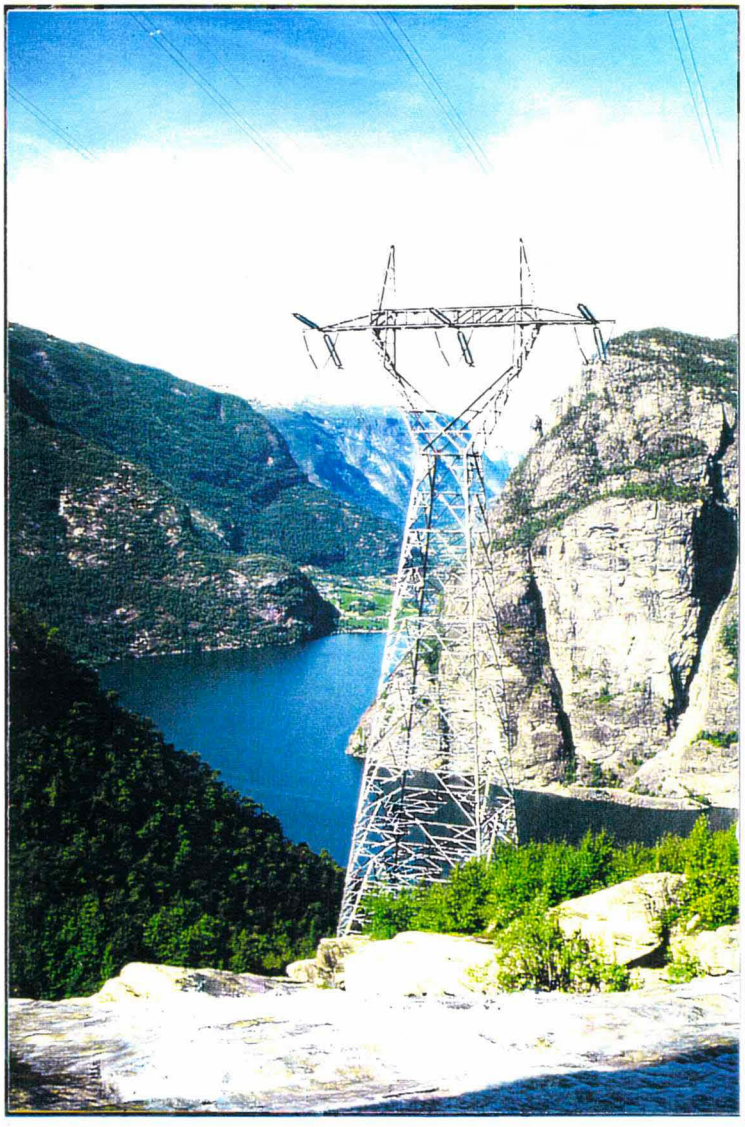
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

Kjell Arne Moi
Frode Trengereid

NASJONAL UTBYGGINGSPLAN FOR OVERFØRINGSANLEGG I ELKRAFTSYSTEMET

1995-2005



ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK
BIBLIOTEK

Nr 14
1996

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL Nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i elkraftsystemet	**PUBLIKASJON** 14/1996
	DATO 20.09.96
FORFATTER Kjell Arne Moi og Frode Trengereid	ISBN 82-410-0276-9
	ISSN 0802-2569

SAMMENDRAG

Hensikten med den nasjonale utbyggingsplanen er først og fremst å gi en enkel og samlet oversikt over antatt investeringsbehov i Norge tilknyttet det regionale kraftnettet og sentralnettet i periode 1995-2005, med utgangspunkt i de regionale kraftsystemplanene og kraftsystemplan for sentralnettet, og å gi en oversikt over de ulike effekt- og energiprognosene som er benyttet. Planene er fremstilt slik som de er lest. Forandringer utført i mellomtiden kommer ikke frem i denne publikasjonen. Det presiseres at planleggingsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for og omfang av nødvendige tiltak.

Den nasjonale utbyggingsplanen er beregnet på NVE og alle de som arbeider med planlegging i kommuner, fylker, kraftselskaper o.l.

Kommentarer til tallene i denne utgaven av utbyggingsplanen er kun gitt på et overordnet nivå. Dette fordi det er til dels store sprik eller usikkerhet i hva som er inkludert i de ulike tallverdiene i de nåværende planene.

Det er lagt ned mye godt arbeid fra de regionale planansvarlige og planutvalgene i de ulike planområdene mht. planlegging av nye prosjekter i overføringssystemet. Dette vil lette arbeidet med konsesjonssøknadene i årene som kommer og det vil være med å sikre at kraftsystemet blir bygget ut og modernisert på en gjennomarbeidet og helhetlig måte.

Det er planlagt investeringer for ca. 15 milliarder nkr de neste 10 årene i kraftoverføringssystemet i Norge (hoved- og regionalnett). Dette omfatter både nyanlegg og modernisering av eksisterende anlegg. En del av prosjektene vil være alternativer til hverandre og vil innbyrdes ekskludere hverandre. Videre er dato for idriftssettelse og behovet for anlegget usikker for flere prosjekter, slik at noen investeringer kan komme senere enn år 2005 eller ikke bli realisert i det hele tatt. Investeringer i overføringsanlegg i elkraftsystemet vil derfor reelt sett trolig bli mindre enn 15 milliarder kroner.

Prognosene viser en markert økning i effekt og energiforbruket i årene som kommer. Dimensjonerende effektuttak og energiforbruket er forutsatt å øke med gjennomsnittlig ca. 1,8 % pr. år fra 1995 og fremover til 2010.

Kraftsystemplanene bør utformes slik at det blir enklere å sette sammen en landsomfattende plan. Dvs. at forutsetninger, definisjoner og aktuelle opplysninger må være de samme og finnes i alle planene.

I neste utgave av kraftsystemplanene, ferdig i 1998, skal det finnes en investeringstabell der alle planlagte investeringer skal føres opp, og det skal finnes prognoser for energiproduksjon, maksimal effektproduksjon, energiforbruk og dimensjonerende effektuttak i de ulike planområdene.

Denne oversikten vil bli oppdatert hvert 4. år av NVE.

EMNEORD /SUBJECT TERMS
Nasjonal utbyggingsplan

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Hans Olav Ween
seksjonssjef

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091, Maj.
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefax: 22 95 90 00

Bankgiro: 6003 06 04221
Postgiro: 0803 5052055

Org. nr.: NO 970 205 039 MVA

Omslagsbilde: Aurland
Foto: Torbjørn Monset

Forord

Denne publikasjonen er første forsøk på å samle planene for utbygginger på regionalnettsnivå som er beskrevet i de 22 regionale kraftsystemplanene i Norge. En oversikt over prosjekter beskrevet i Statnett SFs plan for sentralnettet er også tatt med. Statnett SFs kraftsystemplan for sentralnettet er fra 1 des. 1993. I august 1996 kom det ut et tillegg og oppdatering av denne. Statnett planlegger en omfattende revisjon av planen i løpet av 1997/98. Dette vil skje i nær kontakt med Statnetts kunder. Planen er her i hovedsak gjengitt som en tabell i vedlegg F uten videre kommentarer. Den nasjonale utbyggingsplanen er ment å gi en lettfattelig og kortfattet oversikt over mulige kraftforsyningsprosjekter innen for de ulike planområdene fra 1995 frem til år 2005.

Opplysningene som er gjengitt i publikasjonen er i store trekk fremstilt slik de er lest fra de ulike planene. Det vil derfor trolig ha oppstått en del forandringer i flere av prosjektene i tidsrommet fra planene ble laget frem til i dag. Tallene som er presentert vil også være laget ut fra forskjellige forutsetninger. I neste utgave av de regionale kraftsystemplanene, som skal være ferdig i 1998, håper NVE at tallene som presenteres er bygget på like forutsetninger, slik at tallene lettere kan slås sammen i en landsomfattende plan.

Denne utgaven av den nasjonale utbyggingsplanen skal i første omgang vise eksempler på hvilke opplysninger fra de regionale kraftsystemplanene NVE ønsker å presentere i en landsomfattende plan. Tallstørrelser for investeringer m.m. vil ikke bli kommentert særlig inngående i denne omgang.

For at opplysningene i utbyggingsplanen skal være mest mulig korrekt i forhold til de lokale forutsetninger er NVE avhengig av tilbakemelding på innholdet fra de ulike planansvarlige.

Noen få av utbyggingene på lokalnettsnivå er også beskrevet i de regionale planene. Disse er ikke tatt med i denne publikasjonen.

NVE håper at den nasjonale utbyggingsplanen, i denne eller senere versjoner, vil gi et godt bilde av hvilke prosjekter som vurderes gjennomført i de ulike planområdene og at den oppsummerer essensen i det "enorme" planleggingsarbeid som nedlegges innen norsk kraftforsyning mht. nettplanlegging. Dette planarbeidet letter NVEs konsesjonsbehandling og er med å sikre at det norske kraftsystemet blir bygget ut og modernisert på en gjennomarbeidet, fornuftig og helhetlig måte.

NVE, Energiavdelingen 1996

Innhold

1 Innledning 6
1.1 Bakgrunn/Historikk 6
1.2 Hensikt 6

2 Forutsetninger 8
2.1 Tidsaspektet 8
2.2 Usikkerhet 8
2.3 Nett 9
2.4 Effekt- og energiprognoser 9
2.5 Andre begrensninger 11
2.6 Noen forkortelser 11

3 Effekt- og energiprognoser 12
3.1 Forutsetninger 12
3.2 Tabeller 13
3.3 Grafer 14
3.4 Kommentar 15

4 Investeringer 16
4.1 Forutsetninger 16
4.1.1 Tidsaspektet 16
4.1.2 Sorteringsnøkler 16
4.1.3 Kostnadsjusteringer 17
4.2 Definisjon av feltene i vedlegg F og G 17
4.3 Statnett SFs plan for sentralnettet 18
4.3 Tabeller 19
4.4 Grafer 20
4.5 Kommentar 29

5 Diskusjon 29

6 Konklusjoner 31

Vedlegg A Planområder, referert (år), inv. avgift (ja/nei) 33

Vedlegg B Dimensjonerende effektuttak [MW] 34

Vedlegg C Prognose for maksimal effektproduksjon (vintereffekt) [MW] 35

Vedlegg D Prognose for energiforbruket [GWh] 36

Vedlegg E Prognose for energiproduksjonen [GWh] 37

Vedlegg F **Planlagte utbygginger i sentralnettet** 38

Vedlegg G **Samlet oversikt over prosjekter beskrevet i de regionale kraftsystemplanene** 42

Vedlegg H **De ulike planområder og planansvarlige** 59

1 Innledning

1.1 Bakgrunn/Historikk

Norges vassdrags- og energiverk (NVE) etablerte i 1988 ordningen med "Kraftsystem-planlegging i fylkene". Ordningen ble da bygget opp rundt inndelingen i fylker for å se sammenhengen med annen fylkesplanlegging, og strukturen i Plan- og bygningsloven. Formålet var å desentralisere planleggingsansvaret for å forbedre og effektivisere NVEs konsesjonsbehandling av elektriske anleggskonsesjoner, og etablere langsiktige nettplan-leggingsrutiner hos fylkesverkene.

Ordningen har fått en formell forankring i energiloven av 1990, § 3-4. NVE har gitt rammer for planleggingen i "Veileder for regional kraftsystemplanlegging", NVE-publikasjon nr. 25-1992.

For NVE er kraftsystemplanene et viktig grunnlagsmateriale som:

- Referanse ved forhåndsmeldinger og søknader om anleggskonsesjon.
  Planene gir NVE et grunnlag for å vurdere de enkelte saker i forhold til kraftsystemet i regionene. Det vurderes i hvert enkelt tilfelle om det er behov for tilleggs-informasjon fra konsesjonssøker.

- Referansedokumenter i forbindelse med tvistesaker om overføringstariffer, utredninger for Nærings- og energidepartementet ol.

- Nasjonale oversikter som ledd i arbeidet med analyser av det totale kraftsystem og som informasjon til brukere og myndigheter.

- Datagrunnlag for NVEs database. Her under utarbeidelse av lands- og landsdelsoversikter over kraftsystemet.

Arbeidet i forbindelse med den nasjonale utbyggingsplanen har hovedsakelig bestått i å gjennomgå samtlige regionale planer for å trekke ut planlagte investeringer for de ulike planområdene. De planansvarlige har hatt anledning til å kommentere og rette opp resultatene av dette arbeidet. Disse dataene danner utgangspunktet for et investerings-skjema (og en database).

Det vurderes også å lage standardiserte investeringsskjemaer som er formet slik at NVE og andre enkelt kan sammenligne og sammenfatte de planlagte investeringene i de ulike regionene for de aktuelle planperiodene. Et slikt investeringsskjemaet bør inngå i utfylt stand i senere utgaver av de regionale kraftsystemplanene. Det har vært svært tidkrevende å få tak i de opplysninger NVE ønsket i flere av de prosjektene som er beskrevet mht. kostnader, utbyggingstidspunkt, teknisk utstyr m.m.

1.2 Hensikt

Hensikten med en nasjonal utbyggingsplan, etter NVEs oppfatning, er først og fremst å gi en enkel og kortfattet oversikt over antatt investeringsbehov i Norge tilknyttet det

regionale kraftnettet og sentralnettet fra 1995 og 10 år frem i tiden. Det gis her bla. opplysninger om: hvilke typer anlegg som vurderes bygget, noen tekniske data for anleggene, i hvilket område de er planlagt og når de planlegges satt i drift. Et grovt estimat av kostnadene ved prosjektene vil også fremgå. NVE ønsker å hente opplysninger direkte fra de 22 regionale kraftsystemplanene og Statnetts plan for sentralnettet. En oversikt over de ulike effekt- og energiprognosene som er benyttet i planene er også kort beskrevet i denne publikasjonen. Detaljer om prosjektene kan finnes i hver enkelt områdeplan eller fås hos de planansvarlige (se vedlegg H).

Den nasjonal utbyggingsplanen er beregnet på NVE, myndigheter, bransjen etc. som arbeider med planlegging i kommuner, fylker, kraftselskaper o.l.

Denne utgaven av utbyggingsplanen har også til hensikt å formidle problemstillinger tilknyttet det å plukke ut informasjon fra de ulike kraftsystemplanene. Målsetningen er at planene for 1998 skal inneholde informasjon som letter kan sammenlignes og benyttes i nasjonale oversikter som denne. Problemstillinger tilknyttet investeringsavgift, prisstigning, referansetidspkt. (kroneverdi), presentasjon av prosjekter og prognoser (hva skal være med/definisjoner) skal avklares.

Kommentarer til tallene i denne utgaven av utbyggingsplanen vil kun gis på et overordnet nivå. Dette fordi det er til dels store sprik eller usikkerhet i hva som er inkludert i de ulike tallverdiene i de nåværende planene. NVE vil også gi eksempler på aktuelle sammenstillinger og diagrammer som på en lettfattelig måte kan være med å beskrive de aktuelle investeringene i regional og sentralnettet.

2 Forutsetninger

2.1 Tidsaspektet

Ettersom de ulike regionale kraftsystemplanene er blitt innlevert på ulike tidspunkter vil kroneverdien i de ulike investeringskalkylene være forskjellige. Noen planer ble innlevert i 1993 og benytter 1993 - verdien som basis for sine kalkyler. Andre planer ble innlevert i 1995 og benytter 1995 - verdien som basis for sine kalkyler. Prisstigningen skaper usikkerhet når vi skal sammenligne tallene i regionenes kraftsystemplaner for å lage nasjonale oversikter. Tabellen 1.1 i vedlegg A viser når de ulike kraftsystemplanene er levert.

Tallene i kalkylene kan justeres ved å diskontere de estimerte investeringsutleggene med prisstigningen. Dette vil gi en mer entydig nåverdi for disse utleggene som dermed blir sammenlignbare. I denne utgaven av utbyggingsplanen vil ikke kostnadene bli justert for prisstigningen. Investeringene blir heller ikke diskontert til et bestemt årstall, fordi investeringstidspunktene er ofte svært usikre.

Prisstigningen er forskjellig for de ulike anleggstyper:

Linjer : 6%

Trafoer : 3 % økning 66/22
13% økning på byggearbeider 132/22
Ellers ingen stigning

Sjøkabler : 15%

Jordkabler : 8% økning Al 240
26% minking Al 1000
19% minking Al 1600

Fasekomp. : 6%
13% økning statisk komp.

Disse tallene viser forskjellen i prisstigningen fra 1991 til 1995 (kilde:NVEs kostnadskataloger, leverandører).

1995 = Nåverdi (Dagens Dato)
2005 = Neste planperiode

2.2 Usikkerhet

Estimerte kostnader

1996 > Relativt sikre tall. 5-10 % usikkerhet.
2005 > Relativt usikre tall. 30-40 % usikkerhet.

2.3 Nett

Hovednettet:
Det landsomfattende elektriske ledningsnettet på de høyeste spenningsnivåer [132kV-420kV], med tilhørende koblings- og transformatorstasjoner, samt regionalnett som har betydning for driften av dette. Unntatt er 132kV kabelanlegg som er bygget innenfor områdekonsesjonen.

Sentralnettet: Sentralnettet er i dag en del av hovednettet og er den administrative betegnelsen på det landsomfattende nettverk av kraftoverføringsanlegg som binder landet sammen og som muliggjør et landsomfattende kraftmarked. Sentralnettets utstrekning definerer i stor grad det primære virkeområdet for et nasjonalt kraftmarked ved at aktører tilknyttet sentralnettet vil ha en selvstendig tilknytningskontrakt med Statnett SF og en enkel adgang til markedene som organiseres av Nord Pool ASA. Spenningsnivå 420kV, 300kV og 132kV.

Regionalnettet (hovedfordelingsnettet): Alt nett som ikke inngår i hovednettet eller som omfattes av områdekonsesjon. Spenningsnivå <22kV, 132kV>.

Distribusjonsnettet: Alt nett som omfattes av områdekonsesjonen. Spenningsnivå [230V, 22kV].

De nasjonale oversiktene i denne publikasjonen gjelder i hovedsak bare for det regionale nettet og hovednettet.

2.4 Effekt- og energiprognoser

Der det ikke er oppgitt noen tallstørrelser, er det forutsatt en konstant relativ årlig vekst.

Effektproduksjon/Energiproduksjon måles ved kraftverkene (kraftstasjonsvegg, innmating til kraftsystemet).

Effektuttak/Energiforbruk måles hos kundene (matepunkter, utmating fra kraftsystemet).

Produsert energi i et planområde i løpet av 1 år [GWh]
\- Levert/forbrukt energi i planområdet i løpet av 1 år (inkl. tap) [GWh]
= Energibalansen

Tilgjengelig effektproduksjon i kraftverkene i et planområde ved maksimal belastning (vinter) [MW] (makslasttimen)
\- Effektuttak. Den maksimale effekten som kan leveres kundene i området [MW]
= Effektbalansen

Prognose for energiproduksjonen:
Antatt produsert energi [GWh] i et planområde i løpet av et gitt år i planperioden (1995-2005).

Prognose for maksimal effektproduksjon (tilgjengelig effekt):
Antatt høyeste produsert effektverdi [MW] innenfor et planområde (som en kan gjøre seg nytte av i området) om vinteren i et gitt år i planperioden (1995-2005) tilknyttet hoved, regional og distribusjonsnettet (temperaturkorrigert for sammenligninger fra år til år) i makslasttimen.

Tilgjengelig ytelse i høylast er forutsatt å utgjøre 87% av installert effekt i Norge. En del elvekraftverk vil ha betydelig lavere tilgjengelighet.

Prognose for energiforbruket:
Antatt forbruk av energi [GWh] i et planområde i løpet av et gitt år i planperioden (1995-2005) (inklusive tap).

Dimensjonerende effektuttak:
Som dimensjonerende belastning forutsettes vanligvis det (ikke-utkoblbare) forbruk i [MW] som forventes ved temperaturforhold (3-døgnsmiddel) som statistisk inntreffer med 10 års returtid (referanse for Statnetts anlegg) eller det (ikke-utkoblbare) forbruk i [MW] som forventes ved temperaturforhold (3-døgnsmiddel) som statistisk inntreffer med 2 års returtid. I tillegg til å bestemme referansetemperatur, er det nødvendig å vite forbrukets temperaturfølsomhet for å kunne korrigere målte maksimalbelastninger. Temperaturfølsomheten for alminnelig forsyning er minst om vinteren og adskillig høyere om våren/høsten.

Prognoser for lastutvikling i et planområde er en av de viktigste parametrene som er med på å bestemme utbyggingen av nettet.

Grunnlag for regionens (områdets) effektprognose bør være:
- kunders/everks behov de neste 10 år (nettkontrakter/spørreundersøkelser)
- fremtidig boligreisning, industriområder o.l
- kontroll vha. måleverdier (momentanverdier og timeverdier).

Ved maksimallast i et planområde vil temperaturen variere fra sted til sted. Kriterier for temperaturkorrigeringer må være klarlagt.

Sammenligning og oppfølging av registrerte lastuttak med prognoserte effekt- og energilaster (korrigering av prognosene) er svært viktig for å oppnå en så optimal utbygging av nettet som mulig.

Normal høylast: Belastning ved 3-døgns middeltemperatur som statistisk inntreffer hvert 2. år.

Ekstrem høylast: Belastning ved 3-døgns middeltemperatur som statistisk inntreffer hvert 10. år.

Brukstid: Forholdet mellom energiforbruk og belastning [GWh/MW]. Brukstiden varierer fra år til år. En temperaturkorrigert brukstid kan til dels beregnes ut i fra en temperaturkorrigert belastning og registrert forbruk.

Graddøgnstallet: Differansen mellom utetemperaturen og innetemperaturen på 17 °C. Differansen er summert for alle dager når utetemperaturen er lavere enn 11 °C om høsten og 9 °C om våren.

2.5 Andre begrensninger

Planene er fremstilt slik som de er lest. Forandringer utført i mellomtiden kommer ikke frem i denne publikasjonen. Det presiseres at planleggingsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for og omfang av nødvendige tiltak.

2.6 Noen forkortelser

kV :	kiloVolt	enhet for spenning
MW :	MegaWatt	enhet for aktiv effekt
MVA:	MegaVoltAmpere	enhet for tilsynelatende effekt
GWh:	Giga-Watt-timer	enhet for energi
SF_6 :	SvovelHexaFluorid	gass som inngår i kapslet koblingsanlegg
Mkr :	Millioner kroner	
Al :	Aluminium	
Fe :	Ferror (jern)	
FeAl :		kraftliner består ofte av en blanding av jern og aluminiumstråder
PEX :	kryssbundet polyetylen	benyttes som isolasjon i høyspenningskabler
Duplex:	dobbelt	duplexliner = to liner på samme faseoppheng
Triplex:	tredobbelt	triplexliner = tre liner på samme faseoppheng
SSK:	samleskinner	inngår i elektriske koblingsanlegg

3 Effekt- og energiprognoser

For å kunne vite noe om hvordan dagens nett vil klare fremtidige belastningsøkninger må en ha prognoser for det fremtidige forbruk.

For å finne frem til en prognose av maksimalt effektuttak i planområdet kan enkle metoder benyttes, som f.eks.:

* Årlig energiforbruk pr. innbygger prognoseres.
  Energiforbruket pr. innbygger (%-vis vekst) i planområdet settes lik fylkesgjennomsnittet som prognoseres av fylkeskommunen.

* Befolkningsutviklingen i området prognoseres.
  Kilder: Generalplaner, Statistisk Sentralbyrås (SSBs) prognoser.

* Brukstid for belastningen kartlegges og prognoseres.
  Brukstiden for belastninger = Energiforbruket (i året) [kWh]/Maksimal belastning (i året) [kW]

På grunnlag av disse prognosene beregnes så antatt utvikling av maksimalt effektuttak for planområdet.

3.1 Forutsetninger

- Når det gjelder prognoser, så er 1995 nivå estimert for planer som ble utgitt før 1995. Disse verdiene er trolig estimert uansett ettersom 1995 tallene ikke er klare før i begynnelsen av 1996.

- Se *også Forutsetninger (kap 2).*

- Statnett SF har forutsatt 1,5 % årlig lastøkning innen alminnelig forsyning i kraftsystemplanen for sentralnettet, med mindre andre opplysninger foreligger spesielt, og konstant uttak til kraftkrevende industri.

3.2 Tabeller

Effektbalanse i de ulike planområdene

Planområde	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1	-960	-990	-1080	-1085	-1105	-1125	-1140	-1170	-1175	-1195	-1350
2	-1409	-1437	-1465	-1493	-1522	-1552	-1577	-1602	-1628	-1654	-1680
3	-1999	-2038	-2078	-2119	-2163	-2203	-2241	-2280	-2320	-2360	-2401
4	-521	-533	-544	-554	-564	-575	-586	-596	-607	-618	-630
5	324	315	307	298	289	280	272	264	256	247	238
6	453	415	378	340	302	264	245	227	208	189	170
7	-704	-715	-727	-739	-751	-768	-776	-784	-793	-802	-810
8	1047	1006	965	923	882	840	831	822	813	804	794
9	60	56	52	48	99	94	89	85	80	75	70
10	-305	-324	-326	-345	-363	-373	-382	-390	-399	-389	-399
11	-695	-717	-740	-763	-786	-810	-693	-718	-744	-770	-797
12	1286	1277	1269	1260	1251	1242	1233	1223	1213	1204	1194
13	-13	-18	-42	-66	-91	-116	-139	-163	-187	-212	-237
14	1990	1987	1984	1981	1978	1974	1971	1967	1963	1960	1956
15	88	48	6	-36	-78	-120	-190	-260	-330	-400	-470
16	122	101	80	58	36	16	-4	-24	-44	-65	-86
17	-146	-152	-162	-171	-181	-190	-197	-203	-210	-217	-224
18	903	903	903	875	875	875	875	875	875	875	875
19	180	177	174	170	167	163	160	156	152	148	145
20	177	171	164	158	152	145	139	132	125	118	111
21	-84	-92	-99	-106	-113	-120	-127	-135	-142	-150	-158
22	-178	-184	-174	-178	-182	-186	-191	-196	-201	-206	-211
Totalt	-384	-744	-1155	-1544	-1868	-2245	-2428	-2770	-3095	-3418	-3900

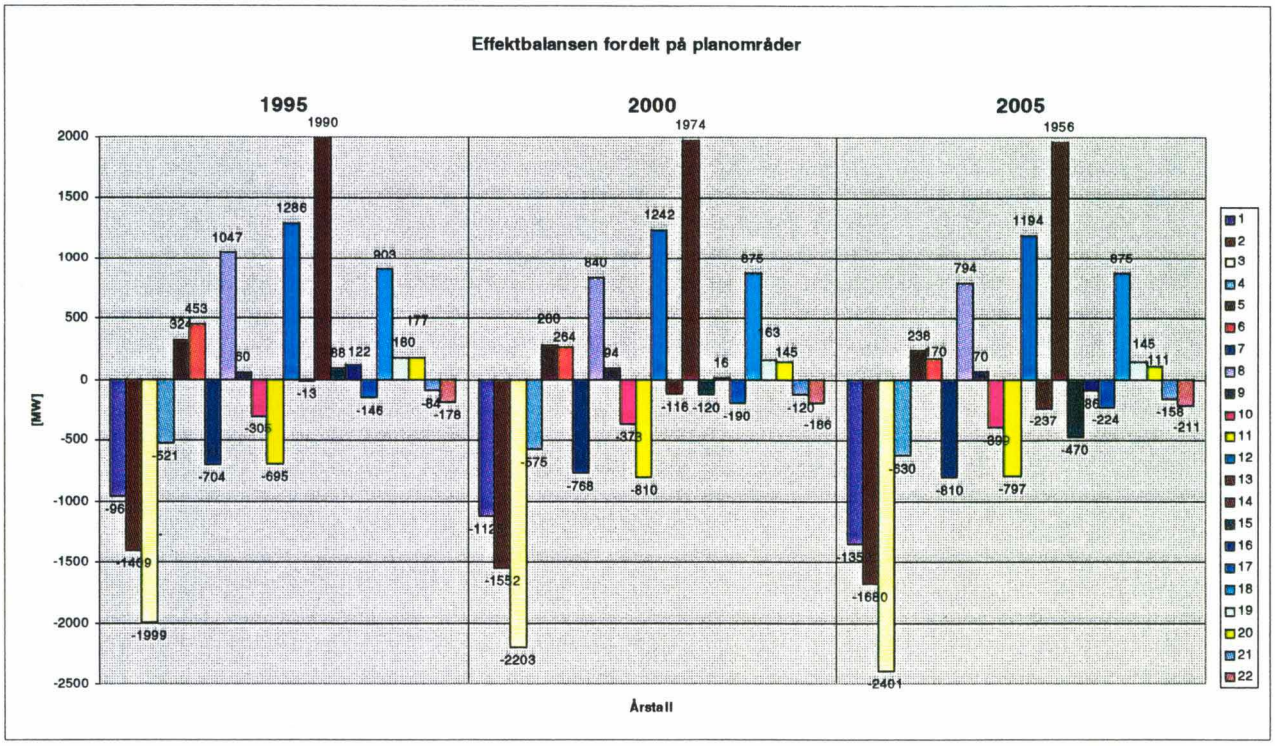
Energibalanse - i de ulike planleggingsregioner

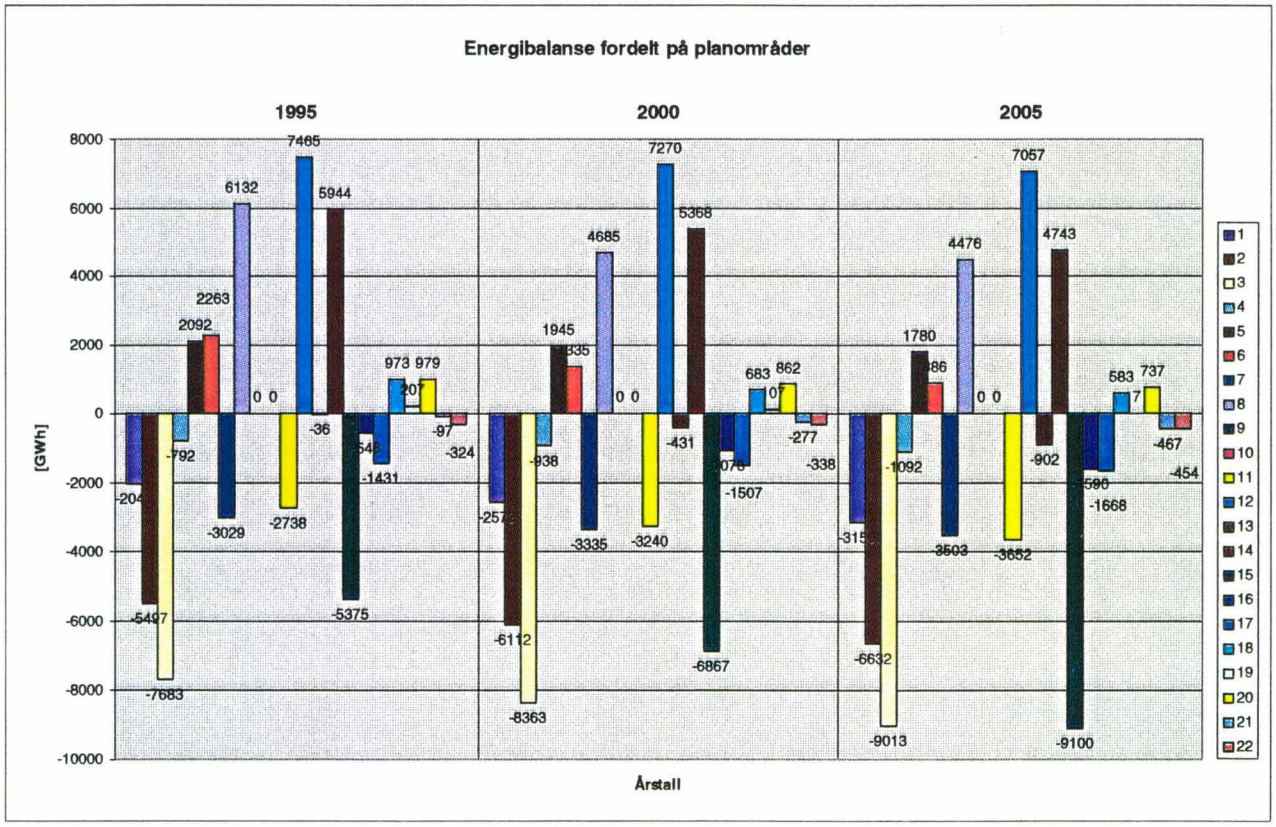
Planområde	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1	-2041	-2144	-2249	-2355	-2463	-2573	-2685	-2799	-2914	-3031	-3150
2	-5497	-5616	-5736	-5859	-5984	-6112	-6213	-6316	-6420	-6525	-6632
3	-7683	-7796	-7909	-8026	-8144	-8363	-8489	-8617	-8747	-8879	-9013
4	-792	-820	-849	-878	-908	-938	-968	-998	-1029	-1060	-1092
5	2092	2063	2034	2005	1975	1945	1913	1880	1847	1814	1780
6	2263	2078	1892	1707	1521	1335	1246	1156	1066	976	886
7	-3029	-3082	-3137	-3192	-3249	-3335	-3373	-3413	-3423	-3463	-3503
8	6132	5828	5597	5293	4989	4685	4644	4602	4560	4518	4476
9	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt
10	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt
11	-2738	-2834	-2932	-3033	-3135	-3240	-3200	-3309	-3421	-3535	-3652
12	7465	7427	7388	7349	7309	7270	7229	7187	7144	7141	7057
13	-36	-50	-142	-237	-334	-431	-522	-615	-710	-805	-902
14	5944	5833	5719	5604	5487	5368	5247	5124	4999	4872	4743
15	-5375	-5473	-5510	-5547	-5585	-6867	-6898	-6927	-9046	-9073	-9100
16	-548	-652	-758	-867	-977	-1078	-1177	-1278	-1380	-1484	-1590
17	-1431	-1377	-1349	-1412	-1466	-1507	-1539	-1571	-1603	-1635	-1668
18	973	963	953	703	693	683	663	643	623	603	583
19	207	187	167	147	127	107	87	67	47	27	7
20	979	956	933	910	886	862	837	813	788	762	737
21	-97	-132	-168	-204	-241	-277	-314	-351	-389	-431	-467
22	-324	-301	-274	-276	-315	-338	-363	-386	-410	-433	-454
Totalt	-3536	-4942	-6330	-8168	-9814	-12804	-13875	-15108	-18418	-19641	-20954

Kommentarer til grunnlaget for tallene i effekt- og energibalansen er gitt i vedleggene B-E. Totalsummen gir ikke et riktig bilde av situasjonen i landet som helhet. Den gir kun en beskrivelse av utviklingen/tendenser fremover. **I de regionale planene er det benyttet målinger feks. mht. makslast som er foretatt på ulike tidspunkt (makslasttime) i de forskjellige planområdene og innenfor et planområde. Tallene kan derfor ikke uten videre slås sammen til en landsomfattende oversikt.**

3.3 Grafer

Grafisk framstilling av tabellene i kapittel 3.2.





3.4 Kommentar

NVE, Energiavdelingen, opererer med følgende tall (Pr.01.01.96):
Installert maksimal stasjonsytelse i det norske produksjonssystemet er nå ca. 27600 MW, hvorav bare 265 MW er varmekraft. Ny effekt tilknyttet de nye kraftprosjekter som NVE vet vil komme, vil øke den samlede effekten med vel 200 MW frem til år 2000 og videre med 350 MW i år 2004.

Effektbehovet i alminnelig forsyning er beregnet ut fra en brukstid på 4960 timer, i tillegg er det gjort et påslag på 4 % for å temperaturkorrigere forbruket til det som kan forventes å bli overskredet hvert annet år (2 års returtid). Brukstiden på 4960 timer er registrert som gjennomsnitt for alminnelig forsyning i perioden 1980 - 1993.

For vannkraftverkene regnes i gjennomsnitt at 87 % av installert ytelse er tilgjengelig under høylast.

Revisjoner og feil	4 %
Hydrologiske begrensninger	8 %
Andre grunner	1 %

For kraftintensiv industri er brukstiden satt til 8560 timer.

Energibalanse:
Midlere produksjonsevne - temperaturkorrigert fastkraftforbruk (dvs. kraftintensiv industri pluss alminnelig forsyning) = ca. 4,5 TWh i 1995. Noe kraftoverskudd i tradisjonell forstand har vi ikke lenger. Det har imidlertid ikke alltid vært like lett å være klar over den underliggende, reelle energibalansen.

To forhold som har bidratt til dette er:
* tilsig gjennomgående over det normale
* milde vintre.

Effektbalansen:
NVE anslår effektoverskuddet i maksimallastsituasjon for dagens system å være ca. 3000 MW vel å merke i ikke spesielt kalde vintre. Det er før eksportforpliktelser og elektrokjel-forbruket er trukket fra. Elektrokjelene har for øvrig ligget inne med ca. 1000 MW ved tidspunktet for makslast de seneste år. Ellers er det tatt hensyn til effektreserven på 1200 MW i følge overenskomst om utøvelse av systemansvaret.

4 Investeringer

Grunnlaget for den nasjonale utbyggingsplanen er de 22 innsendte regionale kraftsystem-planene og Statnetts plan for Sentralnettet. Noen forenklinger har vært nødvendig for å få en mer lettlest oversikt. Dersom det er gjort endringer på de opprinnelige dataene er dette kommentert. Nasjonalplanen er inndelt etter områdenummer (se vedlegg H). For de ulike områdene klassifiseres opplysningene i kategorier som :

- spenningsnivå
- type anlegg
- nytt eller modernisert
- tekniske data
- antall komponenter og hvor mange kilometer
- viklingsforhold
- område nr.
- eier
- område/region
- planlagt i drift (år)
- estimerte kostnader
- kommentarfelt

4.1 Forutsetninger

4.1.1 Tidsaspektet

Den nasjonale oversikten viser ikke pengestrømmen til investeringene. Den angir bare hvor mange kroner det er planlagt idriftsatt nye anlegg for i de ulike år i planperioden. Utlegget til den aktuelle investeringen vil normalt være spredt over et større tidsrom. Noen regioner har med kontantstrømmen i sine kalkyler, men det vil ikke bli tatt hensyn til her. Det er viktig å være klar over denne skjevheten i fremstillingen. En del regioner vil nok også sette opp "runde" årstall fordi de er usikre på planlagt idriftsettelsesdato.

Det opprinnelige tidsintervallet er notert i kommentarfeltet. Eks:

1996 - 1997 ⇒ 1997
1996 - 1998 ⇒ 1997
1996 - 1999 ⇒ 1998
1996 - 2001 ⇒ 2001

4.1.2 Sorteringsnøkler

Felter som det vil bli sortert på:

- spenning
- anlegg
- område nr.
- planlagt idriftsettelsesdato

Felter som må betraktes som rene informasjonsfelter:
- tekniske data
- kommentarer
- område/region

4.1.3 Kostnadsjusteringer

I forbindelse med investeringsutleggene har vi også problemet med investeringsavgift og renter i byggetiden. Investeringsavgiften er den samme for alle anlegg, men problemet er at noen regioner inkluderer avgiften i sine kalkyler mens andre gjør det ikke.

Renter i byggetiden er neglisjert. Det betyr at den merkostnaden som lang byggetid har i forhold til kort byggetid ikke kommer frem i kalkylene.

Justeringer på grunnlag av investeringsavgiften er ikke gjort. Ved å se i tabell 1.1 i vedlegg A finner man en oversikt over hvilke planregioner som har kalkulert med denne avgiften i sine kalkyler og hvem som ikke har oppgitt noe om dette.

4.2 Definisjon av feltene i vedlegg F og G

- *Spenning*

Viser anleggets planlagte spenningsnivå målt i kV. Noen everk bygger ut en 132 kV linje, men driver den midlertidig på 66 kV. Det vil da stå 132 kV i spenningsfeltet. Ved transformatorstasjoner vil det høyeste spenningsnivået stå i dette feltet.

- *Anlegg*

Anleggene er klassifisert etter disse punktene :

Linje	:	luftlinjer
Kabel	.	jordkabler og sjøkabler
Linje/Kabel	:	kombinerte linjer og kabler som ikke er differensiert kostnadsmessig
Trafost.	:	transformatorstasjoner
Kobl. anl.	:	koblingsanlegg
Fasekomp.	:	fasekompenseringsutstyr
Spole	:	jordingsspoler
Omf. st.	:	omformerstasjoner

- *Ny/Mod*

Ny	=	Nytt anlegg,
Mod.	=	Modernisert anlegg.

En linje klassifiseres som *Ny* dersom tråden er ny. Oppgradering av gamle linjer med nytt linetverrsnitt klassifiseres dermed som *Ny*. Med modernisert linje menes for eksempel utskifting av isolatorer, nye master mv.

En transformatorstasjon klassifiseres som *Ny* dersom en transformator skiftes ut. Utskifting av felter mv. regnes som en modernisering.

- *Anleggstype/Tekniske data*

Her er de komponenter som er nye eller moderniserte spesifisert. I forbindelse med nye transformatorstasjoner er det alltid totalt antall MVA som er oppgitt i dette feltet.

- *Antall komponenter*

Her er antallet av nye hovedkomponenter angitt. I en linje blir duplex angitt som 2 komponenter, triplex som 3 komponenter osv. For transformatorstasjoner blir f.eks. 2x60 MVA angitt som Tekniske data = 120 MVA, Antall komponenter = 2.

- *Lengde*

Angir lengden til en linje eller kabel i kilometer.

- *Omr nr*

Angir nummeret til planområdet.

- *Eier*

Angir hvem som er den juridiske eieren av det aktuelle anlegget.

- *Område/Region*

Angir det geografiske stedet der anlegget skal plasseres (er plassert).

- *Planlagt idrifts. dato*

Angir årstall for planlagt drift av anlegget (det mest sannsynlige).

- *Estimerte kostnader*

Angir kostnaden for investeringene. Kostnad neddiskontert til analyseperiodens første år. Byggekostnadene skal ikke inkludere merverdiavgift eller renter i byggetiden. Investeringsavgift og kostnader til administrasjon, planlegging og lager skal tas med.

Alle investeringskostnader knyttet til vurderte overføringsanlegg skal tas med. Restverdien av anlegg som har en levetid som går utover analyseperioden skal også være med. Det er også naturlig å ta med eventuelle rivningskostnader hvis det blir aktuelt å rive eksisterende anlegg. Hvis anlegget rives før den økonomiske levetiden er utløpt, bør det vurderes hvorvidt restverdien av anlegget kan realiseres eller ikke.

- *Kommentar*

Opplysninger av interesse for det enkelte investeringsobjekt.

4.3 Statnett SFs plan for sentralnettet

Statnetts kraftsystemplan for sentralnettet er fra 1 des. 1993. I august 1996 kom det ut et tillegg og oppdatering av denne. I kraftsystemplanen er det skilt mellom 3 kategorier av mulige nødvendige investeringer.

Kategori 1 omfatter investeringer som er utredet og vedtatt, eller fremlagt for vedtak, eller som antas fremlagt for vedtak i løpet av 1996. Tidspunktene kan bli forskjøvet i forhold til det som er angitt i planen.

Kategori 2 omfatter tiltak som for tiden vurderes eller blir vurdert i løpet av nær fremtid. Flere av de tiltak som relateres til kraftutveksling med utlandet og gasskraftverk er alternativer til hverandre.

Kategori 3 omfatter andre mulige prosjekter. Disse ligger lengre frem i tid og er mer usikre. En del av prosjektene som beskrives, vil også innbyrdes ekskludere hverandre. Kostnadsoverslag oppgis ikke.

Statnett vil måtte revidere planen fortløpende ved behov. Statnett planlegger en omfattende revisjon av planen i løpet av 1997/98.

Se vedlegg F for detaljer.

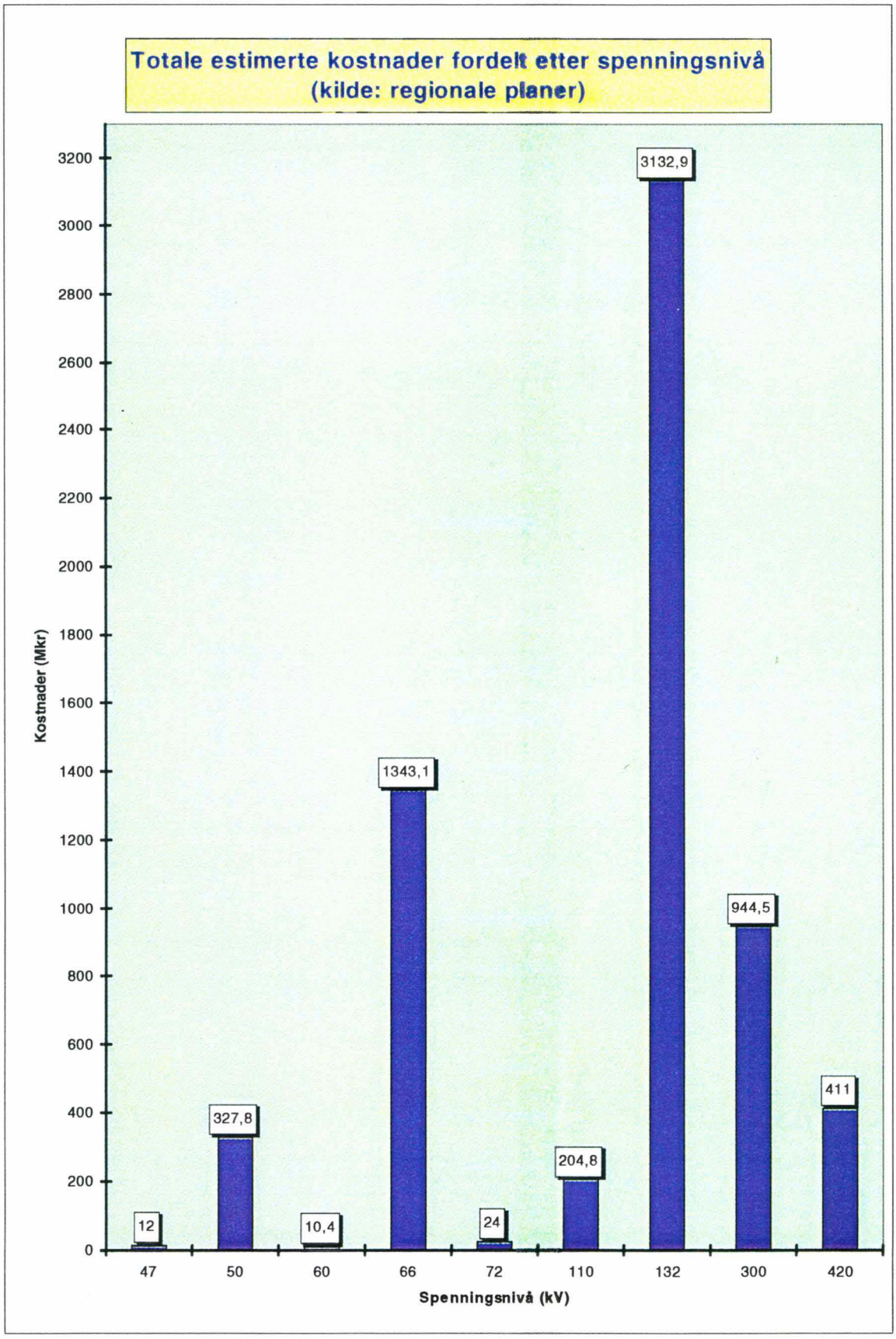
4.3 Tabeller

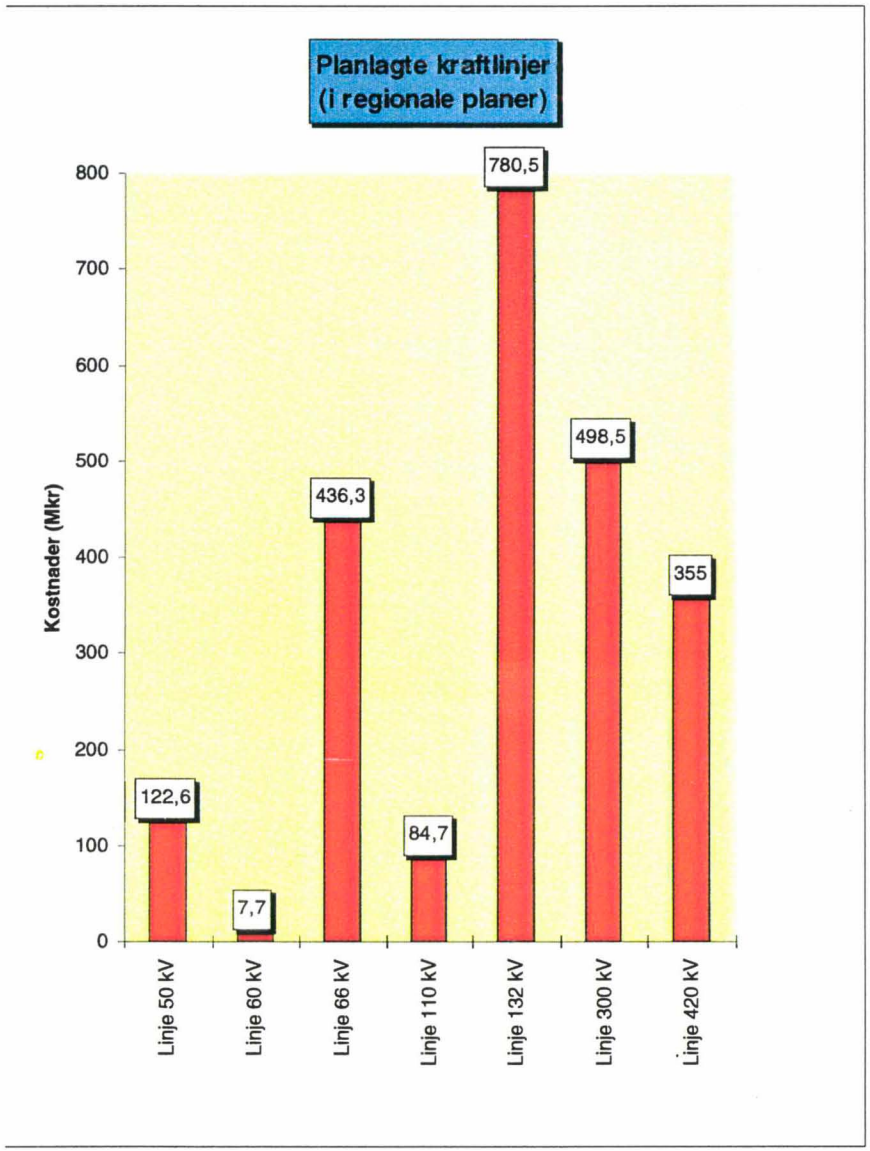
Tall hentet fra de 22 regionale kraftsystemplanene:

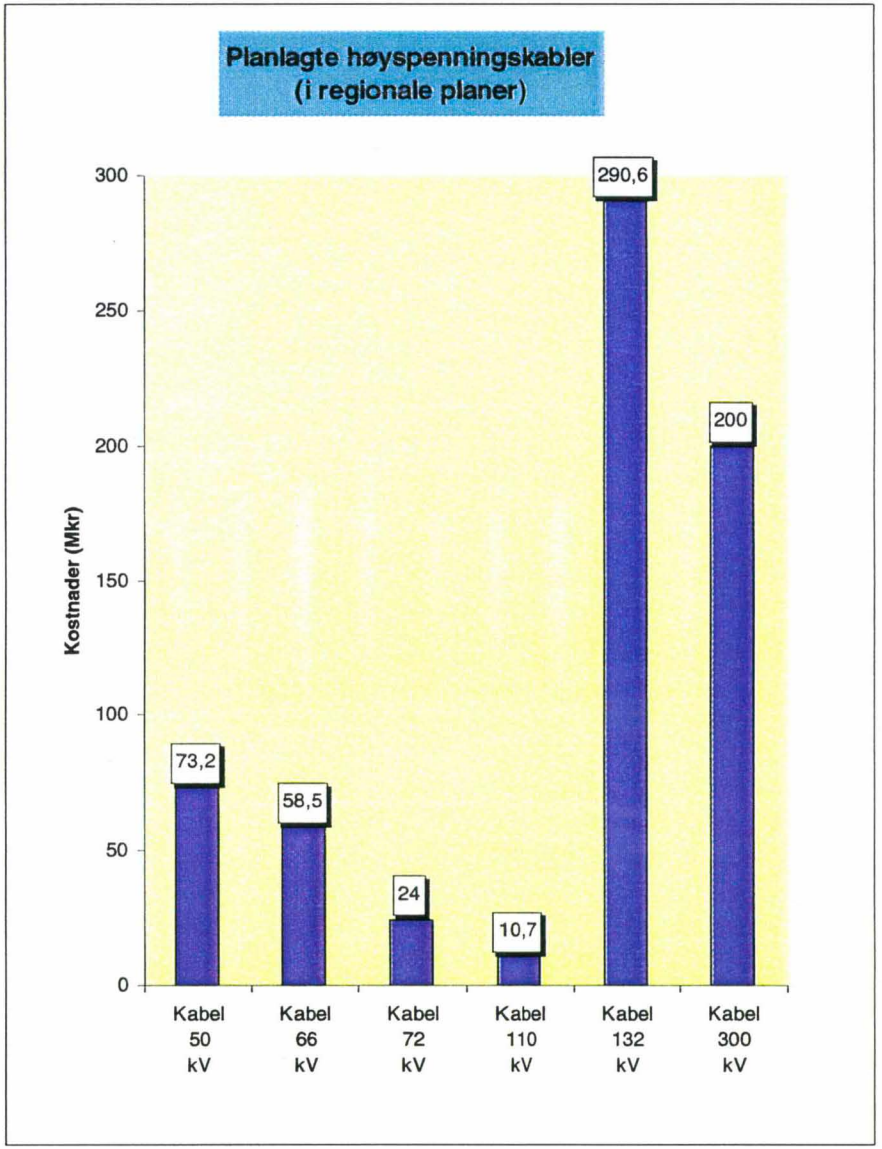
Investeringer fordelt etter spenningsnivå:

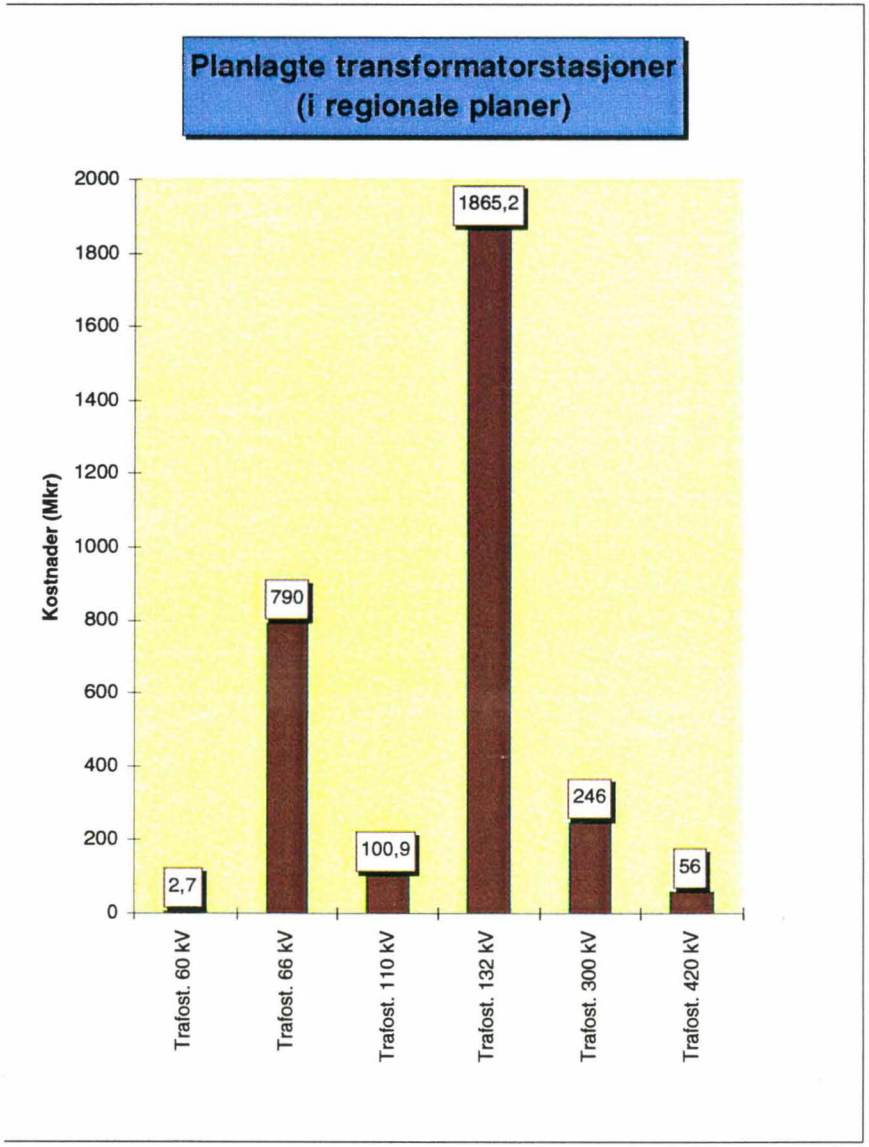
U(kV)	Estimerte kost (Mkr)	
47	12	0,19%
50	327,8	5,11%
60	10,4	0,16%
66	1343,1	20,95%
72	24	0,37%
110	204,8	3,19%
132	3132,9	48,87%
300	944,5	14,73%
420	411	6,41%
Samlet total:	**6945,2**	**100,00%**

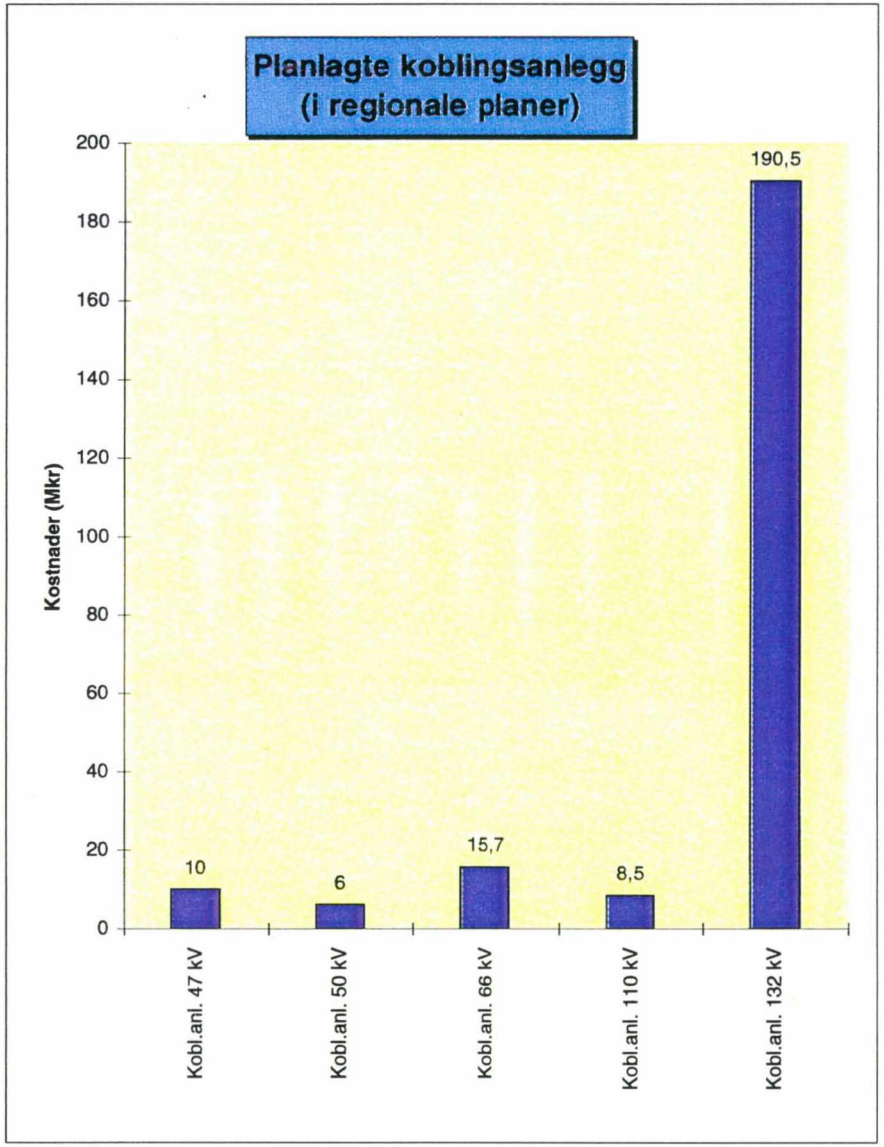
4.4 Grafer

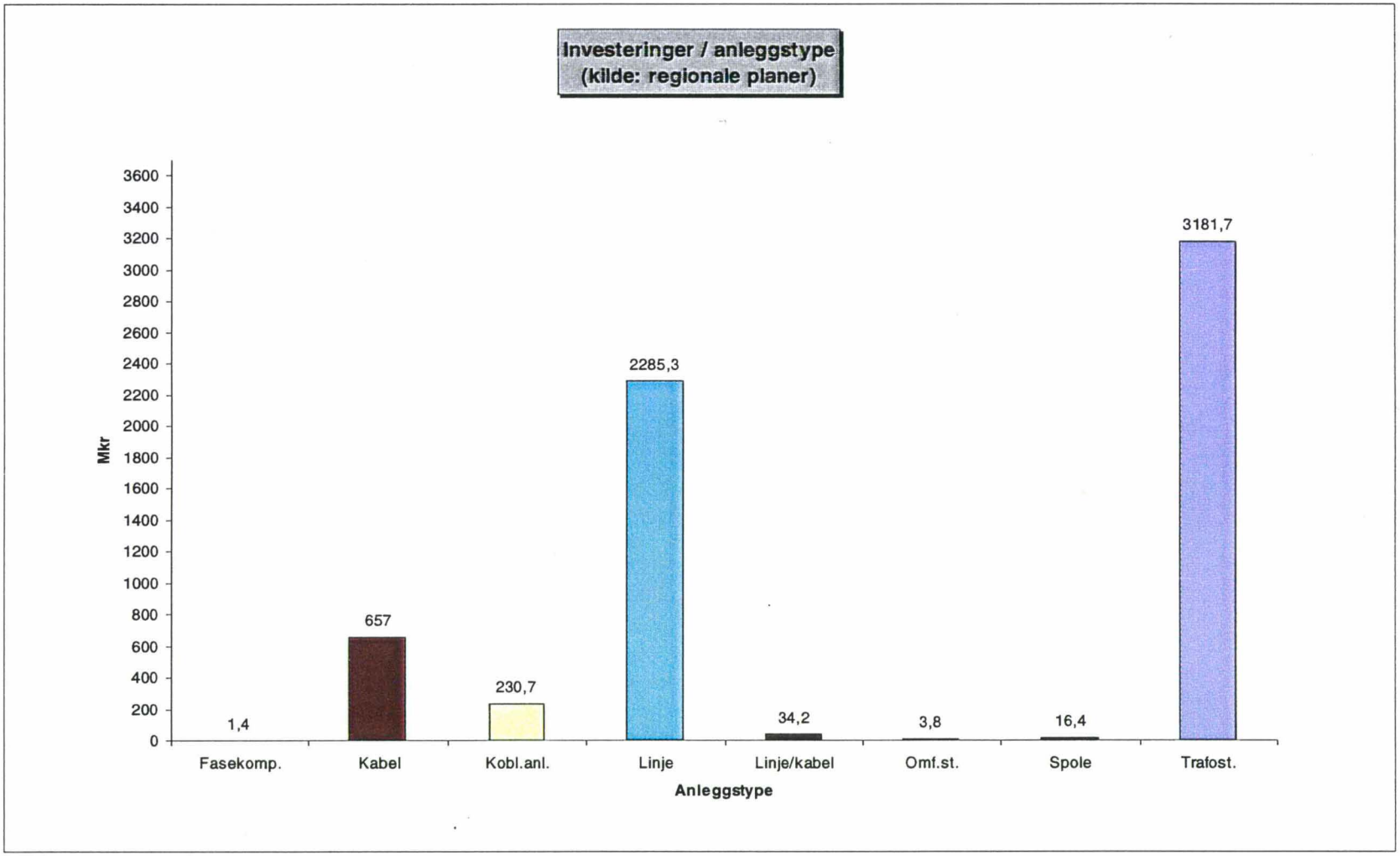

Totale estimerte kostnader fordelt etter spenningsnivå
(kilde: regionale planer)
Kostnader (Mkr)
3200
3000
2800
2600
2400
2200
2000
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
12
327,8
10,4
1343,1
24
204,8
3132,9
944,5
411
47
50
60
66
72
110
132
300
420
Spenningsnivå (kV)

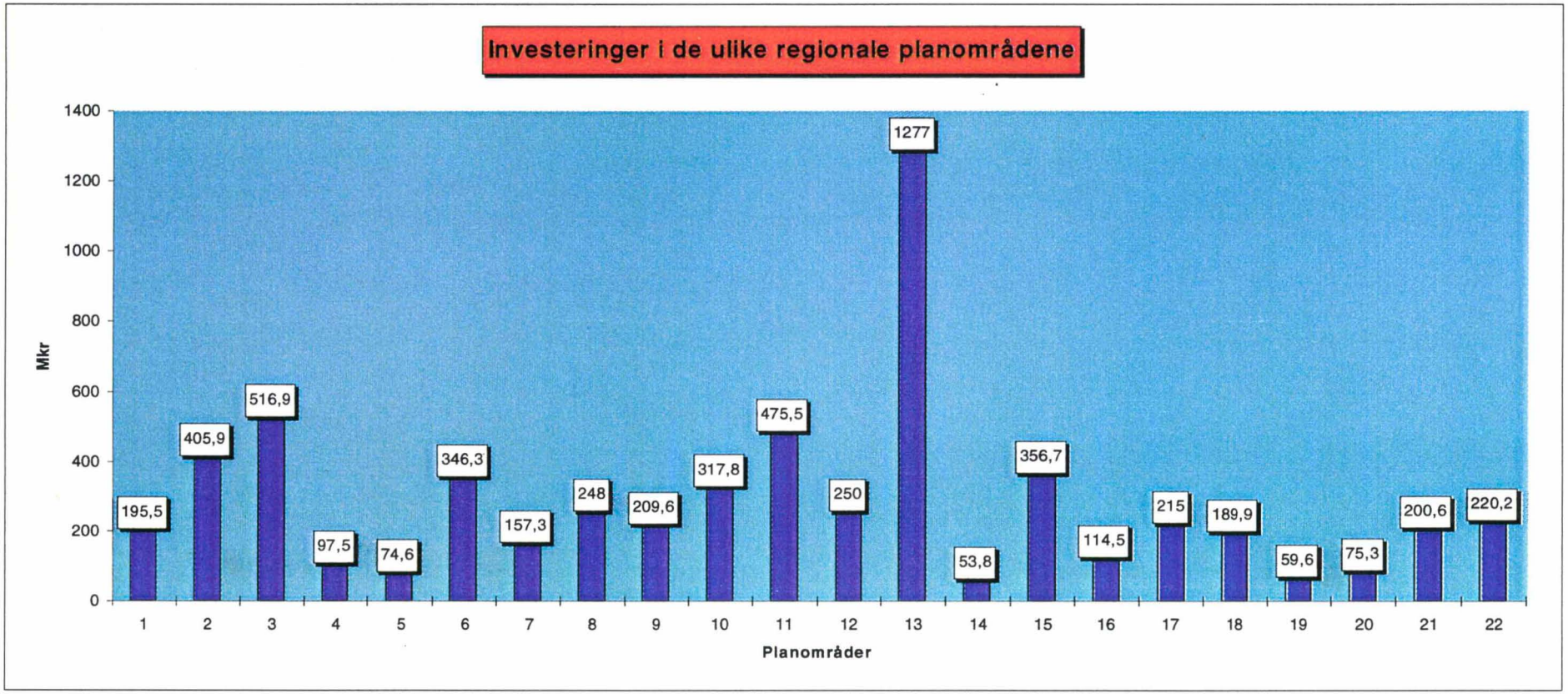

Planlagte kraftlinjer
(i regionale planer)
Kostnader (Mkr)
0
100
200
300
400
500
600
700
800
122,6
7,7
436,3
84,7
780,5
498,5
355
Linje 50 kV
Linje 60 kV
Linje 66 kV
Linje 110 kV
Linje 132 kV
Linje 300 kV
Linje 420 kV


Planlagte høyspenningskabler
(i regionale planer)
Kostnader (Mkr)
0
50
100
150
200
250
300
73,2
58,5
24
10,7
290,6
200
Kabel 50 kV
Kabel 66 kV
Kabel 72 kV
Kabel 110 kV
Kabel 132 kV
Kabel 300 kV


Planlagte transformatorstasjoner
(i regionale planer)
Kostnader (Mkr)
2000
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2,7
790
100,9
1865,2
246
56
Trafost. 60 kV
Trafost. 66 kV
Trafost. 110 kV
Trafost. 132 kV
Trafost. 300 kV
Trafost. 420 kV

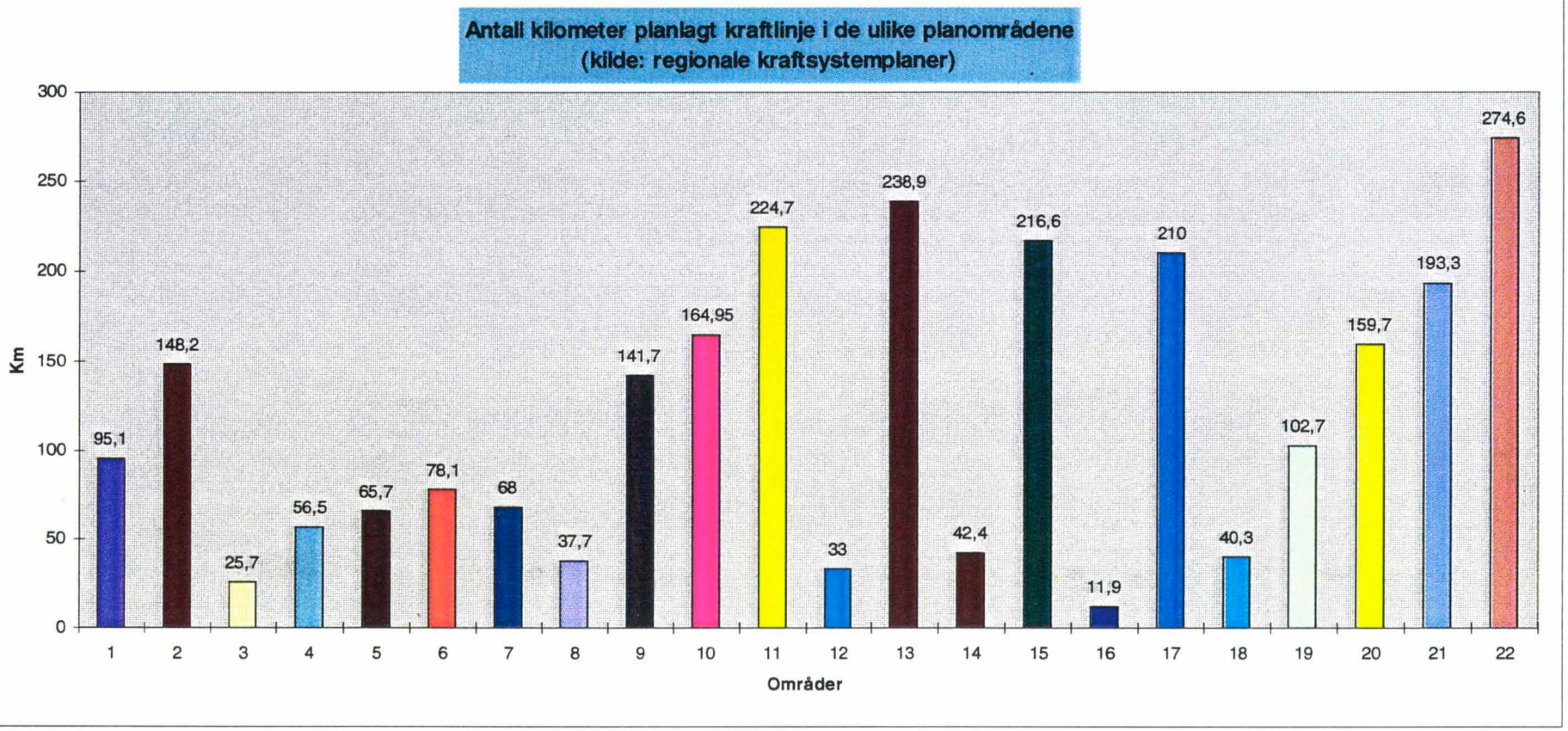

Planlagte koblingsanlegg
(i regionale planer)
Kostnader (Mkr)
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
10
6
15,7
8,5
190,5
Kobl.anl. 47 kV
Kobl.anl. 50 kV
Kobl.anl. 66 kV
Kobl.anl. 110 kV
Kobl.anl. 132 kV


Investeringer / anleggstype
(kilde: regionale planer)
Mkr
3600
3400
3200
3000
2800
2600
2400
2200
2000
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
1,4
657
230,7
2285,3
34,2
3,8
16,4
3181,7
Fasekomp.
Kabel
Kobl.anl.
Linje
Linje/kabel
Omf.st.
Spole
Trafost.
Anleggstype



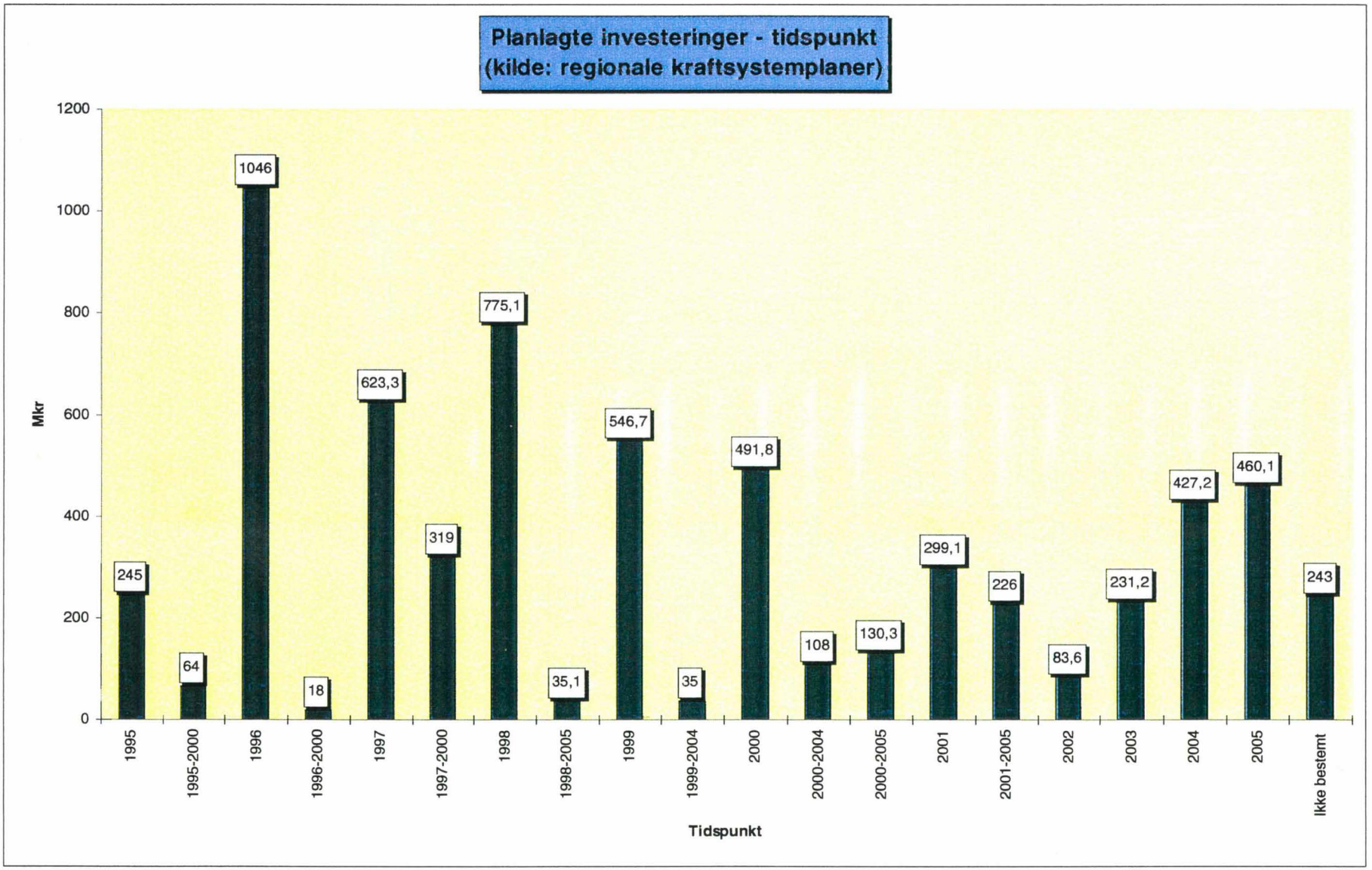
Planområder

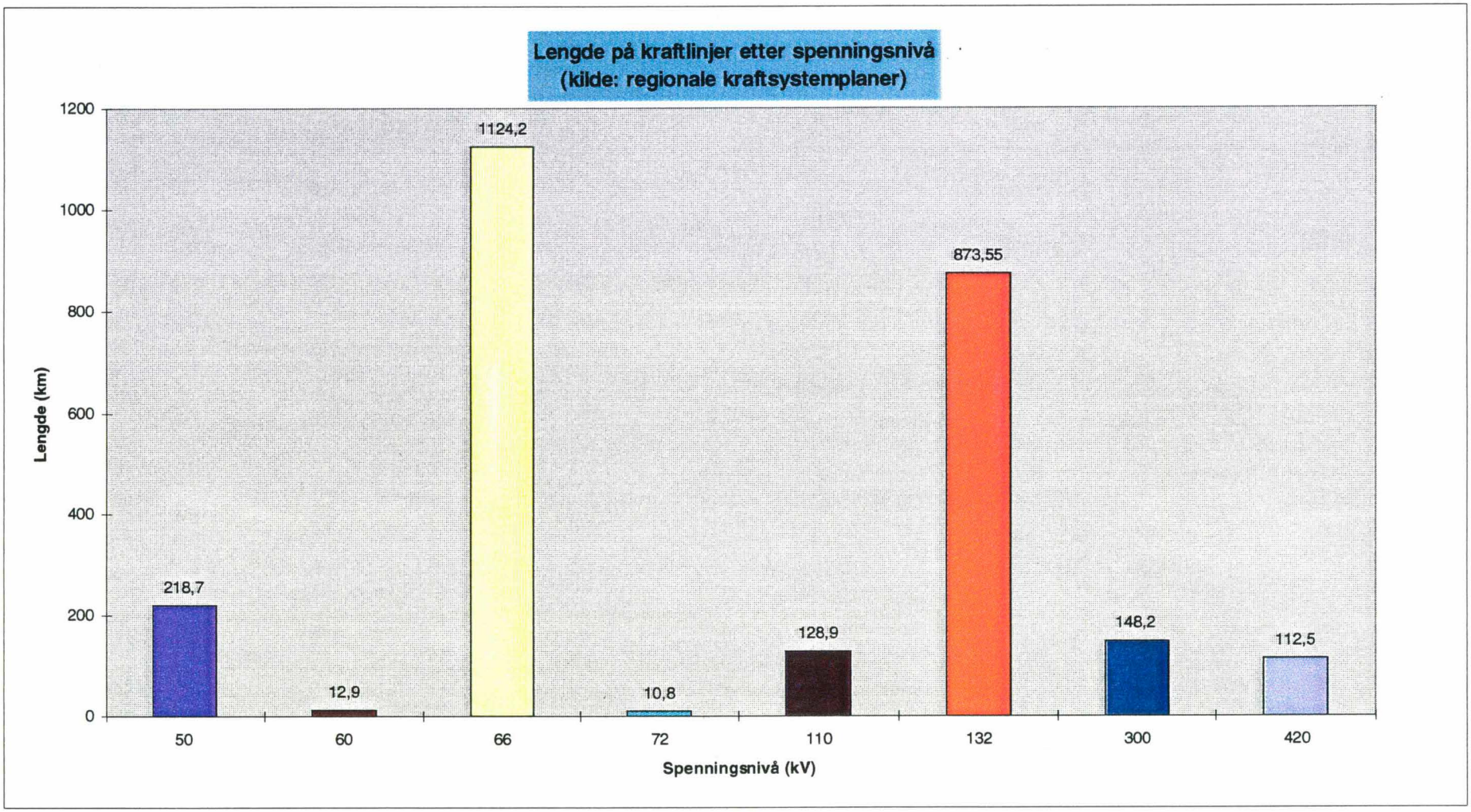
1	Østfold	7	Vestfold	13	Hordaland : Resten	18	Helgeland
2	Akershus	8	Telemark	14	Sogn og Fjordane	19	Salten-området
3	Oslo	9	Aust-Agder	15	Møre og Romsdal	20	Nordre Nordland og Sør-Troms
4	Hedmark	10	Vest-Agder	16	Sør-Trøndelag	21	Troms: Resten
5	Oppland	11	Lyse-området	17	Nord-Trøndelag	22	Finnmark
6	Buskerud	12	Nord-Rogaland og Sunnhordland				

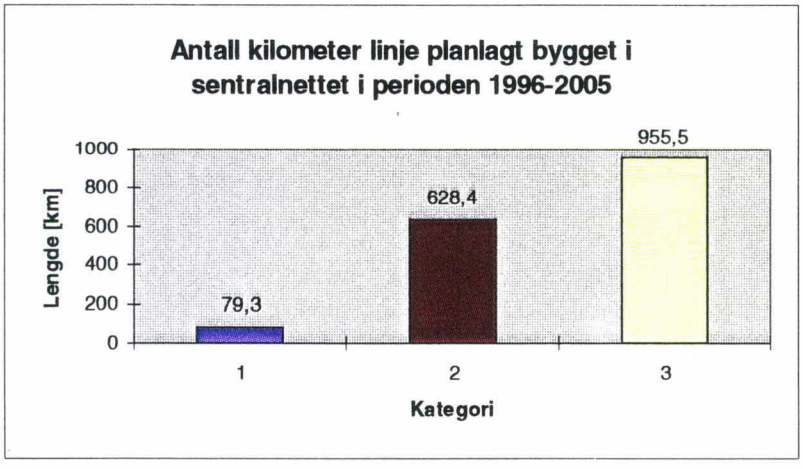


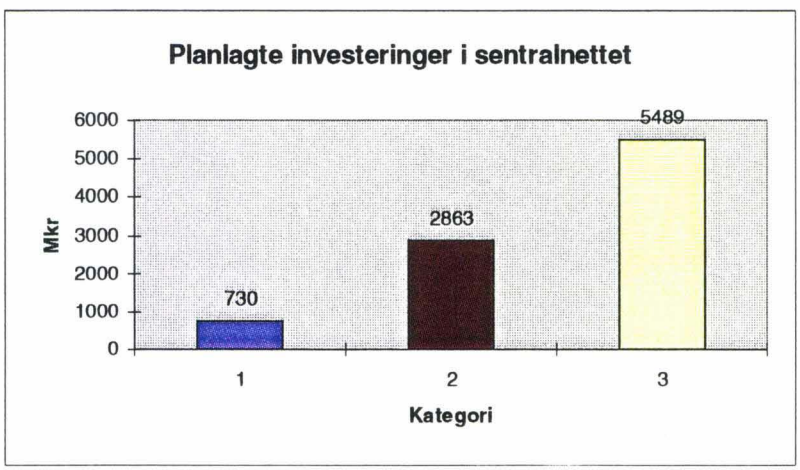
Planområder

1	Østfold	7	Vestfold	13	Hordaland : Resten	18	Helgeland
2	Akershus	8	Telemark	14	Sogn og Fjordane	19	Salten-området
3	Oslo	9	Aust-Agder	15	Møre og Romsdal	20	Nordre Nordland og Sør-Troms
4	Hedmark	10	Vest-Agder	16	Sør-Trøndelag	21	Troms: Resten
5	Oppland	11	Lyse-området	17	Nord-Trøndelag	22	Finnmark
6	Buskerud	12	Nord-Rogaland og Sunnhordland				


Planlagte investeringer - tidspunkt
(kilde: regionale kraftsystemplaner)
Mkr
1200
1000
800
600
400
200
0
245
64
1046
18
623,3
319
775,1
35,1
546,7
35
491,8
108
130,3
299,1
226
83,6
231,2
427,2
460,1
243
1995
1995-2000
1996
1996-2000
1997
1997-2000
1998
1998-2005
1999
1999-2004
2000
2000-2004
2000-2005
2001
2001-2005
2002
2003
2004
2005
Ikke bestemt
Tidspunkt


Lengde på kraftlinjer etter spenningsnivå
(kilde: regionale kraftsystemplaner)
Lengde (km)
1200
1000
800
600
400
200
0
218,7
12,9
1124,2
10,8
128,9
873,55
148,2
112,5
50
60
66
72
110
132
300
420
Spenningsnivå (kV)


Antall kilometer linje planlagt bygget i sentralnettet i perioden 1996-2005
Lengde [km]
1000
800
600
400
200
0
79,3
628,4
955,5
1
2
3
Kategori


Planlagte investeringer i sentralnettet
Mkr
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
730
2863
5489
1
2
3
Kategori

4.5 Kommentar

Effektbalanse.
Planområdene 5, 6, 8, 9, 12, 14, 15, 16, 18, 19 og 20[1] har overskudd i effektbalansen i perioden 1995-2005. Prognosene viser en markert økning i effektforbruket i årene som kommer. Dimensjonerende effektuttak er antatt å øke med gjennomsnittlig ca. 1,8 % pr. år, mens det er forutsatt en økning på ca. 0,14 % i maksimal effektproduksjon pr. år. I Statnetts plan for sentralnettet er det forutsatt 1,5 % årlig lastøkning innen alminnelig forsyning, med mindre andre opplysninger foreligger spesielt, og konstant uttak til kraftkrevende industri.

Energibalanse:
Planområdene 5, 6, 8, 12, 14, 18, 19 og 20[1] har overskudd i energitilgangen innenfor planområdet (mangler prognose for energiforbruk/-produksjon i Agder-fylkene). Prognosene viser en markert økning i energiforbruket i Norge i årene som kommer. Energiforbruket antas å øke med gjennomsnittlig ca. 1,7 % pr. år, mens det er forutsatt en økning på ca. 0,1 % i energiproduksjonen pr. år.

Eksempler på investeringer i planperioden 1995-2005 (tall hentet fra de regionale planene):

* ca. 6 milliarder nkr (eksl. Statnetts investeringer).

* Ca. 49 % av investeringene vil skje på 132 kV nivå.
  - ca. 1,8 milliarder ifbm. bygging/modernisering av transformatorstasjoner.
  - ca. 190 millioner ifbm. bygging/modernisering av kobl.anl.
  - ca. 780 millioner ifbm. bygging/modernisering av linjer.
  - ca. 290 millioner ifbm. bygging/modernisering av kabler.

* Totalt er det planlagt å investere:
  - ca. 3,2 milliarder i transformatorstasjoner.
  - ca. 2,3 milliarder i linjer.

* De fleste investeringer skal skje i Hordaland (omr. nr. 13). Investeringer for ca. 1,3 milliarder (1995-2005).
  - Anlegg for 514, 2 millioner i drift i 1996 (av 836 millioner i perioden 1995-2000).
  - Anlegg for ca. 750 millioner planlegges satt i drift i perioden 2000-2005.

* I 1996 er det planlagt idriftsatt anlegg for ca. 1 milliard kroner.

* I Finnmark er det planlagt bygget hele 274 km linje (alt på 66 kV - nivå). Totalt i Norge er det planlagt ca. 2630 km kraftledning i planperioden 1995-2005.

* Totalt i Norge er det planlagt bygge ca. 1124 km linjer på 66 kV nivå og ca. 870 km på 132 kV nivå.

[1] Navn på området se vedlegg H

5 Diskusjon

Det vil alltid være usikkerhet knyttet til investeringer som planlegges utført fremover innenfor elsektoren. Både økonomiske og tekniske forhold vil endre seg i løpet av den 10 årsperioden som denne utbyggingsplanen beskriver. Men for å kunne gi et så riktig bilde av investeringene som mulig ut fra dagens situasjon, for landet som helhet, er det viktig at det benyttes de samme forutsetninger og definisjoner i de ulike planområdene. Dette gjelder også for de ulike prognoser som presenteres. I denne publikasjonen har vi forsøkt å gi en "mal" for hvordan investeringene og prognosene skal presenteres i de ulike kraftsystemplanene slik at NVE enklere kan lage en landsomfattende oversikt.

Dersom det er flere aktuelle løsninger i et prosjekt skal en føre opp det alternativet som antas mest samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det er ofte svært uklart i dagens kraftsystemplaner hva som legges til grunn når en utarbeider prognoser for effekt- og energi- forbruk/produksjon. Dette bør komme klarere frem i neste utgave av de regionale kraftsystemplanene.

NVE har i denne utgaven av den nasjonale utbyggingsplanen for overføringsanlegg i elkraftsystemet benyttet tall som bygger på ulike forutsetninger i de ulike planområdene. Tallene som presenteres må derfor benyttes med varsomhet.

6 Konklusjoner

Denne nasjonale utbyggingsplanen viser at det er lagt ned mye godt arbeid fra de regionale planansvarlige og planutvalgene i de ulike planområdene mht. planlegging av nye prosjekter i overføringssystemet.

Det er planlagt investeringer for ca. 15 milliarder nkr de neste 10 årene i kraftoverførings-systemet i Norge (hoved- og regionalnett). Dette omfatter både nyanlegg og modernisering av eksisterende anlegg. En del av prosjektene vil være alternativer til hverandre og vil innbyrdes ekskludere hverandre. Videre er dato for idriftssettelse og behovet for anlegget usikker for flere prosjekter, slik at noen investeringer kan komme senere enn år 2005 eller ikke bli realisert i det hele tatt. Investeringer i overføringsanlegg i elkraftsystemet vil derfor reelt sett trolig bli mindre enn 15 milliarder kroner.

I den neste utgaven av kraftsystemplanene som skal være ferdig i 1998 skal det finnes en investeringstabell der alle planlagte investeringer skal føres opp. Dette for å forenkle arbeidet med å lage en nasjonal oversikt av alle kraftsystemplanene. De regionale kraftsystemplanene skal kun ta med investeringer på regionalnetts- og hovednettsnivå (ikke sentralnettsanlegg). Tabellen skal bestå av kolonner med følgende innhold:

- spenning
- type anlegg
- nytt eller modernisert
- tekniske data
- antall komponenter og hvor mange kilometer
- viklingsforhold
- område nr.
- eier
- område/region
- planlagt i drift (år)
- estimerte kostnader
- kommentarfelt

se for øvrig kap 4. for detaljer om de ulike kolonnene.

Investeringskostnadene.
Kostnadene skal være neddiskontert til analyseperiodens første år. Byggekostnadene skal ikke inkludere merverdiavgift eller renter i byggetiden. Investeringsavgift og kostnader til administrasjon, planlegging og lager skal tas med. I neste utgave av kraftsystemplanene (ferdig i 1998) skal alle investeringer ha 01.01.97 som referansetidspunkt for krone-verdien.

I denne utgaven av utbyggingsplanen har noen regioner inkludert investeringsavgiften i sine kalkyler mens andre har det ikke (se vedlegg A). Dette er det ikke justert for i tallmaterialet.

Når renter i byggetiden neglisjeres betyr det at den merkostnaden som lang byggetid har i forhold til kort byggetid ikke kommer frem i kalkylene.

Alle investeringskostnader knyttet til vurderte overføringsanlegg skal tas med. Restverdien av anlegg som har en levetid som går utover analyseperioden skal også være med. Det er også naturlig å ta med eventuelle rivningskostnader hvis det blir aktuelt å rive eksisterende anlegg. Hvis anlegget rives før den økonomiske levetiden er utløpt, bør det vurderes hvorvidt restverdien av anlegget kan realiseres eller ikke.

For å kunne vite noe om hvordan dagens nett vil klare fremtidige belastningsøkninger må en ha prognoser for det fremtidige forbruk. I neste utgave av kraftsystemplanene skal det derfor også finnes:

Prognose for energiproduksjonen (tilgjengelig effekt):
Antatt produsert energi [GWh] i et planområde (som en kan gjøre seg nytte av) i løpet av et gitt år i planperioden (1995-2005).

Prognose for maksimal effektproduksjon:
Antatt høyeste produsert effektverdi [MW] i et planområde (som en kan gjøre seg nytte av) om vinteren i et gitt år i planperioden (1995-2005) (temperaturkorrigert for sammenligninger fra år til år) i makslasttimen (angi denne).

Prognose for energiforbruket:
Antatt forbruk av energi [GWh] i et planområde i løpet av et gitt år i planperioden (1995-2005) (inklusive tap).

Dimensjonerende effektuttak:
Som dimensjonerende belastning forutsettes det (ikke-utkoblbare) forbruk i [MW] som forventes ved temperaturforhold (3-døgnsmiddel) som statistisk inntreffer med 10 års returtid. I tillegg til å bestemme referansetemperatur, er det nødvendig å vite forbrukets temperaturfølsomhet for å kunne korrigere målte maksimalbelastninger. Temperaturfølsomheten for alminnelig forsyning er minst om vinteren og adskillig høyere om våren/høsten.

Effektproduksjon/Energiproduksjon skal måles ved kraftverkene (kraftstasjonsvegg, innmating til kraftsystemet).

Effektuttak/Energiforbruk skal måles hos kundene (matepunkter, utmating fra kraftsystemet).

Denne oversikten vil bli oppdatert hvert 4. år av NVE.

Vedlegg A Planområder, referert (år), inv. avgift (ja/nei)

Omr. nr.	Område	Inv. avg. med ?	Referert 1995	Plan levert (dato)
1	Østfold	?	0 år ?	3 apr 1995
2	Akershus	?	0 år ?	15 feb 1995
3	Oslo	Nei.	-1 år	9 feb 1995
4	Hedmark	Ja.	-1 år	27 feb 1995
5	Oppland	?	-1 år ?	10 mar 1995
6	Buskerud	?	- 1 år ?	30 jun 1994
7	Vestfold	Nei.	-1 år	des 1995
8	Telemark	?	0 år	18 okt 1995
9	Aust-Agder	?	-1 år	7 des 1994
10	Vest-Agder	?	-1 år ?	1 des 1994
11	Lyse-området	Ja.	-1 år	5 jul 1994
12	Nord-Rogaland og Sunnhordland	Ja.	- 2 år	19 apr 1994
13	Hordaland : Resten	?	-2 år	24 jun 1994
14	Sogn og Fjordane	?	0 år ?	27 des 1995
15	Møre og Romsdal	?	0 år ?	19 des 1995
16	Sør-Trøndelag	?	0 år	01 jul 1996
17	Nord-Trøndelag	?	-1 år	23 jun 1994
18	Helgeland	?	-2 år	30 mar 1994
19	Salten-området	?	- 1 år ?	3 mai 1995
20	Nordre Nordland og Sør-Troms	Ja.	-2 år	15 okt 1993
21	Troms : Resten	?	-2 år	20 mai 1994
22	Finnmark	Nei.	0 år	22 okt 1995

Tabellen 1.1 som viser når de ulike kraftsystemplanene er levert og gir en oversikt over hvilke planregioner som har kalkulert med investeringsavgift i sine kalkyler og hvem som ikke har oppgitt noe om dette, samt til hvilket år investeringene er referert.

Vedlegg B Dimensjonerende effektuttak [MW]

Planområde	Planansvarlig	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Kommentarfelt
1	ØEAS/HE	1210	1240	1330	1335	1355	1375	1390	1420	1425	1445	1600	
2	AEV	1489	1517	1545	1573	1602	1632	1657	1682	1708	1734	1760	+1,85 %<2000; 1,52%
3	OEAS	2014	2053	2093	2134	2178	2218	2256	2295	2335	2375	2416	+1,95%<2000; 1,725%
4	HEAS	919	931	942	952	962	973	984	994	1005	1016	1028	908 MW jan/feb '94; 1,3 % øk.<=1995;1,1 % økn. > 1995
5	OE	834	843	851	860	869	878	886	894	902	911	920	Referert innmating stasjon
6	BEAS	1222	1260	1297	1335	1373	1411	1430	1448	1467	1486	1505	Inklusiv utkoblbart forbruk. Topplast febr. 1994 ca. 1018 MW og utkoblbart forbruk 47 MW. Tallene over er en grov tilnærming (summasjon) av målinger gjort på ulikt tidspunkt.
7	VK	774	785	797	809	821	838	846	854	863	872	880	+1,5% < 2000; 1.0% > .. 40 MW er trukket i fra (uprioritert forsyning).
8	Telekraft AS	953	994	1035	1077	1118	1160	1169	1178	1187	1196	1206	
9	AAK	410	414	418	422	426	431	436	440	445	450	455	+1,0% < 1999; 1,075%
10	VAE	830	849	868	887	905	915	924	932	941	949	959	'94,'99, '03 er referanse for verdiene i de øvrige årstallene (antatt lineært forløp i mellom disse); VAE antar 1,2 % økn. i alm. forsyning i sitt område pr år.
11	Lyse Kraft	1005	1027	1050	1073	1096	1120	1145	1170	1196	1222	1249	Alt. A
12	SKL	504	513	521	530	539	548	557	567	577	586	596	1,7 % årlig vekst
13	BKK	1363	1387	1411	1435	1460	1485	1508	1532	1556	1581	1606	Eks. Indre Hardanger
14	SFE	456	459	462	465	468	472	475	479	483	486	490	
15	Istad Kraft AS	1092	1132	1174	1216	1258	1300	1370	1440	1510	1580	1650	Avlest fra fig. 4.2.2 i 3 pkt. i kraftsystemplanen og ekstrapolert
16	STK	1073	1094	1115	1137	1159	1181	1201	1221	1241	1262	1283	+1,94% <2000; 1,67%
17	NTE	772	778	788	797	807	816	823	829	836	843	850	+0,8% fra 2000
18	HK	235	235	235	263	263	263	263	263	263	263	263	
19	AS SKS	260	263	266	270	273	277	280	284	288	292	295	+1,3 % pr. år
20	AS Nordkraft	405	411	418	424	430	437	443	450	457	464	471	+1,5% pr år (utgangspkt. 394 MW i 1992)
21	TK	538	546	553	560	567	574	581	589	596	604	612	
22	Statnett , Alta	342	348	338	342	346	350	355	360	365	370	375	Eks. Kautokeino og Loppa

Vedlegg C Prognose for maksimal effektproduksjon (vintereffekt) [MW]

Planområde	Planansvarlig	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Kommentarfelt
1	ØEAS/HE	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	350 m^3/s vintervannføring i Glomma (grovt anslag)
2	AEV	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
3	OEAS	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
4	HEAS	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	Maks. i jan/feb 1994.
5	OE	1158	1158	1158	1158	1158	1158	1158	1158	1158	1158	1158	
6	BEAS	1675	1675	1675	1675	1675	1675	1675	1675	1675	1675	1675	Inkl. 2 dampturbiner (50 MW) ved Tofte. Tot. inst. effekt er ca. 2100 MVA.
7	VK	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	Prod. tilknyttet reg.nettet til VK (kun 4 MW i Vestfold).
8	Telekraft AS	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	Grovt anslag, 80 % av installert effekt.
9	AAK	470	470	470	470	525	525	525	525	525	525	525	
10	VAE	525	525	542	542	542	542	542	542	542	560	560	KEV (normal vinterprod.); VAE (tilgjengelig vintereffekt). De største stasjonene i fylket er tilknyttet sentralnettet (Statnett).
11	Lyse Kraft	310	310	310	310	310	310	452	452	452	452	452	Økn. fra 2001 ?
12	SKL	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790	Grovt anslag, 80 % av inst. effekt. inkl. hele Ulla-Førre (ca. 1910 MW) som er tilknyttet hovednettet. Ca. 320 MW tilgjengelig for øvrig i området.
13	BKK	1350	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	Eks. Indre Hardanger
14	SFE	2446	2446	2446	2446	2446	2446	2446	2446	2446	2446	2446	Grovt anslag 80 % av inst. effekt (3822,5 MVA) i S&F
15	Istad Kraft AS	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	
16	STK	1195	1195	1195	1195	1195	1197	1197	1197	1197	1197	1197	
17	NTE	626	626	626	626	626	626	626	626	626	626	626	
18	HK	1138	1138	1138	1138	1138	1138	1138	1138	1138	1138	1138	
19	AS SKS	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	80 % av installert effekt
20	AS Nordkraft	582	582	582	582	582	582	582	582	582	582	582	1992 (inkl. Kobbelv og Nord-Salten) Tot. inst effekt i omådet er ca. 875 MW.
21	TK	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	
22	Statnett, Alta	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	Eks. Kautokeino og Loppa

Vedlegg D Prognose for energiforbruket [GWh]

Planområde	Planansvarlig	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Kommentarfelt
1	ØEAS/HE	6450	6553	6658	6764	6872	6982	7094	7208	7323	7440	7559	6348,5 GWh= 1994 (inkl kjelkraft) 1,6% årlig økn.
2	AEV	6355	6474	6594	6717	6842	6970	7071	7174	7278	7383	7490	0,01865<2000; 1,45%
3	OEAS	7760	7873	7986	8103	8221	8440	8566	8694	8824	8956	9090	1,452% <2000; 1,5%
4	HEAS	2598	2626	2655	2684	2714	2744	2774	2804	2835	2866	2898	2500 '92; økn. 1,3 % <=1995; 1,1 % økn. >1995
5	OE	3166	3195	3224	3253	3283	3313	3345	3378	3411	3444	3478	Referert innføringstasjon
6	BEAS	5718	5903	6089	6274	6460	6646	6735	6825	6915	7005	7095	Tilnærming: <2000 +185,6 GWh pr. år; >2000 +89,8 GWh pr. år
7	VK	3589	3642	3697	3752	3809	3895	3933	3973	4013	4053	4093	1,5% < 2000; 1.0% > ..
8	Telekraft AS	5762	6066	6370	6674	6978	7282	7323	7365	7407	7449	7491	Prioritert uttak
9	AAK												Ikke oppgitt
10	VAE												Ikke oppgitt
11	Lyse Kraft	4363	4459	4557	4658	4760	4865	4972	5081	5193	5307	5424	Alt. A
12	SKL	2235	2273	2312	2351	2391	2430	2471	2513	2556	2559	2643	1,7 % årlig vekst
13	BKK	5816	5907	5999	6094	6191	6288	6379	6472	6567	6662	6759	Ekstra hvis Troll utb. Indre Hardanger inkludert.
14	SFE	6984	7095	7209	7324	7441	7560	7681	7804	7929	8056	8185	1,6 % årlig vekst. El.stat S&F Middel 1993-1994 er satt lik 1995.
15	Istad Kraft AS	6468	6609	6692	6776	6862	8195	8285	8376	10560	10655	10752	2 % årlig vekst alm.forb. og økn. kraftkr.ind.
16	STK	5626	5730	5836	5945	6055	6167	6266	6367	6469	6573	6679	1,85% < 2000; 1,61%
17	NTE	4380	4326	4298	4361	4415	4456	4488	4520	4552	4584	4617	Varierende vekst
18	HK	4850	4860	4870	5120	5130	5140	5160	5180	5200	5220	5240	Helgeland - Fylt ut for 2000 - 2005
19	AS SKS	1440	1460	1480	1500	1520	1540	1560	1580	1600	1620	1640	0,715% etter 2000
20	AS Nordkraft	1915	1938	1961	1984	2008	2032	2057	2081	2106	2132	2157	1,2 % vekst
21	TK	2281	2316	2352	2388	2425	2461	2498	2535	2573	2615	2651	1,52 % vekst
22	Statnett, Alta	1709	1686	1659	1661	1700	1723	1748	1771	1795	1818	1839	Eks. Kautokeino og Loppa

Vedlegg E Prognose for energiproduksjonen [GWh]

Planområde	Planansvarlig	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Kommentarfelt
1	ØEAS/HE	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409	4409 = år 1994
2	AEV	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	858	
3	OEAS	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	Hammern/Klemetsrud
4	HEAS	1806	1806	1806	1806	1806	1806	1806	1806	1806	1806	1806	Midlere årsprod. (ca. 2400 GWh i 1992).
5	OE	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258	5258	
6	BEAS	7981	7981	7981	7981	7981	7981	7981,5	7981	7981	7981	7981	Midlere produksjon inkl. 201,5 GWh i Tofte (varmekraft).
7	VK	560	560	560	560	560	560	560	560	590	590	590	Utenfor Vestfold, men tilknyttet regionalnettet til VK.
8	Telekraft AS	11894	11894	11967	11967	11967	11967	11967	11967	11967	11967	11967	
9	AAK												Ikke oppgitt.
10	VAE												Ikke oppgitt.
11	Lyse Kraft	1625	1625	1625	1625	1625	1625	1772	1772	1772	1772	1772	Økn. fra 2001 ?
12	SKL	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	Inkl. hele prod. i Ulla-Førre. (SKL=1089 GWh, HEV=296 GWh.)
13	BKK	5780	5857	5857	5857	5857	5857	5857	5857	5857	5857	5857	Indre Hardanger ikke med !
14	SFE	12928	12928	12928	12928	12928	12928	12928	12928	12928	12928	12928	Middel 1984-1994, el.stat. S&F.
15	Istad Kraft AS	1093	1136	1182	1229	1277	1328	1387	1449	1514	1582	1652	3,97% < 2000; 4,47%
16	STK	5078	5078	5078	5078	5078	5089	5089	5089	5089	5089	5089	
17	NTE	2949	2949	2949	2949	2949	2949	2949	2949	2949	2949	2949	
18	HK	5823	5823	5823	5823	5823	5823	5823	5823	5823	5823	5823	Midlere energiproduksjon.
19	AS SKS	1647	1647	1647	1647	1647	1647	1647	1647	1647	1647	1647	Fastkraft med 99,8 % leveringssikkerhet.
20	AS Nordkraft	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	Inkl. Statkraft. Midlere produksjon.
21	TK	2184	2184	2184	2184	2184	2184	2184	2184	2184	2184	2184	
22	Statnett, Alta	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	1385	Eks. Kautokeino og Loppa

Vedlegg F Planlagte utbygginger i sentralnettet

Stasjon 1	Stasjon 2	Kategori	Spenning (kV)	Lengde (km)	Tverrsnitt	Ytelse (MVA)	År	Byggherre	Kostnader (MNOK)	Merknad
										Aktuelle prosjekter i innenlandsk stamnett pga kraftutvekslingsavtaler med utlandet eller gasskraftverk
T/Evje	Kristiansand	2	420				1998	SN	170	Vil bli drevet med 300 kV spenning de første årene
Tonstad	Lista	1	500-600				2000	SN	190	Ny likestrømsledning, vil ikke inngå i Sentralnettet
Rød	Porsgrunn	2	300	21,1			2000	SN	40	Ombygging til FeAl 2*329 (Curlew)
Sørlandet		2					2000	SN	ikke anslått	Mulig SVC-anlegg og seriekompensering. Behovet er ennå ikke utredet
Flesaker	Tegneby	2	300				2000	SN	55	Et ekstra 300 kV kabelsett over Oslofjorden (klar for 420 kV)
Tokke	Flesaker	2	300	116,5	1*FeAl 481/ 1*FeAl 456		2000	SN	12	Temperaturoppgradering til 80 graders linetemperatur
Rød	Tveiten	2	300	49,4	1*FeAl 481		2000	SN	5	Temperaturoppgradering til 80 graders linetemperatur
Rød	Hasle	2	420				2000	SN	170	Ett ekstra 420 kV kabelsett over Oslofjorden
(Kvilidal-)Flesaker	Sylling	2	420				2000	SN	5	Temperaturoppgradering til 80 grader på delstrekningen Flesaker-Sylling
Kollsnes		3	300/132			250	2000	BKK	50	Aktuell hvis det bygges gasskraftverk på Kollsnes
Kollsnes	Arna	3	300	45	1*FeAl 770		2000	BKK	400	Aktuell hvis det bygges 700 MW gasskraftverk på Kollsnes
Tjeldbergodden	Trollheim	3	300	50	2*FeAl 481		2000	SN	197	Ny ledning aktuell hvis 350 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Tjeldbergodden	Aura	3	300	100	2*FeAl 481		2000	SN	48	Ny ledning aktuell hvis 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Kvilidal	Sylling	2	420				2001	SN	70	50% seriekompensering
Samnanger	Åsen	3	300	70			2001	SN	234	Aktuell hvis det bygges 700 MW gasskraftverk på Kollsnes
Sima	Åsen	3	420	65	2*FeAl 482		2001	SN	235	Aktuell hvis 700 MW gasskraftverk på Kollsnes
Åsen		3	420/300				2001	SN	40	Aktuell hvis 700 MW gasskraftverk på Kollsnes
Vågåmo	Nedre Vinstra	3	300	53	2*FeAl 481		2001	SN	167	Ny ledning aktuell hvis 350 MW eller 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Nedre Vinstra	Fåberg	3	300	60,5	2*FeAl 481		2001	SN	187	Ny ledning aktuell hvis 350 MW eller 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Flesaker	Tegneby	3	420		3*FeAl 380		2001	SN	319	Ombygging til større tverrsnitt og 420 kV og et ekstra 420 kV kabelsett over Oslofjorden
Nesflaten	Kvilidal	2	420	39	2*FeAl 481		2002	SN	208	Ledningen kan bli fremskyndet pga. gasskraftverk

Stasjon 1	Stasjon 2	Kategori	Spenning (kV)	Lengde (km)	Tverrsnitt	Ytelse (MVA)	År	Byggherre	Kostnader (MNOK)	Merknad
Nesflaten		2	420/300			1000	2002	SN	80	
Tonstad		2	420/300			1000	2002	SN	80	
Tonstad		2	420/300			1000	2002	SN	80	
Holen	Evje	2	420		3*FeAl 380		2002	SN	420	Via Brokke, kostnader er inkl. nedtransformering
Kristiansand		2	420/300			1000	2002	SN	70	
Kristiansand		2	420/300			1000	2002	SN	50	
Saurdal	Tonstad	2	420	106	2*FeAl 481		2002	SN	488	Ny ledning i ny trase. Et alternativ kan være å bygge om og spenningsheve eksisterende 300 kV forbindelse til 420 kV
Østlandet		2					2002	SN	90	Mulig SVC-anlegg på Østlandet for å øke overføringskapasiteten i vest-øst retning
Samnanger	Tysnes	3	300	60			2002	SN	228	Altemativ hvis det bygges 700 MW gasskraftverk på Kollsnes eller altemativ til Sima-Samnanger hvis behov for økt tilførselskapasitet til BKK området
Sauda	Liastøl	2	300	29,5	2*FeAl 481		2003	SN	125	
Evanger	Samnanger	3	300				2003	BKK	5	Temperaturoppgradering/ombygging pga. økt transitt som følge av økt kraftutveksling med utlandet
Vågåmo	Øvre Vinstra	3	300	47	1*FeAl 770		2004	SN	109	Ombygging av eksisterende ledning hvis 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Øvre Vinstra	Fåberg	3	300	74	1*FeAl 770		2004	SN	157	Ombygging av eksisterende ledning hvis 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Rød	Bamble	3	300	29	3*FeAl 380		2005	SN	156	Alternativ til ombygging av Rød-Porsgrunn. Kan evt. også komme i tillegg senere
Vardal	Ulven	3	300				2005	SN	10	Seriereaktor, aktuell hvis 350 MW eller 700 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden
Stølaheia	Kårstø	3	300				2005	SN	1420	Mulig altemativ reserveforsyning til Stavanger og Karmøy/Haugesundområdet
										Mellomriksforbindelser
Nedre Røssåga	Ajaure	2	300	116,9			2000	SN/SVK	100	Spenningsoppgradering fra 220 kV, inkludert kostnader på svensk side
Hasle	Borgvik	3	420	105			2000	SN/SVK	40	Økt tverrsnitt på eksisterende ledning
Østlandet	Sverige	3	420				2000	SN/SVK	100	Seriekompensenng av 420 kV ledninger og evt. ytterligere bruk av nettvern
Nedre Røssåga	Grundfors (via Ajaure)	3	420				2000	SN/SVK	ikke anslått	Alternativ til 300 kV oppgradering
Nea	Järpströmmen	3	420	100	2*FeAl 481		2000	SN/SVK	288	Ombygging av eksisterende ledning aktuell hvis 350 MW eller 750 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden og utbygging av Øvre Otta

Stasjon 1	Stasjon 2	Kategori	Spenning (kV)	Lengde (km)	Tverrsnitt	Ytelse (MVA)	År	Byggherre	Kostnader (MNOK)	Merknad
Nea		3	420/300			1000	2000	SN	90	Ny 420/300 kV transformering i Nea, evt. i Järpströmmen
Tunnsjødal	Linnvasselv	3	220				2002	SN/SVK	ikke anslått	Alternativ til Nedre Røssåga-Ajaure
Frogner	Sverige	3	420	55			2003	SN/SVK	221	Et alternativ hvis det blir nødvendig å bygge en ny forbindelse fra Østlandet til Sverige
										Prosjekter som hovedsakelig er relatert til gassskraftverk eller kraftutveksling med utlandet, inngår ikke i denne oversikten (kategori 1)
Arendal		1	300/132			200	1996	SN	51	Ny transformering
Ogndal		1	300/66			80	1996	SN	13	Utskiftning av eksisterende transformator
Ringenke	Follum	1	132				1996	SN	4	Ombygging av eksisterende ledning. Prosjektet kan bli utsatt
T/Roa	Hadeland	1	300	4,3	1*StAl 481		1997	SN	22	T-avgrening på 300kV ledningen Fåberg-Ulven, erstatning for 132 kV Roa-Minne, kostnadene inkluderer T-punkt Roa og riving av Roa-Minne
Flesaker		1	132/66			80	1997	SN	24	80 MVA transformator fra Kilbotn settes inn.Erstatter 2 transformatorer fra 1928. Den ene av disse beholdes som reservetransformator
Follum	Aslaksrud	1	132				1998	SN	11	Ombygging
Aslaksrud	Hadeland	1	132				1998	SN	16	Ombygging
Hadeland		1	300/132/22			250/250/80	1998	SN	79	Ny transformering
Lyse	Stokkeland	1	300	75	2*FeAl 481		1999	LK	320	Nødvendig både ut fra distriktets behov og pga kraftutveksling med utlandet
										Prosjekter som hovedsakelig er relatert til gassskraftverk eller kraftutveksling med utlandet, inngår ikke i denne oversikten (kategori 2)
Strinda		2	300/66				1998	SN	ikke anslått	Eventuell regional reservetransformator
Gjøvik		2	132/66			80	1998	SN	13	En investering på ca 5 MNOK for å utsette ny transformator, vurderes også
Borgund	Øvre Årdal	2	300	35	1*FeAl 481		1998	SN	100	Avhenger av Hydros planer (lengde 30-40 km)
Borgund	Øvre Årdal	2	132	35	1*FeAl 253		1998	SN	70	Avhengig av Hydros planer,alternativ til 300kV forbindelse (lengde 30-40 km)
Øvre Årdal		2	300/132			250	1998	SN	70	Lokalisering i Borgund hvis det bygges 132 kV ledning
Ofoten	Narvik	2	132	42			2000	SN	63	
Svartisen		2	420			80 MVAr	2000	SN	20	
Straumsmo	Bardufoss	2	132	38			2001	SN	57	
Ofoten/Kvandal		2	420/132			250	2001	SN	60	Både Ofoten og Kvandal er aktuelle lokalisenngssteder
Balsfjord		2	420/132			250	2001	SN	60	
Håvik		2	300/66			100	2002	SKL	32	Evt. flytting av transformator fra Spanne

Stasjon 1	Stasjon 2	Kategori	Spenning (kV)	Lengde (km)	Tverrsnitt	Ytelse (MVA)	År	Byggherre	Kostnader (MNOK)	Merknad
										Prosjekter som hovedsakelig er relatert til gasskraftverk eller kraftutveksling med utlandet, inngår ikke i denne oversikten (kategori 3)
Smestad		3	300/132			250	1999	Oslo Energi	27	Mulig utskifting av eksisterende transformator T3
Mosjøen		3	132/22			50	2000	SN	ikke anslått	
Vestlandet	Østlandet	3	420				2001	SN	100	Seriekompensering av 420 kV ledninger og evt. ytterligere bruk av nettvern
Halden		3	420/50			160	2001	SN	60	Avhenger av planer hos industnen.Kan tidligst komme i 1998
Flesaker		3	300/132			250	2002	SN	ikke anslått	Vil bli vurdert i samarbeid med bl.a. Vestfold Kraft og Buskerud Energi
Ringerike		3	420/132			250	2003	SN	71	Avhenger av økt behov hos Follum fabnkker, tidligst i 2003
Fardal	Dragsvik	3	132	14	1*FeAl 253		2003	SN	ikke anslått	
Arna		3	300/132			200	2004	BKK	60	
Guldsmedvik		3	132/22			50	2005	SN	ikke anslått	
Evanger/Modalen	Kollsnes	3	300				2005	BKK	470	Aktuell hvis forbruket på Trollterminalen øker og det ikke bygges gasskraftverk på Kollsnes
Blåfalli		3	300/66				2005	SN	ikke anslått	Aktuell hvis utvidelse av Blåfalli 2
Lakselv	Adamselv	3	132				2005	SN	ikke anslått	
Aura	Brandhol	3	132	14	1*FeAl 240		2005	SN	ikke anslått	Ombygging til større tverrsnitt
Brandhol	Eidseter	3	132	14	1*FeAl 240		2005	Istad Kraft	ikke anslått	Kan bli aktuell pga. økt forbruk i området
Totalt				**1663,2**		**9080**			**9082**	

Vedlegg G Samlet oversikt over prosjekter beskrevet i de regionale kraftsystemplanene

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
1	Oredalen	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		/20	HE	1997	1,8	
1	Tornerud	Spole	50	Mod.	Jordingsspole	1			HE	1998	1,3	
1	Ørebekk	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		/20	HE	1999	2	
1	Isbakke	Trafost.	50	Mod.	+ 10 MVA	1		/20	HE	1997	2	10 MVA fra Brødløs
1	Brødløs	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		/20	HE	1996	3	
1	Mellegaard	Linje	50	Mod.		1	13,2		HE	2004	2,1	Utskifting av traverser
1	Melløs	Trafost.	50	Mod.	Effektbrytere	1		/20	HE	1995	1,1	Ikke ferdig
1	Kråkeøy	Trafost.	50	Mod.	Effektbrytere	1		/20	HE	1997	3	
1	Stangeberget	Trafost.	50	Mod.	Vern	1		/20	HE	1997	1	
1	Oredalen	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		/20	HE	2002	15	Inkl. ombygningsarbeider
1	Jeløy	Trafost.	50	Mod.	Kontr.anl.	1		/20	HE	1998	4,3	
1	Spydeberg	Trafost.	50	Mod.		1		/20	HE	1996	3,4	
1	Råde	Trafost.	50	Mod.		1		/20	HE	1997	6	
1	Gyldenløve	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl., brytere	1		/20	HE	1998	3,1	
1	Aasgaard	Trafost.	50	Mod.	50 kV anl.	1		/20	HE	1999	2,6	
1	Halmstad	Trafost.	50	Mod.	Kontr.anl.	1		/20	HE	1998	2,1	
1	Haga - Aasgaard	Linje	50	Mod.	Stålmaster	2	4,6		HE	2004	8,4	Dobbel stålmastlinje
1	Vamma - Rødsrud	Linje	50	Ny	FeAl 185	2	12,4		HE	1997	16,6	Duplex
1	Raa - Oredalen	Linje	50	Ny	FeAl 150 30/7	1	3,8		HE	1996	1,2	Oredalen 3
1	Smørbekk	Omf.st.	50	Ny		1			NSB	1997	3,8	
1	Mosseporten	Linje	50	Ny	FeAl 240	1	1,4		HE	2005	1,1	
1	Skiseng	Linje	50	Ny	Al59-280	1	11,7		HE	1996	1,3	
1	Øreåsen 2	Linje	50	Ny	FeAl 240	2	2		HE	2005	1,6	Duplex
1	Gyldenløve - Brekke	Linje	50	Ny	FeAl 150	1	9,3		ØE	1998	6,6	
1	Melleby	Linje	50	Ny	Al59-280	1	8,2		HE	1995	1,3	Ikke ferdig
1	Gamlebyen - Kråkerøy	Kabel	50	Ny	1000 Al	1	1,9		HE	2002	7	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
1	Brødløs	Trafost.	50	Ny	30 MVA	1		/10	HE	1996	4,5	
1	Ørje	Trafost.	50	Ny	30 MVA	2		/20	HE	1995	3,7	Ikke ferdig. 2 x 15 MVA
1	Øreåsen	Trafost.	50	Ny	Bryterfelt	1		/20	HE	1996	1,1	
1	Sandem	Trafost.	132	Mod.	Kontr. anl.	1		/18	HE	1996	2	
1	Raa	Spole	132	Mod.	Jordingsspole	1			HE	2002	1,5	
1	Raa	Trafost.	132	Mod.	Bryterfelt	1		/50	HE	1999	1,8	
1	Raa - Sandem - Kolstad	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	2,3		HE	1999	3,5	Inkl 132 kV 1000 Al over Glomma.
1	Sundby	Trafost.	132	Ny	320 MVA	2		/50	HE	2002	23,1	2 x 160 MVA
1	KH - Kolstad	Linje	132	Ny	FeAl 240	2	7,5		HE	1999	14,4	Duplex
1	Raa - Skjøren	Linje	132	Ny	Al 59-280	1	12,4		HE	1999	1	Raa 1&2
1	Kolstad - Sundby	Linje	132	Ny	FeAl 240	2	4,4		HE	2002	14,9	Duplex
1	Vamma	Trafost.	132	Ny	120 MVA	1		/52	HE	2003	21,3	
2	Dyrløkke	Trafost.	50	Mod.	Dobl. ssk	1		/10	AEV, Follo	1995	1,6	
2	Hamang - Rud	Kabel	50	Mod.	1200 Al	2	0,8		Energis. A & B	1996	1,5	Dobbel
2	Nordli	Kobl.anl.	50	Mod.		1			Energis. A & B	1997	6	Ombygging
2	Ås - Kråkstad	Linje	50	Mod.	FeAl 150	1	8,6		AEV, Follo	1999	2	Nye linjer
2	Norby	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		/10	AEV, Follo	1996	1,5	Fjernstyring
2	Enebakk - Flateby	Kabel	50	Ny	72,5 kV, 800 Al	1	1,3		AEV, Follo	2007	3	Forsyning til Flateby
2	Eiksmarka	Trafost.	50	Ny	61 MVA	3		/10	Energis. A & B	1997	6	26 MVA + 20 MVA + 15 MVA
2	Follo	Linje	50	Ny	FeAl 240	1			AEV, Follo	1998	0,9	1997 - 1999
2	Berger	Trafost.	50	Ny	40 MVA	1		/10	Energis. A & B	1996	5,8	Bytter ut 20 MVA med 40 MVA
2	Dyrløkke - Vestby	Linje	50	Ny	FeAl 150	1	8,8		AEV, Follo	1998	0,5	
2	Kråkstad - Østfold grense	Linje	50	Ny	FeAl 240	1	5,2		AEV, Follo	1995	0,5	
2	Enebakk - Flateby	Linje	50	Ny	FeAl 150	1	13,2		AEV, Follo	1997	10,7	Forsyning til Flateby
2	Sandvika	Trafost.	50	Ny	55 MVA	3		/10	Energis. A & B	1997	7	2 x 20 MVA + 15 MVA
2	Solheim	Trafost.	50	Ny	72 MVA	3		/10	AEV, Romerike	1999	16	Miljøm. årsaker
2	Bjørkelangen - Løken	Linje	66	Mod.	Ikke valgt. (FeAl 70)	1	11		AEV, Romerike	1999	5,5	Nye ståltraverser. 1998-1999
2	Rånåsfoss - Funnefoss	Linje	66	Mod.	Ikke valgt. (FeAl 120)	1	19,5		AEV, Romerike	1995	0,5	Nye ståltraverser

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
2	Lystad - Løken	Linje	66	Mod.	Ikke valgt. (FeAl 150)	1	26,7		AEV, Romerike	1996	1	Nye ståltraverser
2	Slattum	Trafost.	66	Mod.		1		/22	AEV, Romerike	1999	5,5	Generell fornyelse
2	Gjestad	Trafost.	66	Mod.	Kontr. anl., dbl. ssk	1		/22	AEV, Romerike	1998	10	Nytt kontrollanl., dobl samleski.1996 - 1999
2	Bøhnsdalen	Trafost.	66	Mod.	SF_6 brytere	1		/22	AEV, Romerike	1997	3	
2	Årnes	Trafost.	66	Mod.	Kontr. anl.	1		/22	AEV, Romerike	1996	15	Fjernstyring
2	Skedsmokorset	Trafost.	66	Mod.	22 kV - anl.	1		/22	AEV, Romerike	1999	5,5	
2	Strøm	Trafost.	66	Mod.	66 kV - anl.	1		/22	AEV, Romerike	1997	2,5	
2	Gotland	Trafost.	66	Mod.	Kontr. anl, eff. brytere	1		/22	AEV, Romerike	1996	7,5	
2	Mellomtransformatorer	Trafost.	66	Ny	100 MVA	1		/22	AEV, Romerike	2000	13	I f.m. Gardermobanen
2	Fornebu	Trafost.	66	Ny	40 MVA	2		/22	Energis. A & B	1999	40	Inkl. tomtekjøp. Ikke endelige planer.
2	Hellen	Trafost.	66	Ny	60 MVA	1		/22	AEV, Romerike	2000	15	
2	Gjelleråsen	Trafost.	66	Ny	90 MVA, Batt. & Sp.	1		/22	AEV, Romerike	2000	20	Forsyning til næringsvirksomhet
2	Gran trafostasjon	Trafost.	66	Ny	90 MVA, Batt. & Sp.	1		/22	AEV, Romerike	1996	25	Forsyning til OH Gardermoen
2	Mellomtransformatorer	Trafost.	66	Ny	100 MVA	1		/22	AEV, Romerike	2000	13	I f.m. Gardermobanen
2	Garder - Gran - Hovinmoen	Linje/kabel	66	Ny	FeAl 150 / PEX m. 800 Al	1	7,6		AEV, Romerike	1997	14,7	Forsyne OH Gardermoen. 1996-1997
2	Frogner -Ask -Strøm	Linje	66	Ny	FeAl 240 el. Al 59 - 444	3	21,2		AEV, Romerike	1998	18,5	Skal forsyne OH Gardermoen. Triplex
2	Lønsval - Gjelleråsen	Linje	66	Ny	FeAl 240 el. Al 59 - 444	2	3,5		AEV, Romerike	2000	3	Forsyning til Gjelleråsen, Nittedal
2	Gjestad - NSB Omformer	Linje	66	Ny	FeAl 120	1	0,6		AEV, Romerike	1996	0,5	Forsyning til Gardermobanen
2	Fornebu	Kabel	72	Ny	1200 Al	2	10,8		Energis. A & B	1999	24	
2	Hurdal	Trafost.	132	Mod.	22 kV anl., kontr. anl.	1		/17	AEV, Romerike	1999	7	Nytt 22 kV - anlegg, kontrollanlegg
2	Berger - Hamang	Linje	132	Mod.	Ikke bestemt	1	4,5		Energis. A & B	2005	6,7	Oppgradering til 132 kV
2	Berger	Trafost.	132	Mod.	100 MVA	1		/50	Energis. A & B	1999	3,5	Flytting av trafo fra Fusdal til Berger
2	Berger	Kobl.anl.	132	Ny		1			Energis. A & B	Ikke bestemt	35	Nytt koblingsanlegg
2	Fusdal - Berger	Kabel	132	Ny	132 kV, 630 Al	1	4,9		Energis. A & B	1999	19,1	Forsterkning av hovedfordelingsnett
2	Fusdal	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/22	Energis. A & B	1999	31,9	Ombygg. til 132 kV, 40 MVA erst. 20 MVA

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
3	Oslo	Spole	47	Ny	Jordslutningsspoler	2			Oslo Energi	1995	2	
3	Oslo	Kobl.anl.	47	Ny	TSB effektbrytere				Oslo Energi	2000	10	2 mill. brukes årlig fra 1995
3	Prestegaten	Trafost.	132	Mod.	40 MVA	1		/11	Oslo Energi	1996	10	Økt kapasitet
3	Jordal	Trafost.	132	Mod.	40 MVA	1		/11	Oslo Energi	2000	25	Planfase 5
3	Rodeløkka	Trafost.	132	Mod.	40 MVA	1		/11	Oslo Energi	2004	28	Planfase 9
3	Ulven	Trafost.	132	Mod.	250 MVA	1		/11	Oslo Energi	2003	50	Planfase 8
3	Tonsen	Trafost.	132	Mod.	80 MVA	2		/11	Oslo Energi	2003	49,5	Planfase 8
3	Smestad	Trafost.	132	Mod.	250 MVA, dobl. PEX -kabler	1		/11	Oslo Energi	1999	27	Planfase 6
3	Ris	Trafost.	132	Mod.	80 MVA	2		/11	Oslo Energi	2001	42	Utlegg for hele Planfase 7, kat 2
3	Akersberget	Kobl.anl.	132	Ny	SF_6, 1 felt	1			Oslo Energi	2001	4	Planfase 7
3	Akersberget	Trafost.	132	Ny	80 MVA	2		/11	Oslo Energi	1997	86	Totalt for Planfase 3
3	Ulven - Tonsen	Linje	132	Ny		1	2,4		Oslo Energi	2003	2	Planfase 8
3	Sogn	Kobl.anl.	132	Ny	SF_6, 3 felt	1			Oslo Energi	2001	4	Planfase 7
3	Abildsø	Kobl.anl.	132	Ny	SF_6	1			Oslo Energi	1998	64	Planfase 4
3	Tøyen	Kobl.anl.	132	Ny	SF_6	1			Oslo Energi	2000	26	Planfase 5
3	Sogn - Ris - Akersberget	Kabel	132	Ny	PEX 1200 Al	1	6,6		Oslo Energi	2001	43	Planfase 7
3	Tonsen - Sagene	Kabel	132	Ny	PEX 1200 Al	1			Oslo Energi	2003	13,5	Planfase 8
3	Akersberget - Jordal	Kabel	132	Ny	PEX 1200 Al	1	4,2		Oslo Energi	2000	22	Planfase 5
3	Solbergfoss - Abildsø	Linje	132	Ny	FeAl 405	1	8,5		Oslo Energi	1996	5,9	Planfase 4, Dublering.
3	Abildsø - Tøyen	Linje	132	Ny	FeAl 405	1	4		Oslo Energi	1998	3	Planfase 4
4	Besseby - Hjellum	Linje	66	Ny	FeAl 253	1	5,6		HrE	2004	4	2003-2005
4	Opphus - Bekkelaget	Linje	66	Ny	FeAl 150	2	2,3		HrE	2005	2,3	Duplex
4	Hjerkinn-dammen - Slettekykja	Linje	66	Ny	FeAl 50	1	11		AS Eidefoss	1996	3,9	1 okt. 1996
4	Børstad - Åkersvika - Vestbyen	Kabel	66	Ny	1000 Al	1	4,7		HrE	2005	5	
4	Besseby - Hommerstad	Linje	66	Ny	FeAl 253	1	2		HrE	2000-2005	1	
4	Vang - Hommerstad	Linje	66	Ny	FeAl 253	1	5,7		HrE	1997	2,5	
4	Sletten	Trafost.	66	Ny	8 MVA	1		/22	NØK	1996	2,3	Kons. søkt.
4	Åkersvika	Trafost.	66	Ny	40 MVA	2		/22	HrE	2005	16	2 x 20 MVA

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
4	Rødmoen	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	HEAS	1996	8,5	
4	Vang	Trafost.	132	Mod.	132 felt	1		/66	Statnett SF	2000-2005	3	Finnes i planen til Statnett ?
4	Besseby - Vang	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	3,7		Stange Energi AS	2000-2005	3	
4	Kongsvinger	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/22	HEAS	1998	7,5	
4	Finstad	Trafost.	132	Ny	100 MVA	1		/66	Stange Energi	2000-2005	12	80 - 130 MVA
4	Osa/Heradsbygd - Rena Syd	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	10		HEAS	1997	7	T avgr. Osa - Heradsbygd
4	Besseby - Finstad	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	11,5		Stange Energi AS	2000	9	Kobl. til T avgr. i Besseby.1999 -2000
4	Rena Syd	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/22	HEAS	1997	10,5	
5	Vinstra	Trafost.	66	Mod	+ 2 x 66 kV bryterfelt	1		/22	MGE	1995	8	
5	Lunde	Trafost.	66	Mod.	+ 7 MVA	1		/22	LGE	1997	16,3	1995 - 1997
5	Sandvoll - Lunde	Linje	66	Ny	FeAl 120	1	10,5		LGE	1998-2005	5,5	
5	Vågåmo - Dombås	Linje	66	Ny	FeAl 120	1	25		Eidefoss	1996	3,2	Dublering. 1995 - 1997
5	Harpefossen - Nedre Vinstra	Linje	66	Ny	FeAl 150	1	2,2		KO	1996	1	1995 - 1997
5	Folldal - Hjerkinn	Linje	66	Ny	FeAl 50	1	11,5		Eidefoss/NØK	1996	4	1995 - 1997
5	Lunde - Engjom	Linje	66	Ny	FeAl 120	1	8,5		LGE	1998-2005	4,5	
5	Lom - Vågåmo	Linje/Kabel	66	Ny	FeAl 120, 400 Al	1	8		Eidefoss	1996	7	T - Skjåk - Vågåmo. 1995 - 1997
5	Raufoss	Trafost.	132	Mod.	15 MVA	1		/22	Oppland E.	1998-2005	4,5	20 MVA i reserve.
5	Krabyskogen	Trafost.	132	Mod.	20 MVA	1		/22	Oppland E.	1998-2005	6,4	
5	Fagernes	Trafost.	132	Ny	35 MVA	1		/22	Oppland E.	1998-2005	14,2	
6	Hovde	Trafost.	66	Mod.	Kaps. duplex - 22 kv	1		/22	ME	1996	9	
6	Flesaker - Vestfossen	Linje	66	Mod.		1	2		BE	1996	4	
6	Bevergrenda - Glabak	Linje	66	Ny	FeAl 95	2	2,9		BE	1997	6	
6	Svenkerud - Bråten	Linje	66	Ny	FeAl 185 spesial 22/7	1	5,3		BE	2000	4	
6	Stengelsrud - Glabak	Linje	66	Ny	FeAl 95 spesial 22/7	1	4,8		BE	1997	1,8	
6	Ål - Kleivi - Usta	Linje	66	Ny	FeAl 185 spesial 22/7	1	14,4		H. Kraftnett	2000	10,8	
6	Galbak - Kullebunden	Kabel	66	Ny	3 x 1000 Al	1	1		BE	1997	3,5	1995 - 1998
6	Hallingdal	Trafost.	66	Ny	12 MVA	2		/11	NSB Bane	1996-2000		2 x 6 MVA
6	Glabak	Trafost.	66	Ny	40 MVA	2		/11	BE	1998	33	2 x 20 MVA

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
6	Vrenga	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	Asker og Bærum	2000	1,9	
6	Ramfoss - Sundbakken	Linje	66	Ny	FeAl 70	1	10,8		SE	1997	5,1	
6	Hokksund	Trafost.	66	Ny	60 MVA	2		/22	BE	1998	33	2 x 30 MVA
6	Wangstad/Snapperud	Trafost.	132	Ny	10 MVA	1		/22	BE	2000	11,1	
6	Drammen	Trafost.	132	Ny	200 MVA	2		/50	BE	1998	110	2 x 100 MVA
6	Syllingen - Kjenner	Linje	132	Ny	(3 + 3) FeAl 240	2	9,9		BE	1998	7	
6	Follum	Trafost.	132	Ny		1		/22	BE	1996	9	
6	Eikli/Monserud	Trafost.	132	Ny	40 MVA	2		/11	BE	2000	18	2 x 20 MVA
6	Årbogen	Trafost.	132	Ny	640 MVA	8		/10	BE	2000	30	8 x 80 MVA
6	Kjenner - Gilhus	Linje	132	Ny	FeAl 240	2	9		BE	1998	19	
6	Folum - Aslaksrud	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	15		Statnett	1997	8	
6	Ringerike - Follum	Linje	132	Ny	FeAl 481	1	3		Statnett	1996	4	
6	Svene	Trafost.	132	Ny	40 MVA	2		/66/22	BE	1997	18,1	2 x 20 MVA
7	Semb	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22		1996	12	
7	Barkåker	Trafost.	132	Ny	31,5 MVA	1		/22		2005	18,8	
7	Flesaker - Rivelsrød	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	21,2			2001	25,4	
7	Bergløkka - Meen	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	20			2005	22	
7	Stangeby	Trafost.	132	Ny	31,5 MVA	1		/22		1999	13,1	
7	Esso	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV anl.	1				2002	5,3	
7	Undersbo	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV anl.	1				2001	5,3	
7	Gokstad	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/11		1998	5	
7	Askehaug - Kullerød	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	8,9			1997	10,5	Drives med 66 kV i starten
7	Stangeby - Sundland	Kabel	132	Ny	Al 1200	1	0,4			1998	6	
7	Stangeby - Sundland	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	6,7			1998	10,4	
7	Holmestrand	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV anlegg	1				1997	3,9	
7	Bentsrud - Holmestrand	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	1,2			1997	2,5	Erstatter gml. ledning
7	Holtan - Stangeby	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	9,6			1996	11,1	Drives med 66 kV til 2000
7	Holtan	Trafost.	132	Ny	16 MVA	1		/22		2000	6	
8	Åmdal - Lio	Linje	66	Ny		1			VTK/RK	1996	8	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
8	Kjørbekk	Trafost.	132	Mod.		1		/11	SKK	Ikke bestemt	6	
8	Holtane-Bråten	Linje	132	Mod.		1	8,8		KEV	2000	3,5	Omisoleres fra 66kV
8	Knardalstrand	Kobl.anl.	132	Ny	Bryterfelt	1			SKK	Ikke bestemt	4,5	
8	Klosterøya	Trafost.	132	Ny		1		/11	SKK	1996	12	
8	Hovholt	Trafost.	132	Ny		1		/22/11	SKK	1997	9,5	
8	Holtane - Langesund	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	26,5		SKK	2005	24	
8	Sjerke	Trafost.	132	Ny		1			SKK	2005	20,8	
8	Grønvollfoss-Rød	Linje	132	Ny		1			SKK	Ikke bestemt	20	
8	Lislau	Trafost.	132	Ny	20 MVA	1		/22	KEV	2000	19	Avh. av ind.utb.
8	Knardalstrand - Røra	Linje	132	Ny		1	2,4		SKK	2005	3	
8	Røra	Trafost.	132	Ny		1			SKK	2005	19,5	Avh. av ind.utb.
8	Vold	Trafost.	132	Ny		1			SKK	Ikke bestemt	21,5	Inkl. avgrening
8	Moflata-Klosterøya	Linje	132	Ny		1			SKK	Ikke bestemt	2	
8	Moflata	Trafost.	132	Ny		1		/66	SKK	Ikke bestemt	19,5	
8	Hauen - Kjørbekk - Moflata	Linje	132	Ny	FeAl 253	1			SKK	Ikke bestemt	2,2	
8	Knardalstrand-Raftnes	Linje	132	Ny		1			SKK	Ikke bestemt	16	Avh. av ind.utb.
8	Lio	Trafost.	300	Ny		1		/66/8	VTK/RK	Ikke bestemt	10	
8	Seljord	Trafost.	300	Ny		1		/66	VTK/RK	Ikke bestemt	27	
9	Torbjørnsbu	Trafost.	60	Ny	12 MVA	1		/10	AE	1995	2,7	
9	Evenstad - Torbjørnsbu	Linje	60	Ny	FeAl 185	1	9,9		AE	1995	3,7	
9	Åmli	Trafost.	132	Mod.	132 kV kobl.anlegg	1		/23	AAK	1999	4,1	
9	Fjære	Trafost.	132	Mod.	23 kV anlegg	1		/66	AAK	1997	11	Nytt kontrollanlegg
9	Bøylefoss	Trafost.	132	Ny	80 MVA	1		/66	AF	1996	13	
9	Dynjan	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/66	AAK	2001	9,5	
9	Grimstad Vest	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/23	AAK	2001	14,5	Inkl. kontrollanl. 22 kV anlegg
9	Iveland - Evje	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	28,6		AAK	1996	27,2	Linjen delt opp i fire.
9	Jørundland - Dynjan	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	11		AAK	2003	11	
9	Dynjan - Høgefoss	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	7,5		AAK	2001	17	Tremaster
9	Fjære - Moen	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	19		AAK	2001	21,2	Må utredes nærmere.

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
9	Holt - Arendal	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	10,5		AAK	1996	12	Linjen delt opp i fire.
9	Fjære - Bjorbekk	Linje	132	Ny	FeAl 253	2	1		AAK	1996	4	Dobbel avgrening- nytt felt
9	Arendal - Åmli	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	26		AAK	1999	30,1	
9	Høgefoss - Åmli	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	24		AAK	2001	26,9	
9	Flatenfoss - Bøylefoss	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	4,2		AAK	1998	1,7	
10	Hannevik - Fiskå	Linje	50	Mod.	ikke best	1	1,3		KEV	1996	0,3	
10	Elvegata	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		?	KEV	1997	5	Fjernstyring. 1996 - 1997
10	Hannevika	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		?	KEV	1997	3,3	Fjernstyring. -"-
10	Gartnerløkka	Trafost.	50	Mod.	Kontr. anl.	1		?	KEV	1996	1	Allerede realisert ? -"-
10	Hannevik - Kjos	Linje	50	Ny	Al 120	1	3,8		KEV	1996	1	
10	Kvadraturen	Trafost.	50	Ny	50 MVA	2		/11	KEV	1999	14	2x25 MVA ??. 1998 - 2000
10	Lund - Kvadraturen	Kabel	50	Ny	Ikke best.	1	2		KEV	1998	5,7	1997-1999
10	Austavika	Trafost.	110	Mod.	Ikke best.	1		/66	VAE	2000-2004	14,6	
10	Leire	Kobl.anl.	110	Mod.		1			VAE	1996	1	
10	Søyland	Trafost.	110	Ny	25 MVA, felt	1		/66	VAE	2000-2004	7	
10	Mikkelsmyr	Trafost.	110	Ny	25 MVA	1		/22	VAE	1996	21	Trafo flyttes fra Lyngdal ?
10	Eiken	Trafost.	110	Ny	Ikke best	2		/22	VAE	2000-2004	13,5	??
10	Ramslandsvågen	Trafost.	110	Ny	Ikke best.	2		/22	VAE	2000-2004	19,1	??
10	Hunsfos	Trafost.	110	Ny	15 MVA	1		/22	VAE	1996	8,5	Trafo. forberedt på 132 kV
10	Leire	Kobl.anl.	110	Ny	Kobl. anl.	1			VAE	2000-2004	7,5	
10	Kulia - Skjerka	Linje	110	Ny	FeAl 240	1	53,9		VAE	1999	41,8	1998 - 1999
10	Øie - Austavika	Linje	110	Ny	FeAl 120	1	15,2		VAE	2000-2004	10	
10	Kulia - Fiskå	Linje	110	Ny	FeAl 240	2	9,8		VAE	1996	9	Duplex
10	Laudal - Lervoll	Linje	110	Ny	FeAl	1	4,5		VAE	1996	7,4	NSB's Omformer ?
10	Skjerka - Øie	Linje	110	Ny	FeAl	1	44,5		VAE	1996	16,5	
10	Halshaug - Leire	Kabel	110	Ny	1200 Al	1	1		VAE	1995	10,7	Kabler inn til Mikkelsmyr trafost.
10	Hallandsbru	Trafost.	110	Ny	60 MVA, felter	1		/60/22	VAE	1998	17,2	Trafo. forberedt på 132 kV
10	Kristiansand	Linje	132	Mod.	Ikke best.				VAE	1999	12,9	Overg. til 132 kV i Kr.sand.reg.

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
10	Krossen	Trafost.	132	Mod.	TSB-brytere	1		/50	KEV	1998	2	
10	Krossen	Trafost.	132	Mod.	TSB-brytere	1		/50	KEV	1996	2	
10	Steinfoss	Linje	132	Ny	Al 244	1	0,75		KEV	2002	0,8	
10	Moen - Timenes/Frikstad	Linje	132	Ny	FeAl 120, 1200 Al	3	28,2		VAE	2000-2004	21,3	Kabel inn til Trafo. Ca. 0,2 km
10	Ålefjær	Trafost.	132	Ny	160 MVA, felter	2		/110	VAE	1997	22,7	2x80 MVA ??
10	Krossen	Trafost.	132	Ny	100 MVA	1		/50	KEV	2000-2004	15	
10	Lund	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/110	KEV	1998	6	
11	Holen - Opstad	Linje	50	Ny	FeAl 120	1	10,4		Lyse Kraft	Ikke bestemt	1	Temperaturoppgradering
11	Fjelde - Tau	Linje	50	Ny	FeAl 150	1	7		MRE	2000-2005	5	
11	Slettebø - Opstad	Linje	50	Ny	FeAl 240	1	30,4		Lyse Kraft	1999	30	1998 - 2000
11	Vagle - Holen	Linje	50	Ny	2 x FeAl 120	1	9,2		Lyse Kraft	1997	1	Temperaturoppgradering. 1996 - 1998
11	Undheim - Birkemoen	Linje	50	Ny	FeAl 95	1	23		Dalane Everk	2005	16	
11	Hovland - Gjermestad	Linje	50	Ny	FeAl 95	1	9		Dalane Everk	2000	9	
11	Nærbø - Opstad	Kabel	50	Ny	1200 Al PEX	1	3,5		Jæren Everk	1995	8	Ferdig i løpet av året.
11	Maudal - Oltedal kr.s.	Linje	50	Ny	2 x FeAl 120	1	2,1		Lyse Kraft	1996	2	
11	Skeiane - Bærheim	Linje	50	Ny	TACSR/ACS 150	1	3,3		Maudal Kraftlag	1996	1	Ikke kons. Tvil om realisering?
11	Ullandshaug - Mosvannet	Kabel	50	Ny	1200 Al	1			Stavanger Energi	2000-2005	28	
11	Ullandshaug - Tjensvoll	Linje	50	Ny	FeAl 240	1	1,6		Stavanger Energi	2000	1,5	
11	Reservefors. Rennesøy	Kabel	50	Ny	95 Cu PEX	1	5,7		Stavanger Energi	2000-2005	20	Sjøkabler
11	Titania tørkeanl. - Tellnes	Linje	60	Ny	FeAl 95	1	3		Titania	1996-2000	4	
11	Forsand - Dalen	Linje	132	Ny	FeAl 150	1	16,5		Lyse Kraft	1995	19	Ferdig i løpet av året.
11	Forsand - Tronsholen	Linje	132	Ny	FeAl 150	1	26		Lyse Kraft	1996	11	Ikke kons.
11	Lyse - Stokkeland	Linje	300	Ny	AAl 474 duplex	2	74		Lyse Kraft	1997-2000	319	Inkl. inv avg.
12	Vatnadal - Sagenes	Linje	66	Ny	FeAl 150, PEX 630	1	6,6		SKL	2000-2005	5	
12	Kambe	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	SKL / EE / SØK	1996	15	
12	Stroresund	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	KK	2000-2005	15	
12	Sagenes	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/22	SKL / SKEV	2004	15	2003 - 2005
12	Haugesund IV	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/11	HEV	1998	25	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Anl. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
12	Haugesund V	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/11	HEV	2005	25	
12	Nordstokke	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	KK	1995	16	November 95
12	Sæveland	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	KK	1999	15	
12	Skånevik	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	SKL / SØK	2005	15	
12	Vikebygd	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	SKL / SØK	2005	15	
12	Rosendal	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	SKL / KE	1997	15	
12	Håvik - Eide	Linje	66	Ny	???	1			KK	1996	4	Forsterkning
12	Sand	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	Suldal	2005	7	Klassifisert som 66/22.
12	Kambe - Skånevik	Linje	66	Ny	FeAl 150, PEX 630	1	5,5		SKL	1997	4	
12	Bø - Storesund	Linje	66	Ny	FeAl 150, TXLE 400	1	2,6		KK	2000-2005	5,3	
12	Sæveland	Linje	66	Ny	FeAl 150	2	2		KK	1999	3	Innskutt på linje Eide - Stava
12	Ølen - Vikebygd	Linje	66	Ny	FeAl 150	1	4		SKL	2000-2005	3	
12	Eide - Nordstokke	Linje	66	Ny	FeAl 150	2	2,8		KK	1995	4,7	November 95
12	Vassenden - Kambe	Linje	66	Ny	FeAl 150, PEX 630	1	3,5		SKL	1996	2	
12	Tysingvatn	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	Suldal	1995	5	Oktober 95
12	Vatnadal - Skånevik	Linje	66	Ny	FeAl 150, PEX 630	1	6		SKL	2005	4	
12	Håvik	Trafost.	300	Ny	150 MVA	1		/66	SKL / HEV	1998	32	
13	Mågelid - Hovland	Linje	66	Ny	FeAl 70	1	14		IHK	1996-2000	8	
13	Instanes	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	IHK	2000-2005	6	
13	Bu - Instanes	Linje	66	Ny	FeAl 70	1	18		IHK	2000-2005	4	
13	Hovland	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	IHK	1996-2000	6	
13	Voss	Trafost.	132		25 MVA, 1 bryterfelt	1		/11	VOE	2000-2005	8	
13	Bjørkelid	Trafost.	132		25 MVA, 2 bryterfelt	1		/22	VOE	2000-2005	12	
13	Bjørkelid	Trafost.	132		25 MVA	1		/11	VOE	2000	4	
13	Fosse kraftverk	Trafost.	132	Mod.		1		/45	BKK	1998	5,2	40 MVA trafo fra Dale. 1997 - 1998
13	Padøy	Trafost.	132	Mod.	2 x 132 kV felt	1			BKK	1997	10	1996 - 1997
13	Seim	Trafost.	132	Mod.	Trafo- og linjefelter	1		/22	BKK + NK	2000	4,5	
13	Kartveit	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt, SF_6	1			BKK	1996	12,7	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
13	Jordal	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt	1			BKK	1996	4,4	
13	Nordheimsund	Trafost.	132	Mod.	2 x 132 kV felt	1		/22	BKK/Kvam K	2003	9	
13	Helldal	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt	1		/45/11	BL	1995	3	
13	Askøy	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt	1			BKK	1996	4,9	
13	Ålvik	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt	1		/11	BKK/Bj. foss.	2003	5	
13	Dale	Trafost.	132	Ny	35 MVA, 132 kV felt	1		/22	BKK	2004	12,7	
13	Osterøy	Trafost.	132	Ny	25 MVA m. tilh. kobl. anl.	1		/22	OE	Ikke bestemt	8,8	
13	Ravnanger	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/22	AE	2005	8,8	
13	Simonsvik	Trafost.	132	Ny	50 MVA	2		/11	BL	2000	54	1999-2000
13	Lille Sotra	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/22	SK	1998	3,5	
13	Hammersland	Trafost.	132	Ny	25 MVA, nye anlegg	1		/22	SK	2000	20,2	
13	Ostereidet	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/22	BKK + NK	1995-2000	24	
13	Nordheimsund	Trafost.	132	Ny	25 MVA, 132 kV felt	1		/22	BKK + KK	2003	10,1	Alternativ 2
13	Knarvik	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/22	BKK + NK	1995-2000	29	
13	Meland	Trafost.	132	Ny	25 MVA, felter	1		/22	BKK + NK	1995-2000	11	
13	Solheim	Trafost.	132	Ny	40 MVA	2		/11	BL	2001-2005	5	Bare trafo - kostn.
13	Jordal - Sandviken	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	2,5		BL	2001-2005	8	
13	Oskraft	Trafost.	132	Ny	25 MVA, doble ssk.	1		/22	BKK + Os	2000	9,8	
13	Jordal - Askøy II	Kabel	132	Ny	630 Cu TKZA	1	3,9		BKK	1996	45	
13	Haukeland	Trafost.	132	Ny	93 MVA	3		/11	BL	2001-2005	58	
13	Voss - Bjørkelid	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	2		VOE	2000	9	
13	Øystese - Ålvik	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	17,2		BKK	2003	13,8	
13	Jordal - Askøy II	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	4,6		BKK	1996	6,7	
13	Koengen	Trafost.	132	Ny	75 MVA	3		/11	BL	2001-2005	54	
13	Storetveit	Trafost.	132	Ny	50 MVA	2		/11	BL	1997	55	1996 - 1997
13	Landås - Storetveit	Kabel	132	Ny	1200 Al	1	2		BL	1995	12,2	
13	Koengen - Strømgaten	Kabel	132	Ny	1200 Al	1	2		BL	2001-2005	18	
13	Sandviken	Trafost.	132	Ny	50 MVA	2		/11	BL	2001-2005	65	
13	Landås	Trafost.	132	Ny	75 MVA	3		/11	BL	1998	58	1997 - 1998

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
13	Sandviken - Koengen	Kabel	132	Ny	1200 Al	1	1,8		BL	2001-2005	18	
13	Dale - Fosse	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	4,2		BKK	1998	5,2	1997 - 1998
13	Arna	Trafost.	300	Mod.	300 kV felt	1		/132	BKK	1999	5,5	
13	Arna	Trafost.	300	Mod.	200 MVA, felter : 2 sider	1		/132	BKK	1999-2004	35	
13	Fana	Trafost.	300	Mod.	300 kV felt	1			BKK	1996	7,5	
13	Samanger	Trafost.	300	Mod.	300 kV felt	1		/132	BKK	1999	5,5	
13	Lille Sotra	Trafost.	300	Mod.	160 MVA, 300 kV felter	1		/132	BKK / Sotra	1996	44,7	160 MVA flyttet fra Fana
13	Lille Sotra - Kollnes	Linje	300	Ny	FeAl 770	1	20,7		BKK	1996	69,9	
13	Breivik - Lille Sotra	Linje	300	Ny	FeAl 770	2	3,5	/132	BKK	1996	20,1	Dobbel føring : 300 og 132 kV
13	Lille Sotra - Kollnes	Kabel	300	Ny	1000 Cu OKDE	1	15		BKK	1996	200	
13	Fana - Breivik	Linje	300	Ny	FeAl 329 Duplex	1	15		BKK	1996	19,5	
13	Fana	Trafost.	300	Ny	250 MVA	1		/132	BKK	1996	26	Erstatter 160 MVA flyttet til Lille Sotra
13	Kollnes	Trafost.	300	Ny	250 MVA, 300 kV felter, SF_6	1		/132	BKK / Shell	1996	52,8	
13	Samanger	Trafost.	420	Ny	1000 MVA, felter : 2 sider	1		/300	BKK	2004	56	2003 - 2005
13	Samanger - Arna	Linje	420	Ny	FeAl 1022	1	27,5		BKK	1999	81	300 kV klar fra 1996. 1998 - 1999
13	Sima - Samanger	Linje	420	Ny	FeAl 1022	1	85		BKK/Statnett	2004	274	2003 - 2005
14	Grov	Trafost.	66	Mod.	Doble SSK	1			YFK	1998	18	
14	Stakaldefossen-Skei	Linje	66	Mod.	FeAl 240	1	33,3		Firdakraft AS	1998	9	
14	Stakaldefossen	Spole	66	Ny	Jordingsspole	1			Svultingen L/L	1997	1,9	
14	Grov	Spole	66	Ny	Jordingsspole	1			YFK	1997	1,9	
14	Svelgen	Spole	66	Ny	Jordingsspole	1			Elkem Bremanger	1997	1,9	
14	Nedre Svultingen-Solund	Linje	66	Ny		1			Svultingen L/L	1997	6,3	Snarlig forsterking.
14	Leivdal	Spole	66	Ny	Jordingsspole	1			Firdakraft AS	1997	1,9	
14	Grov-Brandsøy	Linje	132	Mod.	FeAl 150 el 240	1	9,1		YFK	2000		
14	Skaldefossen	Kobl.anl.	132	Mod.		1			SFE	2003		2000 til 2005.
14	Tefre/Førde (Øyrane)	Trafost.	132	Ny	30 MVA	1			Svultingen/SFE	2001	12,9	Billigste alternativ oppført.
15	Nordheim-Liabø-Svorka	Linje	66	Mod.	FeAl 150	1	37,5		NEAS	2000	19,7	
15	Kristiansund	Fasekomp.	66	Ny	20 MVAr	1			NEAS	1995	0,5	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
15		Fasekomp.	66	Ny	10 MVAr	1			NEAS	2000	0,3	
15	Djupvik-Leikangseidet	Linje	66	Ny	FeAl 1x150	1	4,8			1995	2,6	Alt.1 Res. e/omk
15	Eidseter	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Istad Kraft AS	1999	2	alt. 2005
15	Brandhol	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Statnett SF	2000	2	alt. 2010
15	Aura	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Statnett SF	2000	2	alt. 2010
15	Istad	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Statnett SF	2000	2	alt. 2010
15	Brandhol	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Statnett SF	2000	2	alt. 2010
15	Årødal	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Istad Kraft AS	1999	2	alt. 2005
15	Istad	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Statnett SF	1997	2	alt. 2003
15	Istad-Bolli-Haukåsdal-Tornes	Linje	132	Mod	Temp.oppgradering	1			Istad Kraft AS	1996	2,9	
15	Bolli - Tornes	Linje	132	Mod	Temp. oppgrad.	1	48,5		Istad Kraft AS	1996	2,9	FeAl 150
15	Eidseter	Trafost.	132	Mod	132 kV bryterfelt	1			Istad Kraft AS	1997	2	alt. 2003
15	Kvitneset-Hareidseidet	Linje	132	Ny	FeAl 1x150	1				2001	7,3	
15		Kabel	132	Ny	3x1x400 mm2 Al	1	0,4		Istad Kraft AS	1996	1,5	
15	Nørve	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV bryterfelt	1				1998	2	Trinn 1
15	Nørve-siden (Nørve - Sula)	Linje	132	Ny	FeAl 1x150	1	1,2			1998	0,9	
15	Hareideseidet	Kobl.anl.	132	Ny		2				2001	6	
15	Nørve -siden	Kabel	132	Ny	TSLE 3x1x1000 Al	1	0,8			1998	2,8	Inkl. grøftekost.
15	Sula-Sulafjorden (Eltrane)	Kabel	132	Ny	TSLE 3x1x1000 Al	1				2001	6,3	
15	Borgundfjorden	Kabel	132	Ny	TKRA 3x1x300 Cu	1	2,1			1998	17,3	Inkl. div. utgifter
15	Kvitneset-Eltrane	Kabel	132	Ny	TSLE 3x1x1000 Al	1				2001	27,8	Inkl. div. kost.
15	Sula-siden	Kabel	132	Ny	TSLE 3x1x1000 Al	1	2,9			1998	10	Inkl. grøftekost.
15	Sula	Spole	132	Ny		1				1998	2	
15	Sula	Kobl.anl.	132	Ny		2				2001	6	Trinn 2.
15	Sula	Trafost.	132	Ny	40 MVA	1		/22		1998	9	Tot.
15	Hareideseidet	Spole	132	Ny		1				2001	2	
15	Tjeldbergodden	Kobl.anl.	132	Ny	SF_6	1			S-TK	2005	5,5	
15	Hustadmarmor	Trafost.	132	Ny	80 MVA	2		/22	Hustadmarmor	1997	63	Tot. byggekostn.
15	Hustadmarmor	Fasekomp.	132	Ny	10 MVAr	1			Hustadmarmor	1996	0,3	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
15		Kabel	132	Ny	3x1x400 mm2 Cu	1	1,8		S-TK	2005	15,6	
15	Holla	Kobl.anl.	132	Ny	Konv.	1			S-TK	2005	2	
15	Istad - Eidseter	Linje	132	Ny	FeAl 150	1	7,9		Istad Kraft AS	1997	5,8	Dublering, alt. 2003
15	Eidseter - Årødal	Linje	132	Ny	FeAl 150	1	19,1		Istad Kraft AS	1999	13,9	Dublering, alt. 2005
15	Brandhol - Istad	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	24,8		Statnett SF	2000	31	Dublering, alt. 2010
15	Aura - Brandhol	Linje	132	Ny	FeAl 253	1	28,2		Statnett SF	2000	35,5	Dublering, alt. 2010
15	Tornes-Hustadmarmor	Linje	132	Ny	FeAl 150	1	4,6		Istad Kraft AS	1996	3,4	
15	Tornes	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV bryterfelt	1			Istad Kraft AS	1996	2	
15	Hustadmarmor	Kobl.anl.	132	Ny	132 kV bryterfelt, SF_6	3			Hustadmarmor	1996	7	
15	Moldeli	Fasekomp.	132	Ny	10 MVAr	1			Istad Kraft AS	1996	0,3	
15	Tjeldbergodden-Holla	Linje	132	Ny	FeAL 240	1	32		S-TK	2005	25,6	Avh. av gasskraftv.
16	Vestbyen	Trafost.	66	Mod.	Lokalkontr. 12 kV anlegg	1		/12	TEV	2004	15	
16	Belbuan	Trafost.	66	Mod.	20 MVA, 12 kV anlegg	1		/12	TEV	2001	18	10 Mod
16	Fjæremsfossen	Trafost.	66	Mod.	15 MVA	1		/12	TEV	2003	3	3 Mod
16	Svean/Løkaunet	Trafost.	66	Mod.	Omvikling, 12 kV anlegg	1		/12	TEV	2002	2	
16	Buran	Trafost.	66	Mod.	Omvikling, 12 kV anlegg	1		/12	TEV	1999	15	
16	Moholt - Paulinelund	Kabel	66	Ny	1200 Al	1	2,7		TEV	2003	10	Utskifting av kabler.
16	Strinda	Kobl.anl.	66	Ny		1			Statnett SF	1997	1	
16	Universitetet	Kobl.anl.	66	Ny		1			TEV	1997	1	
16	Strinda - Universitetet	Kabel	66	Ny	1200 Al	1	3,2		TEV	1997	9	
16	Strinda - Storhaugen	kabel	66	Ny	1200 Al	1	6		TEV	2005	20	
16	Moholt	Trafost.	66	Ny	25 MVA, 12 kV anlegg	1		/12	TEV	1997	20,5	17 Mod.
17	Ogndal - Østerås	Linje	66	Ny	FeAl 240	1	10		NTE	2000	4	Statnett's område ?
17	Østerås	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/22	NTE	1998	10	
17	Spillum	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	NTE	2003	10	
17	Grong	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	NTE	2003	10	
17	Levanger	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/22	NTE	1995	10	Ferdig Utbygd!!
17	Steinkjer : Følling	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/22	NTE	1996	10	
17	Tunnsjødal - Tunnsjø	Linje	66	Ny	FeAl 240	1	43		NTE	2000	13	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
17	Mosvik - Ormsetfoss	Linje	66	Ny	FeAl 185	1	10		NTE	2000	4	Alt. Mosvik - Inderøy
17	Follafoss - Bratli	Linje	66	Ny	FeAl 185	1	41		NTE	1998	20	
17	Steinkjer - Follafoss	Linje	66	Ny	FeAl 240	1	22		NTE	1996	20	
17	Østerås - Inderøy	Linje	66	Ny	FeAl 185	1	20		NTE	1996	6	
17	Inderøy	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	NTE	1999	10	
17	Eidum - Meråker	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	44		NTE	1996	18	
17	Verdal - Fiborg	Linje	300	Ny	FeAl 480	1	20		Norske Skog	1998	70	Statnett's område ? Kon. s: Norske Skog
18	Fjordspenn	Linje	132	Mod.		1	3,3		HK	Ikke bestemt	1,5	Allerede ferdig?
18	Langfjord	Trafost.	132	Ny	ikke best.	1		/66/22	HK	2005	50	
18	Mosjøen	Trafost.	132	Ny	60 MVA	1		/22	Statnett	Ikke bestemt	12	KSP møte 2. halvdel av oktober.
18	Mjørkarli	Trafost.	132	Ny	2 MVA, felter, koblinger	1		/22	HK	2005	11	
18	Svabo	Trafost.	132	Ny	110 MVA	1		/22	MIP	Ikke bestemt	25	
18	Grytåga	Trafost.	132	Ny	50 MVA	1		/11	HK	1995	25,2	Ferdig i år
18	Røssåga - Hattfjelldal	Linje	132	Ny	FeAl 120	1	37		HK	Ikke bestemt	31	Del av lengden til Kosvik - Langfjord
18	Leirosen	Trafost.	132	Ny	20 MVA	1		/66/22	HK	2005	26	
18	Sjona	Trafost.	132	Ny	50 MVA	1		/11	HK	1998	8,2	
19	Falkelv - Vassmo	Linje	66	Mod.	FeAl 95 ?	1	13,4		NSK	Ikke bestemt		Under vurdering
19	Vassmo - Skjelvareid	Linje	66	Mod.	FeAl 95 ?	1	40,3		NSK	Ikke bestemt		Under vurdering
19	Kalvåg, Vassmo, Botn,,,	Trafost.	66	Ny	Auto trinnkobler	5		/22	NSK	2005		Skjervareid, Rekvatn.
19	Sjøkabel/linje : Tysfjorden	Linje/kabel	66	Ny	FeAl 120 + 95 Cu	1	8,8		NSK	Ikke bestemt		Under vurdering
19	Deler av Tjønndalen - Bodin	Kabel	66	Ny	TSLE 800	2	1,2		SKS	1995	2,7	Oktober
19	Tjønndalen	Trafost.	132	Mod.	145 kV felt	1		/22	SKS	1996	3,2	Vestby
19	Øresvik > Tonnes	Trafost.	132	Mod.		1		/22	SKS	2000		Flytting
19	Tjønndalen - Vestbyen	Kabel	132	Ny	Al 300	1			SKS	1996	12,5	Vestby
19	Vestbyen	Trafost.	132	Ny	40 MVA, kontr. anl.	1		/22	SKS	1996	18,4	Vestby
19	Hopen - Valjord	Linje	132	Ny	TAL 150	1	39		SKS	Ikke bestemt		
19	Vestbyen	Trafost.	132	Ny	40 MVA, kontr. anl., SF_6	1		/22	SKS	2005	22,8	Vestby
20	Frøskela	Kobl.anl.	66	Mod.	SF_6, brytere	1			Vesterålens K.	1997	13,7	= Koblingsanlegg

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
20	Kanstadbotn - Lødingen	Linje	66	Ny	FeAl 150	1	20		Ofoten Kraftlag	1999	7,5	1998-2000
20	Steine	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	Vesterålens K.	1995	5,5	Desember 1995
20	Frøsleland - Melrabben	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	18		Vesterålens K.	1996	9,4	
20	Risøyhamn - Dverberg	Linje	66	Ny	FeAl 150	1	23		Andøya KK	1997	9,2	
20	Frøsleland - Reinshaug	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	25		Vesterålens K.	1999	12	
20	Storvatn	Kobl.anl.	132			1			Narvik Energiverk	1998	8	Trafo inkludert
20	Kanstadbotn - Kvitfossen	Linje	132	Ny	FeAl 240	1	66,7		Lofotkraft	2000		
20	Ankenes	Trafost.	132	Ny	50 MVA	1		/??	Narvik Energiverk	1998	5	
20	Storvatn - Ankenes	Linje	132	Ny	FeAl 185	1	7		Narvik Energiverk	1998	5	
21	Salangen	Trafost.	66	Mod.	Kond.batteri, kontr. anl.	1		/22	Troms Kraftforsyning	1996	4,9	
21	Hamneidet	Trafost.	66	Mod.	66 kV felt	1		/22	Troms Kraftforsyning	1995	1	Under arbeid.
21	Ringvassøy	Trafost.	66	Mod.	7 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	1996	1	Reservetransformator
21	Skjervøy	Trafost.	66	Mod.	Kond. batteri 2 MVAr	1		/22	Troms Kraftforsyning	1997	0,3	
21	Strandvn. - Sentrum	Kabel	66	Ny	TSLE 630 Al	1	1,6		Troms Kraftforsyning	1995	3	
21	Nord-Senja	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	1997	8	
21	Strandveien	Trafost.	66	Ny	25 MVA	1		/11	Troms Kraftforsyning	1995	26,5	Utsettes - Utredes.
21	Hamneidet - Skjervøy	Linje/kabel	66	Ny	FeAl 70, 95 Cu, 150 Al	1	15,1		Nord Troms Kraftlag	1995	12,5	Ferdig. Drives med 22 kV
21	Nordreisa - Kautokeino	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	100		Nord Troms Kraftlag	2005	50	Ikke avklart
21	Silsand - Nord-Senja	Linje	66	Ny	FeAl 70	1	30		Troms Kraftforsyning	1997	10	Data kan bli endret.
21	Hungeren - Strandvn.	Kabel	66	Ny	500 Cu + 630 Al	1	1,4		Troms Kraftforsyning	1995	5,3	Sjøkabel + Jordkabel
21	Kroken	Trafost.	66	Ny	20 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	1996	4,5	Reservetransformator
21	Nordreisa - Storslett	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	25		Nord Troms Kraftlag	1997	10	
21	Skjervøy	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	1996	8,6	
21	Kautokeino	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	2000	4	Reservetransformator
21	Hungeren	Trafost.	132	Mod.	Kontrollanl.	1		/66	Troms Kraftforsyning	1995	9	
21	Finnfjordbotn	Trafost.	132	Ny	60 MVA	1		/66	Troms Kraftforsyning	1996	12	Reservetransformator
21	Eidkjosen	Trafost.	132	Ny	25 MVA	1		/22	Troms Kraftforsyning	1998	14	Må vurderes nærmere.
21	Bardu - Salangen	Linje	132	Ny	FeAl 95	1	20,2		Troms Kraftforsyning	1999	16	
22	Stoebukt	Trafost.	66	Mod.	Effektbrytere	1		/22	RK	1998	4	

Omr nr	Område/Region	Anlegg	U (kV)	Ny /Mod	Anlegg type	Ant. komp	L (km)	Vikl. forh.	Utbygger/Eier	Planlagt i drift	Est. kost (Mkr)	Kommentarer
22	Vadsø	Trafost.	66	Mod.	Effektbrytere	1		/22	VK	1996	8,5	
22	Båtsfjord	Trafost.	66	Mod.	Effektbrytere	1		/22	VK	1997	7	
22	Mehamn	Trafost.	66	Mod.	Bryteranlegg	1		/22	NK	1995	1,5	
22	Havøysund	Trafost.	66	Mod.	Effektbrytere, 22/11 kV trafo.	1		/22/11	RK	1996	5	
22	Smørfjord - Lakselv	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	62,7		RK	2004	12	
22	Smørfjord - Havøysund	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	63,2		RK	2003	13	
22	Smørfjors - Storbukt	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	69,2		RK	2002	14	
22	Smørfjord - Repvåg	Linje	66	Ny		1	39		RK	1996	15,4	
22	Repvåg - Vesterpollen	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	14		RK	1997	5,6	
22	Veidnes - Storbukt	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	15		RK	1997	6	
22	Storbukt	Trafost.	66	Ny	16 MVA	1		/22	RK	1998	10	
22	Smørfjord	Trafost.	66	Ny	8 MVA	1		/22	RK	1996	4	
22	Bjørnevatn	Trafost.	66	Ny	12 MVA	1		/22	VK	1998	2,2	
22	Mehamn	Trafost.	66	Ny	10 MVA	1		/22	NK	1997	2	
22	Snefjord	Trafost.	66	Ny	6 MVA	1		/22	RK	1997	5	
22	Vesterpollen - Veidnes	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	7		RK	1997	8	
22	Snefjord	Trafost.	66	Ny	6 MVA	1		/22	RK	1997	5	
22	Avgrening Futelv	Linje	66	Ny	FeAl 95	1	4,5		NK	1996	2	
22	Adamselv	Trafost.	66	Ny	15 MVA	1		/22	Statkraft SF	1997	4	Generatortransformator
22	Repvåg	Trafost.	66	Ny	6 MVA	1		/22	RK	1997	6	
22	Vadsø - Smelror	Linje	132	Mod.	Isolering for 132 kV	1			VK	1998	24	
22	Vadsø	Trafost.	132	Mod.	132 kV felt	1		/22	VK	1998	1,8	
22	Båtsfjord - Smelror	Linje	132	Ny		1			VK	1995	36	
22	Smelror	Trafost.	132	Ny	?	1		/22	VK	1998	11	
22	Båtsfjord	Trafost.	132	Ny	30 MVA	1		/66	VK	1998	4,2	
22	Tana Bru	Trafost.	132	Ny	20 MVA	1		/22	VK	1997	3	
	Totalt					**546**	**2629,75**				**6410,5**	

Vedlegg H De ulike planområder og planansvarlige

Nr	Område	Planansvarlig etat	Kontaktperson	Plan levert	Merknader
0	Sentralnettet	Statnett SF	Lars Voldhaug	12/1/93	Tillegg og oppdatering fra 15/8-96.
1	Østfold	Østfold Energiverk A/S	Per Erik Larsen	4/3/95	
2	Akershus	Akershus Energiverk	John Ole Bjørnerud	2/15/95	
3	Oslo	Oslo Energi A/S	Ketil Høgh	2/9/95	
4	Hedmark	Hedmark Energi AS	Einar Lien	2/27/95	
5	Oppland	Oppland energiverk DA	Kjell Røislien	3/10/95	
6	Buskerud	Buskerud Energi AS	Kai Normann Andersen	6/30/94	
7	Vestfold	Vestfold Kraft DA	Tor Eriksen	12/27/95	Forrige versjon ble levert 30.06.94.
8	Telemark	Telekraft A.S	Olav Lio	10/18/95	Første versjon levert 01.09.1994.
9	Aust-Agder	Aust-Agder Kraftverk	Rolf Erlend Grundt	12/7/94	
10	Vest-Agder	Vest-Agder Energiverk	Egil R. Hagen	12/1/94	
11	Lyse-området	Lyse Kraft	Odd H Øksnevad	7/5/94	
12	Nord-Rogal./ Sunnhordl.	Sunnhordland Kraftlag AS	Magne Heimvik	4/19/94	
13	Hordaland (resten)	Bergenshalvøens Komm. Kraftselskap DA	Kjetil Ryen	6/24/94	
14	Sogn og Fjordane	Sogn og Fjordane Energiverk	Arild Trældal	12/27/95	
15	Møre og Romsdal	Istad Kraft AS	Svein Ivar Morsund	12/19/95	
16	Sør-Trøndelag	Sør-Trøndelag Kraftselskap	Rune Malmo	1/7/96	
17	Nord-Trøndelag	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	Ola Gulseth	6/23/94	
18	Helgeland	Helgeland Kraftlag L/L	Hans Granhaug	3/30/94	
19	Salten-området	AS Salten Kraftsamband	Harald Olufsen	5/3/95	
20	Nordre Nordl. og Sør-Troms	AS Nordkraft	Stig Fretheim	10/15/93	
21	Troms	Troms Kraftforsyning	Odd Haldorsen	5/20/94	
22	Finnmark	Statnett SF	Inge Vognild	22/10/95	

Denne serie utgis av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 OSLO

I 1996 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

Nr 1 Berdal Strømme a.s.: Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet. (28 s.)

Nr 2 Astrid Voksø og Svein Homstvedt (red.): Inngrepsindikator for vassdrag. (37 s.)

Nr 3 Ole Tom Djupskås: Kraftpriser til husholdninger pr. 1.januar 1996. (7 s.)

Nr 4 Eva Skarbøvik og Per Einar Faugli (red): Anvendt vassdragsforskning - en analyse av fremtidige behov. Rapport fra seminar på Hell 20. og 21. november 1995. (118 s.)

Nr 5 Steinar Vikingstad: Nøkkeltall for regional- og distribusjonsnettet. (10 s.)

Nr 6 Nils Yngve Berg, Kjetil Sandsbråten, Eva Skarbøvik og Gry Berg: FoU- prosjekter 1993/94 innen vassdrags- og energisektoren. (154 s.)

Nr 7 Pia Rystam: Kvalitetssäkring av hydrologisk dataproduktion. Ett projekt för kartläggning och analys av hydrolgisk dataproduktion. (54 s.)

Nr 8 Inger Sætrang (red.): Statistikk over overføringstariffer i distribusjonsnettet 1996. (28 s.)

Nr 9 Elisabeth Sand og Rolv Bjelland: Analyse av netteieres valg av avkastningssats. (13 s.)

Nr 10 Ole Tom Djupskås: Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.2.1996. (21 s.)

Nr 11 Inger Sætrang (red.): Oversikt over vedtak i tvistesaker andre halvår i 1995. Tariffer og vilkår for overføring av kraft. (9 s.)

Nr 12 Inger Sætrang: Oversikt over vedtak i reguleringssaker andre halvår i 1995. Vilkår for intern organisering og regnskap. (6 s.)

Nr 13 Inger Sætrang (red.): Statistikk over overføringstariffer i regionalnettet 1996. (18 s.)

Nr 14 Kjell Arne Moi og Frode Trengereid: Nasjonal utbyggingsplan for overføringsanlegg i elkraftsystemet, 1995-2005. (56 s.)

NORGES VASSDRAG
OG ENERGIVERK
elv. 1
00535278