pålegges å selge oss ut.» «Hovedpoeng i KLs diskusjon av veivalg». Referat datert 10. september 2001. KL-møte-referater 2001.
- 50 Løseth var ansatt i Naturkraft i perioden 1994 til 1997, da han gikk til Statkraft og ble ansvarlig for konseptualisering av handelsvirksomheten på kontinentet.
- 51 «Etablering av selskap i Nederland». Styrefremlegg, datert 31. mars 1998. Styresaker 1998.
- 52 Samtale med Øystein Løseth, 7. september 2013.
- 53 Notat datert 27. september 1997. SA, styresaker 1997.
- 54 Denne tenkningen kommer til uttrykk blant annet i notatet «Handelshus Europa», som ble lagt frem for styret i et møte 16. desember 1997. SA, styresaker 1997.

- 55 «Etablering av selskap i Nederland». Styrefremlegg datert 31. mars 1998. SA, styresaker 1998.
- 56 Samtale med Jon Anders Holtan, 19. november 2014.
- 57 «Etablering av selskap i Nederland». Styrefremlegg datert 31. mars 1998. SA, styresaker 1998.
- 58 Samtale med Einar O. Haugen, 24. januar 2013.
- 59 Rapporten, som er datert 27. oktober 1997, hadde den megetsigende tittelen «Statkraft should start an immediate effort to establish a trading position in Northern Continental Europe». Takk til Jon Anders Holtan for utlån av rapporten.
- 60 «Business plan 1999», datert 24. november 1998.
- 61 Tapet skyldtes at kraften ble solgt «short» og at spotprisen økte dramatisk i forbindelse med systemendringene. Her skal det tilføyes at denne situasjonen kom overraskende på de aller fleste markedsaktørene.
- 62 Samtale med Einar O. Haugen, 24. januar 2013.
- 63 Samtale med Jørgen Kildahl, 22. april 2013.

## KAPITTEL 5

- 1 Statkraft. Årsberetning 2000, s. 1.
- 2 For en gjennomgang og analyse av fusjoner og oppkjøp i sektoren i denne perioden, se Schülke (2010).
- 3 Vattenfall kjøpte selskapene HEW, BEWAG, VEAG og LAUBAG. Se for øvrig Högselius (2009) for en analyse av selskapets ekspansjon i denne perioden.
- 4 Styreformann Gerhard Larsson til Dagens Industri, 1. februar 2001. Intervjuet ligger som kopi i KL-mappe nr. 1, 2001.
- 5 «Strategiske muligheter for Statkraft i Nord-Europa». Notat fra KL til styret, fremlagt for styret 25. september 2001. KL-saker 2001.
- 6 Det første oppkjøpet skjedde i 1996, med erverv av en mindre andel i Oslo Energi, men hoveddelen skjedde altså på et senere tidspunkt.
- 7 Samtale med Hans-Dieter Harig, 11. august 2014.
- 8 Bergens Tidende, 7. september 1995.
- 9 Bergens Tidende, 24. januar 1996.
- 10 «Strategiplan 2002 for Statkraft». Datert 11. oktober 2001. Fremlagt for KL i møte 15. oktober. KL-protokoll nr. 3, 2001.
- 11 Presentasjon for KL-møte, 15. januar 2001. KL-arkiv 2001.
- 12 Se blant annet Skjold og Flote (2011), som omhandler Statkrafts og Helge Skudals rolle i forbindelse med Statkrafts eierskap i det regionale selskapet Skagerak Energi.
- 13 Olje- og energidepartementet, pressemelding datert 2. mars 2001. Departementet gikk inn for tilførsel av innskuddskapital på 6 milliarder kroner og økt låne- og garantiramme på 10 milliarder kroner.



- 14 Samtale med Jørgen Kildahl, 12. august 2014.
- 15 Directive 2001/77/EC.
- 16 «Visjon for Statkraft: Ledende i Europa på fornybar energi. Diskusjonsunderlag for møte med BM 25.1.02». Econ-notat, udatert. KL-saker 2002.
- 17 Konsulentselskapet Econ, først og fremst ved Svein Rennemo og Kjell Roland, hadde en viktig funksjon som diskusjonspartnere for Mikkelsen.
- 18 «Visjon for Statkraft». Diskusjonsunderlag utarbeidet av Econ. Februar 2002. KL-saker 2002.
- 19 Referat fra møte mellom Econ og Bård Mikkelsen 25. januar 2001. KL-saker 2001.
- 20 Ibid.
- 21 «Visjon for Statkraft: Ledende i Europa på fornybar energi. Diskusjonsunderlag til styremøte 12.2.02». Econ-notat, udatert. KL-arkiv, 2002.
- 22 «Momenter fra styrets drøfting av strategisk plattform». Referat fra styremøte 12. februar 2002. KL-arkiv 2002.
- 23 Arbeiderpartiet fremhevet dette eksplisitt i 1997. Se St.meld. nr. 61 (1996–97), «Om eierskap i næringslivet».
- 24 St.meld. nr. 22 (2001–2002), «Et mindre og bedre statlig eierskap», s. 125.
- 25 «Presentation KL». Foiler datert 10. september 2001. KL-arkiv, 2001.
- 26 «Eierregulering – mulige forbedringer». Betenkning fra advokatfirmaet BA-HR, datert 21. september 2001. KL, møtoreferater 2001.
- 27 Hva gjaldt selve vannkraftrettighetene, var tanken riktignok å holde disse utenfor et eventuelt fusjonert selskap, som dermed bare skulle leie rettighetene i tråd med konsesjonslovgivningens vanlige bestemmelser. Men også en slik løsning ville antagelig føre til krav om sterk norsk innflytelse.
- 28 «Strategisk utvikling». Underlag til styremøte 27. august 2003. SA, styresaker 2003.
- 29 I notatet «Strategisk utvikling», som ble presentert i et styremøte 27. august 2003, het det at man i de kommende årene ventet en «strong growth of gas fired power generation». SA, styresaker 2003.
- 30 Dette var et sentralt poeng i en redegjørelse for «Ohm» som ble gitt til styret i begynnelsen av 2003. Underlag til styremøte 19. mars 2003. Styresaker 2003.
- 31 «Project Ohm». Redegjørelse for styret 1. oktober 2003. Styresaker 2003.
- 32 Redegjort for i styrerepresentasjonen «VNG og EWE Tyskland», fremlagt i styremøte 5. november 2003. SA, styresaker 2003.
- 33 «Kjøp av aksjeposter i tyske VNG og EWE». Presentasjon for styret 27. mai 2003. Styresaker 2003.
- 34 «Kjøp av aksjeposter i det tyske gasselskapet VNG og nedstrømselskapet EWE (Prosjekt V)». Underlag til styremøte 40, 2003. Styresaker 2003.
- 35 «Prosjekt Ohm og Prosjekt V». Presentasjon for Nærings- og handelsdepartementet 8. oktober 2003. SA, styresaker 2003.

- 36 Samtale med Jørgen Kildahl, 12. august 2014.
- 37 «Bud på de tyske energiselskapene VNG og EWE». Underlag til styremøte 17. desember 2003. SA, styresaker 2003.
- 38 Samtale med Christian Rynning-Tønnesen, 17. juni 2014.
- 39 Ibid.
- 40 Referat, KL-møte, 8. desember 2003. SA, KL-arkiv 2003.
- 41 Samtale med Christian Rynning-Tønnesen, 17. juni 2014.
- 42 E.ON var et resultat av fusjonen mellom de to tyske industrikonglomeratene VEBA og VIAG. Disse to selskapene eide hver seg kraftselskapene PreussenElektra og Bayernwerk, og disse kom til å danne kjernen i det nye selskapet E.ON.
- 43 «Terminering av kraftutvekslingsavtalene med E.ON». Notat datert 25. september 2001. SA, styresaker, 2001.
- 44 Samtale med Hans-Dieter Harig, 11. august 2014.
- 45 For en samtidig fremstilling av denne saken, se Eneze Lieb-Doczy, «The E.ON – Ruhrgas Merger. The German Government Decides Against Competition», *Energy Regulation Brief*, august 2002. Noen vil kanskje undres over hvorfor ikke EUs konkurransemyndigheter kunne gripe inn. Det skyldtes den såkalte to tredjedels-regelen, som sa at dersom mer enn to tredjedeler av et selskaps inntekter kom fra eget land, var det nasjonale konkurranseregler som gjaldt.
- 46 Samtale med Jørgen Kildahl, 12. august 2014.
- 47 Sydkraft eide 100 prosent i Østfold Energi, 49 prosent i Fredrikstad Energiverk og litt over 21 prosent i Hafslund ASA.
- 48 Referat fra styremøte 19. mars 2003. SA, styresaker 2003.
- 49 Samtale med Bård Mikkelsen, 17. juni 2014.
- 50 Avtalen gikk ut på at den eksisterende put-opsjonen (salgsopsjonen) mellom partene skulle forlenges med ett år til utgangen av 2006 etter samme vilkår. Put-opsjonen ble videre forlenget til 15.12.2007, men med samme put-pris som 2006. Statkraft skulle i tillegg beholde utbytte for 2006, som skulle være 60 prosent av resultatet etter skatt i Sydkrafts morselskap.
- 51 Ifølge Standard & Poors langsiktige rating per august 2002 kunne bare tre europeiske selskaper – Electricidade de Portugal, E.ON og EDF – måle seg med Statkraft. Se «Oversikt over rating for sammenlignbare selskap», vedlegg til styresak behandlet 4. september 2002. Styresaker 2002.
- 52 «Vurdering av Statkrafts finansielle situasjon i forbindelse med overgang til AS.» Notat datert 22.april 2002. KL-saker 2002.
- 53 «Statkrafts omdanning fra SF til AS og Statkrafts kapitalstatus.» Notat til styret, datert 13. juni 2002. Styresaker 2002.
- 54 St.meld. nr. 22 (2001–2002).

- 55 «Statkraft ber om 12 milliarder kroner.» Aftenposten, 18. juni 2003. Se også oppslag i Dagens Næringsliv 10. juni 2003 under tittelen «Venter fortsatt på svar.»
- 56 Se Innst. S. nr. 289 (2002–2003).
- 57 «Presset i lukket møte.» Dagens Næringsliv, 3. desember 2003.

## KAPITTEL 6

- 1 Blant dem som har argumentert for gasskraft som overgangsløsning, er den innflytelsesrike britiske økonomen Dieter Helm. For en oppsummering av argumentasjonen og debatten omkring gasskraften siden begynnelsen av 2000-tallet, se Helm (2012).
- 2 Samtale med Stein Dale 17. oktober 2014. Dette momentet nevnes for øvrig også av Rynning-Tønnesen selv i samtale 7. november 2014.
- 3 Om konkurranseutfordringer i europeiske land, se blant annet Bergman (2009).
- 4 Directive 2003/54/EC.
- 5 Om disse reguleringstiltakene, se Newberry (2009).
- 6 Directive 2009/28/EC.
- 7 Kumar et al. (2011).
- 8 En god analyse av utviklingen i kullmarkedet gis i rapporten «Coal Market Trends», publisert av nettverket Carbon Tracker. Rapporten finnes på <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2014/09/Coal-Financial-Trends-ETA.pdf>
- 9 «Sydkraftopsjonen». Fremlegg for styret, datert 4. august 2005. Styresaker, 2005.
- 10 Prisen per aksje var den samme som den E.ON tilbød alle Sydkraft-aksjonærer i 2001, da selskapet kom over 40 prosent og derfor utløste budplikt. Verdien økte imidlertid noe med tiden, fordi den i henhold til avtalen ble løpende oppjustert i tråd med den kortsiktige renten i Sverige. Per juni 2005 ville verdien eksakt være på 18,6 milliarder svenske kroner.
- 11 Samtale med Stein Dale, 17. oktober 2014.
- 12 Tidspunktet og omstendighetene redegjøres for i en juridisk betenkning fra et svensk advokatbyrå tidlig i juli 2007. Utlånt av Finn Fossanger.
- 13 En analyse av E.ONs ekspansjon i denne perioden gis av Schülke (2010). Selskapet investerte i perioden 2001–2007 over 40 milliarder euro i europeiske kraft- og gasselskaper.
- 14 Promemoria fra advokatbyrået Gernandt & Danielsson, datert 21. august 2007. Utlånt av Finn Fossanger.
- 15 Samtale med Stein Dale, 24. april 2013.
- 16 «Salgsopsjon mot E.ON AG vedr. aksjene i E.ON Sverige AB». Underlag til styremøte 15. august 2007. Styresaker 2007.
- 17 Ifølge svensk lovgivning hadde en kraftverkseier rett til full tilgang på slike data for det aktuelle vassdraget.
- 18 «European expansion. Presentation to the KL, 20. June 2005». KL-arkiv 2005.



- 19 «European expansion. Presentation to the KL, 20. June 2005». KL-arkiv 2005.
- 20 «Screeningprosjektet. Europeisk ekspansjon». Fremlegg for styret, datert 17. august 2005.
- 21 Ved inngangen til 1990-tallet sto disse fem landene for over 70 prosent av det samlede naturgassforbruket i Europa. Ifølge Cronshaw et al. (2008).
- 22 Se IEA, årlige statistikker.
- 23 International Energy Agency, «Future of Gas for Power Generation» (2004).
- 24 Jambør det såkalte Gassdirektivet som ble vedtatt i 1998 (EU, Directive 98/30/EC).
- 25 For en analyse av gassmarkedssystemene, se Cronshaw et al. (2008).
- 26 I denne forbindelse ble det nedsatt en egen prosjektgruppe med personer fra Marked og Strategi, som var underlagt en styringsgruppe bestående av Christian Rynning-Tønnesen, Jørgen Kildahl, Øystein Løseth, Lars Hjermann og Harald von Heyden. Arbeidet ble oppsummert i rapporten «Developing a natural gas business in Statkraft». Rapport datert 6. juni 2001. KL-arkiv 2001.
- 27 «Gass- og kraftmarkedet i Europa». Presentasjon for styret 19. mars 2002. KL-arkiv 2002.
- 28 Se blant annet udatert notat «Gass i Norden». SA, styresaker 2001.
- 29 «CCGT opportunities in Continental Europe». Memo fra Jürgen Tzschoppe, Stefan-Jörg Göbel og Bart Stoffer, datert 11. september 2003. KL-arkiv 2003.
- 30 Notatet «Muligheter for deltagelse i CCGT-prosjekter i NV-Europa».
- 31 Sistnevnte moment ble også påpekt av Internrevisjonen.
- 32 «Gasskraftverk Knapsack – investeringsforslag». Fremlegg til styremøte 21. juni 2005. SA, styresaker 2005.
- 33 «Cumulative installed capacity per EU Member State 1998–2009 (MW)». European Wind Energy Association (2009). <http://www.ewea.org/statistics/> 25. september 2014.
- 34 En drøfting av vindkraftens økonomi gis blant annet av Helm (2012). Helm er kritisk til vindkraft, men gjengir både optimistiske og pessimistiske estimater som alle opererer med en lastfaktor i sjiktet 20–30 prosent.
- 35 «Wind in Power. European statistics». European Wind Energy Association (2012). Rapport lastet ned fra [www.ewea.org](http://www.ewea.org). Besøkt 25. september 2014. Særlig sterk, målt i absolutte tall, var veksten i Spania, Storbritannia, Italia og Frankrike, og dels Portugal, Sverige og Polen.
- 36 «Kvalitetssikring Smøla vindpark, første byggetrinn». Notat fra Internrevisjonen, datert 1. juni 2001. KL-arkiv 2001. Her heter det at statsstøtte «er en forutsetning for at investeringen gjennomføres».
- 37 I 1998 vedtok Stortinget en støtteordning for ny fornybar energi som blant omfattet investeringstilskudd og gunstige avgiftsordninger. Se St.meld. nr. 29 (1998–99).
- 38 «Status og retning for satsing på vindkraft utenfor Norge». Notat datert 13. mars 2003. KL-arkiv 2003.
- 39 Ibid.

- 40 Dette var et prosjekt som ble gjennomført i samarbeid mellom strategi- og utviklingsmiljøene.
- 41 «Wind power in the UK – Business plan for Statkraft». Udatert notat, men antagelig skrevet tidlig på nyåret 2003. KL-arkiv 2003.
- 42 «Kjøp av aksjer i Barrow Offshore Wind Farm». Vedlegg til styresak nr. 46, 2003. Styrearkiv, 2003.
- 43 «Samarbeid om utvikling av Barrow Offshore Wind Farm». Notat datert 11. mars. KL-arkiv, 2003.
- 44 Samtale med Haakon Alfstad, 30. september 2014.
- 45 Ibid.
- 46 «Vurdering av samarbeidet med DONG». Notat datert 30. september 2004. KL-arkiv 2004.
- 47 Begrepet Balkan er ikke helt presist, men regionen defineres som oftest som området mellom Adriaterhavet i vest, Middelhavet og Marmarahavet i sør, og Svartehavet i øst. Det spriker noe i bruken av den nordlige grensen, men vanligvis trekkes den ved elvene Donau, Sava og Kupa. Dette innebærer at for eksempel bare en del av Romania inngår. I denne boken velger vi å inkludere Romania i betegnelsen.
- 48 Og blant de som hadde prøvd seg, var det flere skrekkehistorier, slik som det amerikanske selskapet AES' engasjement i Georgia tidlig på 2000-tallet. AES hadde kjøpt seg inn i et distribusjonsselskap som forsynte hovedstaden Tbilisi, men tapte store penger på affæren, blant annet på grunn av problemer med forholdet til statlige og lokale myndigheter. Affæren ble velkjent gjennom den prisbelønte dokumentaren «Power Trip» fra 2004. Selv om Georgia lå i Kaukasus, ble forholdene der av mange oppfattet som karakteristiske for de fleste tidligere russiskdominerte kommunistland i Europa.
- 49 Sammen med disse fulgte også Kypros og Malta.
- 50 Samtale med Stein Dale, 22. april 2013.
- 51 I 2005 eide den russiske stat 52 prosent av selskapet.
- 52 «Project Russia». Presentasjon for KL, 30. januar 2006. KL-arkiv 2006.
- 53 Samtale med Bjørn Holsen, 13. oktober 2014.
- 54 Se blant annet styrepresentasjonen «Forretningsmuligheter i Russland», fremlagt for styret 10. mai 2006. KL-arkiv 2006.
- 55 «Forsiktig inntreden/læring i Romanias kraftsektor». Notat fra Ny energi, datert 25. august 2005. KL-arkiv 2005.
- 56 I «Transparency Internationals Corruption Perceptions Index» for 2004 lå for eksempel både Makedonia, Albania og Serbia under Nepal på Transparency Internationals rangeringer, mens Romania lå rett over.
- 57 «Entry Strategy SEE». Vedtatt av KL, 23. mars 2006. KL-arkiv 2006.
- 58 «Establishment of a new Statkraft office in Belgrade». Notat til KL, 12. desember 2006. KL-arkiv 2006.

- 59 «Status – Internasjonale aktiviteter innen vannkraft». Notat til KL datert 30. juli 2007. KL-arkiv 2007.
- 60 Ibid.
- 61 Ibid.
- 62 «Two possible JV agreements with Austrian company EVN». Notat til KL, datert 25. november 2007. KL-arkiv 2007.
- 63 «Vannkraftprosjekt Devoll, Albania». Fremlegg for styret, datert 13. februar 2008. Styrearkiv 2008.
- 64 «Investeringsbeslutning vannkraftprosjektet Kargi i Tyrkia». Underlag til styremøte 10. november 2010.

## KAPITTEL 7

- 1 Samtale med Per Emil Lindøe, 17. september 2014.
- 2 «Statkraft International». KL-notat datert 26. september 2001. KL-arkiv 2001.
- 3 I Latin-Amerika hadde Vattenfall særlig konsentrert seg om Peru og Bolivia.
- 4 «Oppsummering av møte med Vattenfall i Stockholm 31. januar 2001». Vedlegg til KL-møte 5. februar 2001. KL-arkiv 2001.
- 5 Formelt kjøpte Statkraft Vattenfalls halvpart av selskapet Nordic Hydropower AB, der Statkraft eide den andre halvdelen. Nordic Hydropower var et holdingselskap uten ansatte, og hvis eneste aktiva var selskapenes respektive 10-prosentandeler i Theun Hinboun. Ifølge aksjonærvtalen hadde Statkraft forkjøpsrett på Vattenfalls del. Statkraft betalte ca. 220 millioner kroner for eierparten. Se styrebehandling 19. juni 2001. SA, styresaker 2001.
- 6 «Internasjonal virksomhet». Notat datert 23. mars 2001. KL-arkiv 2001.
- 7 «Internasjonal divisjon – etablering av eget selskap». Datert 8. juni 2001. KL-arkiv 2001. Her het det «NRG er imidlertid svært opptatt med vurdering av nye prosjekter og har ikke vært i stand til å prioritere å få etablert et samarbeid med Statkraft. På den annen side har det ikke kommet signaler om at NRG ikke ønsker et slikt samarbeid.»
- 8 Dette kom tydelig frem i et konsernledelsesmøte allerede 8. januar 2001. Se referat i KL-arkiv 2001.
- 9 «Strategic Review of Statkraft's International Activities. Executive Summary». Rapport fra PA Consulting, datert 17. desember 2001. KL-arkiv 2001.
- 10 Det ble operert med en årlig vekst på 4–5 prosent i perioden frem mot 2020 for disse regionene som helhet, mot under det halve for «den industrialiserte verden».
- 11 Ibid.
- 12 Ibid.
- 13 Det ble blant annet vist til samarbeidet mellom det canadiske selskapet Hydro-Quebec og Gaz de France.
- 14 Ibid.



- 15 «Statkrafts internasjonale virksomhet. PA-rapporten». Referat fra KL-møte 7. januar 2002. KL-arkiv 2002.
- 16 «Momenter fra styrets drøfting av Statkrafts internasjonale virksomhet 12.02.02.» Styrearkiv, 2002.
- 17 Også tidligere CFO, Helge Skudal, og direktør for organisasjon, Finn Quale, var med i referansegruppen.
- 18 «Møtereferat mellom Statkraft og Norfund.» Takk til Bjørn Blaker for utlån av referatet.
- 19 Fondet ble like fullt betraktet som en integrert del av norsk bistandsvirksomhet og sorterte under Utenriksdepartementet.
- 20 I fondets retningslinjer, som var trukket opp i Ot.prp. nr. 13 (1996–97), het det at fondet skulle stille «forretningsmessige krav til hvert prosjekt, herunder til avkastning».
- 21 Ot.prp. nr. 13 (1996–97).
- 22 Ibid.
- 23 En oversikt over slike fond finnes på hjemmesiden til interesseorganisasjonen European Development Finance Institutions (EDFI). En oversikt over disse fondene finnes på <http://www.edfi.be/members.html>. På dette området hang faktisk bistandsnasjonen Norge noe etter. Blant vesteuropeiske land var det ved siden av Norge i 1997 faktisk bare Island, Hellas og Irland som ikke hadde etablert statlige fond av denne typen.
- 24 Ot.prp. nr. 13 (1996–97).
- 25 «Møtereferat mellom Statkraft og Norfund», møte 7. februar 2002. Her gjengis Norfunds strategier og målsettinger på energiområdet. Takk til Bjørn Blaker for utlån av referatet.
- 26 Ifølge notatet «Internasjonal vannkraftutvikling», datert 25. april 2002. SA, styresaker 2002.
- 27 «Kommentarer fra ØA til styredokument vedr. Statkrafts internasjonale virksomhet», datert 17. april 2002. KL-arkiv 2002.
- 28 Ved utgangen av 2002 var nærmere 40 prosent av fondets investeringer gjort i Afrika. Se Norfund, årsrapport 2002.
- 29 Internrevisjonen pekte på at Norfund ifølge sitt mandat ikke kunne gå inn i land med gjennomsnittlig BNP over ca. 5300 dollar. Vurderingen var: «Dette bør avstemmes mot de markeder Statkraft mener har det beste potensialet for investeringer, slik at vi ikke risikerer å måtte avstå fra områder vi i utgangspunktet er interessert i.»
- 30 «Kommentarer fra ØA til styredokument vedr. Statkrafts internasjonale virksomhet», datert 17. april 2002. KL-arkiv 2002.
- 31 «Statkrafts internasjonale virksomhet», underlag til styresak, fremlagt 7. mai 2002. SA, styresaker, 2002.
- 32 Dette ble uttrykt allerede i de innledende møtene. Se «Møtereferat mellom Statkraft og Norfund», møte 7. februar 2002. Utlån av Bjørn Blaker.
- 33 Avtaleopplegget er trukket opp i et omfattende notat som vedlegg til styrefremlegg «Statkrafts internasjonale virksomhet», behandlet i styremøte 7. mai 2002.

- 34 «Statkrafts internasjonale virksomhet», underlag til styresak, fremlagt 7. mai 2002. SA, styresaker, 2002. Uthevet av forfatteren.
- 35 Øystein Andresen, som ble SN Powers første direktør, fikk det inntrykket da han kom inn i selskapet, at Norfund for Statkraft var en «last resort». Samtale med Andresen, 23. januar 2013.
- 36 SN Power. Vedtekter.
- 37 Styremøte 4. september 2002. SA, styresaker 2002.
- 38 Samtale med Øystein Andresen, 23. januar 2013.
- 39 Samtale med Kjell Heggelund, 6. februar 2014.
- 40 Se SN Powers årsrapporter for 2003 og 2004, og særlig artiklene om Peru og India.
- 41 Disse er gjengitt i sin helhet i selskapets årsberetning for 2003.
- 42 Rudnick og Zolezzi (2001) gir en kortfattet oversikt over reformene i regionen i 1990-årene.
- 43 Fitch Ratings oppgraderte Peru til investment grade i 2008.
- 44 «SN Powers oppkjøp av selskapet Electroandes». Underlag til styremøte 15. august 2007. SA, styresaker 2007.
- 45 Ibid.
- 46 «Konsesjon Cheves». Underlag til styremøte 28. august 2001. SA, styresaker 2001.
- 47 «Powering Development. Cheves Project Overview». Presentasjon til styremøte 18. august 2010. SA, styresaker 2010.
- 48 «Cheves Project. Investment Decision». Presentasjon til styremøte 29. september 2010. SA, styresaker 2010.
- 49 «SN Powers investering i Hidroeléctrica La Higuera S.A., Chile». Underlag til styremøte 1. juli 2004.
- 50 «SN Powers mulige investeringer i Chile». Underlag til styremøte 17. august 2005. SA, styresaker 2005.
- 51 Ibid.
- 52 «SNPI-prosjektet La Higuera – status». Redegjørelse for Statkraft-styret, datert 13. september 2006. SA, styresaker 2006.
- 53 «SN Power – overskridelser og forsinkelser på La Higuera- og La Confluencia-prosjektene». Redegjørelse for styret, datert 17. desember 2008. SA, styresaker 2008.
- 54 «SN Powers investering i vannkraftverket La Confluencia i Chile». Underlag til styremøte 15. august 2007. SA, styresaker 2007.
- 55 «La Confluencia Project Chile – Cost to Complete». Rapport fra SN Power, datert 6. mai 2010. SA, styresaker, 2010.
- 56 SN Power, årsrapport 2004, s. 12.
- 57 SN Power, årsrapport 2005.
- 58 «SN Power i India». Underlag til styremøte 8. november 2006. SA, styresaker 2006.

- 59 «SN Power – Orientering om den indiske virksomheten». Underlag til styremøte 18. mars 2009. SA, styresaker 2009.
- 60 Ibid.
- 61 «India. Country update». Rapport datert 9. mars 2009. SA, styresaker 2009.
- 62 «Orientering om samarbeidsavtale mellom SN Power og Tata vedrørende prosjekter i India og Nepal». Underlag til styremøte 17. juni 2009. SA, styresaker 2009.
- 63 «SN Powers mulige investeringer på Filippinene». Underlag til styremøte 8. november 2006. SA, styresaker 2006.
- 64 «Riksrevisjonens undersøkelse av Norfunds drift og forvaltning». Riksrevisjonen, dokument nr. 3:13 (2006–2007).
- 65 Ibid.
- 66 Samtale med Per Emil Lindøe, 17. september 2014.
- 67 «Status og videreutvikling av eierskapet i SN Power». Underlag til styremøte 18. januar 2007. SA, styresaker 2007.
- 68 «Kapitalisering av SN Power». Underlag til styremøte 18. januar 2007. SA, styresaker 2007.
- 69 Hovedinnholdet i avtalen er redegjort for i notatet «Restrukturering av eierskapet i SN Power», datert 5. november 2008. SA, styresaker 2008.
- 70 Ibid.
- 71 «Restrukturering av internasjonal vannkraft». Underlag til styremøte 13. mars 2013. SA, styresaker 2013.
- 72 Ibid.
- 73 «Restrukturering av internasjonal vannkraft». Underlag til styremøte 12. juni 2013. SA, styresaker 2013.
- 74 «Restrukturering av internasjonal vannkraft». Underlag til styremøte 18. juni 2014. SA, styresaker 2014.

## AVSLUTNING

- 1 Statkrafts avkastningskrav er hemmelig. Men i en såkalt utvidet kontroll av Statkraft i 2014, utført av Nærings- og fiskeridepartementet, fremgår at totalavkastningen er «høyere» enn avkastningskravene. Se Nærings- og fiskeridepartementet, «Revisjonsrapport for utvidet kontroll 2013–2014», datert 23. september 2014.
- 2 Nærings- og fiskeridepartementet, «Revisjonsrapport for utvidet kontroll 2013–2014». Nærings- og fiskeridepartementets oppfølging av Statkrafts utenlandsinvesteringer, rapport datert 23. september 2014.
- 3 Konklusjonene fra Deutsche Banks vurdering er gjengitt i Prop. 40 S (2014–2015).
- 4 Ibid, s. 4.



# Register

## A

ABB 38, 64–66, 68, 71, 186  
 Aboitiz-gruppen 201, 202  
 Agder Energi 111  
 Agua Imara 207, 208  
 Alfstad, Haakon 160, 162  
 Allain Duhangan vannkraftprosjekt (India) 199, 200  
 Alltwalis vindpark (Storbritannia) 164  
 Alta vannkraftverk 31  
 Andresen, Øistein 186, 196  
 APX (Amsterdam Power Exchange) 102  
 Arbeiderpartiet 24, 35, 53, 133  
 Arcata vannkraftverk (Peru) 189  
 Arnstad, Marit 93, 94, 97  
 Arntsen, Ingelise 149, 166  
 Asiabanken (Asian Development Bank) 66, 69, 71, 72, 75

## B

Baillie vindpark (Storbritannia) 164  
 Bakken, Hilde 146  
 Baltic Cable 99, 124  
 Banjë vannkraftverk (Albania) 170  
 Bara Bangahal vannkraftverk (India) 201  
 Barrow vindpark (Storbritannia) 160, 162  
 Barsebäck kjernekraftverk (Sverige) 85, 91, 94  
 Bechtel 156  
 Beiarn vannkraftprosjekt 31  
 Beil, Helge-Jürgen 104

Belo, Carlos 78  
 Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap 111  
 Bernotat, Wulf 141, 144  
 Berry Burn vindpark (Storbritannia) 164  
 Bhilwara 198, 201  
 Binga vannkraftverk (Fillipinene) 202  
 Bjøntegård, Hans O. 36  
 Blaker, Bjørn 38, 68, 177, 180, 181  
 Bondevik II-regjeringen 132  
 Bondevik, Kjell Magne 133  
 Braaten, Bjørn 45, 47  
 Brandsar, Jon G. 159  
 Brundtland, Gro Harlem 49, 92  
 Brækken, Gro 36  
 Busch, Rolf 141  
 Butwal Power Company (BPC) 59, 61, 64, 69, 71

## C

Cahua 188, 192  
 Cakit vannkraftprosjekt (Tyrkia) 171  
 Campos Novos vindpark (Brasil) 78  
 Canutillar vannkraftverk (Chile) 194  
 CDC (Commonwealth Development Corporation) 183  
 Centrica 162  
 Cetin vannkraftverk (Tyrkia) 172, 173  
 Cheves vannkraftverk (Peru) 78, 188, 192, 193

Chilectra 196  
 Copos, Gheorghe 167

## D

Dagens Næringsliv 29, 37  
 Dale, Stein 127, 141, 166, 205  
 Den norske Creditbank (DnC) 37, 68  
 Den norske Tibet-misjon 61  
 Deutsche Bank 214  
 Devoll vannkraftverk (Albania) 168–170  
 DONG (Dansk Olie og Naturgas) 160, 162  
 Dudgeon vindpark (Storbritannia) 164  
 Durand, Alejandro Ormeño 190

## E

E.ON 81, 97, 108, 109, 112, 119, 121–123, 127, 136, 139, 140, 145  
 Eckhoff, Anders 36, 181  
 Econ 115, 116  
 EdF (Electricité de France) 24, 83, 87, 89, 109, 111, 128  
 Edison 109  
 EDON 54  
 EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) 74  
 Egenor 78, 188  
 Eksportrådet 100  
 Electrabel 109  
 Electroandes 191, 192  
 Electroperu 78

Ellis, Tony 84, 100  
 Elsam 46, 47, 50, 55  
 Emden Gas 144  
 Endesa 24  
 Enel 24  
 Energia Pacasmayo 188  
 Energiewende 147, 175  
 Engebrethsen, Tron 143  
 Enron 104  
 ENTSO-E (European Network of  
 Transmission System Operators for  
 Electricity) 173  
 Erzhausen vannkraftverk (Tyskland) 144  
 ESA (EFTA Surveillance Authority) 132  
 EU 100, 107, 137  
 EU-kommisjonen 114  
 Eurokraft 55  
 Evensen, Børre  
 EVN (Energieversorgung Niederösterreich)  
 168–170  
 EWE (Energieversorgung Weser-Ems) 119,  
 121, 133

## F

Faksvåg, Svein Ove 181  
 Feldmann, Lutz 141  
 FERC (Federal Energy Regulatory  
 Commission) 137  
 Finansdepartementet 48  
 Fjärde AP-fonden 89  
 FN 73  
 Force 9 Energy 162  
 Fornybardirektivet 137  
 Forsmark kjernekraftverk (Sverige) 85  
 Fortum 109, 111, 112, 127  
 Fossanger, Finn 84, 127, 141, 143  
 Fredrikstad Energiverk 127  
 Fremskrittspartiet 133

## G

Gallito Ciego vannkraftverk (Peru) 189  
 Genoa-avtalen 128, 141, 146, 148  
 Gjerde, Bjartmar 37  
 Global Investment Holding 171, 172  
 Graningeverken AB 85, 88, 89, 122, 127, 128  
 GreenPower 162  
 Grundekjøn, Arvid 141  
 Gullspång Kraft AB 85, 88  
 Göbel, Stefan-Jörg 104

## H

Hafslund 127, 132, 133  
 Haga, Ingvald 45, 60, 72  
 Halmø, Gerd 36  
 Harig, Hans-Dieter 52, 57, 91, 125  
 Hartmark-Iras 38  
 Nilsen, Kjetil Hartvedt 141  
 Haugen, Einar O. 100  
 HEAS 111  
 Heggelund, Kjell 68, 72, 75, 179, 180  
 Herdecke gasskraftverk (Tyskland) 135, 158  
 Hermansen, Tormod 166  
 HEW ((Hamburgische Electricitäts-Werke)  
 55, 90, 91, 94, 125  
 Hidroeléctrica La Higuera S.A 194  
 Himal Power Ltd 64, 65  
 Hjermann, Lars 84  
 Hoftun, Odd 59, 61, 64, 65  
 Holler, Geir 101  
 Holsen, Bjørn 149, 166, 167  
 Holtan, Jon Anders 99, 100, 103  
 Horatio 147  
 Horta, Ramos 78  
 HPL (Himal Power Ltd.) 71  
 Hydro OGK 166, 167  
 Høyre 28, 35, 132  
 Haagensen, Kjell 45, 52, 53, 68, 123  
 Haaheim, Jon Ulrik 143, 146

## I

Idland, Ola 100  
 IFC (International Finance Corporation) 66,  
 69, 195  
 Imatran Voima Oy (IVO) 45, 88, 89  
 IMF (International Monetary Fund) 63  
 Incentive 89  
 InterGen 156–158  
 International Hydro 206

## K

Kargi vannkraftverk (Tyrkia) 172  
 Khimti vannkraftverk 59–62, 64, 65, 68, 71,  
 77, 79, 178, 195, 204  
 Kildahl, Jørgen 104, 146, 166  
 Kirke- og undervisningsdepartementet 37  
 Knapsack gasskraftverk (Germany) 135,  
 156–158, 175  
 Knapsack II gasskraftverk (Germany) 175  
 Kokel vannkraftverkprosjekt (Albania) 170  
 kong Birendra 63  
 Kristelig Folkeparti 93, 132  
 Kvennås, Ola 103  
 Kværner 65, 66, 68  
 Kyotoavtalen 107, 114, 137  
 Kaasa, Halvard 88

## L

La Confluencia vannkraftverk (Chile) 196  
 La Higuera vannkraftverk (Chile) 194, 196,  
 197  
 Lagan 143  
 Laksfors 141  
 Lindøe, Per Emil 177, 181  
 Ljødal, Amund 166  
 Løseth, Øystein 99, 100, 101, 103, 104, 161  
 Løvåsen, Inge 179

## M

Magat vannkraftverk (Filippinene) 202  
 Malana Power Company 199, 201  
 Malmö kommune 86  
 Mark-E 135, 158  
 Marøen, Atle 52  
 McKinsey 38, 101, 103  
 MDX Group 74, 75, 76  
 Merangin vannkraftprosjekt (Indonesia) 77, 78  
 Mikkelsen, Bård 115, 117, 127, 141, 144, 166, 181  
 Moderaterna 87  
 Moen, Pål 100  
 Moglicë vannkraftverk (Tyrkia) 170

## N

Naturkraft 99  
 Nobelkomiteen 78  
 Norad 61, 71  
 Norconsult 72  
 Nordel 43, 44  
 Nordic Hydro Power AB 74–76, 179  
 Nordic Power Invest 179  
 Nordin-familien 128  
 Norfund 177, 178, 181–183, 203–206  
 Norges Tekniske Høyskole 37, 61  
 Norsk Kraft 180  
 Norsk Kraftesport 55  
 NRG 179, 188  
 NSB (Norges statsbaner) 38  
 NVE (Norges vassdrags- og energiverk) 26, 48  
 Nygaard, Sverre 68, 179, 180, 181  
 Nærings- og energidepartementet 83, 88  
 Nærings- og fiskeridepartementet 214  
 Nærings- og handelsdepartementet 132  
 Næringsdepartementet 37, 52  
 Nærø, Ragnvald 115

## O

OECD 182  
 Oldeide, Torgunn 166  
 Olje- og energidepartementet 28, 36, 48, 50, 93  
 Onyx Energia 78  
 Oskarshamn kjernekraftverk (Sverige) 85  
 Oslo Energi 112, 115  
 Oxenstierna, Axel 147

## P

PA Consulting 180  
 Pacific Hydro Limited 194, 196, 197  
 Panikkloven 19  
 Paredes, Milagros 190  
 Pathet Lao 73  
 Persson, Göran 92  
 Peters, Stef 100, 104  
 PLN (Perusahaan Listrik Negara) 78  
 Powergen 109  
 PreussenElektra 42, 44, 47, 48, 50–52, 55, 56, 82, 83, 86–91, 94–97, 99, 100, 111, 125  
 Prietz, Anders 52, 141

## Q

Quale, Finn 38

## R

RAO UES (OAO Unified Energy System of Russia) 166  
 Reepalu, Ilmar 86, 87, 94  
 Rheidol vannkraftverk (Storbritannia) 145  
 Riksrevisjonen 203  
 Ringhals kjernekraftverk (Sverige) 92  
 Robert Frank gasskraftverk (Tyskland) 144, 175  
 Roland, Kjell 205  
 Rowey, Kent 68  
 Ruhrgas 109, 121, 125, 127, 148

RWE 109

Rynning-Tønnesen, Christian 38, 52, 82, 84, 88, 93, 99, 100, 121, 123, 127, 136

Rørstad, Ivar 100

## S

SEP (Samenwerkende Elektriciteits-Productiebedrijven) 42, 44, 46–48, 50, 53, 55, 56, 82, 99  
 Sando, Morten 100  
 SCA 165  
 Senterpartiet 93  
 Shell 156  
 Sheringham Shoal vindpark (Storbritannia) 164  
 Siemens 156  
 Sintef Energiforskning 103  
 Sistema 166  
 Skagerrak-kablene 43, 46  
 Skandinaviska Elverken AB 89  
 Skellefteälven 143  
 Skiensfjorden Kommunale Kraftselskap 111  
 Skrøvet, Eli 84  
 Skudal, Helge 29, 38, 88, 113  
 Smøla vindpark 159  
 SN Aboitiz Power 202  
 SN Power 59, 71, 135, 136, 178, 183, 184, 214  
 Solvik, Britt 36  
 Sosialistisk Venstreparti 133  
 Statkraft Anlegg AS 66, 69, 71  
 Statkraft Energy Europe AS 97, 100  
 Statkraft Energy Nederland B.V 98  
 Statkraft Engineering AS 66, 186  
 Statkraft International Hydropower (SKIH) 208  
 Statkraft Markets GmbH 103, 104  
 Statkraft SCA Vind AB 165  
 Statkraft Western Balkans Ltd 167  
 Statoil 15, 164



Statskraftverkene 27  
Stoltenberg, Jens 92, 132, 177  
Suez 109  
Svartisen vannkraftverk 31  
Swedbank 86, 88  
Sydkraft AB 81, 83, 85, 86, 88–92, 94, 96, 99,  
112, 121–124, 128, 133, 139, 147, 214  
Södra Skogsägarna 165  
Sørkraft 54, 55

## T

Tata Power Company 201  
Tata-gruppen 201  
Telenor 15, 166  
Teyssen, Johannes 140, 141  
Theun Hinboun vannkraftverk (Laos) 59,  
60, 68, 72–76, 179  
Theun Hinboun Power Company 74, 76  
Thulin, Lars Uno 37, 41, 43, 44, 48, 57, 61,  
68, 69, 79, 86, 91, 93, 99, 104, 108, 110,  
118, 123, 136, 147

Torblaa, Eivind 166, 167  
Transparency International 173  
Treriksrøysa 46  
Trondheim Energi 111  
Tsjernobyl-ulykken 45  
Tsjubajs, Anatolij 166  
Tzschoppe, Jürgen 104

## U

Ulfsby, Øyvind 59, 61, 63, 64, 66–69, 72, 192,  
198  
Ulla-Førre vannkraftverk 31

## V

Varangerbotn 43  
Vareberg, Terje 123, 132, 181  
Vatten, Gunnar 36, 60  
Vattenfall 24, 45, 46, 49, 50, 74, 75, 83, 109–  
112, 179, 212  
VEBA 52  
Venstre 93, 132

Verdensbanken 63  
Veritas 177  
Vestfold kraftselskap 111  
Viking Cable 122–124, 148  
Viking Club 56  
Villanger, Henning 52  
VNG (Verbundnetz Gas) 119, 121, 133  
Vold, Per Terje 36  
von Heyden, Harald 103, 104

## W

Webjørnsen, Hans Hval 100  
Weser 145  
Widerøe 115

## Y

Yesil Enerji 171  
Yevtushenkov, Vladimir Petrovich 166

## Ø

Øyno, Wenche Lund 68, 71, 181

## Bildeliste

For enkelte illustrasjoner har det ikke vært mulig å finne frem til rettmessig copyrightinnehaver. Hvis vi på denne måten har krenket opphavsretten, er dette skjedd ufrivillig og utilsiktet. Rettmessige krav i denne forbindelse vil selvfølgelig bli honorert som om vi hadde innhentet tillatelse på forhånd.

- s. 10 Statkraft
- s. 13 Tom Schandy/NN/Samfoto
- s. 14 Statkraft
- s. 18 O.Væring eftf, AS
- s. 19 Statkraft redaksjon@statkraft.com
- s. 21 Emanuel Vigeland/BONO2015, Foto: O.Væring Eftf AS
- s. 22 Per Krohg/BONO 2015, Foto: O.Væring Eftf AS
- s. 23 Statkraft redaksjon@statkraft.com
- s. 25 Tore Wuttudal/NN/Samfoto
- s. 27 Statkraftredaksjon@statkraft.no
- s. 28 Svein Erik Dahl/Samfoto
- s. 32 a Tore Wuttudal/NN/Samfoto, b Bernt Eide/Samfoto
- s. 34 Statkraft Årsrapport 1996
- s. 35 Egil Nyhus/Statkraft Årsrapport 1990
- s. 36a Oddvar Walle Jensen NTB .foto
- s. 36b Jan Petter Reinertsen/Samfoto
- s. 37 Rolf Øhman/Aftenposten/NTB scanpix
- s. 39 Statkraft Annual Report 196
- s. 40 Svein Erik Dahl/Samfoto
- s. 44 Statkraft Årsrapport 1990
- s. 47 Naturkraft, 9/ 1993
- s. 51 a og b Kjell Haagensen
- s. 54 Statnett
- s. 56 From Preussen Elektras
- s. 57 Preussen Elektra
- s. 58 Julian Garcia/AGE/NTB scanpix
- s. 62 «Naturkraft» 9/1993, b Jan Ola Bergeplass
- s. 67 Kjell Haagensen
- s. 70 Kjell Haagensen
- s. 73 Torodd Jensen
- s. 75 Odd Kristian Dahle/NTB scanpix
- s. 76 Kjell Heggelund
- s. 79 Kjell Heggelund
- s. 80 Rune Lislerud/Samfoto
- s. 87 Roger Lundsten/BLR-fotograferna/NTB scanpix
- s. 93 Jan Petter Lynau/VG/NTB scanpix
- s. 95 Statkraft Årsrapport 1994
- s. 101 Einar O.Hauge
- s. 106 Science Photo Library/NTB scanpix
- s. 108 Terje Bendiksbj/NTB scanpix
- s. 109 Lars Westvig/NTB scanpix
- s. 110 Martin Messner/AP Photo/NTB scanpix
- s. 114 Pawel Kopczynski/Reuters/NTB scanpix
- s. 115 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 116 FOKUS, Statkraft Årsrapport
- s. 117 Heiko Junge/NTB scanpix
- s. 120 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 124 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 126 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 128 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 134 CharlesHodge Photography/Lowesloft/Statkraft

- s. 138 a Guido Benschop/AFP Photo/ANP Photo/NTB scanpix,  
b Kike Calvo/Zuma Press/NTB scanpix
- s. 140 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 140 a Statkraft, b Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 143 statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 144 a og b Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 145 Sigbjørn Sandsmark/Statkraft
- s. 146 a og b statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 147 Erik Thallaug/Statkraft
- s. 148 Håkon Norvik/Statkraft
- s. 150 Håkon Norvik/Statkraft
- s. 151 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 154 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 155 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 157 Rolf Jarle Ødegaard/NTB scanpix
- s. 163 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 164 a og b Torbjørn Bergkvist
- s. 170 Lars Günther/Statkraft
- s. 171 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 172 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 173 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 174a Hans Fredrik Asbjørnsen/Statkraft, b Statkraft
- s. 175 Dan P. Neergaard/Statkraft
- s. 176 Statkraftredaksjon@statkraft.com
- s. 178 Alfio Gutierrez
- s. 184 Statkraft
- s. 190 Jon Anders Holtan
- s. 191 Statkraft
- s. 192 Jon Anders Holtan
- s. 193 Statkraft
- s. 194 Jon Anders Holtan
- s. 195 a Statkraftredaksjon@statkraft.com, b Dag Ove Skjold
- s. 199 Statkraft
- s. 200 Statkraft
- s. 203 Statkraft
- s. 207 Kim Saatvedt/Statkraft
- s. 208 Kim Saatvedt/Statkraft
- s. 215 Knut Fjerdingsstad
- s. 216 Statkraft



