

www.sintef.no





**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim  
Resepsjon: Sem Sælands vei 11  
Telefon: 73 59 72 00  
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:  
NO 939 350 675 MVA

# TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

**Varmemarkedets utvikling og betydning for fleksibiliteten i energiforsyningen**

SAKSBEARBEIDER(E)

Nicolai Feilberg, Bjørn Grinden, Pål C. Næsje, Marit Thyholt, Bjørn J. Wachenfeldt, Ove Wolfgang **BG**

OPPDRAKSGIVER(E)

Olje- og energidepartementet

TR NR. TR A6562	DATO 2007-10-11	OPPDRAKSGIVER(E)S REF. Energi- og vannressursavdelingen v/Håvard Grothe Lien	PROSJEKTNR. 12X534	
EL. ARKIVKODE 071004161539	RAPPORTTYPE	PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) Bjørn H. Bakken	GRADERING Åpen	
ISBN NR. 978-82-594-3296-4		FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) Petter Støa	OPPLAG 18	SIDER 98
AVDELING Energisystemer	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11		LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50	

## RESULTAT (sammendrag)

I forbindelse med evaluering av energiloven har SINTEF på oppdrag for Olje- og energidepartementet gjennomført en utredning av varmemarkedet og varmemarkedets betydning for fleksibilitet i energiforsyningen. En analyse av historisk utvikling viser at etterspørselen etter elektrisitet og samlet energi har stagnert de siste 5-10 årene. Selv om aktivitetsnivået har økt, har ikke energietterspørselen økt tilsvarende. Årsaken til dette er at energiintensitetene er redusert, noe som betyr at energi forbrukes mer effektivt i dag enn tidligere. Dette er en trend som kan forventes å fortsette framover i tid.

Det er foretatt beregninger av tre scenarier for utviklingen av energietterspørsel framover mot år 2035. I Basis-scenariet tar vi hensyn til nye byggeforskrifter i tillegg til historisk trendutvikling. Begge deler (forskrifter og trender) vil bidra til redusert vekst også framover i tid. Veksten i energietterspørselen blir moderat, spesielt for etterspørsel etter "prioritert" kraft som øker bare 4 TWh på 30 år. I Effektiviseringsscenarioet, hvor vi antar at nybygg og rehabiliterte bygg oppgraderes til en energiklasse bedre enn forskriftene, øker samlet energi med bare 5 TWh og elektrisitet reduseres med 3 TWh. I Omleggingsscenarioet, hvor det satses på mer fleksible oppvarmingssystemer isteden for oppgradering av energiklasser, øker samlet energietterspørsel noe mer enn i Basisscenariet. Etterspørselen etter elektrisitet reduseres med 8 TWh til 2035. I scenariene er det ikke tatt hensyn til eventuell elektrifisering av sokkelen, elektriske biler, hydrogenproduksjon, CO<sub>2</sub>-håndtering eller ilandføringsanlegg for gass (utover det som er kjent t.o.m. år 2011) som kan medføre en kraftig økning i etterspørselen etter elektrisitet.

Med utgangspunkt i disse scenariene er det foretatt beregninger for noen scenarier (eller "case") for produksjonssystemet stadium 2035 for Østlandet for å se på prinsipielle effekter av økt eller redusert etterspørsel, eventuelt mer produksjonskapasitet eller utvekslingskapasitet. Dette er analysert ut fra forskjellige kriterier for forsynings-sikkerhet, hvorav rasjonering er det viktigste. I utgangspunktet ser det ut som energieffektivisering er det beste "tiltaket" for å øke forsynings-sikkerheten. Økt utveksling mot områder som f.eks. Midt-Sverige, som har samme fare for tørrår som Østlandet, har liten effekt. Når det gjelder alternative forsyningsnett, viser det seg at det kan være vanskelig å få lønnsomhet. En av årsakene er at det uansett må investeres i elektriske forsyningsnett som kan takle maksimal belastning, slik at alternative løsninger alltid medfører tilleggsinvesteringer.

## STIKKORD

EGENVALGTE	Energieterspørsel	Varmeetterspørsel
	Scenarioanalyser	Forsyningsystem



## INNHOLDSFORTEGNELSE

		Side
1	INNLEDNING .....	5
2	UTVIKLING AV VARMEMARKEDET 1976-2006.....	7
2.1	UTVIKLINGEN AV ENERGI- OG VARMEETTERSPOERSEL.....	8
2.1.1	Utvikling av energietterspørsel og aktivitetsnivå i Norge .....	8
2.1.2	Utvikling av energietterspørsel i energisektorene.....	14
2.1.3	Utvikling av effektetterspørsel i Norge.....	15
2.1.4	Utvikling av varmeetterspørsel i Norge.....	17
2.1.5	Varmepumpenes betydning .....	18
2.1.6	Utvikling av energietterspørsel i Danmark, Finland, Sverige og Norge.....	19
2.2	UTVIKLINGEN AV ENERGIINTENSITETER.....	21
2.2.1	Beregnete energiintensiteter.....	21
2.2.2	Energiindikatorer for norsk økonomi 1990-2004 .....	24
2.2.3	30 år med energibruk i IEA –land.....	26
2.2.4	Oppsummering av utviklingen av energiintensiteter .....	30
2.3	OPPSUMMERING AV HISTORISK UTVIKLING AV ENERGIETTERSPOERSEL OG VARMEMARKEDE.....	31
3	KONKURRANSEFLATE MELLOM ULIKE OPPVARMINGSLØSNINGER .....	33
3.1	PRISUTVIKLING I NORGE, SVERIGE OG FINLAND .....	33
3.2	OPPVARMINGSSYSTEMER.....	34
3.3	PRISELASTISITET I ALMINNELIG FORSYNING .....	37
3.4	AVGIFTER, TARIFFERING, STØTTEORDNINGER .....	39
3.4.1	Avgifter.....	39
3.4.2	Støtteordninger.....	40
3.4.3	Energiaktører .....	41
3.4.4	Sammendrag av konkurranseflate.....	41
4	VARMEMARKEDETS BETYDNING FOR ENERGIFORSYNING PÅ KORT- OG LANG SIKT .....	43
4.1	BEREGNINGSVERKTØY .....	43
4.1.1	Modeller for etterspørselssiden.....	43
4.1.2	Modeller for forsyningssiden.....	45
4.2	SCENARIER FOR VARME-, ENERGI- OG EFFEKTETTERSPOERSEL.....	47
4.2.1	Forutsetninger for prognosene .....	47
4.2.2	Scenarier for etterspørsel etter varme og energi mot 2035 .....	51
4.2.3	Utslipp knyttet til direkte bruk av energivarer .....	63
4.2.4	Effektprognoser .....	64
4.2.5	Oppsummering av etterspørselsscenarioer .....	65
4.3	SCENARIER FOR ELEKTRISK ENERGIFORSYNING .....	71
4.3.1	Forutsetninger for produksjonsscenarioene .....	71
4.3.2	Kraftbalanse og fokusområde .....	72
4.3.3	Årsprofil for endringer i etterspørsel og produksjon .....	73
4.3.4	Simulerte case .....	75
4.3.5	Simuleringsresultater .....	75
4.3.6	Oppsummering av scenarier produksjonssystemet.....	85
4.4	SCENARIER FOR ALTERNATIVE FORSYNINGSNETT .....	86
4.4.1	Økte investeringer kontra reduserte driftskostnader .....	86
4.4.2	Alternative forsyningsnett kontra lavenergibygg.....	90
4.4.3	Finansiering av økte investeringer .....	92
5	OPPSUMMERING, DISKUSJON OG KONKLUSJON.....	93
6	VIDERE ARBEID.....	95
7	LITTERATUR/REFERANSER.....	97



## 1 INNLEDNING

I forbindelse med evaluering av energiloven ønsker departementet å få gjennomført en utredning av varmemarkedet og varmemarkedets betydning for fleksibilitet i energiforsyningen. Dette er en svært omfattende oppgave, men vi har her valgt å fokusere på det som kan finnes ut fra analyser av statistikk, og det som kan finnes ut fra modellberegninger. Analysen er foretatt av forskere og seniorforskere ved SINTEF Byggforsk, SINTEF Energiforskning AS og SINTEF Teknologi og samfunn. Sammensetningen av prosjektgruppen framgår av forsiden til denne rapporten. I tillegg har Sigrun Kavli Mindeberg bidratt med kvalitetssikring av rapporten. Noen av analysene og resultatene er basert på tidligere prosjekter, f.eks. analyser som er foretatt i forbindelse med nye byggeforskrifter.

Det er ikke foretatt noen omfattende litteraturstudie. Det er gjennomført mange utredninger innenfor beslektede områder de siste årene, men det ser ut som de fleste legger til grunn en fortsatt vekst i energietterspørselen og at vi trenger å bygge ut mer produksjonskapasitet og/eller forsyningsnett både for å forsyne denne veksten med elektrisitet og/eller varme. Vi har isteden valgt å gjennomføre egne beregninger og fokusere på hva man kan gjøre på etterspørselssiden for å redusere veksten i energietterspørselen.

I kapittel 2 er det foretatt en analyse statistikk med fokus på statistikk som vil være inngangsdata til våre modellberegninger, dvs. tidsserier for utviklingen av energietterspørsel og energiindikatorer de siste 30-40 år. Som indikatorer benyttes aktiviteter og energiintensiteter. Aktiviteter er oppvarmet areal i bygningssektorene og produksjonsverdi i industri- og diversesektor. Historisk viser energiintensitetene (kWh/m<sup>2</sup> eller kWh/kr) en synkende trend. Dette har bidratt til å redusere veksten og stabilisere energiforbruket de siste 5-10 årene. Det er ikke foretatt noen analyse av hvilke forklaringsfaktorer som i detalj har bidratt til den observerte trendutviklingen av energiintensiteter tilbake i tid. Vi kjenner heller ikke til andre analyser på dette detaljeringsnivået. Det gis en kort analyse av konkurranseforhold sett fra etterspørselssiden i kapittel 3.

I kapittel 4.2 ser vi at den historiske trenden vil bidra til en moderat vekst i etterspørselen etter elektrisitet (og dermed sum energi) framover mot 2035. Det er mulig å påvirke denne utviklingen enten ved mer "fleksible" energibærere, strengere byggeforskrifter og/eller større installasjon av varmepumper. Under modellberegningene har vi fokus på beregning av scenarier for utviklingen av energietterspørsel i bygningssektorene framover mot år 2035. Dessuten er det foretatt en omfattende vurdering av betydningen nye byggeforskrifter og energidirektiv har for utviklingen av energietterspørselen i bygningssektorene framover i tid. Det er ikke foretatt en tilsvarende analyse av produksjonssektorene. I disse sektorene er kun trender lagt til grunn for framskrivningene

På forsyningsiden har vi fokus på det eksisterende forsyningssystemet som er dominert av vannkraft og elektriske overføringsnett. For å analysere noen prinsipielle forhold på forsyningsiden, er det i samråd med oppdragsgiver foretatt en analyse av Østlandsområdet som et "case" i kapittel 4.3. Det er foretatt en beregning av hva økt etterspørsel etter elektrisitet i Basisscenariet vil bety i form av "problemer" som større rasjonering, høye kraftpriser og økt

import til området. Deretter er det sett på hva ulike tiltak som energieffektivisering, økt utveksling og økt kraftproduksjon vil ha på resten av systemet, med fokus på de problemene som er nevnt ovenfor. Energiomlegging vil i hovedsak ha den samme effekten som energieffektivisering.

For alternative forsyningsnett er det i kapittel 4.4 gitt en kort oppsummering av tidligere analyser som er gjennomført ved SINTEF/NTNU. Kapittel 5 gir en oppsummering av arbeidet. Kapittel 6 gir forslag til videre arbeid.



## **2 UTVIKLING AV VARMEMARKEDET 1976-2006**

I dette kapitlet beskrives utviklingen av energietterspørselen siden 70-tallet. Hensikten er å analysere trender som vi kan forvente vil fortsette framover i tid, dersom det ikke settes inn tiltak for å bryte ugunstige trender eller forsterke positive trender. Det er også viktig å se på den historiske utviklingen for å analysere hvor raskt man kan påvirke (endre) utviklingen framover i tid.

Analysen viser at det har vært betydelige endringer de siste årtiene bl.a. som følge av ”oljekrisene” på 70- og 80-tallet, men at denne prosessen kan ta mange år. Flere slike ”kriser” med kort tid i mellom kan imidlertid bidra til at endringer skjer raskere. I løpet av de 10 siste årene har elektrisitetsmarkedet hatt flere tilløp til ”kraftkriser”, tre energikriser og en effektkrise, og det er mye som tyder på at markedet har reagert på det.

Det er også av interesse å se på utviklingen i våre naboland, bl.a. for å kunne analysere mulighetene for endring av energisystemet framover i tid. Mange av forskjellene kan forklares ut fra ressurstilgang og andre fundamentale forskjeller i energisystemet. For å analysere utviklingen av energietterspørselen, både historisk og framover i tid, er det videre nødvendig å analysere utviklingen av bakenforliggende forklaringsfaktorer (indikatorer). Slike indikatorer vil utgjøre inngangsdata til modellene som benyttes for å utarbeide energietterspørselsprognoser.

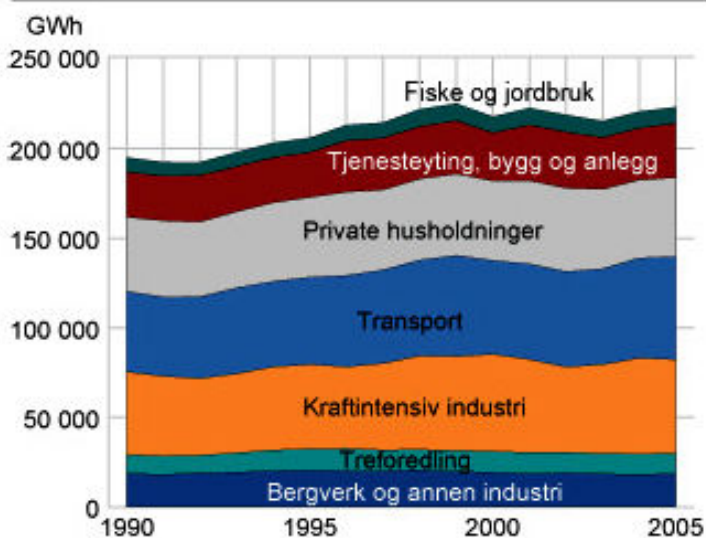
## 2.1 UTVIKLINGEN AV ENERGI- OG VARMEETTERSØRSEL

### 2.1.1 Utvikling av energietterspørsel og aktivitetsnivå i Norge

#### 2.1.1.1 Totalforbruk

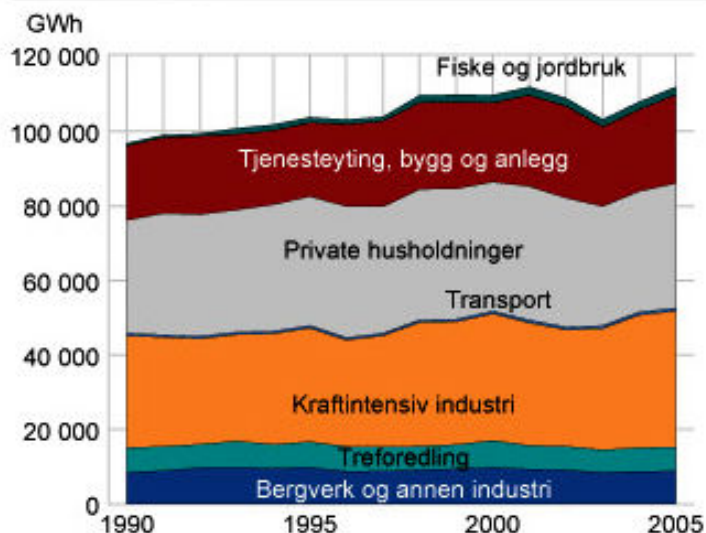
Figur 2.1 viser samlet energiforbruk fra 1990 til 2005 og Figur 2.2 viser elektrisitetsforbruket for alle sektorer. Figurene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) [1]. Dersom annet ikke er nevnt, omfatter elektrisitet både prioritert og uprioritert kraft.

**Energibruk for ulike forbrukergrupper. 1990-2005. GWh**



Figur 2.1 Utviklingen av samlet energiforbruk (tilført) i Norge i perioden 1990-2005 fordelt på sektorer[GWh].

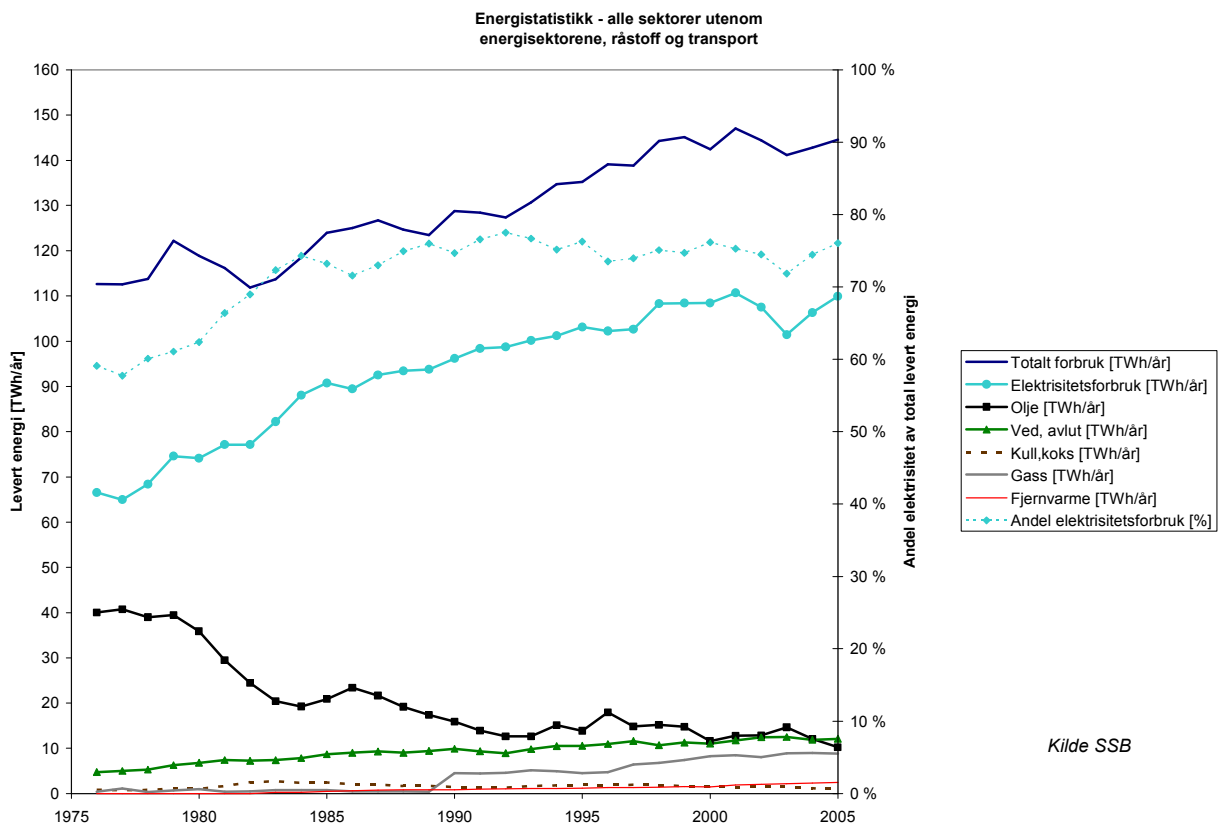
**Elektrisitetsforbruk i ulike forbrukergrupper. 1990-2005. GWh**



Figur 2.2 Utviklingen av samlet forbruk av elektrisitet i Norge i perioden 1990-2005 fordelt på sektorer [GWh].

Figur 2.3 viser historisk stasjonært forbruk av forskjellige energivarer i Norge fra 1976 til 2005 for alle sektorer unntatt energivarer til råstoff og forbruk i energisektorene. Figurene er basert på regneark mottatt fra SSB med en komplett oversikt over energistatistikk fra 1976-2005. Forbruket av gass, elektrisitet og fjernvarme viser en stigende trend, mens oljeforbruket synker. Totalt forbruk viser en stigende trend, men de siste fem årene ser forbruket ut til å ha flatet ut. Elektrisitetsforbruket ser ut til å ha stagnert etter 1998. Alle figurer i dette kapitlet er vist i tilført (levert) energi. Det betyr at overgang fra faste eller flytende brensler til elektrisitet, som har funnet sted de siste fire til fem tiårene, også bidrar til viss en utflatning av forbruket. Det er imidlertid andre faktorer som betyr mer for denne trenden. Dette er beskrevet nærmere nedenfor.

Det må også understrekes at energistatistikken er beheftet med en viss usikkerhet. Et eksempel er energistatistikk for tjenesteytende, som betraktes som svært usikker. Dette skyldes bl.a. at energistatistikk for tjenesteytende sektor er basert på en utvalgsundersøkelse fra 1984 og tjenesteytende sektor benyttes til saldering i energistatistikken. Det samme gjelder statistikk for ved og biomasse, som er vanskelig å "måle" og derfor i stor grad er basert på spørreundersøkelser. Denne usikkerheten vil også eksistere i prognosene i tillegg til den usikkerheten som er forbundet med å framskrive alternative utviklingsbaner (scenarier).



Figur 2.3 Stasjonært forbruk av energivarer for alle sektorer utenom energisektorene og råstoff. [TWh].

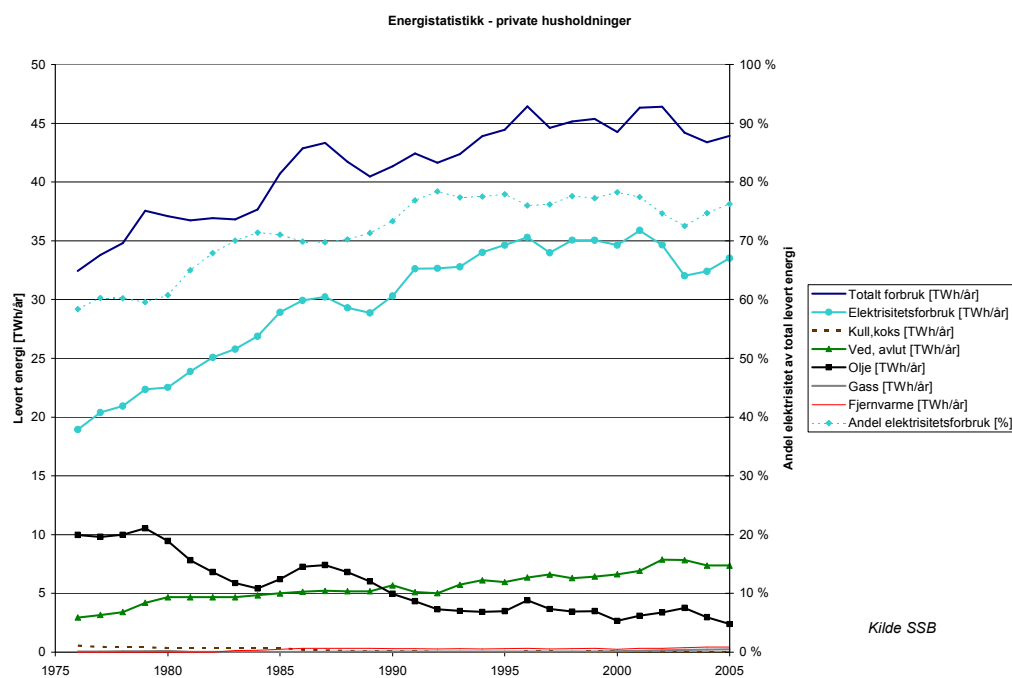
Det er spesielt interessant å analysere de kraftige reduksjonene som vi kan observere for 2002 og 2003, og om dette skyldes midlertidige eller varige forhold som kan påvirke utviklingen framover i tid. I de neste kapitlene ser vi at reduksjonene har vært jevne i alle de viktigste sektorene og at veksten i energietterspørselen de siste 10-15 årene har flatet ut.

Som forklaringsfaktorer for utviklingen av energietterspørselen benytter våre modeller aktiviteter og energiintensiteter. Andre organisasjoner benytter ofte begrepet energiindikatorer isteden for energiintensitet, jfr. kapittel 2.2.2 og 2.2.3.

Aktiviteter er et mål for det volumet som etterspør energi til forskjellige formål som oppvarming, lys osv. For bygningssektorene (boliger og tjenesteyting) benyttes bygningenes golvareal som et representativt mål, da takhøyden som regel er standard. Oppvarmet volum kan da finnes ved å multiplisere golvareal med takhøyde og antall etasjer. Det finnes imidlertid forskjellige definisjoner for golvareal. Vi har valgt å benytte oppvarmet areal fordi de nye byggeforskriftene refererer til denne enheten. For industri- og diversesektor har vi valgt å benytte produksjonsverdi som aktivitetsmål fordi vi antar det er det beste målet for produsert volum. Andre organisasjoner benytter ofte bearbeidingsverdi isteden for produksjonsverdi, jfr. kapittel 2.2.2 og 2.2.3, fordi bearbeidingsverdi er et bedre mål for verdiskapningen. Produksjonsverdi og bearbeidingsverdi er også definert i disse kapitlene.

### 2.1.1.2 Boligsektor

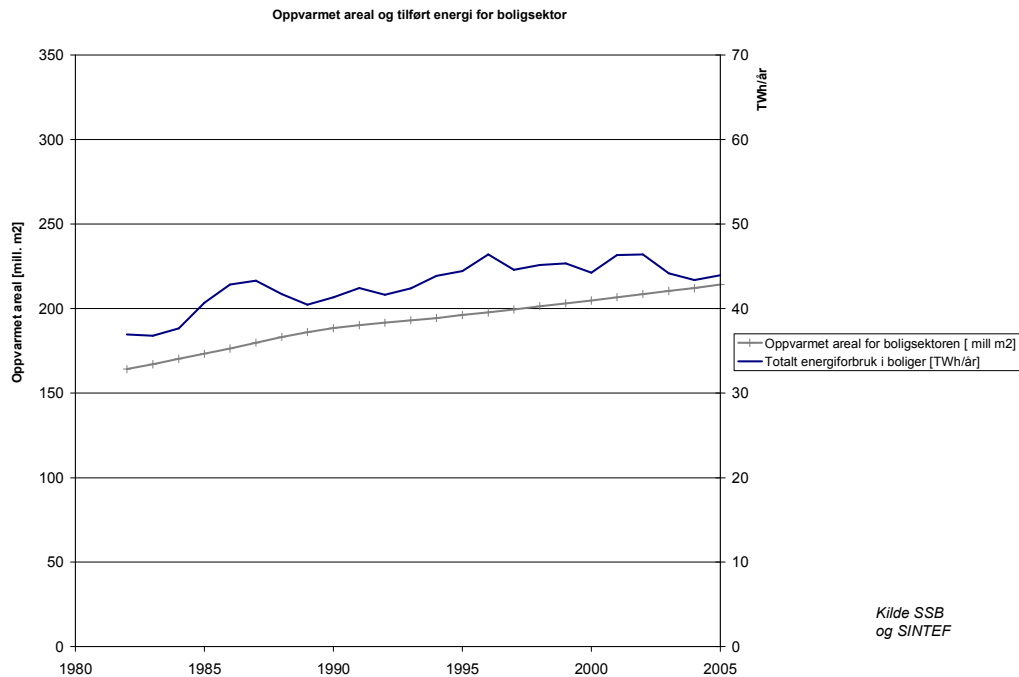
Figur 2.4 Viser tilsvarende tall som Figur 2.3, men bare for private husholdninger. Vi ser at oljeforbruket er mer enn halvert siden 70-tallet, mens forbruket av biobrensel har doblet seg i samme periode. De siste 10 år har totalforbruket endret seg lite. Tallene fra 2002 og 2003 viser en betydelig nedgang i totalforbruket sammenlignet med 2001, men de siste år har forbruket kommet tilbake til samme nivå som ellers i den siste tiårsperioden. Vi ser at også forbruket av elektrisitet viser en flat utvikling siden midten av 90 tallet. Med unntak av 2003 har andelen elektrisitet siden 1991 holdt seg mellom 75 og 80 %.



Figur 2.4 Stasjonært forbruk av energivarer for private husholdninger fra 1976 til 2005. [TWh].

For bolig- og tjenesteytende sektor benyttes som tidligere nevnt, oppvarmet areal som aktivitetsmål.

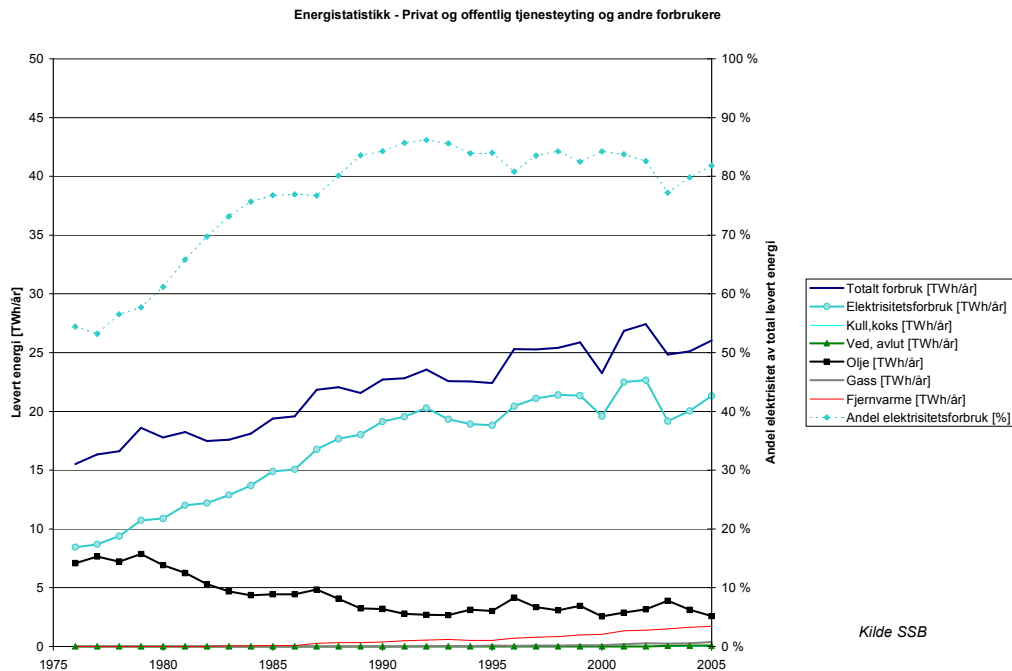
Figur 2.5 viser utviklingen i oppvarmet areal for boligsektoren plottet sammen med totalforbruket for private husholdninger. Areal tall er hentet fra SSB og GAB-registret. En ser at totalforbruket flater ut selv om vi har en jevn økning i boligmassen. Dette indikerer at energiintensiteten per oppvarmet areal de siste år har vist en synkende trend, slik Figur 2.20 (kapittel 2.2) også viser.



Figur 2.5 Oppvarmet areal (mill. m<sup>2</sup>) og samlet forbruk av energivarer (TWh/år) for boligsektor fra 1982-2005.

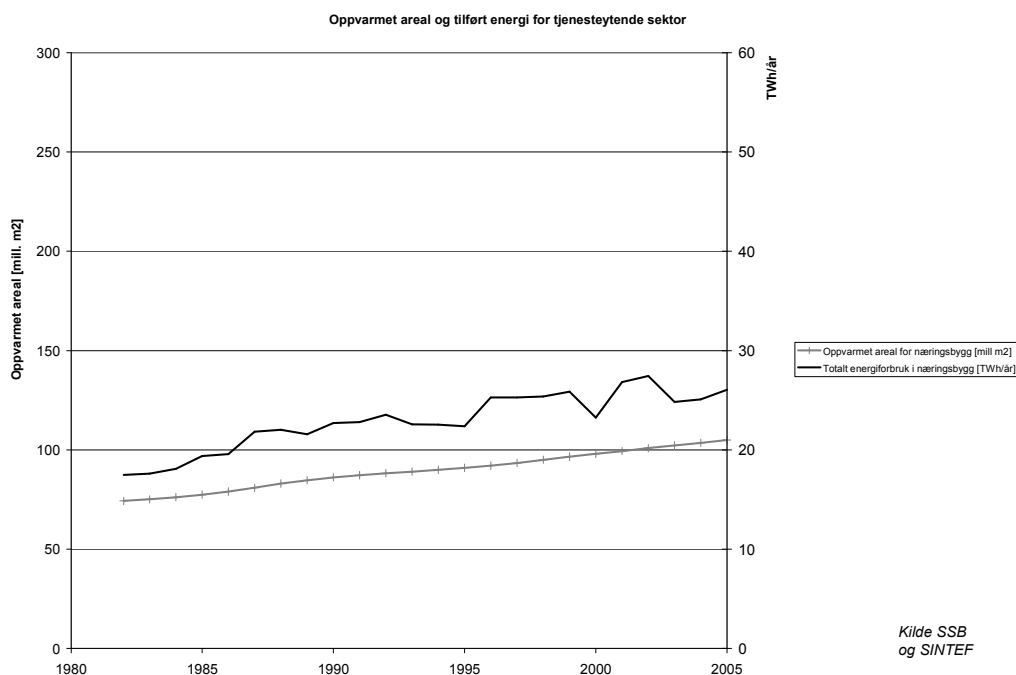
### 2.1.1.3 Tjenesteytende sektor

Figur 2.6 viser tilsvarende tall som Figur 2.3, men bare for privat og offentlig tjenesteyting. Vi ser at oljeforbruket også i disse sektorene er mer enn halvert siden 70-tallet, mens forbruket av fjernvarme har økt jevnt slik at det i dag er omtrent på nivå med oljeforbruket. Ellers viser totalforbruket en jevn økning, men også her er det tendens til utflating mot slutten av perioden. Forbruket av elektrisitet har vokst svakere siden 1990 enn i perioden 1976-1990. Andelen elektrisitet viser også for disse sektorene en flat utvikling de siste år. Med unntak av 2003 har andelen siden 1988 ligget på mellom 80 og 85 %.



Figur 2.6 Stasjonært forbruk av energivarer for tjenesteytende sektor fra 1976 til 2005. [TWh].

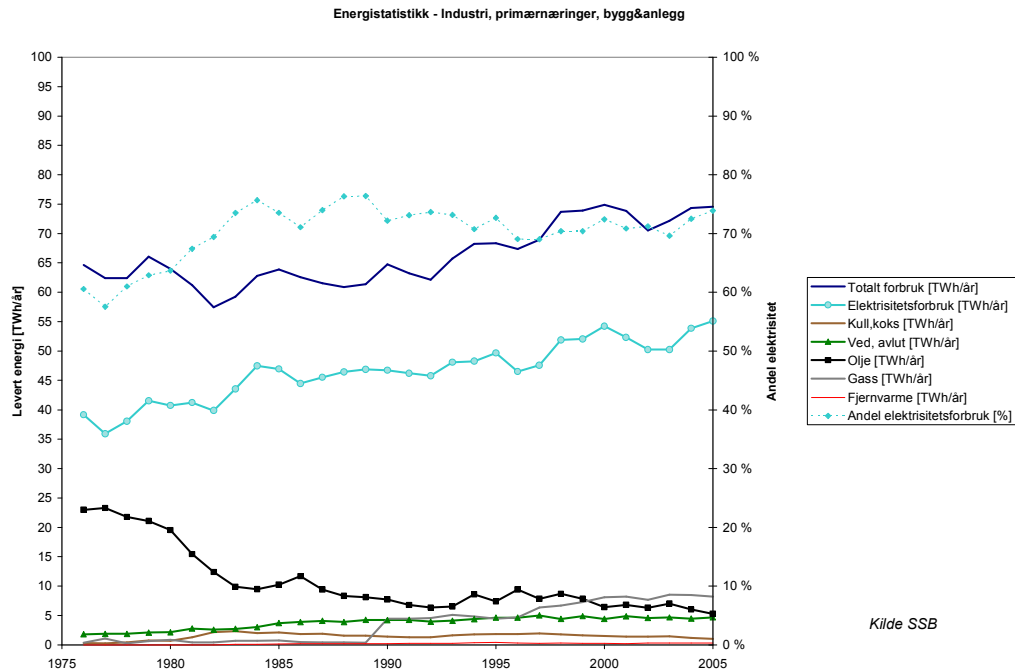
I Figur 2.7 er utviklingen i oppvarmet areal for næringsbygg plottet sammen med totalforbruket for privat og offentlig tjenesteyting. En ser en viss tendens til utflating i totalforbruk selv om vi har en jevn økning i bygningsmassen for næringsbygg. Dette indikerer at energiintensiteten per oppvarmet areal de siste år har vist seg å være relativt flat, slik Figur 2.21 (kapittel 2.2) også viser.



Figur 2.7 Oppvarmet areal [mill. m<sup>2</sup>] og samlet forbruk av energivarer [TWh] for tjenesteytende sektor fra 1982-2005.

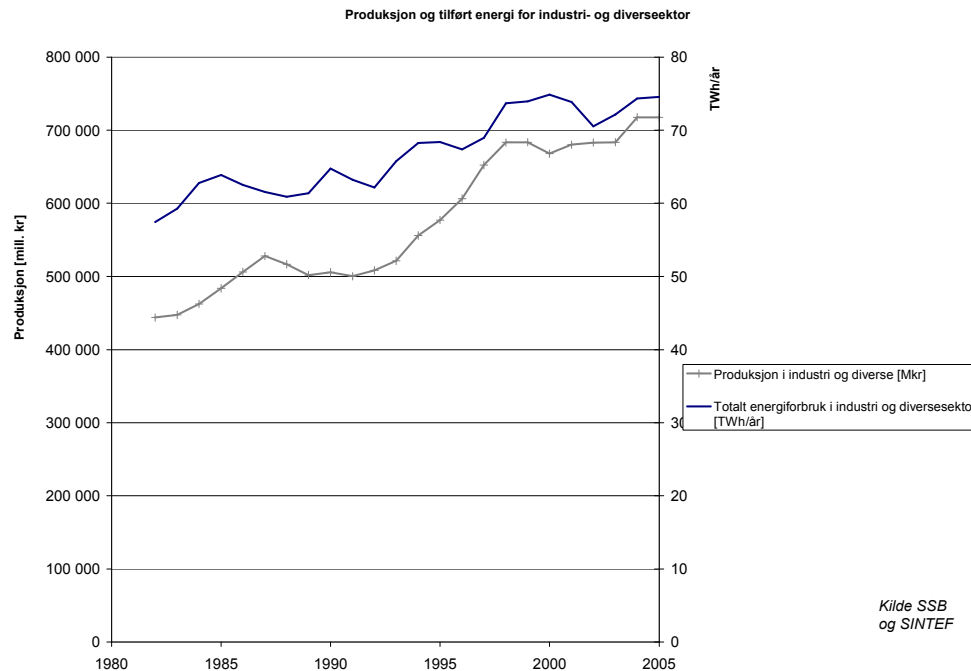
### 2.1.1.4 Industri- og diversesektor

Figur 2.8 viser tilsvarende tall som Figur 2.3, men bare for industri- og diversesektor. Vi ser at oljeforbruket også i disse sektorene er mer enn halvert siden 70-tallet, mens forbruket av gass har økt siden 1990. Ellers viser totalforbruket en jevn økning, men også her er det tendens til utflating mot slutten av perioden. Andelen elektrisitet har siden midten av 80-tallet holdt seg i området 70 og 75 %.



Figur 2.8 Stasjonært forbruk av energivarer for industri og diversesektor fra 1976 til 2005. [TWh].

For industri- og diversesektor benyttes produksjonsverdi (volum) som mål for aktiviteten. Dette er vist i Figur 2.9. En ser at energietterspørselen øker mindre enn produksjonen. Dette indikerer at energiintensiteten per krone (produksjonsverdi) de siste år har vært relativt flat eller viser en svak reduksjon, slik Figur 2.22 (kapittel 2.2) også viser.

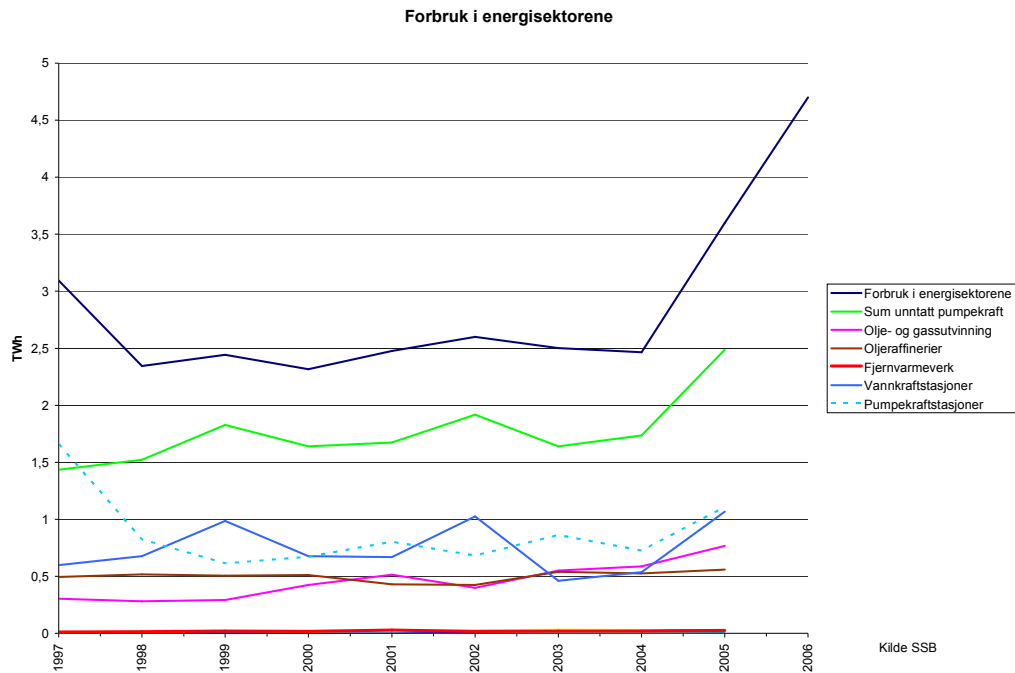


Figur 2.9 Produksjonsverdi [mill. kr] og samlet forbruk av energivarer for industri- og diversektor fra 1982-2005. [TWh].

### 2.1.2 Utvikling av energietterspørsel i energisektorene

Vanligvis holdes forbruk i energisektorene utenom energiprognoene, bl.a. fordi det antas at energisektorene har egen produksjon av kraft som dekker eget forbruk. Et eksempel er forbruk av strøm i kraftstasjoner. Dette er i ferd med å endre seg bl.a. i forbindelse med ilandførings- og behandling av gass, som i enkelte tilfeller krever strøm fra nettet (jfr. NVE [2]). Det blir derfor nødvendig å ta hensyn til dette i prognosene. Figur 2.10 viser utviklingen fra 1997 til 2005 (2006) basert på statistikk fra SSB. Vi ser at det har vært en betydelig økning de siste årene, og økningen vil fortsette i de nærmeste årene.





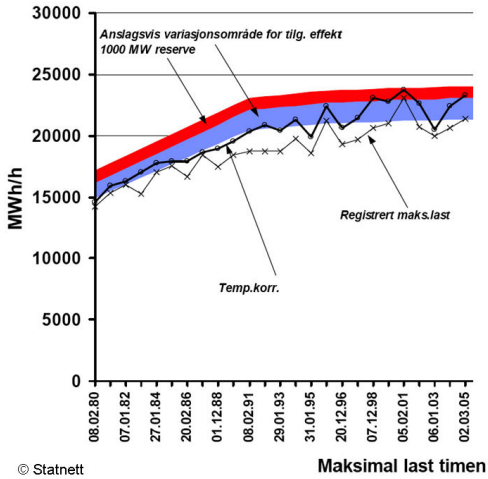
Figur 2.10 Forbruk av elektrisitet i energisektorene fra 1997 til 2006 [TWh].

### 2.1.3 Utvikling av effektterspørsel i Norge

Figur 2.11 og Figur 2.12 viser utviklingen av maksimallast (effekt) de siste årene. Figur 2.11 viser registrert og temperaturkorrigert<sup>1</sup> effekt ved utetemperaturer som kan oppstå hvert 10. år, sammenlignet med maksimalt tilgjengelig effekt i produksjonssystemet i Norge. Importkapasitet er ikke tatt med i denne figuren. Figuren viser at vi flere ganger har hatt et forbruk helt opp mot grensen for tilgjengelig produksjonskapasitet, som sist vinter var omtrent 23500 MW når en effektreserve på 1000 MW var trukket fra. Figur 2.12 viser fordelingen av effekt på sektorer.

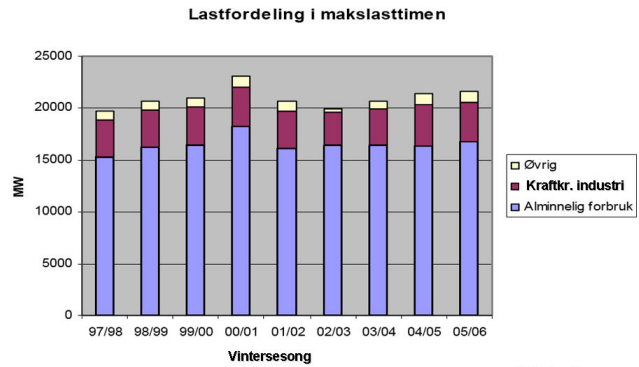
De siste årene er det etablert et marked (regulerkraftopsjoner) for utkobling av forbruk eller innkobling av produksjon som vanligvis ikke er i bruk, som kan benyttes i krisesituasjoner. Dette markedet har vært oppe i ca. 2000 MW (jfr. Statnett) [3]. På produksjonssiden (innkobling) har man vært oppe i ca. 1000 MW, mens forbrukssiden (utkobling) har vært oppe i ca. 1500 MW (til forskjellige tidspunkt). Det er også enighet innenfor Norden å stille kapasitet til rådighet for naboland i slike situasjoner.

<sup>1</sup> Til forskjell fra temperaturkorrigerings av energi, som beregnes ut fra normale utetemperaturer, foretas "temperaturkorrigerings" av effekt ut fra utetemperaturer som f.eks. kan oppstå hvert 10. år eller sjeldnere



© Statnett

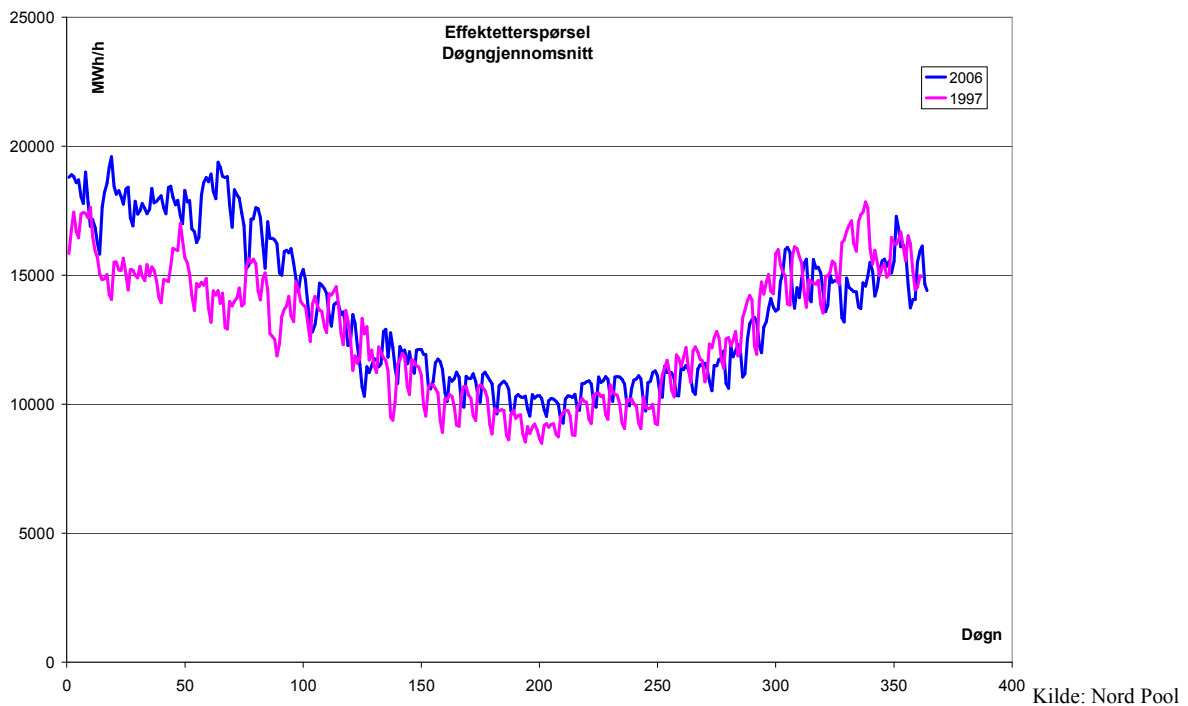
Figur 2.11 Utviklingen av maksimaleffekt, temperaturkorrigeret effekt og tilgjengelig effekt i perioden 1980-2005.



© Statnett

Figur 2.12 Utviklingen av maksimaleffekt fordelt på sektorer de 10 siste årene.

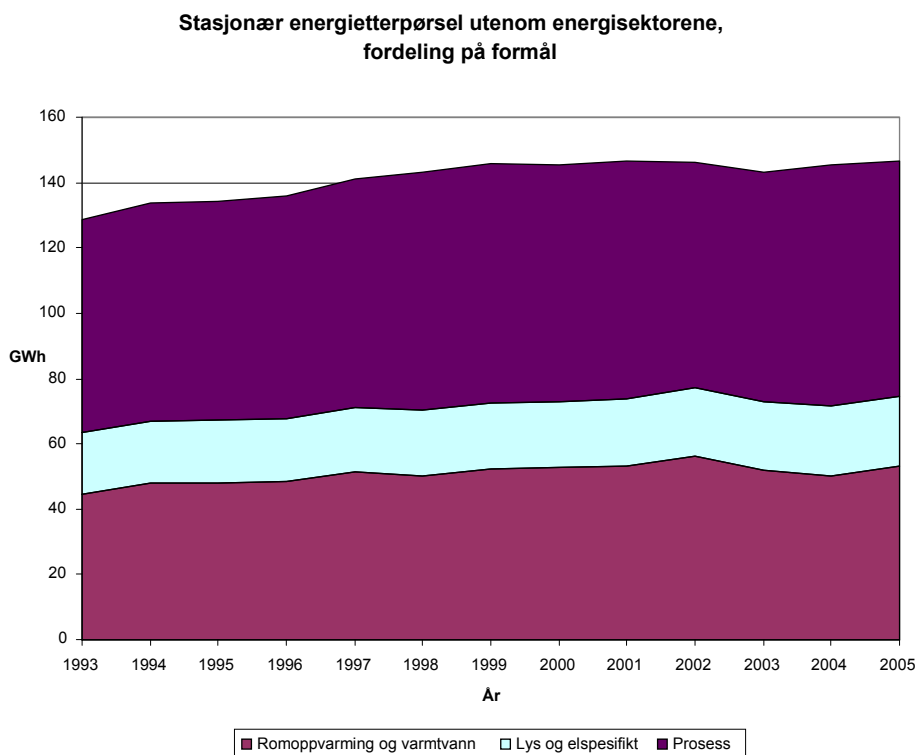
Figur 2.13 viser effektterspørsel på døgnbasis for 1997 og 2006. Figuren viser målte verdier som ikke er temperaturkorrigeret [4]. På grunn av økningen i energietterspørsel er effektterspørselen blitt større både på vinteren og sommeren. Økningen på vinteren er imidlertid større enn økningen på sommeren. Effektterspørselen har ikke bare betydning for produksjonssystemet, men også det elektriske overføringssystemet. En forenklet analyse av historisk utvikling (varighetskurver og brukstider) viser imidlertid ingen klare trender i retning av at effektterspørselen vokser mer enn energietterspørselen. Det må imidlertid understrekes at effektforbruket er svært avhengig av utetemperaturer, noe vi bl.a. kan se for vinteren 2000/2001 i Figur 2.12.



Figur 2.13 Utviklingen av effektterspørsel MWh i Norge fra 1997 til 2006. Registrerte verdier. [MWh/h].

### 2.1.4 Utvikling av varmeetterspørsel i Norge

Figur 2.14 viser utviklingen av samlet energiforbruk på formål. Det må understrekes at dette er tall som er modellberegnet, noe som gir en viss usikkerhet i tillegg til den usikkerheten som finnes i statistikken. Figuren viser temperaturkorrigerede tall og inkluderer fri varme fra varmepumper. Temperaturkorrigering bidrar til å utjevne forskjellene i statistikken fra år til år. I tillegg vil temperaturkorrigering bidra til økt etterspørsel de siste årene. Dette skyldes at temperaturene siden 1999 har vært høyere enn normaltemperaturene. Dette betyr at forbruket av elektrisitet de siste årene ville vært 1-2 TWh større enn statistisk forbruk dersom vi hadde hatt normale utetemperaturer. Når man utarbeider prognoser tar man utgangspunkt i temperaturkorrigerede verdier. Det tas ikke hensyn til at normaltemperaturene kan bli endret framover i tid som følge av klimaendringer.



Figur 2.14 Utviklingen av energietterspørsel fordelt på formål 1993-2005. Utenom transport og energisektorene. [TWh].

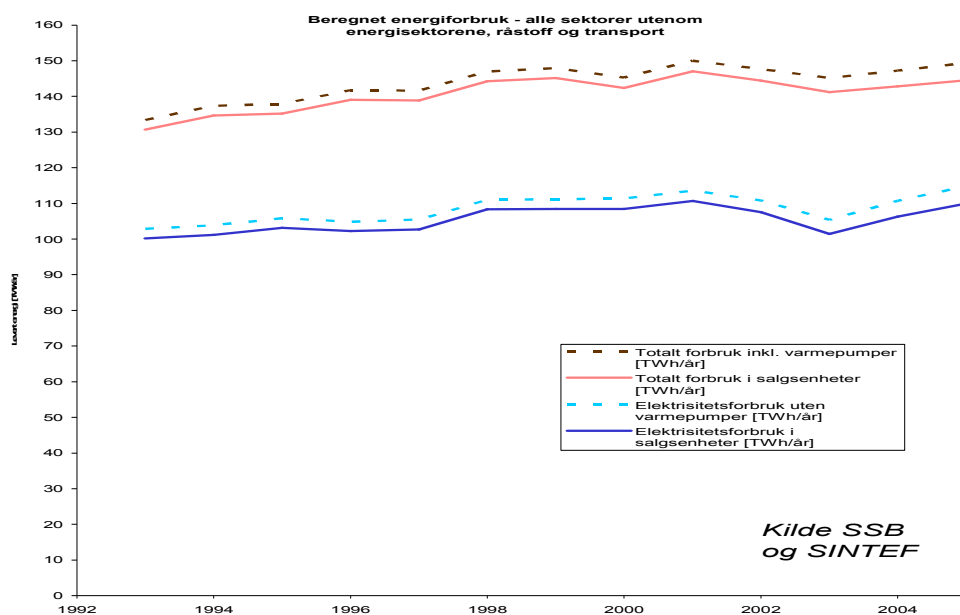
Energi til oppvarming (romoppvarming, ventilasjon og varmtvann) og til prosess<sup>2</sup> (industri og diverse) har ikke økt signifikant de siste 10 årene, men kan ha store variasjoner fra år til år. Dette skyldes bl.a. temperaturer, priser og konjunkturer. Energi til lys og annet elspesifikt forbruk har hatt en viss økning, men er fortsatt vesentlig mindre enn oppvarming og prosess. Av det samlede stasjonære energiforbruket i Norge, utgjør prosess omtrent 50 %, romoppvarming og varmtvann 36 % og lys og annet 14 %. Prosess har utgjort litt i overkant av 70 TWh de siste 15 årene. Romoppvarming og varmtvann utgjør 52 TWh, hvorav ca. 30 TWh er elektrisitet. Fjernvarme utgjør i størrelsesorden 3 TWh de siste årene. Oppvarming er det formålet der man har størst fleksibilitet til å bytte energibærer på kort og mellomlang sikt.

<sup>2</sup> Prosessvarme, maskiner etc.

### 2.1.5 Varmepumpenes betydning

Det kan være av interesse å se nærmere på om ”fri” energi fra varmepumper kan bidra til å forklare utflatingen av energietterspørselen de siste årene. Etter at Enova innførte støtteordninger til varmepumper, har installasjonene av disse økt kraftig, spesielt de to siste årene. Antallet varmepumper installert her i landet er nå omtrent 250 000 med store og små varmepumper. Figur 2.15 viser at beregnet energiforbruk inklusive fri energi (brun stiplet) fra varmepumper ligger over det statistiske forbruket (rød kurve), spesielt de siste årene (etter 2001). Fri energi fra varmepumper utgjør i 2005 ca. 4-5 TWh. Dette er i samme størrelsesorden som forbruket av fjernvarme. Salgsstatistikk for varmepumper viser at denne utviklingen har fortsatt i 2006 og 2007. Kurven for elektrisitet (blå heltrukket) inkluderer forbruk til å drive varmepumper. I tillegg er det vist en kurve (blå stiplet) som viser hva etterspørselen etter elektrisitet ville vært uten varmepumper.

Vi har her antatt at varmepumper i hovedsak har erstattet elektrisitet. Det må understrekes at fri energi fra varmepumper er beregnede verdier, og vil avhenge av hvilken årsvarmefaktor som brukes. Vi har her vært svært nøktern med hensyn til valg av slike faktorer, og benyttet faktorer som er lavere enn mange utstyrsleverandører oppgir. Våre beregninger er bl.a. basert på salgsstatistikk for varmepumper, levetidsbetraktninger og driftserfaringer som konsulentfirmaet COWI har referert i et oppdrag for NVE [5]. I tillegg til anslag for årsvarmefaktor er det også nødvendig å ha anslag for brukstid for varmepumper. Ved bedre isolasjon av bygningsmassen, vil oppvarmingsbehovet reduseres og brukstiden for varmepumper (og andre oppvarmingskilder) reduseres. Dersom man f.eks. antar at brukstiden for varmepumper halveres, vil også energi-bidraget halveres. Selv om tilført energi fra varmepumper har økt vesentlig de siste årene, er det ikke tilstrekkelig til å forklare den utflatingen og de reduksjonene vi har sett de siste årene.

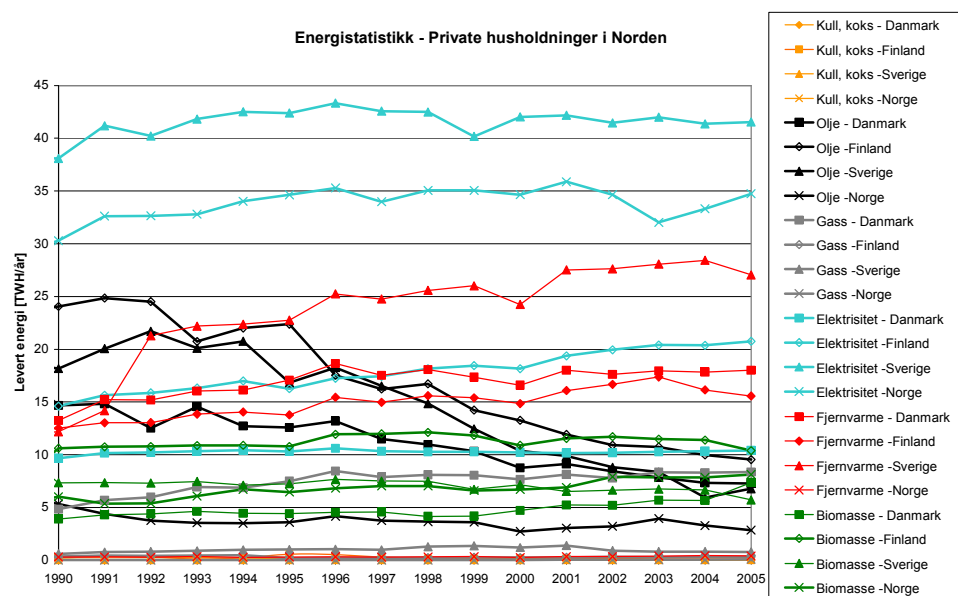


Figur 2.15 Illustrasjon av varmepumpenes betydning for samlet energiforbruk og forbruket av elektrisitet i perioden 1993-2006 [TWh].

### 2.1.6 Utvikling av energietterspørsel i Danmark, Finland, Sverige og Norge

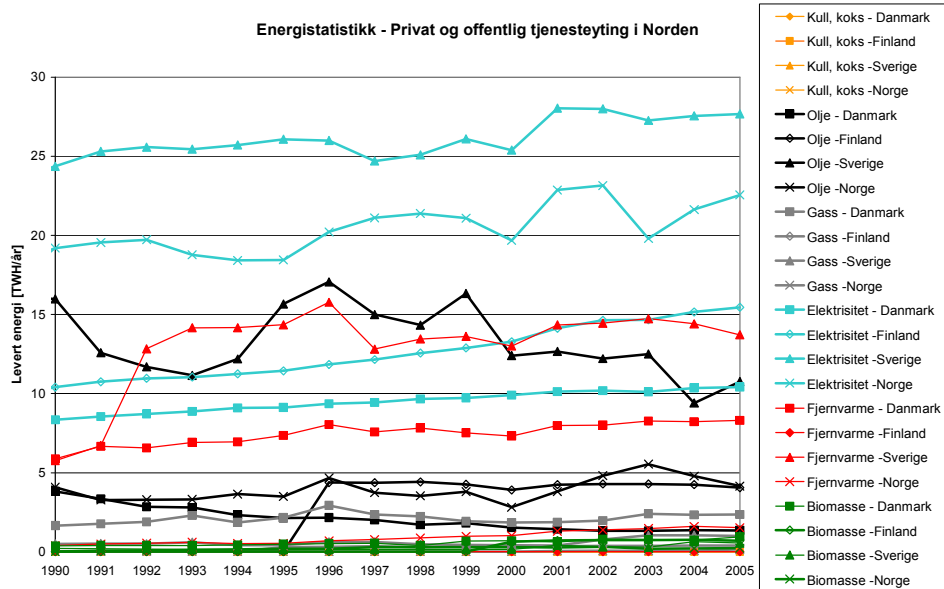
Figur 2.16 til Figur 2.19 viser stasjonært forbruk for de nordiske landene for perioden 1990-2005. Dette er hentet fra den internasjonale databasen GlobalStat [6]. Det er registrert noen forskjeller mellom denne statistikken og annen statistikk, spesielt for eldre data. Dette er imidlertid et kjent problem når det gjelder statistikk fra forskjellige kilder.

I boligsektor (Figur 2.16) har forbruket av elektrisitet økt i Finland, mens fjernvarme har økt mest i Sverige i perioden. Elforbruket i Svenske boliger har vært konstant siden 1991, bortsett fra en liten reduksjon i 1999. Forbruket av olje er redusert i alle land. Når det gjelder andre energibærere, er det ikke store endringer.



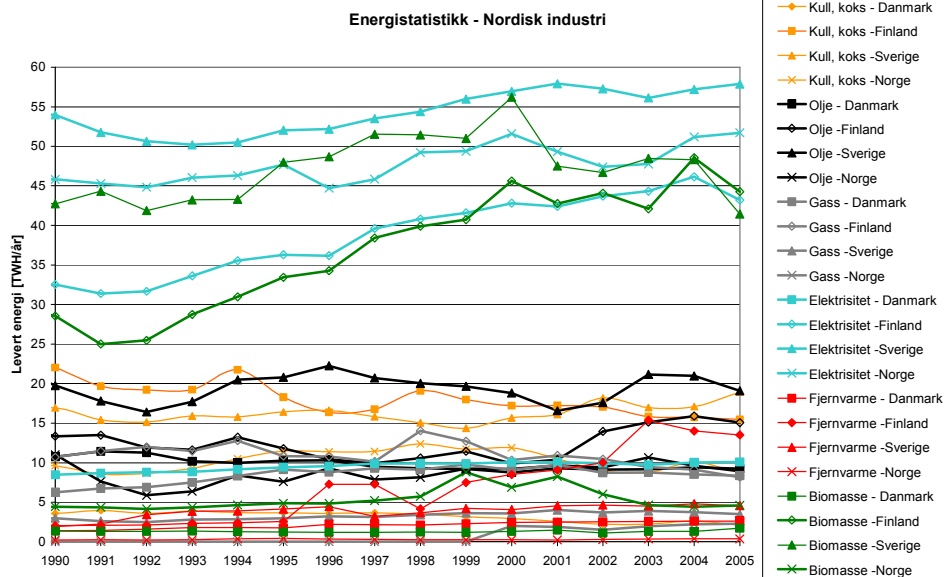
Figur 2.16 Stasjonært energiforbruk i private husholdninger 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge [TWh].

Innenfor tjenesteyting (Figur 2.17) har forbruket av elektrisitet økt i alle land, men spesielt i Finland har økningen vært stor. Elektrisitet økte noe i Sverige i 2001, men reduksjonene i 2003 var mye mindre i Sverige enn i Norge. Fjernvarme økte kraftig i Sverige tidlig på 90-tallet, men har senere økt mindre. Bruken av biobrensel er generelt lav i tjenesteytende sektor.



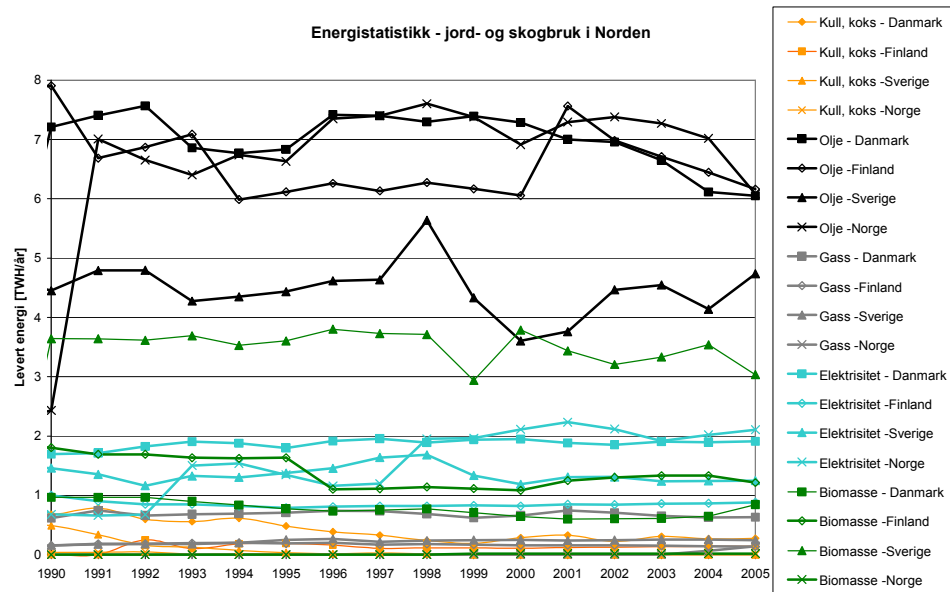
Figur 2.17 Stasjonært energiforbruk i offentlig og privat tjenesteyting 1990-2005 [TWh/år] for Danmark, Finland, Sverige og Norge [TWh]

Elektrisitet til industri (Figur 2.18) har økt noe i de fleste land, men er spesielt stor økning i Finland. Finland har også stort forbruk av biomasse i industri. Det samme gjelder Sverige. Det er ikke foretatt noen analyse av konjunktorenes betydning.



Figur 2.18 Stasjonær energiforbruk i industrisektoren 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge [TWh].

Innenfor diversesektoren (Figur 2.19) er det relativt høyt forbruk av oljeprodukter i alle land.



Figur 2.19 Stasjonært energiforbruk i jord og skogbrukssektoren 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge [TWh].

For utvikling av relative verdier, dvs. energiintensiteter, som kan sammenlignes fra land til land, henvises det til kapittel 2.2.3. I alle nordiske land er forbruket av elektrisitet høyt. I Norge skyldes dette billig vannkraft og en elektrifisering som ser ut til å ha pågått over det meste av det 20. århundret. Pådrivere bak denne utviklingen har bl.a. vært everksbransje, råvareindustri og leverandørindustri. Men også forbrukerne har bidratt til denne utviklingen som følge av komfortøkning og sluttbrukerpreferanse i retning enklere oppvarmingsystemer, jfr. kapittel 3. Samtidig har Norge en spredt befolkning og mye fjell og fjorder som har vanskeliggjort utbygging av alternative forsyningsnett.

I Sverige har utviklingen vært preget av viktige føringer som målene om å gjøre seg uavhengig av oljeimport og kjernekraft. Sverige har heller ikke så store vannkraftressurser som Norge. På den annen side, har svenskene mer konsentrert bebyggelse og en geografi som gjør det enklere å bygge ut alternative forsyningsnett og utvinne biobrensel. Reaksjonen på høye priser på elektrisitet i 2003 (og senere) har vært mye mindre i Sverige enn i Norge.

Utviklingen i Finland er mer i tråd med utviklingen i Sverige, men elektrifiseringen ser fortsatt ut til å pågå og det ser ikke ut til å være noen fordommer mot kjernekraft. Industriutvikling er et viktig argument for utbygging av mer kraft. Ut over disse enkle betraktningene vil ikke vi gå mer detaljert inn på lover og regler i de forskjellige landene, men henviser til et annet prosjekt "Vurdering av reguleringer i varmesektoren" som gjennomføres parallelt med vårt prosjekt.

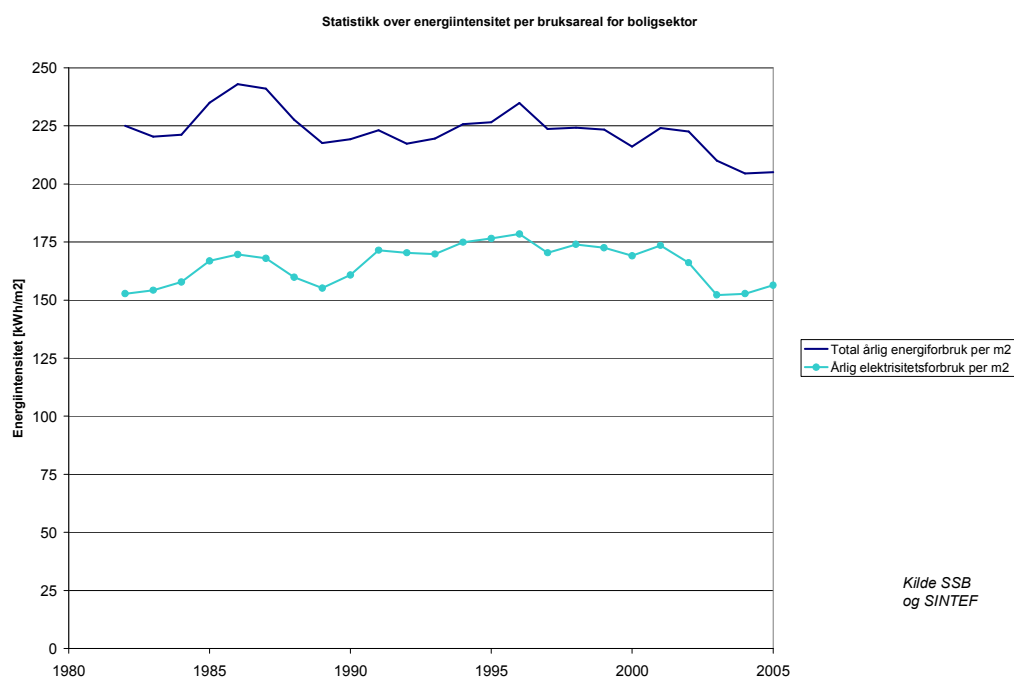
## 2.2 UTVIKLINGEN AV ENERGIINTENSITETER

### 2.2.1 Beregnede energiintensiteter

Historisk utvikling av intensitetene beregnes ved å dividere energietterspørsel med aktivitet for en tidsserie. Man kan da finne evt. trender. Ut fra det som er sagt i kapittel 2.1.1.1, blir intensiteter

for bolig- og tjenesteytende sektor beregnet som kWh per m<sup>2</sup> oppvarmet areal. For industri- og diversesektor blir intensiteten beregnet i kWh/kr produksjonsverdi. Energiforbruk er i følgende figurer vist i tilført energi. Modellen tar imidlertid utgangspunkt i nyttiggjort energi fordi substitusjon mellom energibærere da blir enklere å regne på.

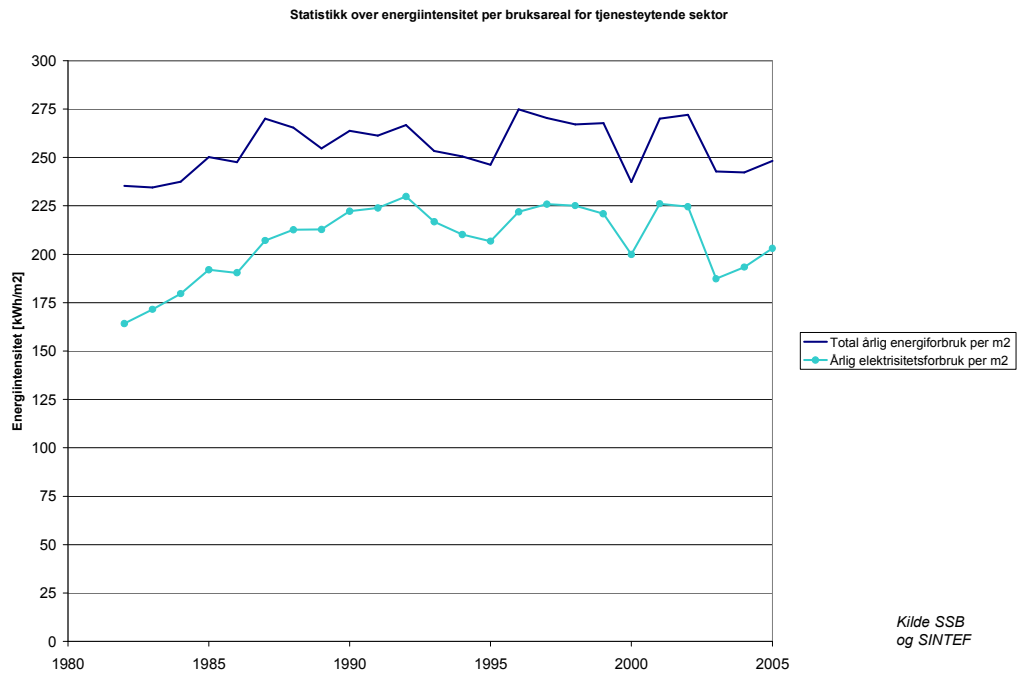
Figur 2.20 viser energiintensiteter for boligsektor. Den er vist både for sum av alle energibærere og for elektrisitet. Intensitetene har vært forholdsvis konstante, eller har en svak reduksjon over hele perioden. De siste 3-4 årene har det imidlertid vært en større reduksjon.



Figur 2.20 Energiintensitet per oppvarmet areal for boligsektoren fra 1982-2005. [kWh/m<sup>2</sup>].

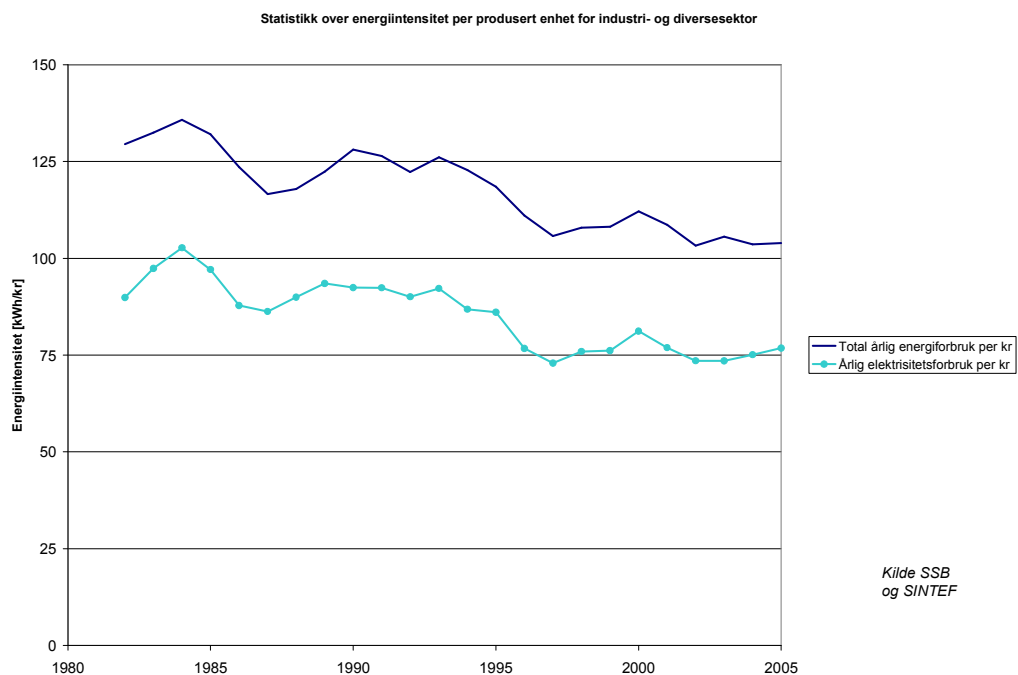
Figur 2.21 viser tilsvarende for tjenesteytende sektorer. Bortsett fra elektrisitet på 80-tallet, er trenden den samme som i boligsektor. Også her har det vært en større reduksjon de siste tre årene.





Figur 2.21 Energiintensitet per oppvarmet areal for tjenesteytende sektor fra 1982-2005. [kWh/m<sup>2</sup>].

Figur 2.22 viser energiintensitet og elektrisitetsintensitet for industri- og diversesektor. Her viser trenden en klarere reduksjon i hele perioden, men reduksjonene ser ut til å ha flatet ut de siste årene.



Figur 2.22 Energiintensitet per produksjonsverdi for industri og diversesektor fra 1982-2005. [kWh/kr]

For å oppsummere denne analysen, viser de historiske trendene at energiintensitetene er relativt konstante eller viser en svak reduksjon. Dette betyr at energien brukes mer effektivt. Det må

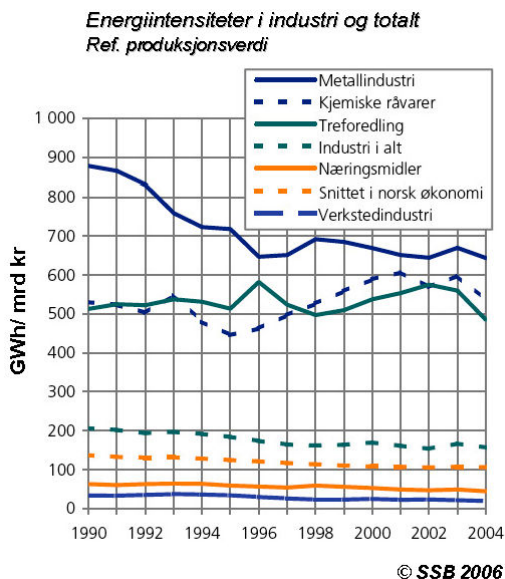
imidlertid understrekes at indikatorene på hovedsektornivå gir et forenklet bilde av utviklingen. Dersom vi ser på undersektorer, kan det observeres både økninger og større reduksjoner i intensitetene enn det man kan observere på aggregert nivå. Det er derfor viktig å benytte en mer detaljert oppdeling på sektorer når det energiforbrukende systemet skal modelleres (jfr. kapittel 4).

Det er foretatt en litteraturstudie for å finne ut om det er andre analyser som kan bekrefte de samme trendene som vi har funnet for de siste årene. Vi har sett nærmere på to analyser, som er beskrevet i de neste to kapitlene.

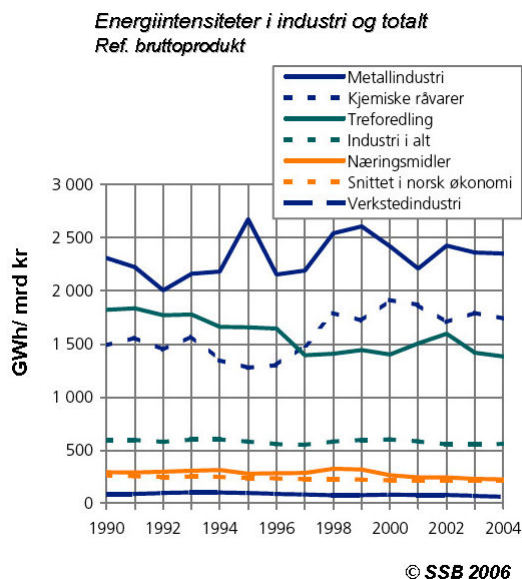
### **2.2.2 Energiindikatorer for norsk økonomi 1990-2004**

Statistisk Sentralbyrå har bl.a. utarbeidet en analyse av energiindikatorer for norsk økonomi 1990-2004 [7]. Analysen omfatter energiforbruket i Norge utenom råstoff, utenriks sjøfart, boliger og energisektorer. Som aktivitetsnivå benyttes produksjonsverdi eller bruttoprodukt, som er produksjonsverdi minus produktinnsats. Det betyr at indikatorer (energiintensiteter) blir beregnet som GWh/mrd kroner. Kroneverdien er i faste 1995-priser. Hensikten er å finne ut om det har funnet sted en signifikant energieffektivisering i løpet av perioden.

Figur 2.23 og Figur 2.24 viser utviklingen av energiintensiteter i utvalgte industrisektorer og gjennomsnitt for all industriproduksjon og all produksjon i Norge (utenom husholdninger og boligjenester). Figur 2.23 viser utviklingen referert produksjonsverdi (produsert volum multiplisert med pris) og Figur 2.24 viser utviklingen referert bruttoprodukt (bearbeidingsverdi). Vanligvis antas det at produksjon beregnet som bruttoprodukt gir en bedre beskrivelse av verdiskapningen i produksjonssektorene enn produksjonsverdi. På den annen side er produksjonsverdi et bedre mål for volum, spesielt dersom produksjonsverdi er oppgitt i faste priser. Figuren referert produksjonsverdi viser en betydelig reduksjon i intensiteten, spesielt for metallindustri som bl.a. skyldes overgang til en mer energieffektiv produksjonsteknikk i aluminiumsindustrien. Treforedling har store variasjoner fra år til år, noe som bl.a. skyldes svingninger i prisene på papir på verdensmarkedet. Innenfor kjemiske råvarer har det vært en økning i intensiteten. Dette skyldes en enkelt bedrift som er mer energikrevende enn gjennomsnittet.

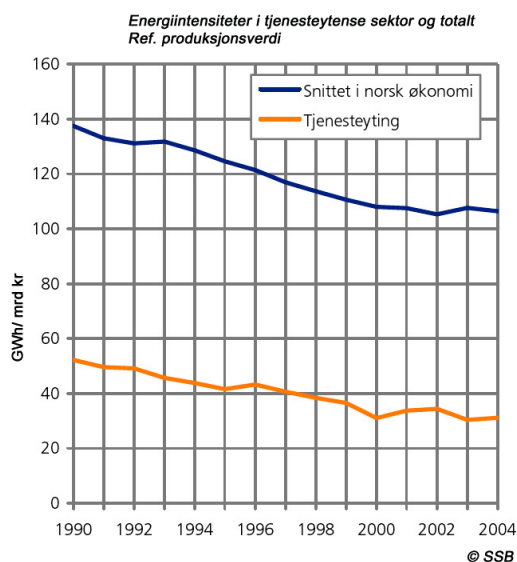


Figur 2.23 Utvikling av samlet energietterspørsel fra 1990 til 2004 i GWh per enhet produksjonsverdi (1995-priser) for utvalgte industrisektorer.

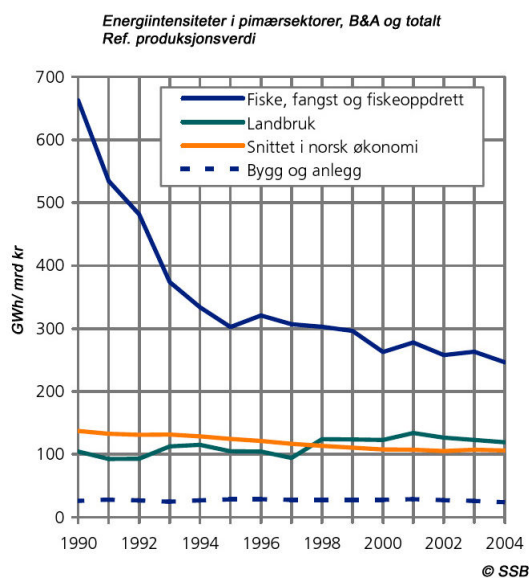


Figur 2.24 Utvikling av samlet energietterspørsel fra 1990 til 2004 i GWh per enhet bruttoprodukt (1995-priser) for utvalgte industrisektorer.

Intensiteten referert bruttoprodukt viser ikke tilsvarende reduksjoner, bortsett fra treforedling. Dette skyldes at prisene på innsatsfaktorer har økt sterkere enn produksjonsverdien. Dette kan være nok en indikasjon på at produksjonsverdi er et bedre mål enn bruttoprodukt.



Figur 2.25 Utvikling av samlet energietterspørsel fra 1990 til 2004 i GWh per enhet produksjonsverdi (1995-priser) for tjenesteytende sektorer.



Figur 2.26 Utvikling av samlet energietterspørsel fra 1990 til 2004 i GWh per enhet produksjonsverdi (1995-priser) for primærsektorer og bygg&anlegg.

Figur 2.25 viser utviklingen av intensitetene i tjenesteytende sektor og Figur 2.26 viser tilsvarende for diversesektor. Til forskjell fra SINTEF, som bruker kWh/m<sup>2</sup>, benytter SSB GWh/Mkr for tjenesteytende sektor. Trenden viser imidlertid en klar reduksjon i intensitetene. For diversesektor er reduksjonen størst for fiske. Intensiteten i landbruk har imidlertid økt, noe som kan skyldes mer bruk av maskiner isteden for arbeidskraft. For bygg&anlegg er det små endringer.

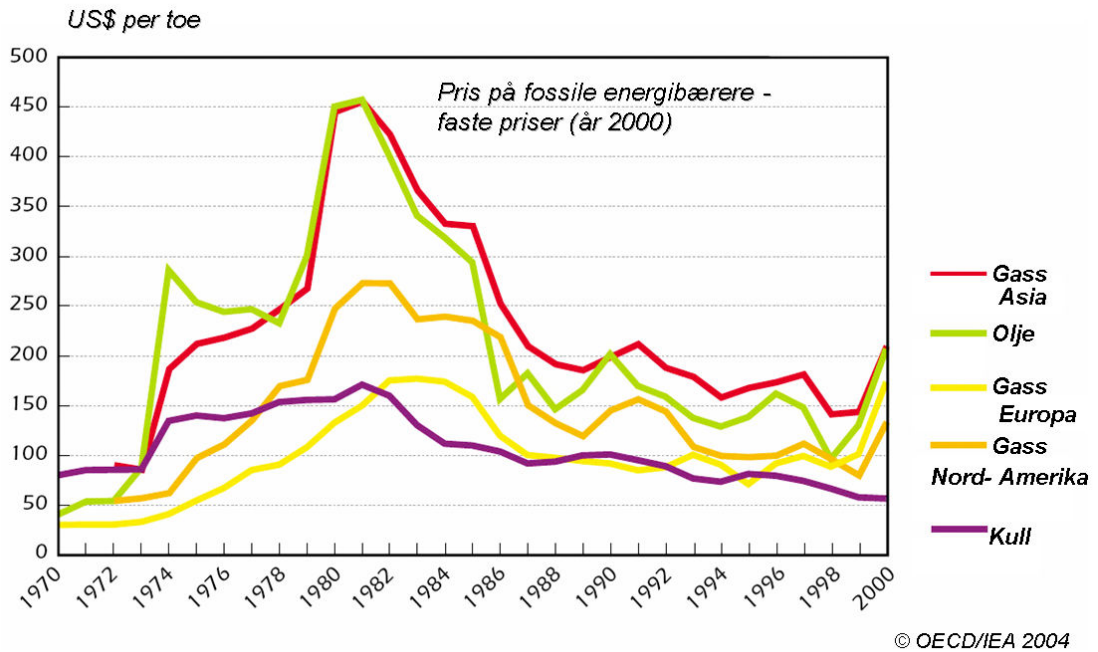
### 2.2.3 30 år med energibruk i IEA –land

Det internasjonale energibyrået (IEA/AEI) har i en rekke år samlet inn og bearbeidet energistatistikk og statistikk for forskjellige indikatorer som kan bidra til å forklare utviklingen av energietterspørselen i IEA/OECD-land inklusive Norge. Analysene omfatter kun land som har tilstrekkelig datagrunnlag. Statistikken som IEA samler inn, danner bl.a. grunnlaget for framskrivningene i ”World Energy Outlook” som IEA utarbeider med jevne mellomrom, og analyser av gjennomførte sparetiltak.

Den siste historiske analysen ble utarbeidet i 2004 [8] og baseres på statistikk for 1973-2000. Komplette tidsserier finnes bare for perioden 1974-1998 fordi statistikk for enkelte land mangler for de første og/eller siste årene. For å forklare utviklingen, er det nødvendig å foreta en dekomponering av energietterspørselen på energibærere, sektorer, formål, apparater etc. I tillegg foretas det en temperaturkorrigering av etterspørselen<sup>3</sup> og en ytterligere oppdeling av energietterspørsel for å kunne skille mellom strukturelle og atferdsmessige endringer. Med strukturelle endringer menes f.eks. overgang fra industriproduksjon til tjenesteytende virksomhet. For å kunne sammenligne nivå og trender for forskjellige land, benytter også IEA energintensiteter. Det kan være energiforbruk per innbygger, per kr (eller \$) bruttonasjonalprodukt, per kr (eller \$) bearbeidingsverdi, per m<sup>2</sup> oppvarmet areal eller energiforbruk per m<sup>2</sup> boligareal. Bearbeidingsverdi er bruttoprodukt minus verdien av innsatsfaktorer (arbeid, energi, kapital) i produksjonen. Vi fokuserer her på Norge, Sverige og Finland.

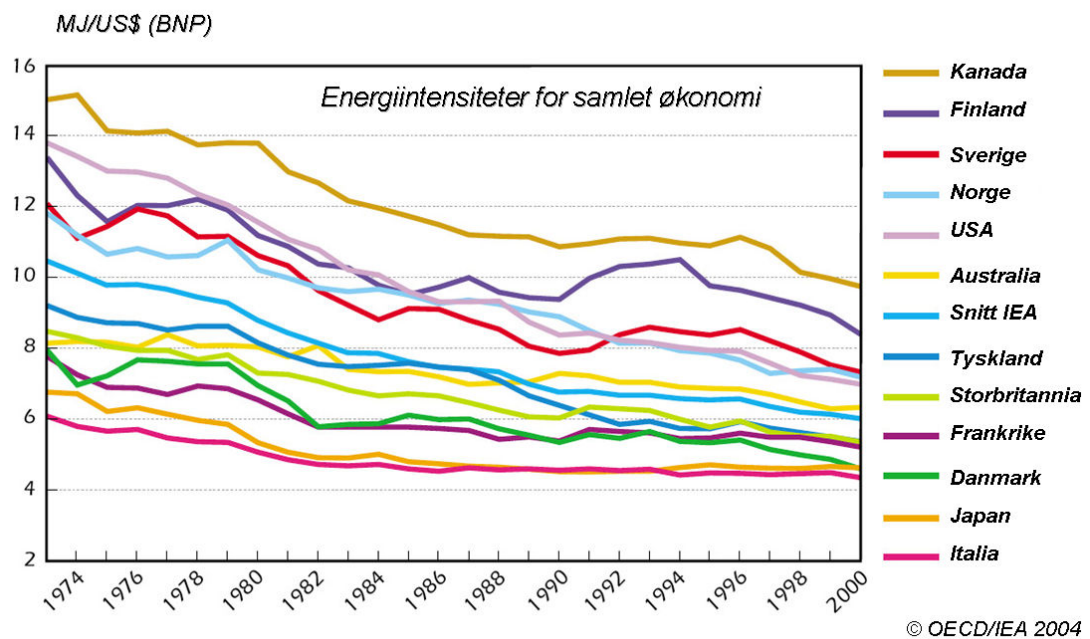
Priser på energibærere (både absolutte – og relative priser) er også viktig for å forklare både nivået på energietterspørselen og fordelingen mellom ulike energibærere. Figur 2.27 viser at prisen på forskjellige energibærere ofte er korrelerte. Som kjent, har prisene på energibærere fortsatt å stige etter 2000.

<sup>3</sup> Temperaturkorrigering foretas til et gjennomsnitt for alle IEA-land. Dette betyr et tilnærmet mellemeuropeisk land.



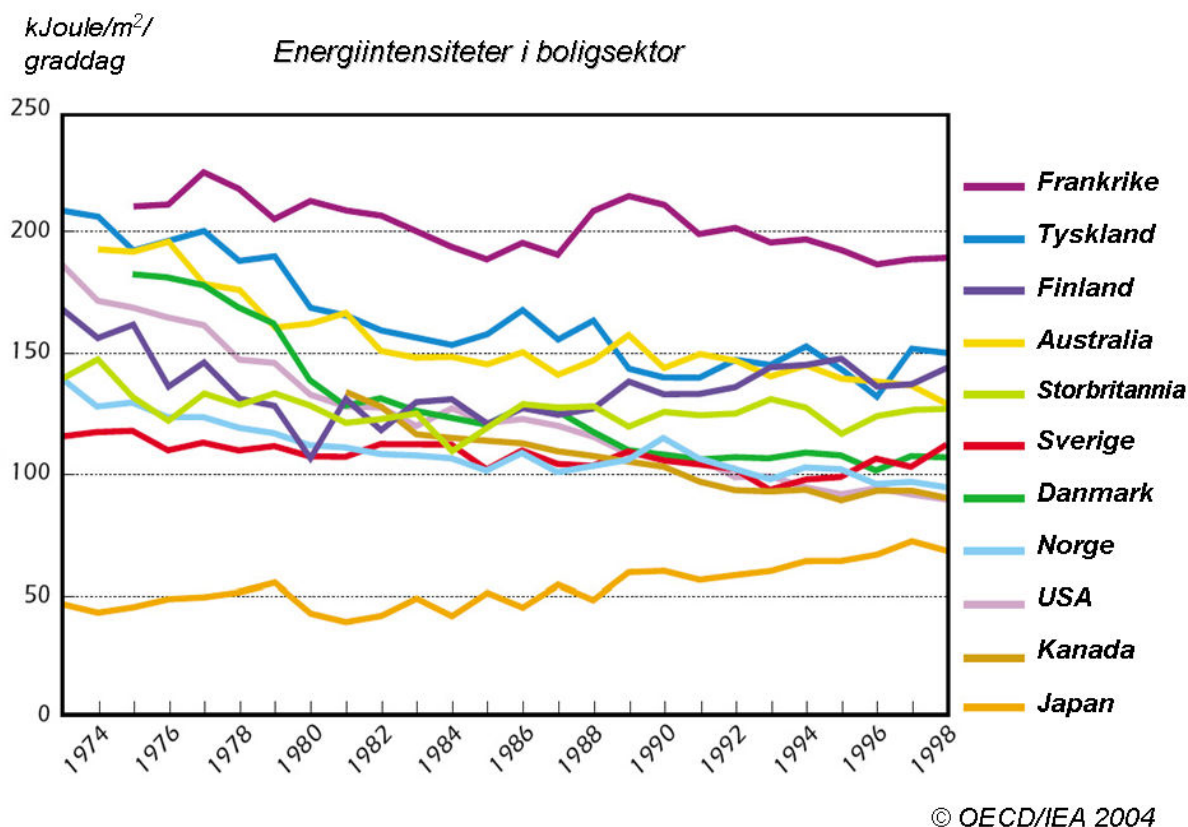
Figur 2.27 Utvikling av priser på fossile energibærere fra 1970 til 2000 i faste US\$ (ref. år 2000) per tonn oljeekvivalenter.

En typisk trend for perioden 1970-2000 er en reduksjon i energiintensiteter, som vist i energi per US\$ bruttonasjonalprodukt i Figur 2.28. Denne utviklingen ble bl.a. initiert av hendelser som ”oljekrisene” som vi hadde på 70- og 80-tallet. Effektiviseringen ser imidlertid ut til å ha flatet ut på 90-tallet. Dette kan bety at den ”naturlige” utviklingen har stagnert, og at det må nye tiltak eller hendelser til for å oppnå ytterligere effektivisering.



Figur 2.28 Utvikling av total energietterspørsel fra 1973 til 2000 i megajoule per enhet (US\$) bruttonasjonalprodukt (BNP) for utvalgte land i IEA og Norge.

Dersom vi ser på energietterspørselen i forskjellige sektorer og ut fra mer detaljerte forklaringsfaktorer (indikatorer), er utviklingen mer nyansert. Figur 2.29 viser utviklingen av energiintensiteter ( $\text{kJ/m}^2/\text{GD}^4$ ) til romoppvarming i boligsektor i forskjellige land. Som for de fleste landene viser utviklingen av energiintensiteter en betydelig reduksjon også i Norge. En viktig forklaring på dette, er at studien fra IEA benytter kilojoule per kvadratmeter oppvarmet areal. Oppvarmet areal har imidlertid økt betydelig i Norge i løpet av denne 30-år perioden. Sammenlignet med andre internasjonale studier, ser vi at Norge ligger forholdsvis lavt. Dette skyldes temperaturkorrigeringen, som for Norges del gir en reduksjon i etterspørselen. Figuren viser energietterspørselen som nyttiggjort energi. Det vil si at tallene er sammenlignbare, uavhengig av om det er elektrisitet eller andre energibærere (f.eks. olje eller ved), som har en lavere virkningsgrad enn elektrisitet. Figuren viser at det temperaturkorrigerte forbruket til oppvarming i Sverige er omtrent som i Norge. Sverige har imidlertid hatt en viss økning på 90-tallet. Finland ligger et "nivå" høyere enn Norge og Sverige. Finland har også hatt en betydelig økning i intensiteten både på 80-tallet og 90-tallet.

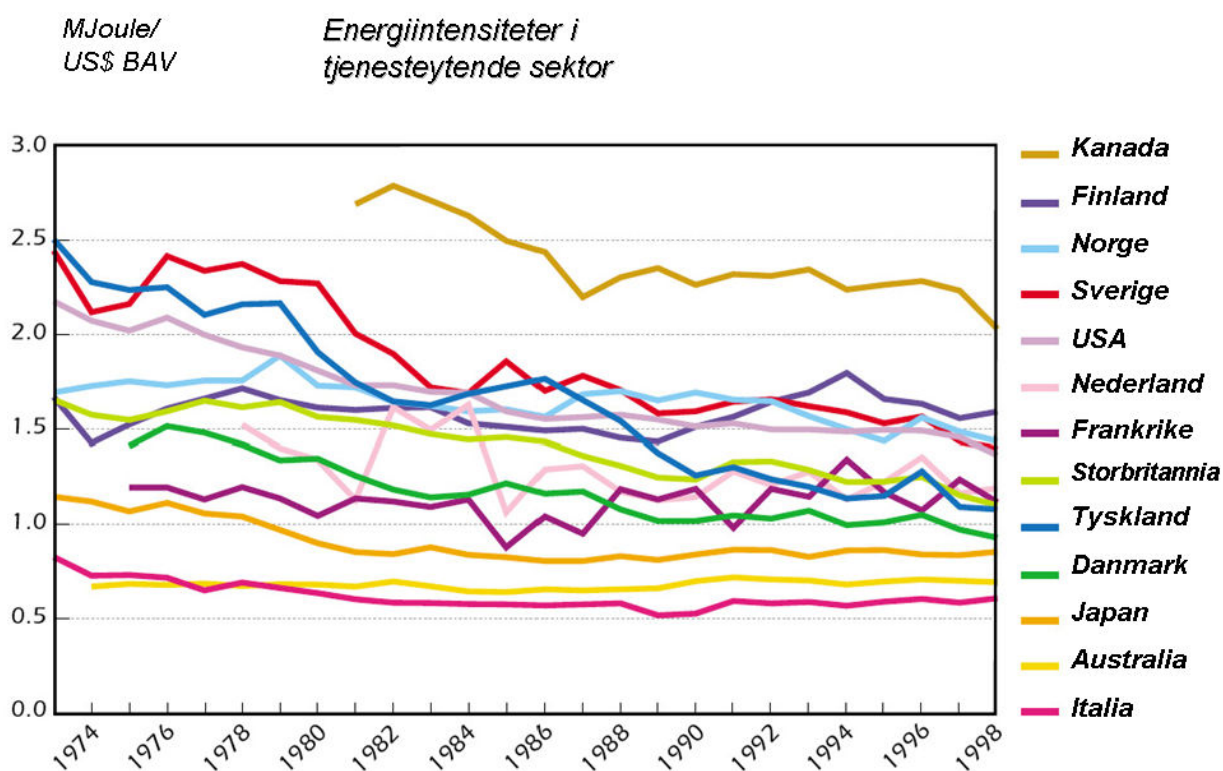


Figur 2.29 Utvikling av energiintensitet fra 1973 til 1998 i kilojoule nyttiggjort energi til romoppvarming per kvadratmeter oppvarmet areal og graddag i boligsektor for utvalgte land i IEA og Norge.

Figur 2.30 viser tilsvarende figur for tjenesteytende sektor, men her er det vist samlet etterspørsel, ikke bare romoppvarming. For tjenesteyting og industri er det dessuten vist tilført energi isteden

<sup>4</sup> GD = Graddag. Vanlig metode for temperaturkorrigering.

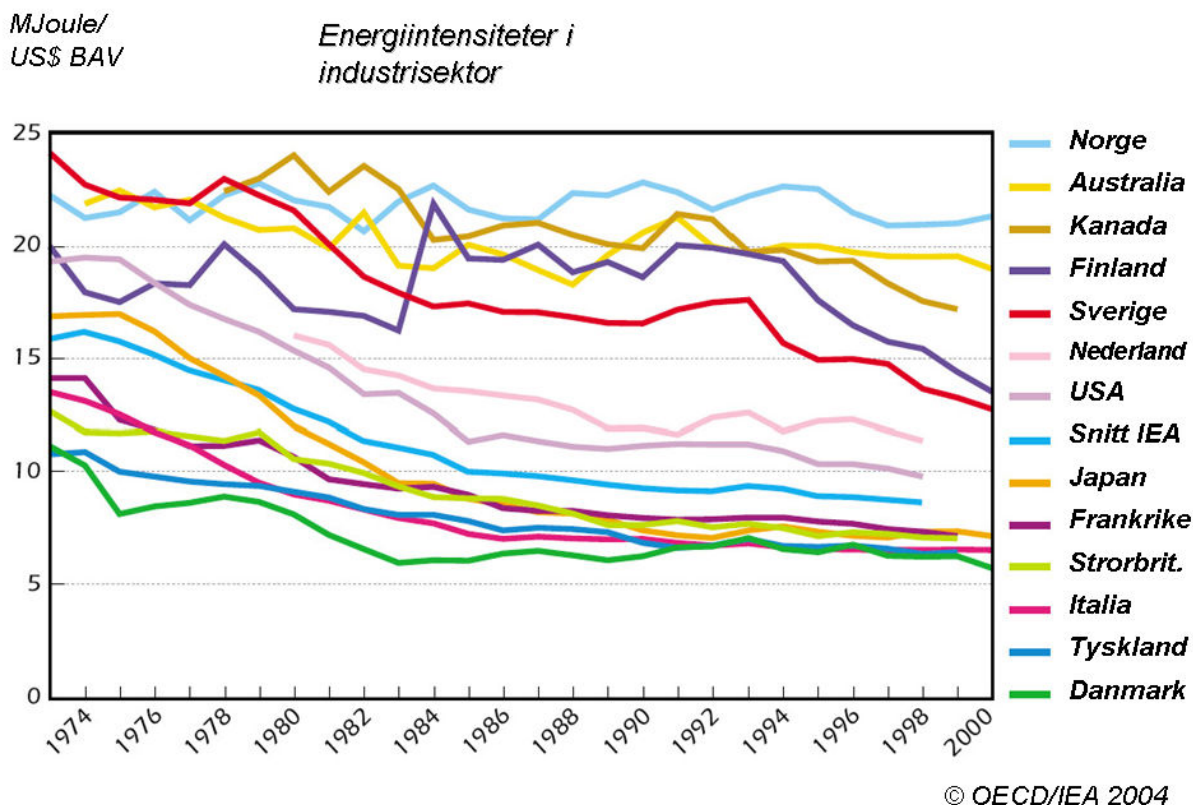
for nyttiggjort energi. Begge er referert forbruker, men tilført energi vil være høyere enn nyttiggjort på grunn av virkningsgrader som for faste og flytende brensler er lavere enn 100 %. Intensiteten er referert bearbeidingsverdi i US\$, og viser en viss reduksjon også for Norge. Dersom vi regner ut intensiteten som kJ (eller kWh) per m<sup>2</sup> oppvarmet areal, er trenden imidlertid ikke så entydig. I motsetning til boligsektor ser det ikke ut til å være foretatt noen temperaturkorrigering av forbruket i tjenesteytende sektor i analysen fra IEA. Det kan være en av forklaringene til at Norge ligger relativt høyt. Finland og Sverige lå i begynnelsen av perioden på et høyere nivå, men ligger i slutten av perioden på det samme nivået som Norge.



© OECD/IEA 2004

Figur 2.30 Utvikling av energiintensitet fra 1973 til 1998 i megajoule tilført energi per enhet (US\$) bearbeidingsverdi (BAV) i tjenesteytende sektor for utvalgte land i IEA og Norge.

Figur 2.31 viser utviklingen av energiintensiteter i industrisektor i forskjellige land. For industri benyttes også bearbeidingsverdi som referanse for beregning av intensiteter. Som kjent, ligger Norge høyt p.g.a. stor andel kraftkrevende industri. Dersom vi også her ser på undersektorer, kan vi observere en betydelig reduksjon i intensitetene i enkelte undersektorer. Mens Norge ligger høyt i intensitet gjennom hele perioden, har Sverige og Finland hatt en betydelig reduksjon. Dette kan skyldes strukturelle endringer som f.eks. overgang fra kraftintensive til mindre energikrevende industrier.



Figur 2.31 Utvikling av energiintensitet fra 1973 til 1998 i megajoule tilført energi per US\$ bearbejdsverdi i industrisektor utvalgte land i IEA og Norge.

En reduksjon i intensitetene betyr som tidligere nevnt en økning i energieffektiviteten. IEA og IFE benyttet tilsvarende analyser i et prosjekt som de gjennomførte for NVE og OED på slutten av 90-tallet [9, 10]. Denne analysen viste en reduksjon på ca. 10 TWh i 1997 sammenlignet med hva forbruket ville vært dersom energiintensitetene hadde vært de samme som i 1990. Dette kan tolkes som besparelse i energietterspørselen. Analysene som er gjort for de 12 landene som er beskrevet ovenfor, viser en tilsvarende utvikling. I industri er ”besparelsene” ca. 62 % sammenlignet med hva forbruket ville vært om energiintensitetene hadde vært like dårlige som i 1973. Tilsvarende tall gjelder for tjenesteytende sektor (60 %) og boligsektor (56 %) i sum for alle landene som er med i undersøkelsen. Analysene til IEA omfatter også transportsektor, noe vi ikke går nærmere inn på i denne sammenhengen.

### 2.2.4 Oppsummering av utviklingen av energiintensiteter

Ut fra slike analyser er det tydelig at det har foregått en betydelig energieffektivisering i form av reduksjon i energiintensiteter siden tidlig på 70-tallet. Det er sannsynlig at denne utviklingen vil fortsette framover i tid, bl.a. som følge av en større bevisstgjøring om sammenhengen mellom forbruk av energi og konsekvenser av klimaendringer. I bygningssektorene er det fortsatt mye å spare både med bygningsmessige tiltak og atferdsmessige tiltak. I produksjonssektorer er det også



fortsatt mye å spare og det er mye som tyder på at energiintensitetene fortsatt ligger over det som er ”teoretisk minimum” for produksjon av mange produkter.

Dessuten vil strukturelle endringer, som f.eks. overgang fra industri til tjenesteyting, bidra til reduksjon i energiintensiteter. Tilsvarende vil mer energibesparende apparater bidra til reduksjon i energiintensitetene. Reduksjon i intensiteter vil bidra til en reduksjon i veksten i energietterspørsel framover i tid. Veksten kan fortsette pga. økt aktivitet, men den vil sannsynligvis være mindre enn den ellers ville vært. Det kan se ut som det har vært en utflatning i reduksjon i energiintensiteter på 90-tallet. For å oppnå en utflating i energietterspørselen framover i tid, eller kanskje til og med en reduksjon, vil det være nødvendig med ytterligere tiltak enn det som den ”naturlige” utviklingen basert på en trendframskrivning av historiske trender vil tilsi. Bruken av (tidsbegrensede) støttetiltak kan være en mulighet for å få fortgang på den naturlige utviklingen. Bortsett fra en oppsummering av dagens situasjon i kapittel 3.4.2, analyseres ikke dette nærmere her fordi det dekkes innenfor et annet prosjekt (Reguleringer i varmesektoren).

Det er imidlertid viktig å være klar over at utviklingen av energiintensiteter utgjør bare en del av forklaringen for utviklingen av energietterspørsel. Økt aktivitet, i form av boligbygging, bygging av yrkesbygg, sysselsetting, bruttoproduksjonsverdi og/eller bearbeidingsverdi, kan bidra til økning i energietterspørselen med mindre ny aktivitet er mer energieffektiv og erstatter gammel aktivitet som er mindre energieffektiv.

### **2.3 OPPSUMMERING AV HISTORISK UTVIKLING AV ENERGIETTERSPØRSEL OG VARMEMARKED**

Som nevnt tidligere, har vi i disse analysene benyttet tilført (også kalt levert) energi. En del av reduksjonene i samlet energietterspørsel og energiintensiteter som observeres i den historiske utviklingen, skyldes derfor overgang fra faste og flytende brensler til elektrisitet, fjernvarme og gass, som har bedre virkningsgrader. Utviklingen av nyttiggjort energi, som er uavhengig av virkningsgrader, viser imidlertid tilsvarende trender, spesielt de siste årene.

Analysene viser klart at utviklingen av energietterspørsel i alminnelig forsyning er i ferd med å stagnere. Samlet energietterspørsel (sum alle energibærere) har vært  $143 \pm 3$  TWh de siste 10 årene, selv om aktiviteten (oppvarmet areal og produksjon) har økt. Etterspørselen etter elektrisitet, inklusiv uprioritert kraft men utenom energisektorer, transport og nettap, har vært  $106,5 \pm 4$  TWh i samme periode. Når det allikevel har vært en økning i de siste årene i deler av landet, skyldes det store forbrukere innenfor energisektorene som kjøper strøm fra nettet isteden for å produsere strømmen selv. Relokalisering av kraftintensiv industri har også bidratt til økning i deler av landet.

Både våre analyser av statistikk, og analyser som andre har foretatt, viser at energiintensitetene, som er energietterspørsel per m<sup>2</sup> for bygningssektorene og energietterspørsel per kr for industri og diversesektorene, har flatet ut eller er redusert for mange sektorer de siste årene. En reduksjon i intensitetene betyr at energi benyttes mer effektivt. Det kan forventes at denne utviklingen, som vi skal se i kapittel 4, vil fortsette framover i tid. Dette vil bidra til å dempe veksten i etterspørselen

etter elektrisitet og andre energibærere til stasjonære formål i alminnelig forsyning. Det kan imidlertid hende at det vil etableres flere store enkeltforbrukere enn det vi har oversikt over på nåværende tidspunkt, f.eks. innenfor energisektorene og ikke minst transport<sup>5</sup>. Dette er ikke inkludert i våre prognoser. På den annen side, er det heller ikke tatt standpunkt til hva som kan skje med kraftintensiv industri framover i tid. Dersom denne industrien må redusere virksomheten eller legge ned, f.eks. som følge av høyere priser på strøm, kan vi få frigjort store mengder elektrisitet.

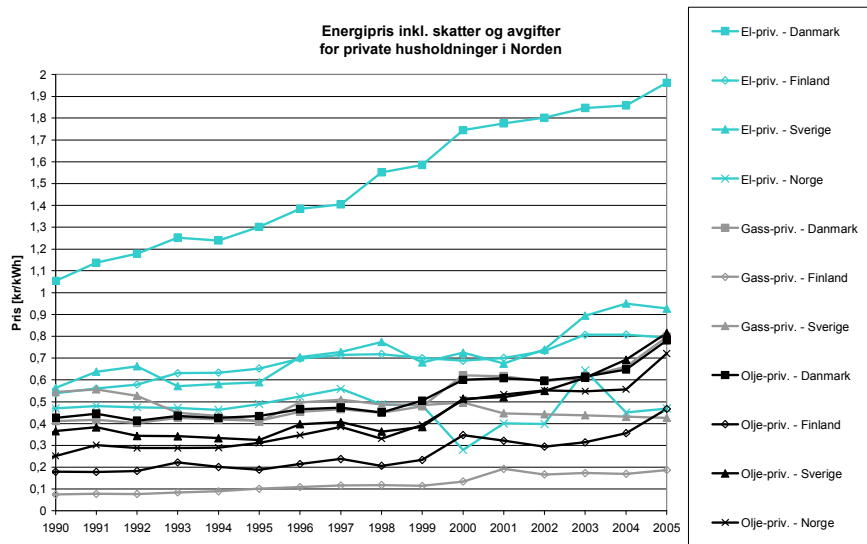
---

<sup>5</sup> For eksempel elektriske biler, hybridbiler, høyhastighetstog og/eller produksjon av hydrogen til brenselceller

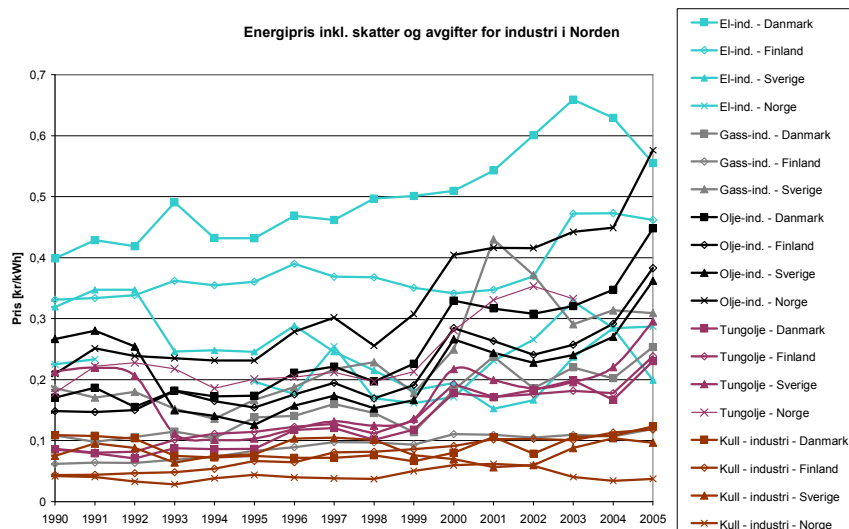
### 3 KONKURRANSEFLATE MELLOM ULIKE OPPVARMINGS- LØSNINGER

#### 3.1 PRISUTVIKLING I NORGE, SVERIGE OG FINLAND

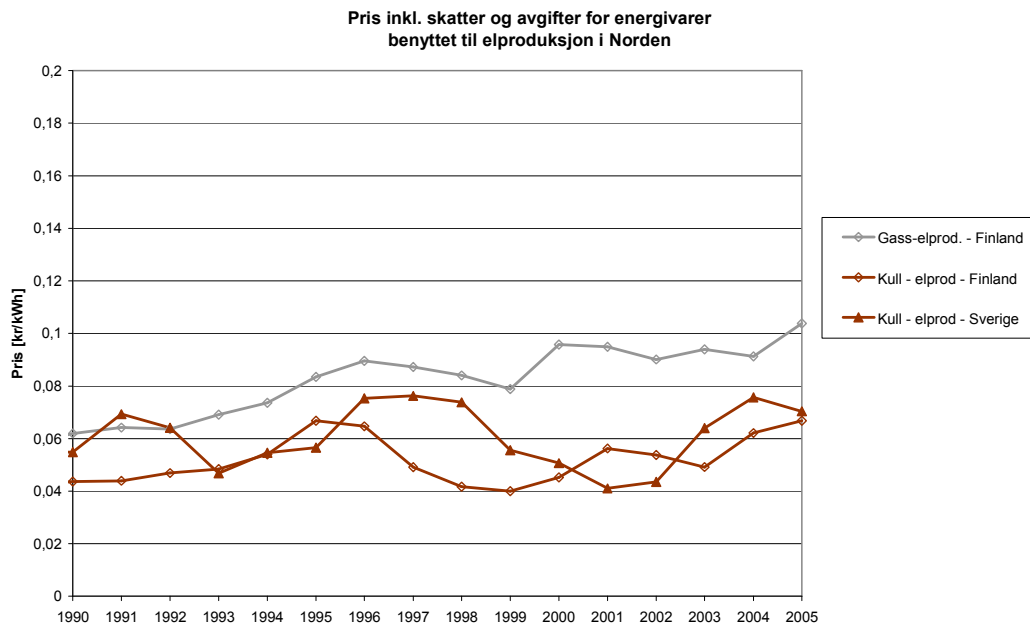
Figur 3.1 og Figur 3.2 viser priser for forskjellige energibærere til husholdninger og industri i Nordiske land. Denne statistikken er også hentet fra GlobalStat [6]. Prisene ser, med noen få unntak, ut til å øke for de fleste energibærere. Spesielt er elektrisitet dyrt for danske husholdninger og billig for norske. Det ser ut som prisen på forskjellige energibærere til husholdninger (og til dels industri) har økt mer enn prisen på energivarer til energisektoren (Figur 3.3). Noe av dette skyldes skatter og avgifter. Andre forhold som spiller inn, kan være kvantumsrabatt, hvor energisektoren (og deler av industrien) kan kjøpe inn store mengder brensel i en handel.



Figur 3.1 Energipris inkludert skatter og avgifter for private husholdninger 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge [NOK/kWh]



Figur 3.2 Energipris inkludert skatter og avgifter for industri for perioden 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge [NOK/kWh]



Figur 3.3 Energipriser inkludert skatter og avgifter for energivarer benyttet til elektrisitetsproduksjon perioden 1990-2005 for Danmark, Finland, Sverige og Norge<sup>6</sup> [NOK/kWh]

## 3.2 OPPVARMINGSSYSTEMER

Denne delen vil ta utgangspunkt i energibruken hos sluttbrukeren. I utgangspunktet kan vi skille mellom punktoppvarmingsløsninger, passive tiltak (lavenergihus), og større tekniske systemer/integrasjon i større systemer (nærvarme, fjernvarme, vann-til-vann varmepumpe). Disse skiller seg på mange viktige måter, men først og fremst er kapitalkostnaden forskjellig, og fleksibilitet i installasjon forskjellig. Punktoppvarming lar seg ettermontere, mens vannbåren varme er kostbart å ettermontere. Lavenergihus er også vanskelig få til i etterkant. Fordelingen av oppvarmingssystemer er vist i tabell Tabell 3.1 som prosent av antall husholdninger i utvalg.

<sup>6</sup> Få priser er tilgjengelige i databasen, spesielt for de siste årene. Dette kan skyldes at slik informasjon er mindre tilgjengelige pga. større konkurranse i energisektoren.

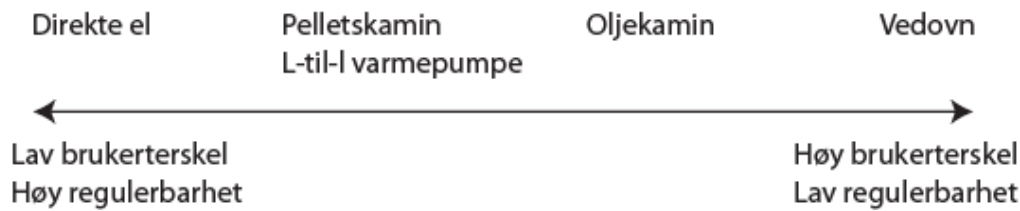
Tabell 3.1 Oppvarmingsutstyr i husholdningene i alt 1983- 2004. Prosent. Kilde SSB.

Oppvarmingsutstyr	1983	1995	2001	2004
I alt	100	100	100	100
Elektriske ovner alene			10	10
Elektriske ovner og varmekabler eller bare varmekabler	14	17	11	12
Elektrisk ovn og /eller varmekabler + olje/parafinovn	10	3	2	2
Elektrisk ovn og / eller varmekabler og vedovn	35	49	50	46
Elektrisk ovn og/eller varmekabler og enten både oljeovn og vedovn, eller kombiovn for olje/ved	29	20	17	14
Elektriske ovner og / eller varmekabler + vedovn + varmepumpe	-	-	0	3
Egen eller felles sentralfyr og diverse	12		7	10
Fjernvarme+ diverse		9	1	1
Varmepumpe + diverse	-	-	0	1
Andre uspesifiserte oppvarmingskombinasjoner	0	2	1	2

Den dominerende oppvarmingsløsningen er direkte elektrisitet alene eller med andre punktoppvarmingsløsninger. Litt i underkant av 90 % av husholdningene har en slik løsning i kombinasjon med ved, olje/parafin, varmekabler og varmepumpe. Denne andelen har holdt seg forholdsvis uendret siden tidlig på 80-tallet. Systemer med olje i en eller annen form har fått redusert sin andel, mens kombinasjoner med ved har fått økt sin andel. Hoveddelen av konkurranseflaten i det eksisterende markedet er derfor mellom direkte el og alternativene ved, pellets, olje/parafin og varmepumpe. Punktoppvarming dreier seg om følgende løsninger:

- Direkte el (panelovner)
- Pellets (kamin)
- Vedfyring (vedovner)
- Olje/Parafin (kamin)
- Omgivelsesvarme (Luft til luft varmepumpe)

Disse alternativene har alle (relativt) lave installasjonskostnader, lavest for panelovner. Panelovner, luft-til-luft varmepumpe og pelletskaminer har gode styringssystemer både med temperaturstyring og tidsstyring av varmetilførsel. Oljekamin er i noe mindre grad regulærbar, men har lav brukerterskel. Av systemer for punktoppvarming så er det vedfyring som krever mest involvering fra brukeren og er minst automatisert. Alternativene vises i Figur 3.4. I tillegg må det understrekes at systemer som pelletsfyring og varmepumpe trenger tilførsel av elektrisitet. Disse systemene kan altså ikke brukes ved evt. utfall eller utkobling av elektrisitet.



Figur 3.4 Brukerterskel og regulerbarhet for ulike punktoppvarmingssystemer

Som vi kan se av Tabell 3.1 så er disse teknologiene komplementære, i den forstand at mange husholdninger vil kombinere panelovner med en eller to av de andre alternativene. Vi ser at direkte el kombinert med vedovn er den mest utbredte, eksisterende løsningen. Som regel er panelovn hovedenergikilden, mens vedovn er brukt ved kalde dager, eller for å varme opp boligen på kveldstid dersom man har (natt- og) dagsenking av temperaturen. I denne sammenhengen er det verdt å merke seg at for de som ikke har vedovn som hovedoppvarmingskilde er vedfyring i mindre grad påvirket av energipriser, gitt at kostnaden ved vedfyring det siste tiåret har vært høyere enn kostnaden ved direkte el, men først og fremst styrt og gitt av komfortsyn.

Pelletsovn er enkle å regulere og har gode styringssystemer (inklusive temperaturstyring). Oppstart og nedstengning av slike systemer kan skje raskt, og kan la seg styre av prisincentiver. Selv om oljekaminer ikke er like regulerbare så har disse også enkel oppstart og nedstengning og vil enkelt påvirkes av prisincentiver.

Luft-til-luft varmepumper har en noe annen karakter, gitt at omgivelsesvarmen er gratis, og effektiviteten av installasjonen er gitt ved at den brukes. På kort sikt er luft-til-luft varmepumper ikke prissensitivt, men installasjonsbeslutningen er det. Større systemer, som ikke kommer i kategorien punktoppvarmingskilder er:

- Bergvarme eller vann-til-vann varmepumper
- Sentralfyring
- Nærvarme
- Fjernvarme
- Solvarme etc.

Bergvarme eller vann-til-vann varmepumper, sentralfyring (med olje, gass, eller biomasse) er et spesialtilfelle av løsninger som har karakter av et større teknisk system gjennom sin tekniske kompleksitet og høyere initiale investeringer. Slik sett ligner det på fjernvarme, men til forskjell, er beslutningstaker på sluttbrukernivå. Når investeringsbeslutning er tatt er også energibruken låst, ved at grunnlast vil og bør komme fra installasjonen. Påvirkningspunktet er også her rundt investeringsbeslutningen.

Nærvarme skiller seg fra fjernvarme ved at nærvarmeanlegget er koblet direkte til sluttbruker(ne), uten at man installerer varmevekslerer hos enkeltkunder, og ved at andre elementer i installasjonen gjøres enklere. Selve investeringen er mindre ved en slik løsning enn ved en fullskala fjernvarmeløsning. Bruksmessig er likehetstrekkene store: Begge fordeler varme gjennom vann, enten i gulv eller i radiator. Moderne radiatorer har bedre styringssystemer enn tidligere, slik at

problemet med magasinerings av varme, og liten regulerbarhet i forhold til temperatur er bedre på nye installasjoner. En slik løsning binder imidlertid varmebehovet i forekomsten av ressurser og energibærere. Andre forhold som må vurderes ved større tekniske installasjoner er:

- Lavenergihus vs. varmforsyning (gass, fjernvarme)
- Varmeforsyning vs. elforsyning
- Marked for leverandører av el og varmeutstyr (både forbruksutstyr, nett og energisentraler)
- Marked for leverandører av el og varme som energibærer

### 3.3 PRISELASTISITET I ALMINNELIG FORSYNING

Elforbruk har en sterk grad av nødvendighet hos den enkelte sluttbruker. Det er også et skjult forbruk, i den forstand at det brukes som et middel til noe annet; ha det komfortabelt, få utført et arbeid osv. Elkraft brukes til oppgaver som oppleves som nødvendige og som vil kreve større endringer i sluttbrukers vaner for å redusere forbruket. Eksempler på slik bruk hos husholdninger er vask, oppvask, lys, matlagning, bruk av teknisk utstyr (PC) osv. På samme måte er det i næringsbygg – selve grunnen til å bruke et næringsbygg er nettopp å jobbe, og energibruk knyttet til dette lar seg ikke (direkte) skifte ut. Derimot lar energibruk seg optimere. Kortsiktig er slik sluttbruk i liten grad påvirket av prissignaler. Varmebehov er annerledes ved at romtemperatur kan påvirkes direkte, og energibærer kan byttes (når det finnes alternativer).

Som et mål for følsomheten i energietterspørselen med hensyn til prisendringer benyttes ofte priselastisitet. Elastisiteten angir hvor stor prosentvis endring (reduksjon) i etterspørselen en prisøkning på 1 prosent gir. I internasjonalt publiserte undersøkelser varierer priselastisiteten svært mye. I en analyse fra SSB [11] vises det fram et spenn fra -0,2 til -0,76 for alminnelig forsyning. Andre norske undersøkelser indikerer elastisitet nede i -0,05 for kortsiktige prissignaler [12]. Det er åpenbart fra disse tallene at elastisiteten i sterk grad er avhengig av tidsperspektiv på den ene siden, og kulturell/sosial kontekst på den andre siden. Finansdepartementet bruker en priselastisitet på -0,2 i sine beregninger av effekten av elavgiften [13].

Interessant nok viser analyser at påvirkningen henger sammen med holdninger og verdier hos sluttbruker selv, på den måten at grupper som er mer enn gjennomsnittlig opptatt av miljø, sparsomlighet og bevisst forbruk, også lar seg mer direkte påvirke. I SINTEF sin analyse [12] viser det seg at den ”dårligste” tredjedel av sluttbrukere er tilnærmet upåvirket av prisendringer, noe som oppveies av den beste tredjedel som sådan, men også av de mindre grupper som gjør mer radikale sparetiltak. Dette henger igjen sammen med sluttbrukers verdier og holdninger. Blant næringskunder ser man også spredning i slike tiltak og respons på prissignaler. Kritisk viktig for følsomhet for energibruk er faktorer vist i Tabell 3.2. som er hentet fra en annen analyse [14].

Tabell 3.2 Trekk ved potensielle suksessbedrifter for Energiomlegging.

Trekk	Utdyping
<i>Eksisterende bevissthet</i>	I bedrifter hvor det er et visst fokus på miljø og energibruk før ENØK-rapporten er presentert, er det også lettere å få gjennomført energiomlegging. Tegn på en slik bevissthet er etablert miljøledelsessystem (EMAS, ISO 14000) eller at virksomheten bruker miljøretorikk i profileringen av seg selv.
<i>Ansvar knyttet til person og stilling</i>	Bevissthet om strømforbruk er gjerne et resultat av at en person ser på dette som en del av sin stilling. Personifisert ansvar sikrer gjerne et internt driv for dette temaet. Et raskt og klart svar på spørsmål om hvem som jobber med denne typen oppgaver og hvilken stilling det er knyttet til, tyder på bevissthet om ansvar for ENØK i en virksomhet.
<i>Eksternt driv</i>	Virksomheter som befinner seg innenfor en bransje der det er forventninger om at en har ekstra fokus på strømforbruk er potensielle suksessbedrifter. Kraftkrevende industri er et eksempel i så måte. Et annet eksempel på eksternt driv er kunder som setter krav om miljø- og energibevissthet hos sine leverandører og er tydelige på dette.
<i>Tydelige eiere</i>	Eiere som er tydelig på hva de vil med en virksomhet og hvilke forventninger de har, kan virke som en pådriver for satsinger og utviklingstiltak. Som vist i analysen kan fjerne og distanserte eiere som utelukkende fokuserer på økonomisk resultat føre til mangel på initiativ.
<i>Timing</i>	En virksomhet som står foran viktige veivalg eller tunge investeringer vil være åpne for innspill frem til beslutninger er tatt og løp lagt.
<i>Insentiver i økonomisystem</i>	Det at virksomheten selv får gevinst av iverksatte energiomlegging er en sentral motivasjonsfaktor. Der sparte kostnader forsvinner inn i en sentral pott, reduseres økonomi som et motiverende element.
<i>Synliggjøring av kostnader</i>	Virksomheter som ikke er motiverte til å iverksette energiomlegging vet gjerne ikke hvilke kostnader energiforbruket utgjør. Synliggjøring og bevisstgjøring av dette kan virke som et enkelt tiltak for å skape motivasjon.
<i>Kjennskap til egen beslutningsstruktur</i>	Kjennskap til virksomhetens beslutningsstruktur og evne til å manøvrere i denne, er sentralt for å få gjennom beslutninger om bevilgning til større energiomlegging. Spesielt i større og desentraliserte virksomheter er dette et element å ta hensyn til.

Gitt det vi vet rundt beslutninger i slike tilfeller, og de faktorene nevnt i tabellen, får vi en fordeling av offentlige og private virksomheter i henhold til faktorene. Noen virksomheter er mer mottagelige, andre er mindre mottagelige. Vi vet at virksomheter gjennomgående reagerer mer direkte på prissignaler enn mindre kunder, og det er et gjennomgående funn at energiomleggingsbeslutninger er preget av at kostnader overestimeres og gevinster underestimeres – kalt ”the efficiency gap” [15,16]. For at et tiltak skal gjennomføres må det i følge disse studiene ikke bare være lønnsomt i streng forstand, men også være lønnsomt i et ”worst case”.

Kjelkraft og kraftkrevende industri er det som tradisjonelt er mest prissensitivt på lang sikt, hvor det ofte brukes priselastisiteter på rundt -0,7. På kort sikt og hvis energibruken er knyttet til produksjon eller verdiskapning er priselastisiteten gjennomgående lavere, til dels også lavere enn for private husholdninger (mindre enn -0,2).



### 3.4 AVGIFTER, TARIFFERING, STØTTEORDNINGER

#### 3.4.1 Avgifter

Det er knyttet forskjellige avgifter til de energiprodukter som tilbys i Norge. Begrunnelse for avgiftene er enten fiskale, eller miljømessige.

Elektrisitet har kun el-avgift knyttet til seg, som i 2007 er satt til 0,1023 kr/kWh. Fyringsolje og parafin er ilagt grunnavgift, CO<sub>2</sub>-avgift og svovelavgift. I 2007 er ratene for dette: 0,429 kr/l i grunnavgift, CO<sub>2</sub>-avgift på 0,54 kr/l og svovelavgift på 0,07 kr/l. Til sammen er dette 1,039 kr/l. Energiinnholdet i lett fyringsolje og parafin er ~10,3 kWh/l. Avgiftene utgjør dermed 0,10 kr/kWh for slike produkter, uten å ta hensyn til sluttvirkningsgrad.

Avfall brukt til forbrenning har en CO<sub>2</sub>-avgift på 55 kr/tonn. Energiinnholdet i avfall kan variere nokså mye, men en gjennomsnittsvurdering er 10,5 GJ/tonn (Kilde:SSB, tilsvarer 2 910 kWh), gir en avgift på 1,9 øre/kWh.

I tillegg er en avgift på NO<sub>x</sub>-utslipp tenkt innført. Den vil ligge på 15 kr/kg NO<sub>x</sub> sluppet ut. Avgiften er knyttet til reelle utslipp. Avgiften omfatter i denne sammenhengen biobrensel, returvirke, avfall, naturgass, LPG og olje/parafin, i anlegg større enn 10 MW. Utslippene for fyringskjeler er mellom 1,8 til 9,6 kg/tonn (biobrensel minst, tungolje størst). Lettolje slipper ut 3,6 kg Nox/tonn energikilde. Enkelt overført betyr dette ett tonn lettolje brukt i en kjel på over 10 MW vil gi en avgift på kr 54,- eller 0,451 øre/kWh (uten å ta hensyn til virkningsgrad på kjelen).

CO<sub>2</sub>-avgift på gass brukt til oppvarming er ennå ikke innført. Varmepumper, ved og pellets brukt til punktoppvarming har ingen direkte avgifter knyttet til seg. Avgiftsnivået på forskjellige energibærere er samlet i Tabell 3.3.

Tabell 3.3 Avgiftsnivå for 2007 for forskjellige energibærere. Øre/kWh. Det er ikke tatt hensyn til virkningsgrad. (Kilde SSB).

Energikilde	Miljøavgifter (CO <sub>2</sub> , svovel)	Fiskalavgifter	Total (øre/kWh)
Olje/parafin	5,92	4,17	10,09
Naturgass/LPG	0 <sup>7</sup>	0	0
Avfall	1,90	0	1,90
Elektrisitet	0	10,23	10,23
Bio/pellets	0	0	0

I denne sammenhengen er det verdt å merke seg at det kun er bruk av naturgass (og bio/pellets) som i dag ikke er underlagt avgifter. Dette er av administrative grunner. Det er også verdt å merke seg at avgifter utgjør en vesentlig del av kostnadene ved elektrisitet, og at den i forhold til energiinnhold ligger på samme nivå som olje/parafin. Derimot har ikke avfall/fjernvarme og

<sup>7</sup> Innføring av CO<sub>2</sub>-avgift på gass er utsatt i påvente av ESAs vurdering av avgiften.

bio/pellets vesentlige avgifter knyttet til seg i dag. Ut i fra dette grunnbildet søkes det å påvirke bruken til å finne alternativer til elektrisitet og olje/parafin. Gitt det vi vet om priselastisitet er effekten av avgiftene vesentlig.

### 3.4.2 Støtteordninger

Dagens støtteordninger administreres av Enova. Energiomlegginger støttes med kvantifiserbare energimål. Tiltak støttes inntil et nivå som gjør tiltaket bedriftsøkonomisk lønnsomt. Dette må vises i individuelle beregninger for det enkelte prosjekt. Enova har ordninger som støtter tiltak innen bygg, bolig og anlegg, innen fremstilling av biobrensel/pellets, innen varmesektorene, og innen vindkraft.

Bygg, bolig og anlegg gis en investeringstøtte som dekker den ”merkostnad” et tiltak har for å oppnå et gitt energimål. I dag støttes tiltak normalt med mellom 20 og 50 øre/kWh. Det er to aktuelle delprogram; ett hvor energimålet er mellom 0,5 til 2 GWh/år og ett hvor energimålet er 2 GWh/år. Målet må minst være 10 % av totalen for et prosjekt.

Biobrensel og pellets kan gis støtte til investeringer for produksjon og foredling av biomasse. Anlegg for uttak og foredling av biomasse for varmeformål gis investeringstøtte med inntil 40 %, og 25% til videreforedling til pellets eller briketter. Anleggene må ha en kapasitet på henholdsvis 10 GWh og 60 GWh.

Varmeanlegg gis også investeringsstøtte, på et nivå som ”tilsvarer normal avkastning for varmebransjen”. Varmeanlegg som støttes må produsere fornybar energi. Installert effekt må være over 100 kW og årlig produksjon over 0,5 GWh. Støtteordningen for vindkraft er i ferd med å legges om. I dag gis det investeringstøtte på inntil 20 %, mens i 2008 vil støtteordningen bli gitt som et påslag på produsert energi med 8 øre/kWh.

Støtteordningene som de er utformet i dag har ikke direkte konsekvenser for prisdannelsen i energimarkedet og vil derfor ikke direkte utløse endringer i markedet. Det er verdt å merke seg at investeringsstøtten gis konsekvent med grense mot hva som er bedriftsmessig lønnsomt. Investeringsstøtten vil derfor bringe nye løsninger ned til et nivå for eksisterende energiløsninger, ikke forbi. Derfor vil ikke virkemidlene endre prisdannelsen i energimarkedet, men drive fram alternative løsninger på samme kostnadsnivå som de eksisterende.

Virkemidlene søker derimot å drive fram gode eksempel og markedsnisjer for forskjellige energiløsninger. Indirekte og over tid vil denne påvirkningen være stor, i tråd med de mål Enova har.

### 3.4.3 Energiaktører

De viktigste aktørene i energisektoren er:

- Energiselskap
- Nettselskap
- Lokale myndigheter/kommunen
- Leverandører av energiløsninger
- Brukere
- Offentlige myndigheter; NVE, Enova

Relasjonen mellom disse aktørene kjennetegnes delvis av formelle rammeverk og delvis av kvalitative relasjoner. For å utløse omlegginger i energibruk, slik det er bestemt i offentlige plandokumenter, så må handlinger gjøres på ”bakken”. Slike handlinger utløses delvis gjennom det reelle økonomiske bildet den enkelte aktør møter, og delvis de gevinster som den enkelte *opplever* at de får (som vi har vært inne på over). Det siste er en kvalitativ vurdering, hvor en løsning holdes opp mot andre tiltak som aktøren ønsker å gjennomføre.

Det utvikles for tiden et sett med nye verktøy som skal gjøre gevinster og valg ved enkelte energiløsninger tydeligere. På den ene siden skal den enkelte kommune ha utarbeidet lokale energitredninger i samarbeid med det lokale nettselskapet. På den andre siden er en energisertifisering av boliger på trappene. Effekten av begge disse tiltakene er det ennå for tidlig å fullt ut vurdere. Dokumentet som skal brukes for å styre energitredningen lokalt er altså den lokale energitredningen. Dette er en utredning som tilfører en systematikk og dokumentasjon av energisituasjonen i den enkelte kommune og kraftområdet. Et kvalitativt inntrykk av utredningene er at de til nå beskriver dynamikk og aktørbilde i energitredningen i den enkelte kommune ut i fra dagens tilstand. Slik sett endrer de ikke utviklingen videre. Derimot er et interessant poeng i noen av disse plandokumentene at et godt samarbeidsforhold mellom aktører har vært og er kritisk for å utløse videre omlegging. For eksempel når det gjelder områder hvor det er gitt konsesjon for fjernvarme. Det kreves en god utvikling av dette nettet, utover sunn økonomi, et nært samarbeid mellom kommune og konsesjonshaver. En slik vurdering finner vi for eksempel i den lokale energitredningen for Trondheim [17]. Utfordringen til slike dokumenter er å gjøre de operative. Uten kompetanse og vilje fra aktørene vil det være tungt å drive igjennom tiltak. Vurderingene rundt det å drive gjennom slike tiltak er kvalitative i sin natur.

### 3.4.4 Sammendrag av konkurranseflate

Vi har sett at historiske data og analyser av energibruk tilsier at sluttbrukermarkedet påvirkes lite av energipriser på kort sikt. For mindre sluttbrukere (som husholdninger) er priselastisiteten så liten som 0,2 eller kanskje enda mindre. Vi ser imidlertid at følsomhet for pris og prisendring varierer mye mellom sluttbrukergrupper. Et eksempel er høyinntektshusholdninger som er miljøbevisste, og som i stor grad lar seg påvirke av prisendring. Middelsinntektshusholdninger som ikke er opptatt av miljø, lar seg i liten grad påvirke. For tjenesteyting og varehandel ser vi samme mønster, men da knyttet til virksomhetenes verdier og forskjellige tradisjonelle

organisatoriske faktorer. Kun for større aktører som kraftkrevende industri så er priselastisiteten nærmere 0,7, og kanskje opp mot 1,0 på lang sikt.

Vi har sett at avgifter som er lagt på energibærere er nokså like mellom olje/parafin og elektrisitet, mens andre energibærere har små eller ingen avgifter knyttet til seg. Det må nevnes at avgift på NO<sub>x</sub> er vedtatt men ikke innført, og at CO<sub>2</sub>-avgift på naturgass/LPG også er vedtatt men utsatt innført i påvente av behandling hos ESA.

Energiutredningene er ennå i en tidlig fase, og til nå er det ingen tydelige effekter å spore rundt dette. Utredningene bør evalueres ytterligere for å vite mer presist hva som skjer i de områdene der det utarbeides slike utredninger.

Støtteprogrammer som administreres av Enova er orientert mot teknologiutvikling (nisjer) og mot støtte til spesifikke energialternativer som biomasse eller vindkraft. I dag er prisbildet rundt forskjellige energibærere slik at tradisjonelle kilder er billigere enn nye. Og selv om støtteordninger bidrar til bedre økonomi her, så ser vi fra nasjonale og internasjonale studier at selv der hvor man har et teknisk og økonomisk potensial for energiendring så kreves det at det finnes en gevinst utover "break-even" med tradisjonelle energiløsninger for at de skal realiseres.

## **4 VARMEMARKEDETS BETYDNING FOR ENERGIFORSYNING PÅ KORT- OG LANG SIKT**

### **4.1 BEREGNINGSVERKTØY**

#### **4.1.1 Modeller for etterspørselssiden**

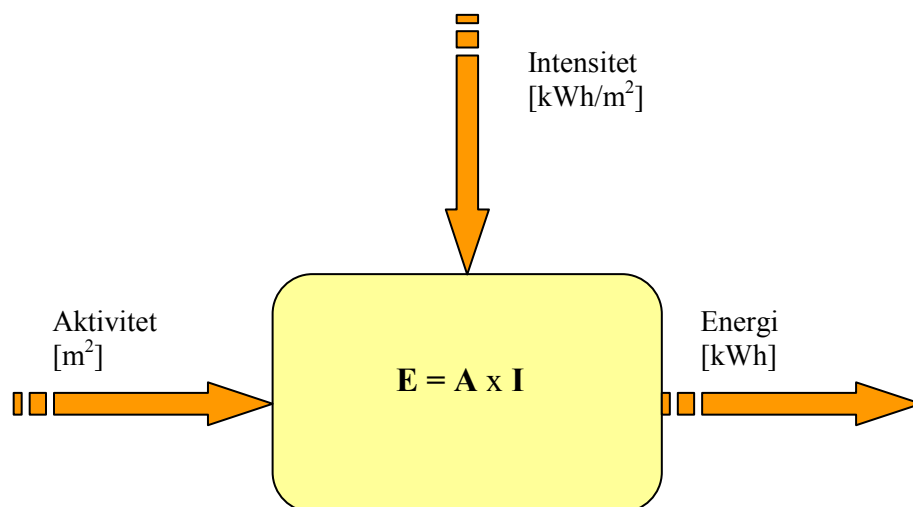
Fordi det er mange kompliserte sammenhenger både på etterspørselssiden og forsyningssiden, benyttes datamodeller for å beregne utviklingen av energisystemet framover i tid. Det er enklere å si noe om mulige utviklingsbaner desto mer detaljerte modellene er. I praksis, vil detaljeringsgraden være begrenset av tilgjengelig statistikk og annen tilgjengelig informasjon.

For beregning av energietterspørsel benyttes en modell som kalles ePlan. I utgangspunktet var det tenkt å benytte en internasjonal modell kalt LEAP, men denne kunne ikke håndtere så store datamengder som vi her har benyttet. Det ble derfor utviklet en ny modell som bygger på det samme konseptet som modellene LEAP og EFI-ENERGI, som vi benyttet på 80- og 90-tallet.

Konseptet går ut på at man splitter opp energietterspørselen i forklaringsfaktorene aktivitet og energiintensitet. Som tidligere nevnt, benyttes oppvarmet areal pr. bygning [ $\text{m}^2$ ] som aktivitetsmål for bolig- og tjenesteytende sektorene. For industri- og diversesektorene benyttes produksjonsverdi [ $i$  faste kr] som aktivitetsmål. Tilhørende intensiteter blir da  $\text{kWh}/\text{m}^2$  for bygningssektorene og  $\text{kWh}/\text{kr}$  for produksjonssektorene. Konseptet er illustrert i Figur 4.1. Intensitetene kan betraktes som en form for lærekurver for energiutnyttelse. Nye teknologier er som regel mer energieffektive enn gamle.

I motsetning til økonometriske modeller, er ePlan en type ”bottom-up” modell. Det er imidlertid begrensninger for hvilket detaljeringsnivå man kan benytte. For eksempel for mindre geografiske nivå, vil man kunne møte på begrensninger som går på konfidensialitet i henhold til statistikkloven. Nåværende versjon av ePlan tar ikke direkte hensyn til priser på energibærere. I gamle EFI-ENERGI hadde man en form for krysspriselastisitet i og med at prisen på energibærere påvirket fordelingen av energibærere i kombinerte oppvarmingssystemer. Denne funksjonaliteten finnes imidlertid ikke i LEAP, og det har ikke vært mulig å realisere en slik funksjonalitet i ePlan i denne omgang. På den annen side, er ikke prisforholdet mellom energibærere så viktig fordi prisene varierer i takt, jfr. Figur 2.27. Det har dessuten vist seg vanskelig å få pålitelige prognoser for f.eks. oljepriser framover i tid. I nåværende versjon av ePlan inngår ikke priser på energibærere, inntekter, konsum eller substitusjon mellom energi, arbeidskraft og kapital. Modellen har heller ingen substitusjon mellom produksjonssektorer (ofte kalt strukturelle endringer) utover det som legges inn eksogent. Implisitt betyr dette at man forutsetter at det vil skje små endringer i forhold til dagens nivå når det gjelder økonomiske faktorer. Videre vil slike modeller implisitt gi lineære eller avtagende (logaritmiske) vekstrater framover i tid, i motsetning til LP-modeller og økonometriske modeller som ofte vil gi økende (eksponentielle) vekstrater. Et annet forhold med slike ”bottom-up” modeller er at tid og volum er viktige forklaringsfaktorer, mens priser og konjunkturer tillegges mindre vekt. Dette kan oppfattes som en svakhet ved ”bottom-up” modeller, men slike modeller har vist seg å gi treffsikre prognoser og benyttes ofte for

konsekvensanalyser for å analysere effekten av forskjellige tiltak fordi sammenhengene i modellene er enkle og logiske.



Figur 4.1 Modellkonsept for energietterspørselmodellen ePlan.

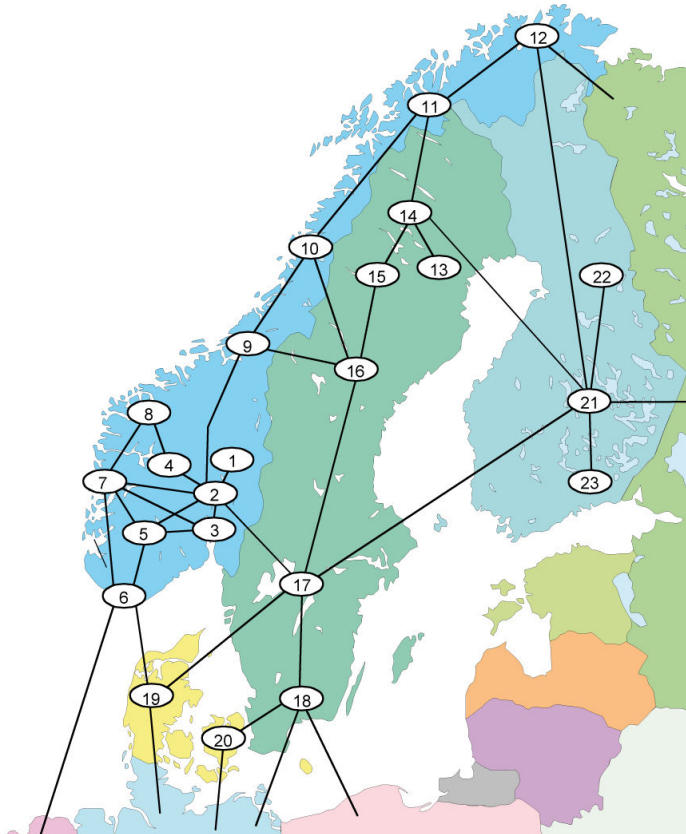
For å kalibrere modellen og for å analysere trender som kan fortsette framover i tid, benyttes statistiske tidsserier for historiske år (basisår) fra forskjellige kilder som SSB, NVE, Enova, IEA og andre relevante kilder, hvorav statistikk fra SSB utgjør den største andelen. Kalibreringen går ut på å beregne energiintensiteter og fordeling på energibærere slik at beregnet forbruk blir likt statistisk forbruk for basisårene. I tillegg foretas en temperaturkorrigering av forbruket. Man får på den måten også en oversikt over hvordan energietterspørselen og forklaringsfaktorene har utviklet seg i de siste årene.

Når modellen benyttes til å prognosere utviklingen framover i tid, reverseres beregningene, og energietterspørselen beregnes ut fra prognoser for energiintensiteter og aktiviteter. Prognoser for intensiteter og aktiviteter kan enten utarbeides ut fra trendanalyser, eller innhentes fra andre modellberegninger eller analyser. Man kan også foreta beregninger av konsekvensen av eventuelle brudd med trendutviklingen og/eller alternative utviklingsbaner. Fordi energietterspørselen varierer avhengig av hvilke forutsetninger som benyttes for framskrivningen av aktiviteter og intensiteter, benyttes scenarier som er basert på ulike sett med forutsetninger. På den måten får man også illustrert usikkerheten som er knyttet til prognoser.

For beregning av konsekvenser som endret etterspørsel etter elektrisk energi kan ha for etterspørsel etter elektrisk effekt, benyttes modellen Useload. Med utgangspunkt i en database med registrerte forbruksprofiler for ulike kundetyper, beregnes et forbruk i alle årets timer slik at forbruket av elektrisitet for hele året blir lik årsforbruket som er beregnet i ePlan.

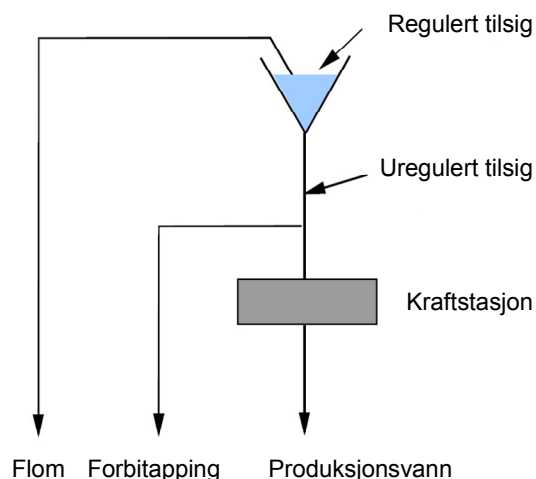
#### 4.1.2 Modeller for forsyningssiden

For beregning av konsekvenser som endringer i etterspørselen etter elektrisk energi og effekt har på det elektriske forsyningsystemet benyttes Samkjøringsmodellen. Modellen håndterer primært produksjonssystemet, med vekt på vannkraft, men den har også en forenklet representasjon av det elektriske overførings- og forsyningsystemet (jfr. Figur 4.2).



Figur 4.2 Illustrasjon av delområder og forbindelser mellom disse, som benyttes i den nordiske versjonen av Samkjøringsmodellen.

Hver modul, som kan være et kraftverk og/eller ett magasin modelleres som vist i Figur 4.3. Modulene kobles sammen, slik at de gir en mest mulig riktig beskrivelse av hydrologiske sammenhenger i vassdraget. Eksempler på dette kan være at flom, forbitapping og/eller produksjonsvann fra en modul (kraftverk) føres til magasinet for et nedenforliggende kraftverk. I tillegg kommer moduler for forbruk, termisk kraftproduksjon, fjernvarmesentraler og utveksling mellom områder.



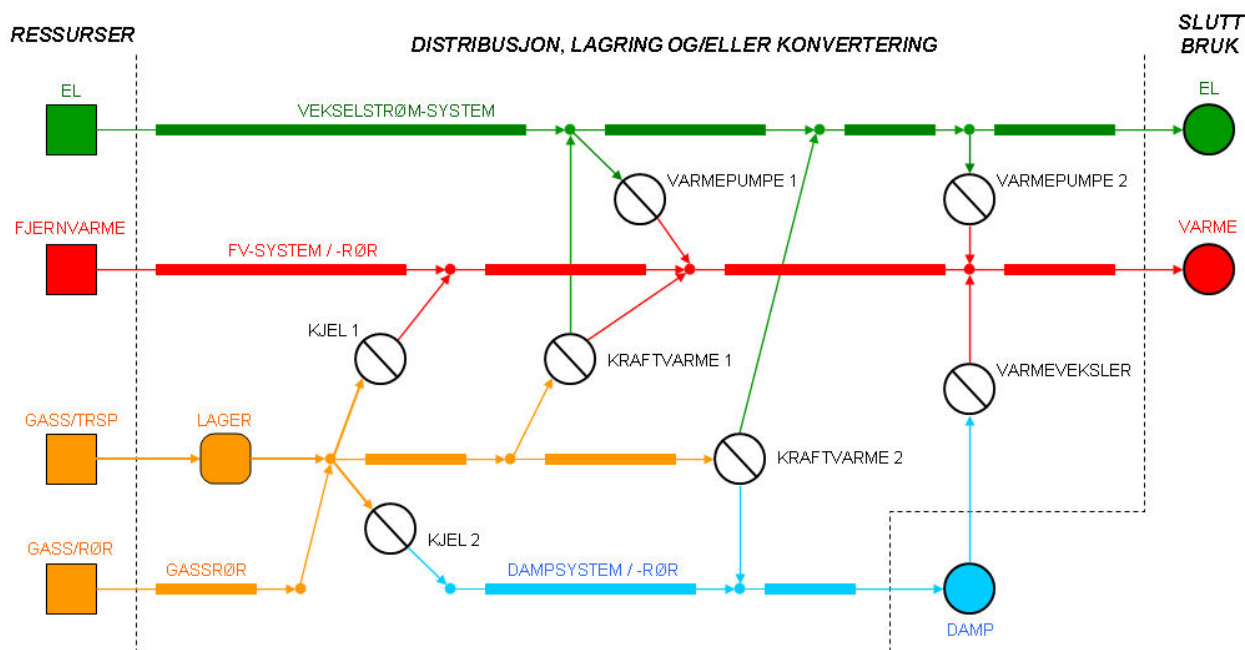
Figur 4.3 Prinsippskisse for modellering av vannkraftverk i Samkjøringsmodellen.

Også Samkjøringsmodellen må kalibreres når en ny modell etableres, eller det f.eks. foretas endringer i etterspørsel, produksjonskapasitet og/eller overføringslinjer. Kalibreringen skjer i en forenklet modell hvor det foretas en beregning av vannverdier<sup>8</sup> og en optimal disponering av et summagasin i hvert delområde slik at samfunnsøkonomisk overskudd optimeres. Deretter foretas en detaljert simulering hvor det tas hensyn til alle modulene og evt. restriksjoner basert på stokastisk dynamisk programmering. For en mer detaljert beskrivelse av denne modellen henvises det til [18 og 31]. Resultater fra analyser med denne modellen vil være produksjon, magasin-disponering, priser, utveksling, etterspørsel og rasjonering i forskjellige hydrologiske år, som f.eks. normalår, tørrår og våtår. Fordi modellen kun omfatter deler av den samlede norske økonomien, nærmere bestemt etterspørsel etter - og forsyning av elektrisk energi, er det valgt å ikke presentere de beregnede samfunnsøkonomiske overskuddene. Dette bl.a. fordi en reduksjon av etterspørsel vil gi et lavere konsumentoverskudd. Beregningene tar m.a.o. ikke hensyn til de positive effektene som en redusert etterspørsel kan ha for andre deler av den norske økonomien.

For å analysere alternative forsyningsnett, har SINTEF Energiforskning utviklet modellen eTransport som er basert på lineær programmering for optimalisering. Dette er en modell som kan analysere både alternative produksjons- og forsyningssystemer, og samspillet mellom disse og energietterspørsel som vist i Figur 4.4. Modellen kan også regne på ikke ledningsbundet energidistribusjon som lastebil, båt eller jernbane.

<sup>8</sup> Vannverdiberegninger betyr å beregne en verdi av vann lagret i vannkraftmagasin. Man unngår dermed problemet med av vann som energibærer ”gratis”





Figur 4.4 Illustrasjon av noen muligheter i eTransport.

Fordi vi ennå ikke har en modell av eTransport på landsnivå, er ikke denne modellen benyttet i dette prosjektet. Det er imidlertid referert en del konklusjoner fra analyser som er gjort på mindre geografiske områder i kapittel 4.4.

## 4.2 SCENARIER FOR VARME-, ENERGI- OG EFFEKTETTERSSPØRSEL

### 4.2.1 Forutsetninger for prognosene

#### 4.2.1.1 Basisscenario

Som vi så i kapittel 2, viste den historiske utviklingen av energiintensiteter en synkende trend. Dette har medført at etterspørselen etter elektrisitet og sum for alle energibærere har stagnert framover i tid. Det kan forventes at denne trenden vil fortsette framover i tid. Modellen benytter en sektoroppdeling som er noe mer detaljert enn vist i kapittel 2. De fleste undersektorene følger imidlertid samme trend som det som er beskrevet på hovedsektornivå i kapittel 2.

Historiske tidsserier for energiforbruk, aktiviteter (oppvarmet areal, produsert volum e.l.) og energiintensiteter benyttes til å trendfremskrive utviklingen framover i tid, og på denne måten etablere et basisscenario. Basisscenariet vil gi grunnlag for å vurdere alternative scenarier. Bak den historiske utviklingen ligger en rekke faktorer, som teknologisk utvikling og begrensninger/barrierer, markedsmekanismer og politiske og lovmessige forhold som ikke er analysert her. Utviklingen framover i tid vil også påvirkes av slike faktorer. Basisscenariet er basert på trendframskrivning av historiske trender, men forutsetter nye byggeforskrifter og innføring av energimerkeordning som vil bidra til å redusere etterspørselen i forhold til en ren trendprognose. I tillegg er bygningsmassen framover i tid beregnet ut fra andre metoder som beskrevet lenger ned. For industri- og diversesektor er det i mangel av andre analyser benyttet en

ren trendframskrivning. Vi har inkludert kraftintensiv industri i prognosene, men antatt at evt. vekst utover det denne industrien i dag har kontrakter på, vil finne sted som uprioritert (prisavhengig) kraft.

For trendframskrivningene er det i hovedsak benyttet avtakende (logaritmisk) framskrivning. Dette gir en lavere vekst enn økende (eksponentiell) framskrivning som er den vanligste metoden for framskrivninger. Avtagende/logaritmisk vekst gir også en lavere vekst enn lineær vekst. Implisitt betyr en avtagende/logaritmisk vekst at vi er inne i en ”moden” økonomi og/eller at man har ulike typer metningsfenomener. Ett slik ”metningsfenomen” kan være innetemperatur (komfort) i boliger. Dersom man antar at evt. endringer har stabilisert seg de siste årene, kan man eventuelt også benytte gjennomsnittsverdier av de siste fem eller ti år. SINTEF Byggforsk har testet ut en slik metode [19] etter at vi avsluttet arbeidet med scenariene som er beskrevet nedenfor.

I forbindelse med innføringen av bygningsenergidirektivet (Energy Performance in Buildings Directive-EPBD) i Norge er det gjennomført flere utredninger som tar for seg energibruken i den norske bygningsmassen [20,21,22,23]. Videre er utviklingen av bygningsmassen analysert i detalj tidligere i prosjektet ePlan [24]. Bygningsmassen er beregnet ut fra forutsetninger om befolkningsutvikling, nybygging, sanering og rehabilitering. Dette gir et viktig grunnlag med hensyn til forutsetningene for de forskjellige scenariene. Energidirektivet etablerer to sentrale verdier mht bygningers energiintensitet:

- Den ene er verdien  $R_s$  (Reference stock), representerer energiintensitet for et typisk gjennomsnittsbygg av en bestemt bygningskategori.
- Den andre verdien  $R_r$  (Reference regulation) representerer energirammen et nybygg må tilfredsstille i henhold til energidirektivet.

Videre er følgende skala anbefalt i forbindelse med implementering av energimerkeordning for Norge:

Tabell 4.1 Skala for anbefalt energimerkeordning. Verdiene angir gjennomsnitt for forskjellige bygningstyper beregnet ut fra dagens bygningsmasse

Klasse	Skala	Boliger kWh/m <sup>2</sup>	Yrkesbygg kWh/m <sup>2</sup>
A	$\leq 0.5 \cdot R_r$	64	97
B	$\leq 0.75 \cdot R_r$	95	145
C	$\leq R_r$	127	194
D	$\leq 0.5 \cdot (R_r + R_s)$	177	233
E	$\leq R_s$	227	271
F	$\leq 1.5 \cdot R_s$	$\leq 341$	$\leq 407$
G	$> 1.5 \cdot R_s$	$> 341$	$> 407$

Dette innebærer at et nybygg må tilfredsstill minimumskravet (i forskriften) for å nå energimerke C, mens et typisk gjennomsnittsbygg så vidt tilfredsstiller energimerke E.  $R_s$  er beregnet i [21] og [22], mens endelige verdier for  $R_r$  er beregnet i [23]. Merk at  $R_s$  verdien er referert tilført (levert) energi per oppvarmet areal, mens  $R_r$  refererer til nyttiggjort (netto) energibehov per oppvarmet areal. Dersom det benyttes andre energikilder enn strøm, vil tilført energi som regel bli høyere enn nyttiggjort energi, avhengig av virkningsgraden til oppvarmingssystemet. For varmepumper som har en årsvarmefaktor (virkningsgrad) som er større enn 100 %, vil tilført energi bli lavere.

Fordelingen av bygningsmassen på de forskjellige bygningskategoriene er funnet ved å analysere dataene i GAB-registeret. Ved hjelp av denne fordelingen kan så  $R_r$  og  $R_s$  beregnes for et gjennomsnitts boligbygg og et gjennomsnitts bygg i tjenesteytende sektor. For boliger er gjennomsnittlig energiintensitet i eksisterende bygningsmasse 227 kWh/m<sup>2</sup> referert oppvarmet areal. I nybygg vil den være 127 kWh/m<sup>2</sup>. For tjenesteytende sektor er gjennomsnittlig energiintensitet i eksisterende bygningsmasse 271 kWh/m<sup>2</sup>. I nybygg skal gjennomsnittet være 194 kWh/m<sup>2</sup>.

På grunnlag av dette, er det i Basisscenariet forutsatt at nybygg bygges etter energiklasse D fram til 2010, deretter klasse C (127 kWh/m<sup>2</sup> i boliger og 194 kWh/m<sup>2</sup> i yrkesbygg). For eksisterende bygningsmasse, som ikke gjennomgår noen form for rehabilitering, forutsettes det heller ingen oppgradering av energiklasse. Dette vil si klasse E, men klasse E vil pga. framskriving av historiske trender ikke være statisk. Rehabiliterte bygg forutsettes oppgradert til klasse D (177 kWh/m<sup>2</sup> i boliger og 233 kWh/m<sup>2</sup> i yrkesbygg). Klasse D beregnes som et gjennomsnitt av klasse C og E. Årsaken til at man har et skille i 2010, er at de nye byggeforskriftene skal gjelde fra høsten 2009. Bygg som er under oppføring denne høsten eller har fått byggetillatelse kan bygges etter de gamle forskriftene inntil 2,5 år etter at de nye forskriftene trer i kraft. På den annen side kan det hende at noen bygg blir satt opp etter de nye forskriftene også før høsten 2009. For enkelhet skyld, er det antatt at de nye forskriftene gjelder for fullt fra og med 2010. Sett i et perspektiv på 30 år utgjør ikke ett år fra eller til på dette området mye.

#### 4.2.1.2 Scenario Energiomlegging

I dette scenariet er det regnet med at energiintensitetene i nybygg, renoverte bygg og eksisterende bygningsmasse som ikke renoveres, utvikler seg som i Basisscenariet. Det vil si samme energiklasser som i Basisscenariet. For renoverte bygg (og nybygg) forutsettes det at det legges om til en mer fleksibel energiforsyning (oppvarmingssystem) fremfor forsyning med elektrisitet. Bruken av ”termiske energibærere” i nybygg og rehabiliterte bygninger endres gradvis til en dobling i 2035 i forhold til sluttbrukerpreferansen for termiske energibærere. Med sluttbrukerpreferanse menes den beregnede fordelingen på energibærere i det siste basisåret (dvs. siste historiske år). Med termiske energibærere menes her biobrensel, gass og fjernvarme. Videre antas bruken av biobrensel i eksisterende bygningsmasse å dobles. Økningen i termiske energibærere skjer på bekostning av elektrisitet.

### 4.2.1.3 Scenario Energieffektivisering

I dette scenariet er det regnet med at eksisterende bygningsmasse som ikke renoveres, utvikler seg som i Basisscenariet. For nybygg og renoverte bygg forutsettes det at det satses på energi-besparende tiltak. Nybygg forutsettes i gjennomsnitt bygd i henhold til klasse B (95 kWh/m<sup>2</sup> i boliger og 145 kWh/m<sup>2</sup> i yrkesbygg), og renoverte bygg oppgraderes fra klasse E til klasse C (127 kWh/m<sup>2</sup> i boliger og 194 kWh/m<sup>2</sup> i yrkesbygg). For begge typer bygg forutsettes det videre en stor andel varmepumper. Denne andelen antas å være 70 % for nybygg og rehabiliterte bygg i 2035.

### 4.2.1.4 Kostnader ved etterspørselsscenariene

Det er ikke gjennomført noen grundig kostnadsanalyse for de forskjellige scenariene. Generelt er det alltid store usikkerheter når en skal kostnadsberegne forskjellige tiltak. Det vil eksempelvis være store variasjoner i størrelsen på ekstrakostnader for å oppnå bedre energistandard.

I Tyskland og Østerrike er det etablert en ny energistandard som kalles passivhusstandard for bygninger med ekstremt lavt energibehov (tilsvarende energiklasse A+ eller A++). Bygg som tilfredsstillende denne standarden har gjerne en relativt enkel og kompakt geometrisk utforming som gjør at selv om bygningskroppen har betydelig bedre teknisk standard i form av bedre tetthet og isolasjonsegenskaper, så vil ikke nødvendigvis dette medføre store merkostnader sammenlignet med tradisjonelle løsninger. Videre vil denne typen løsninger medføre enklere og rimeligere oppvarmingsystem/energicentraler og forenklete trafo anlegg, som gir betydelige besparelser [33].

Erfaringer fra norske pilotprosjektet tyder på at ekstrakostnadene for å oppnå lavenergistandard på en ny bolig ligger rundt 600 kr per m<sup>2</sup>, mens en for passivhus må påregne ca. 1200 kr per m<sup>2</sup>. Dette vil redusere energibehovet med i overkant av 50 kWh/m<sup>2</sup> for en lavenergibolig, og 100 kWh/m<sup>2</sup> for et passivhus.

Investeringskostnaden per spart kWh/år er følgelig på ca 12 kr. Dette gjør at ekstrakostnaden normalt vil bli tilbakebetalt i form av sparte energiutgifter over 12 antall år dersom vi ser bort fra rentefot, prisendringer for energibærere og markedsverdi på boligene. Dersom man tar hensyn til renter, blir nedbetalingstiden lengre. Økte energipriser og økt markedsverdi vil redusere nedbetalingstiden. Masseproduksjon av lavenergi- og passivhus vil også bidra til å redusere kostnadene i forhold til kostnadene i pilotprosjektene.

Privatøkonomisk kan dette være interessant, men for næringsdrivende er ikke sparte energiutgifter alene sterk nok til å utløse denne type tiltak. Dersom tiltakene medfører betydelig økt markedsverdi for de aktuelle bygg kan imidlertid dette stille seg annerledes. Dersom innføringen av energimerkeordningen for bygninger i Norge blir vellykket vil dette kunne bidra positivt til å synliggjøre denne typen kvaliteter. Dette vil stimulere markedet både for energieffektive boliger og næringsbygg.

## 4.2.2 Scenarier for etterspørsel etter varme og energi mot 2035

### 4.2.2.1 Basisscenario

Tabell 4.2 og Figur 4.5 (og Figur 4.6) viser forbruket av forskjellige energibærere inklusiv fri energi tilført ved hjelp av varmepumper i basisårene 1993-2005 og prognosert etterspørsel framover mot år 2035. Råstoff er holdt utenfor i alle tabeller og figurer. Transport og energisektorene er holdt utenfor i figurene, som viser modellberegnete verdier, men inkludert i tabellene. For energisektorene er imidlertid bare kjente utvidelser etter 2005 inkludert. Det er, som tidligere nevnt, ikke forutsatt noen økning i elektrisitet til transportsektoren.

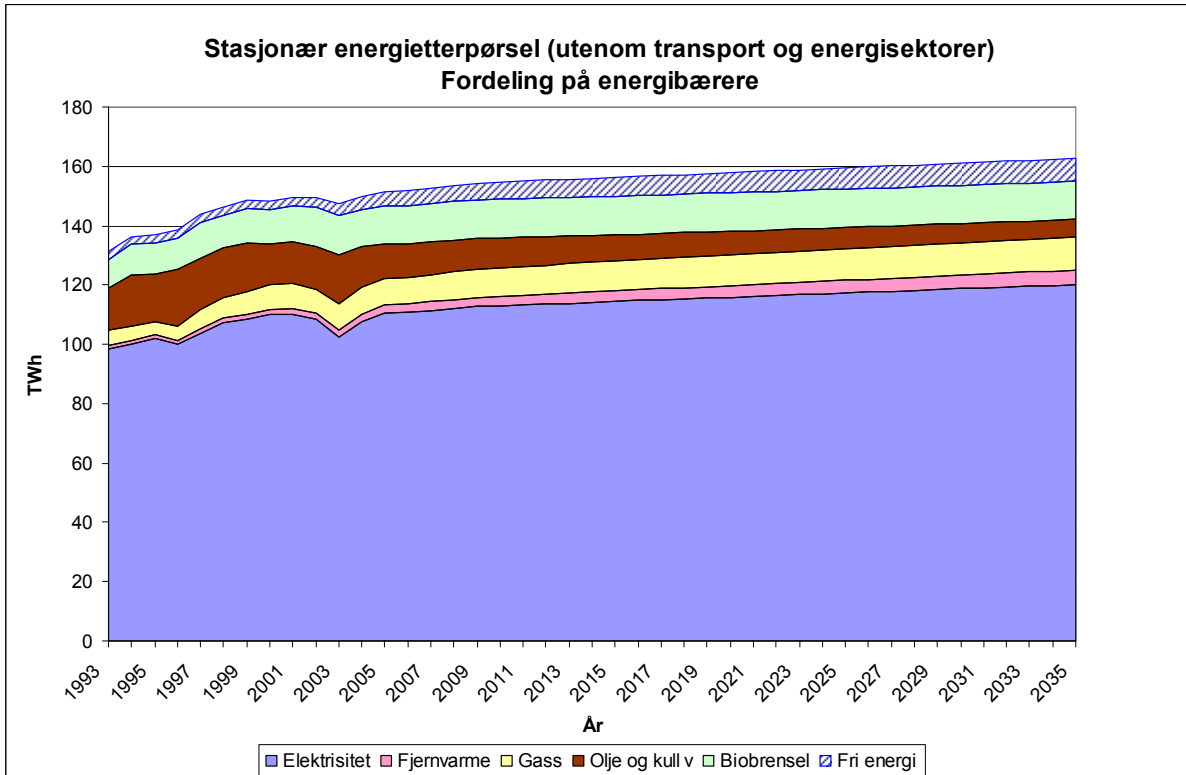
Sum energietterspørsel viser en vekst på 14,3 TWh fra 2005 til 2035, eller 0,3 % per år inklusiv fri varme. Til sammenligning var veksten i basisårene 1,3 % per år. Økt aktivitetsnivå (nybygging og produksjon i industri/diversesektor) bidrar mer til utviklingen av energietterspørselen framover i tid enn reduksjoner i energiintensitetene. Reduksjon i intensitetene bidrar imidlertid til at veksten framover i tid blir vesentlig mindre enn den var i perioden 1993-2005.

Veksten i etterspørselen etter elektrisitet blir 12,6 TWh eller 0,4 % per år, mot en vekst på 1,1 % per år i basisårene. Av økningen på 12,6 TWh utgjør økt forbruk i energisektorene 2,9 TWh (jfr. NVE). Videre er det antatt at veksten i hovedsak kommer som uprioritert kraft (industrikraft ut over kontrakter). Veksten i prioritert elektrisk kraft blir bare 3,9 TWh (0,1 % per år).

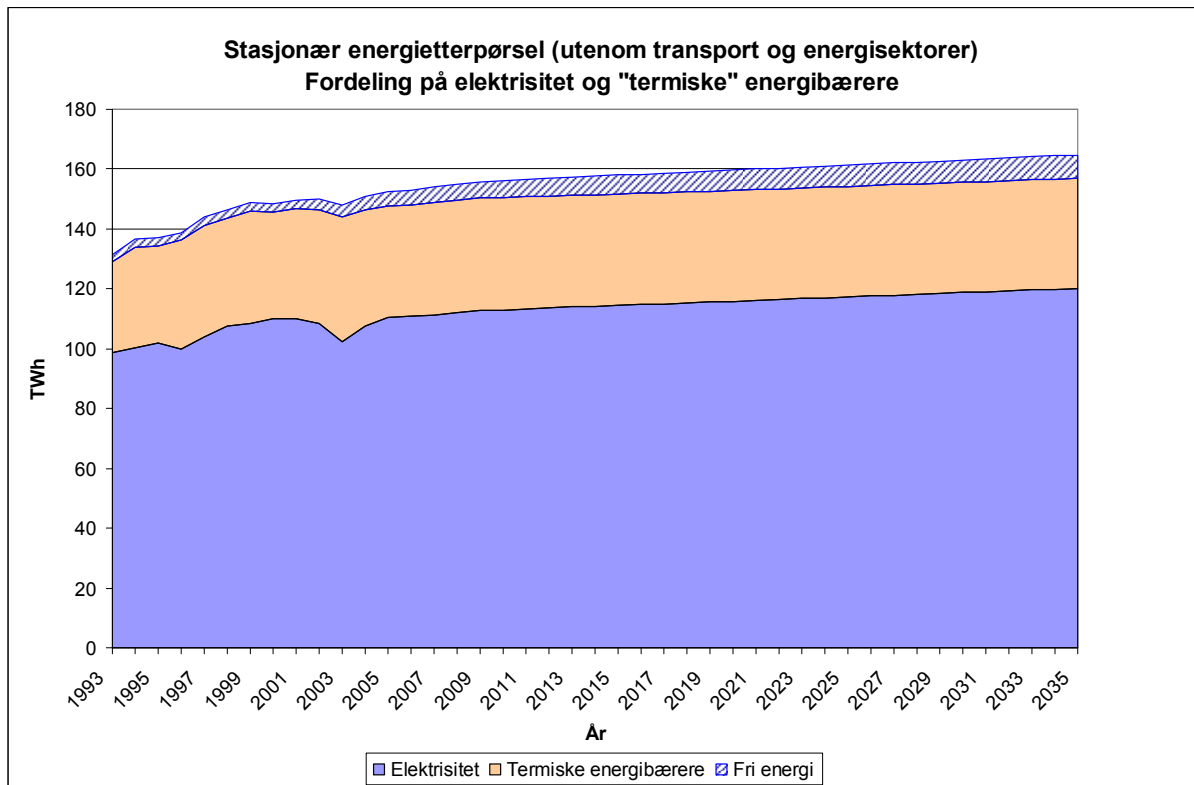
Veksten i fjernvarme blir på 2,2 TWh (2,0 % per år). Biobrensel er tilnærmet uendret. Fri energi fra varmepumper øker med 3 TWh. Direkte bruk av gass øker med 2,3 TWh (0,8 % per år), noe som er større enn nedgangen i andre fossile energibærere. Etterspørselen etter olje og kull vil halveres fram mot 2035. Samlet vokser termiske energibærere, dvs. alt utenom elektrisitet, med 1,6 TWh (0,1 % per år) inklusiv fri varme.

Tabell 4.2 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i basisscenariet. Utenom råstoff, men inklusiv energisektorene og transport. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Energibærer	TWh			TWh	% pa	TWh	% pa
Prioritert elektrisk kraft	91,0	100,1	104,0	9,1	0,8	3,9	0,1
Uprioritert elektrisk kraft	7,5	10,4	16,2	2,8	2,7	5,8	1,5
Elektrisitet til transport	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	2,5	5,4	-	-	2,9	2,6
<b>Sum elektrisitet</b>	<b>99,1</b>	<b>113,5</b>	<b>126,2</b>	<b>14,4</b>	<b>1,1</b>	<b>12,6</b>	<b>0,4</b>
Fjernvarme	1,1	2,7	4,9	1,6	7,7	2,2	2,0
Gass	5,2	8,9	11,2	3,7	4,6	2,3	0,8
Olje	12,5	10,6	5,4	-1,9	-1,3	-5,2	-2,2
Kull	1,7	1,0	0,4	-0,7	-4,1	-0,6	-3,2
Biobrensel	9,7	12,9	12,8	3,2	2,4	-0,1	0,0
Varmepumpe (fri energi)	2,7	4,9	7,9	2,2	5,1	3,0	1,6
<b>Sum "termiske" bærere</b>	<b>32,8</b>	<b>41,0</b>	<b>42,6</b>	<b>8,2</b>	<b>1,9</b>	<b>1,6</b>	<b>0,1</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>154,5</b>	<b>168,8</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>	<b>14,3</b>	<b>0,3</b>



Figur 4.5 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i basisscenariet. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigeret statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].

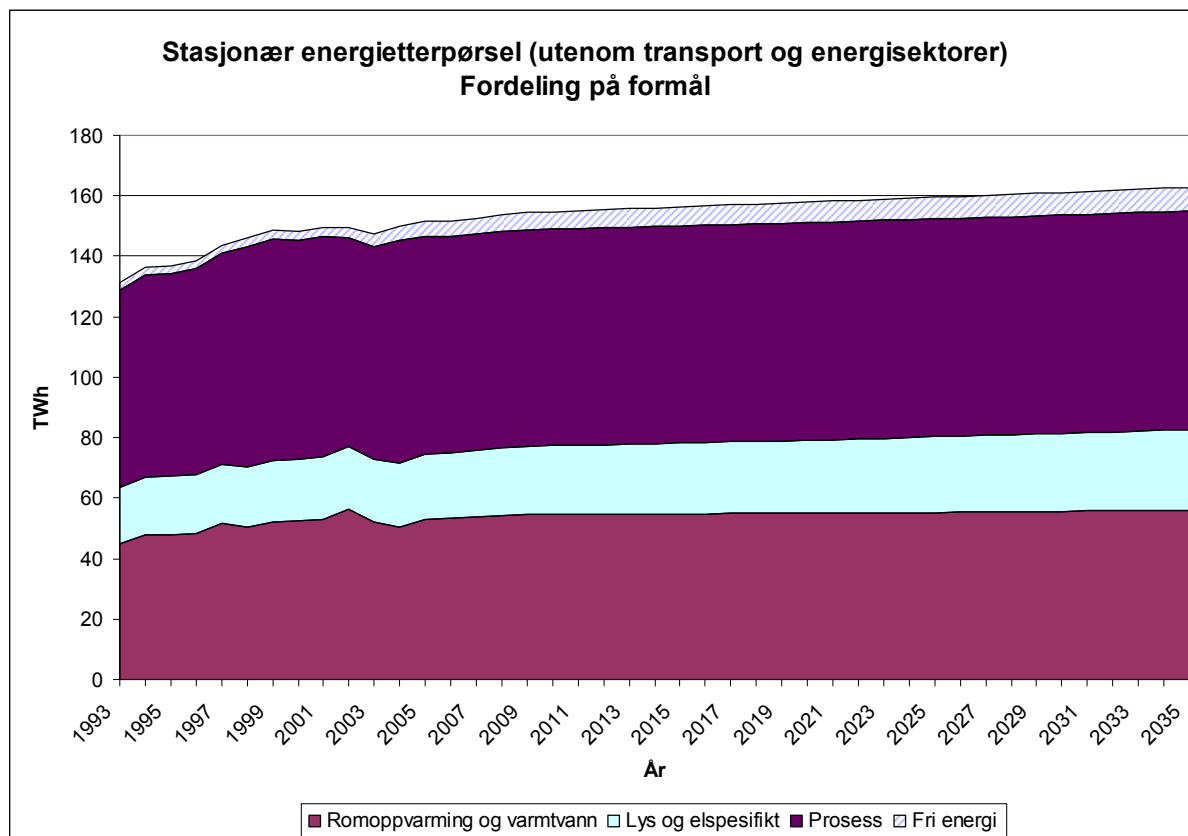


Figur 4.6 Utviklingen av hovedtyper energibærere i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].

Tabell 4.3 og Figur 4.7 viser utviklingen av energietterspørsel fordelt på formål. Det er skilt mellom oppvarming (romoppvarming og varmtvann) og andre formål. Oppvarming øker med 3,1 TWh. Dersom vi tar med fri varme fra varmepumper, øker oppvarming med 6 TWh. Figur 4.8 viser utviklingen av energietterspørsel i forskjellige sektorer.

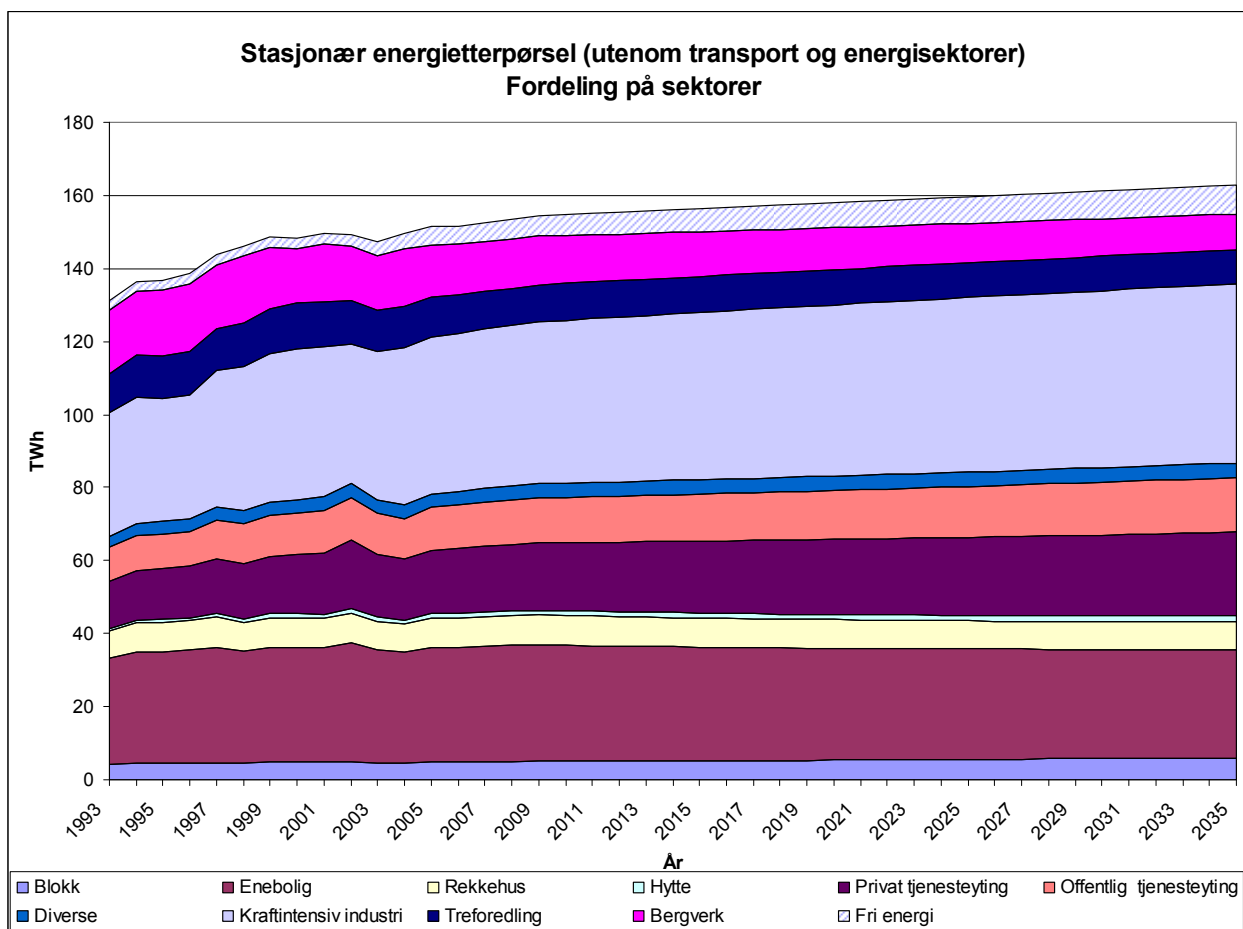
Tabell 4.3 Utviklingen av forskjellige formål. Utenom råstoff, men inklusiv transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

Formål	1993		2005		2035		Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
	TWh	%pa	TWh	%pa	TWh	%pa	TWh	%pa	TWh	%pa
Varmtvann	8,5	0,9	9,5	0,9	10,5	0,9	1,0	0,9	1,0	0,3
Romoppvarming	36,2	1,5	43,5	1,5	45,5	1,5	7,3	1,5	2,1	0,2
Varmepumpe (fri energi)	2,7	5,1	4,9	5,1	7,9	5,1	2,2	5,1	3,0	1,6
<b>Sum varme</b>	<b>47,4</b>	<b>1,7</b>	<b>57,9</b>	<b>1,7</b>	<b>63,9</b>	<b>1,7</b>	<b>10,5</b>	<b>1,7</b>	<b>6,0</b>	<b>0,3</b>
Lys	4,6	1,0	5,2	1,0	7,0	1,0	0,6	1,0	1,9	1,0
Øvrig elektrisitet	14,3	1,1	16,4	1,1	19,6	1,1	2,1	1,1	3,2	0,6
Prosess	65,0	0,9	72,0	0,9	72,3	0,9	7,0	0,9	0,3	0,0
Elektrisitet til transport	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	-	2,5	-	5,4	-	-	-	2,9	2,6
<b>Sum andre formål</b>	<b>84,5</b>	<b>1,1</b>	<b>96,7</b>	<b>1,1</b>	<b>104,9</b>	<b>1,1</b>	<b>12,1</b>	<b>1,1</b>	<b>8,2</b>	<b>0,3</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>1,3</b>	<b>154,5</b>	<b>1,3</b>	<b>168,8</b>	<b>1,3</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>	<b>14,3</b>	<b>0,3</b>



Figur 4.7 Utviklingen av forskjellige formål i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].





Figur 4.8 Utviklingen av energietterspørsel i tilført energi fordelt på sektorer. Utenom råstoff, transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 TWh].

#### 4.2.2.2 Scenario Energiomlegging

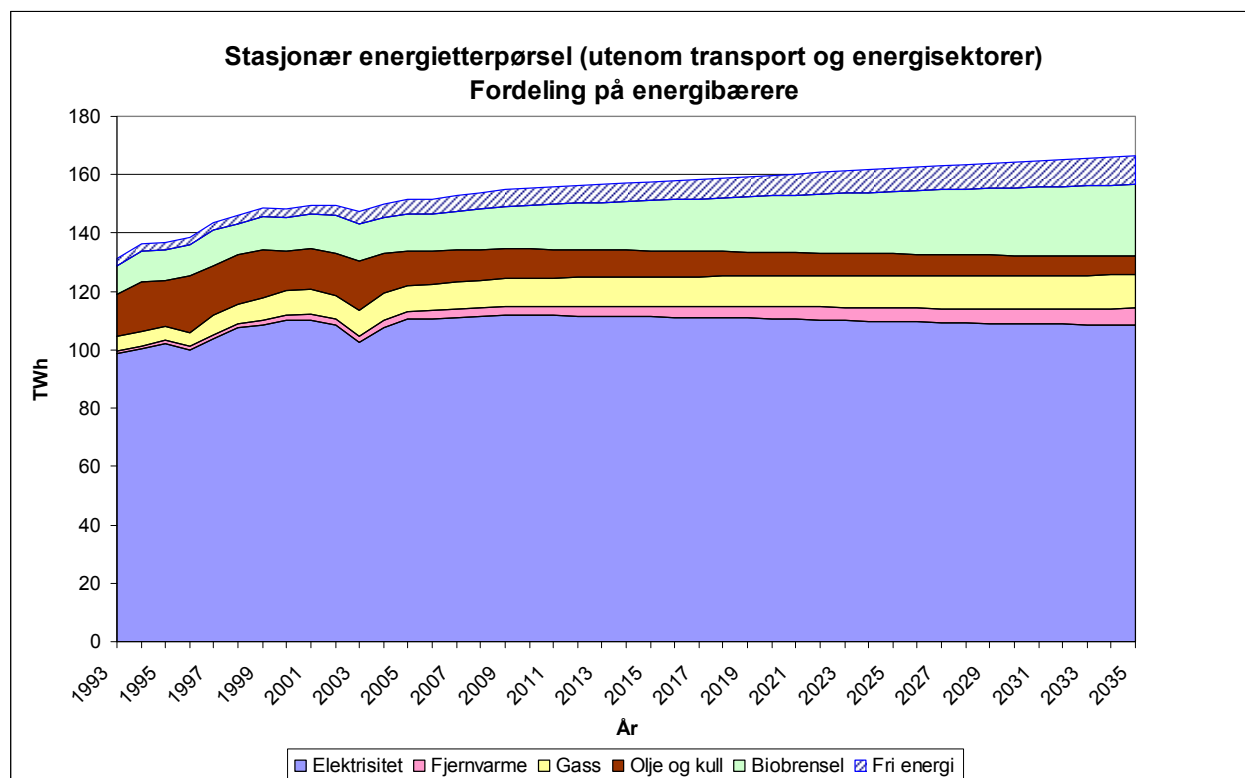
Tabell 4.4 og Figur 4.9 (og Figur 4.10) viser forbruket av forskjellige energibærere inklusiv fri energi tilført ved hjelp av varmepumper i basisårene 1993-2005 og prognosert etterspørsel framover mot år 2035. Sum energietterspørsel viser en vekst på 17,8 TWh fra 2005 til 2035, eller 0,4 % per år. Årsaken til at samlet energietterspørsel vokser mer i dette scenariet enn i basis-scenariet, er at det er forutsatt en større vekst i ”termiske” energibærere enn i elektrisitet, og at disse energibærerne har en dårligere virkningsgrad.

Veksten i etterspørselen etter elektrisitet blir 1 TWh eller 0,03 % per år, mot en vekst på 0,4 % per år i basisscenariet. Av økningen på 1 TWh utgjør økt forbruk i energisektorene 2,9 TWh (jfr. NVE). Også her er det antatt at veksten i elektrisitet i hovedsak kommer som uprioritert kraft. Etterspørselen etter prioritert elektrisk kraft blir redusert med 7,9 TWh (-0,3 % per år).

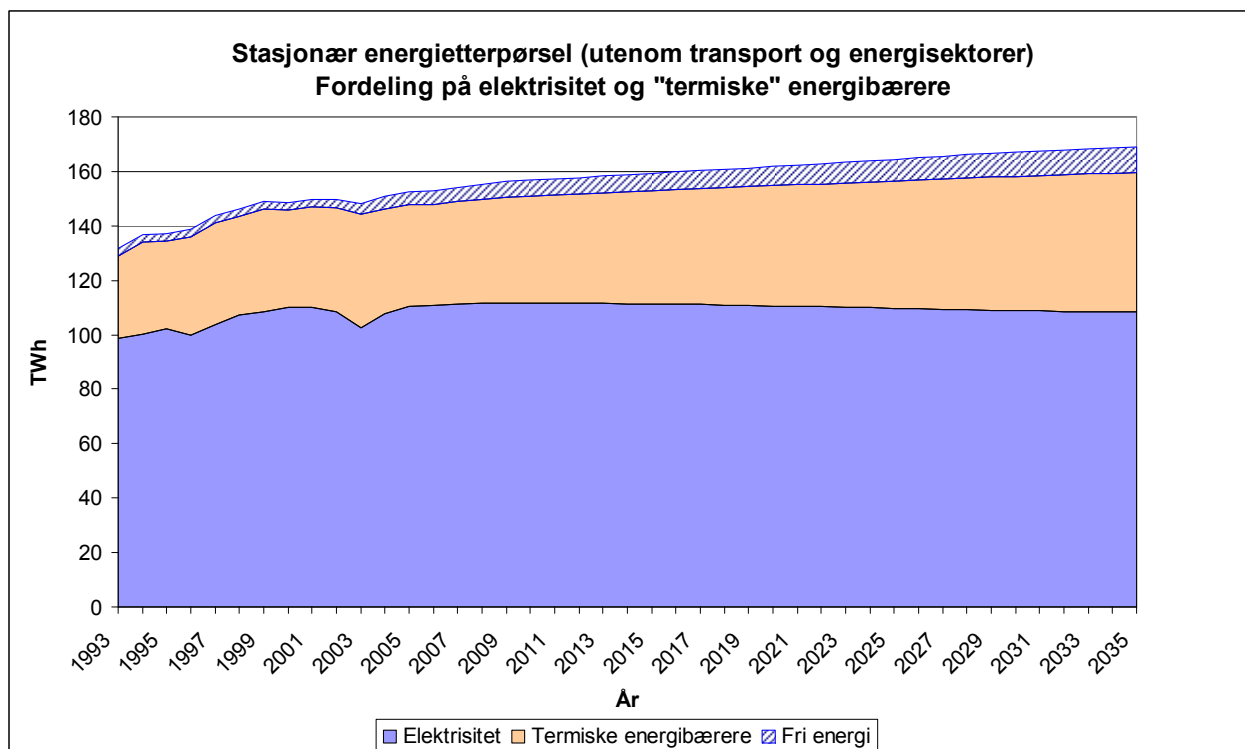
Veksten i fjernvarme blir på 2,9 TWh (2,5 % per år). Biobrensel øker med 11,4 TWh (2,1 % per år). Fri energi fra varmepumper øker med 4,8 TWh. Direkte bruk av gass øker med 2,7 TWh. Etterspørselen etter olje og kull reduseres fram mot 2035. Samlet vokser termiske energibærere, dvs. alt utenom elektrisitet med 16,7 TWh (1,1 % per år).

Tabell 4.4 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i omleggingsscenariet. Utenom råstoff, men inklusiv energisektorene og transport. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
	TWh			TWh	%pa	TWh	%pa
<b>Energibærere</b>							
Prioritert elektrisk kraft	91,0	100,1	92,2	9,1	0,8	-7,9	-0,3
Uprioritert elektrisk kraft	7,5	10,4	16,4	2,8	2,7	6,0	1,5
Elektrisitet til transport	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	2,5	5,4	-	-	2,9	2,6
<b>Sum elektrisitet</b>	<b>99,1</b>	<b>113,5</b>	<b>114,6</b>	<b>14,4</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>
Fjernvarme	1,1	2,7	5,6	1,6	7,7	2,9	2,5
Gass	5,2	8,9	11,6	3,7	4,6	2,7	0,9
Olje	12,5	10,6	6,2	-1,9	-1,3	-4,4	-1,8
Kull	1,7	1,0	0,4	-0,7	-4,1	-0,6	-3,2
Biobrensel	9,7	12,9	24,3	3,2	2,4	11,4	2,1
Varmepumpe (fri energi)	2,7	4,9	9,6	2,2	5,1	4,8	2,3
<b>Sum "termiske" bærere</b>	<b>32,8</b>	<b>41,0</b>	<b>57,7</b>	<b>8,2</b>	<b>1,9</b>	<b>16,7</b>	<b>1,1</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>154,5</b>	<b>172,3</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>	<b>17,8</b>	<b>0,4</b>



Figur 4.9 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i omleggingsscenariet. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].

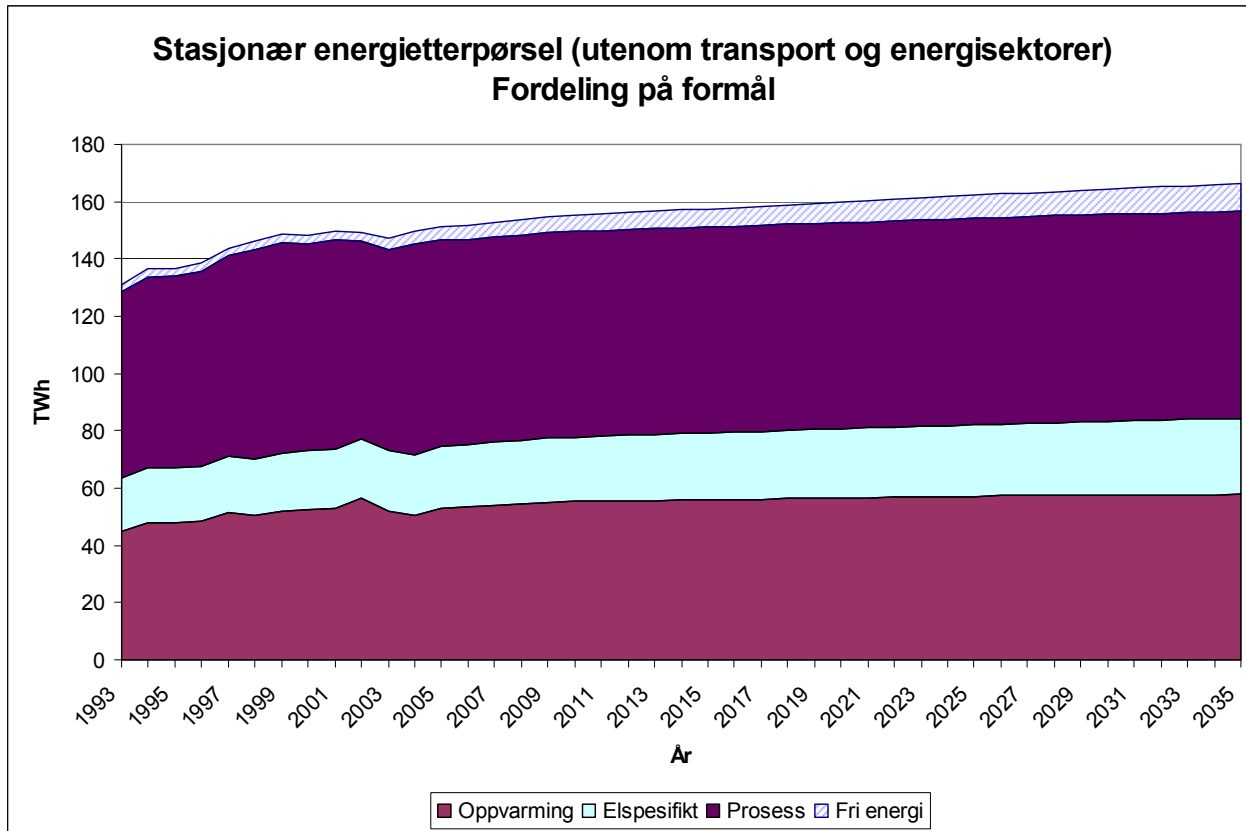


Figur 4.10 Utviklingen av hovedtyper energibærere i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh]

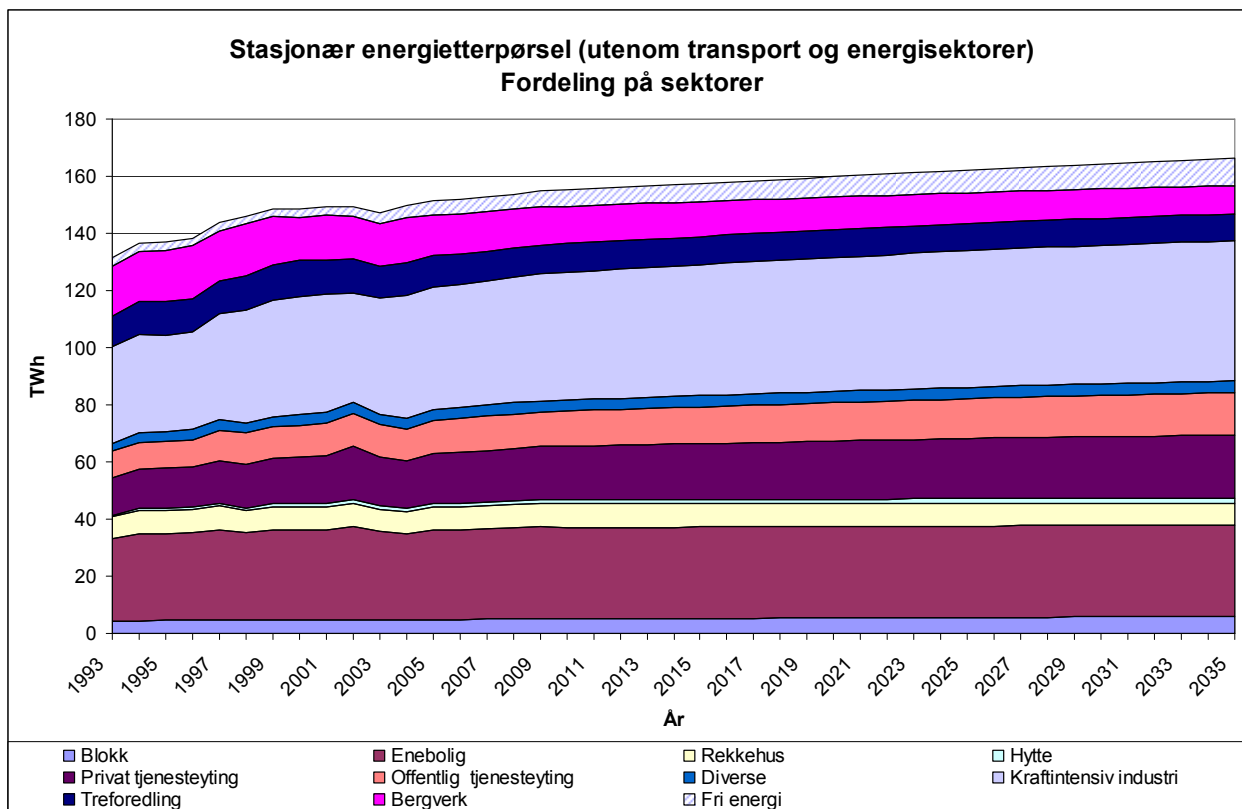
Tabell 4.5 og Figur 4.11 viser utviklingen av energietterspørsel fordelt på formål. Det er skilt mellom oppvarming (romoppvarming og varmtvann) og andre formål. Oppvarming øker med 4,8 TWh. Dersom vi tar med fri varme fra varmepumper, øker oppvarming med 9,5 TWh. Figur 4.12 viser utviklingen av energietterspørsel i forskjellige sektorer.

Tabell 4.5 Utviklingen av forskjellige formål. Utenom råstoff, men inklusiv transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

År/endring	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
	TWh			TWh	%pa	TWh	%pa
Varmtvann	8,5	9,5	10,5	1,0	0,9	1,0	0,3
Romoppvarming	36,2	43,5	47,2	7,3	1,5	3,8	0,3
Varmepumpe (fri energi)	2,7	4,9	9,6	2,2	5,1	4,8	2,3
<b>Sum varme</b>	<b>47,4</b>	<b>57,9</b>	<b>67,4</b>	<b>10,5</b>	<b>1,7</b>	<b>9,5</b>	<b>0,5</b>
Lys	4,6	5,2	7,0	0,6	1,0	1,9	1,0
Øvrig elektrisitet	14,3	16,4	19,6	2,1	1,1	3,2	0,6
Prosess	65,0	72,0	72,3	7,0	0,9	0,3	0,0
Elektrisitet til transport	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	2,5	5,4	-	-	2,9	2,6
<b>Sum andre formål</b>	<b>84,5</b>	<b>96,7</b>	<b>104,9</b>	<b>12,1</b>	<b>1,1</b>	<b>8,2</b>	<b>0,3</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>154,5</b>	<b>172,3</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>	<b>17,8</b>	<b>0,4</b>



Figur 4.11 Utviklingen av forskjellige formål i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].



Figur 4.12 Utviklingen av energietterspørsel i tilført energi fordelt på sektorer. Utenom råstoff, transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].

#### 4.2.2.3 Scenario Energieffektivisering

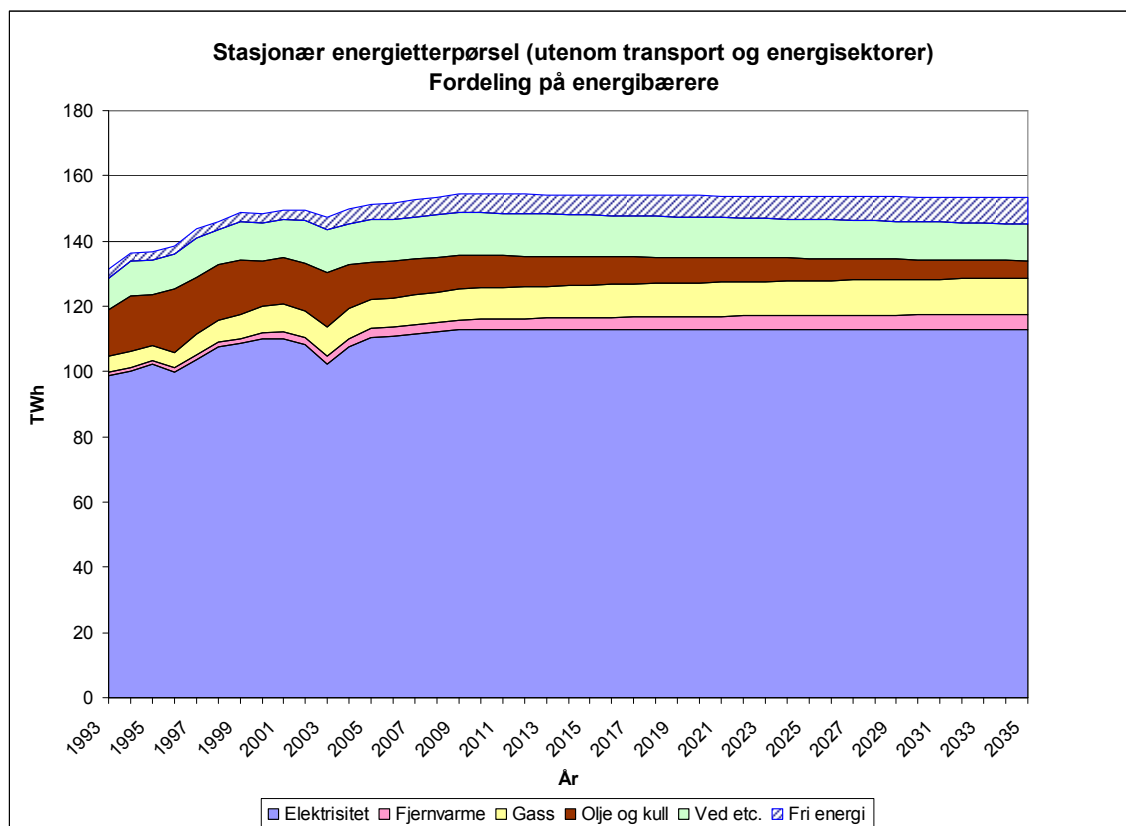
Tabell 4.6 og Figur 4.13 (og Figur 4.14) viser forbruket av forskjellige energibærere inklusiv fri energi tilført ved hjelp av varmepumper i basisårene 1993-2005 og prognosert etterspørsel framover mot år 2035. Sum energietterspørsel viser en vekst på 4,9 TWh fra 2005 til 2035, eller 0,1 % per år. Dersom vi ser bort fra fri energi er veksten bare 1,5 TWh. Årsaken til at samlet energietterspørsel vokser mindre i dette scenariet enn i basisscenariet, er mer energieffektive bygninger.

Veksten i etterspørsel etter elektrisitet blir 5,3 TWh eller 0,2 % per år, mot en vekst på 0,4 % per år i basisscenariet. Av økningen utgjør økt forbruk i energisektorene 2,9 TWh (jfr. NVE). Som tidligere er det antatt at veksten i elektrisitet i hovedsak kommer som uprioritert kraft. Etter-spørselen etter prioritert elektrisk kraft blir redusert med 3,2 TWh (-0,1 % per år).

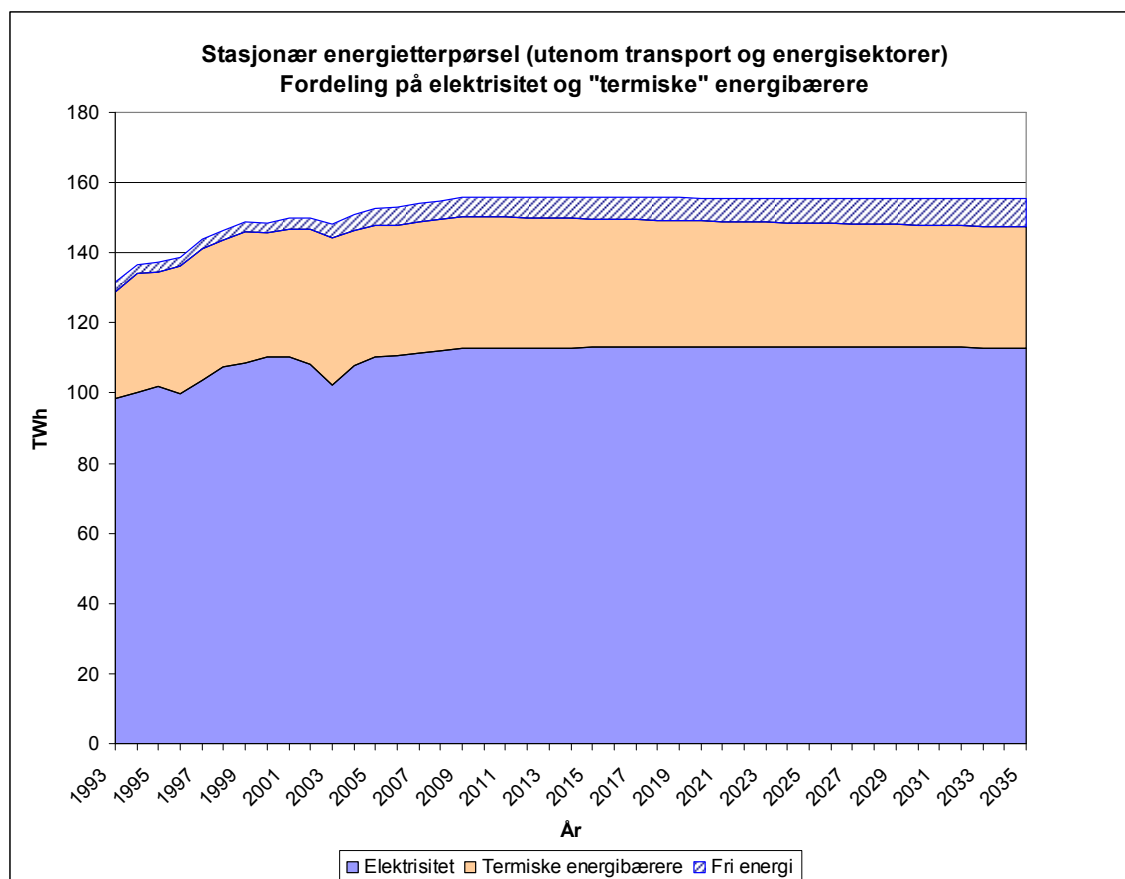
Veksten i fjernvarme blir på 1,9 TWh (1,8 % per år). Biobrensel reduseres med 2,4 TWh (-0,5 % per år). Fri energi fra varmepumper øker med 3,4 TWh. Direkte bruk av gass øker med 2,2 TWh. Etterspørselen etter olje og kull reduseres fram mot 2035. Samlet reduseres termiske energibærere, dvs. alt utenom elektrisitet med 0,4 TWh.

Tabell 4.6 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i effektiviseringsscenariet. Utenom råstoff, men inklusiv energisektorene og transport. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Energibærer	TWh			TWh	%pa	TWh	%pa
Prioritert elektr. kraft	91,0	100,1	96,8	9,1	0,8	-3,2	-0,1
Uprioritert elektr. kraft	7,5	10,4	16,0	2,8	2,7	5,7	1,5
Elektrisitet til transport	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	2,5	5,4	-	-	2,9	2,6
<b>Sum elektrisitet</b>	<b>99,1</b>	<b>113,5</b>	<b>118,8</b>	<b>14,4</b>	<b>1,1</b>	<b>5,3</b>	<b>0,2</b>
Fjernvarme	1,1	2,7	4,6	1,6	7,7	1,9	1,8
Gass	5,2	8,9	11,1	3,7	4,6	2,2	0,7
Olje	12,5	10,6	5,1	-1,9	-1,3	-5,5	-2,4
Kull	1,7	1,0	0,4	-0,7	-4,1	-0,6	-3,2
Biobrensel	9,7	12,9	11,1	3,2	2,4	-1,8	-0,5
Varmepumpe (fri energi)	2,7	4,9	8,2	2,2	5,1	3,4	1,8
<b>Sum "termiske" bærere</b>	<b>32,8</b>	<b>41,0</b>	<b>40,5</b>	<b>8,2</b>	<b>1,9</b>	<b>-0,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>154,5</b>	<b>159,4</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>	<b>4,9</b>	<b>0,1</b>



Figur 4.13 Utviklingen av forskjellige energibærere i tilført energi i effektiviseringsscenariet. Utenom energisektorene, transport og råstoff. [TWh].

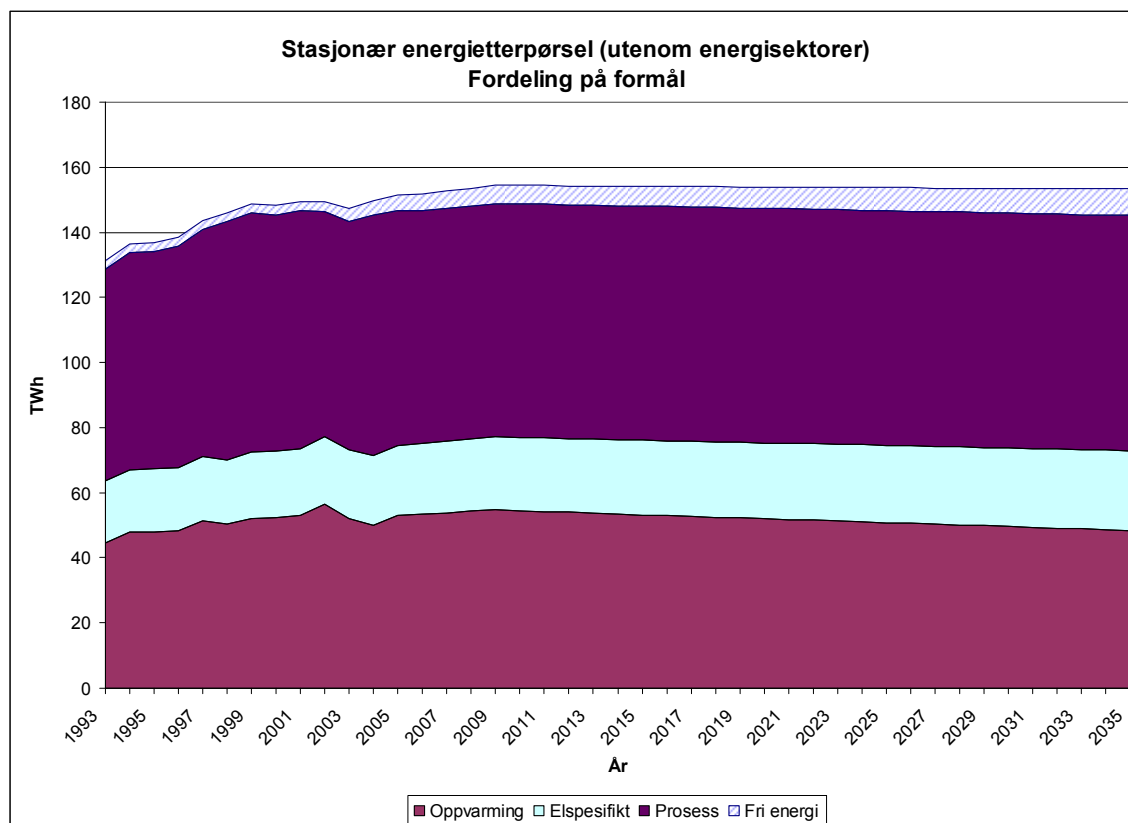


Figur 4.14 Utviklingen av hovedtyper energibærere i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. [TWh].

Tabell 4.7 og Figur 4.15 viser utviklingen av energietterspørsel fordelt på formål. Det er skilt mellom oppvarming (romoppvarming og varmtvann) og andre formål. Oppvarming reduseres med 1,2 TWh. Dersom vi ser bort fra fri varme fra varmepumper, reduseres oppvarming med 4,6 TWh. Figur 4.16 viser utviklingen av energietterspørsel i forskjellige sektorer.

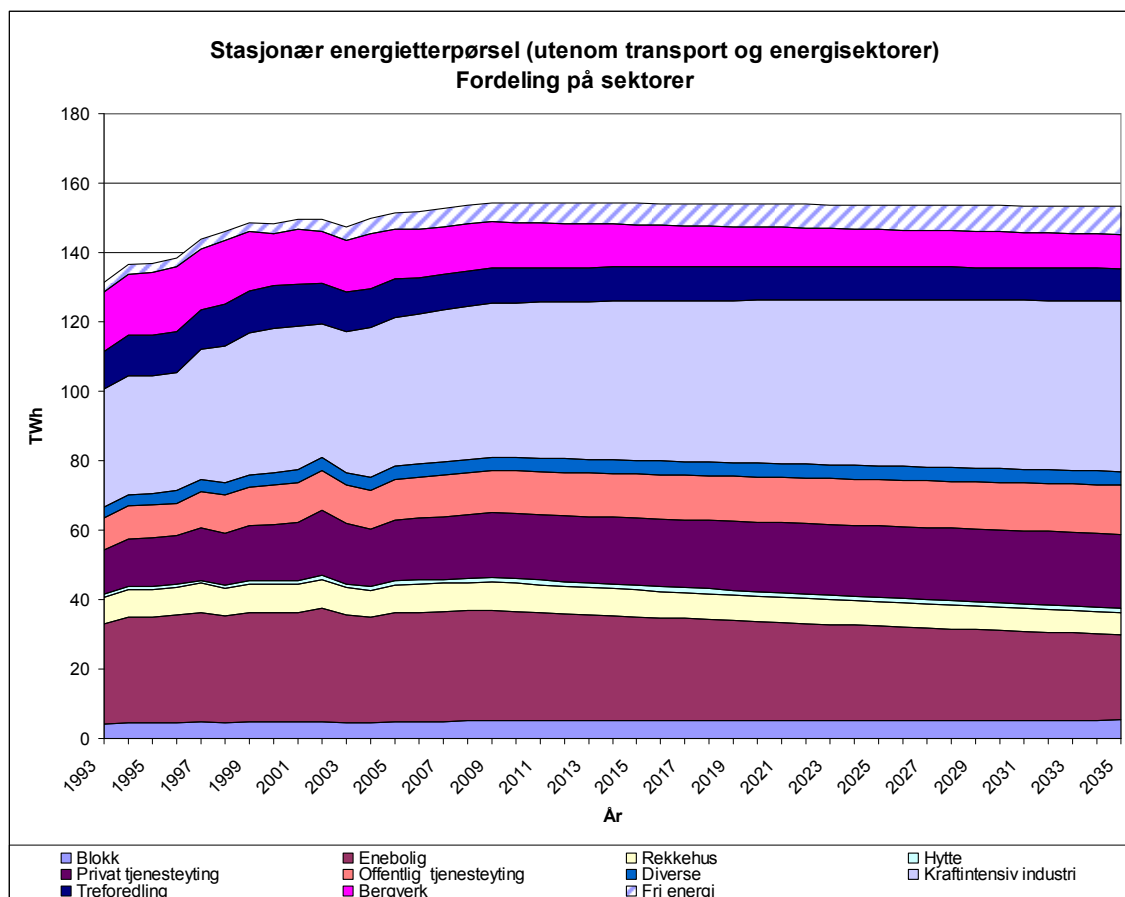
Tabell 4.7 Utviklingen av forskjellige formål. Utenom råstoff, men inklusiv transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993 og 2005, og prognosert etterspørsel 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005	Endring 2005-2035
Formål	TWh		TWh	%pa	TWh
Formål				%pa	
Varmtvann	8,5	9,5	9,2	1,0	0,9
Romoppvarming	36,2	43,5	39,2	7,3	1,5
Varmepumpe (fri energi)	2,7	4,9	8,2	2,2	5,1
<b>Sum varme</b>	<b>47,4</b>	<b>57,9</b>	<b>56,6</b>	<b>10,5</b>	<b>1,7</b>
Lys	4,6	5,2	6,6	0,6	1,0
Øvrig elektrisitet	14,3	16,4	17,9	2,1	1,1
Prosess	65,0	72,0	72,2	7,0	0,9
Elektrisitet til transport	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0
Elektr. i energisektorer	-	2,5	5,4	-	-
<b>Sum andre formål</b>	<b>84,5</b>	<b>96,7</b>	<b>102,7</b>	<b>12,1</b>	<b>1,1</b>
<b>Sum tilført energi</b>	<b>131,9</b>	<b>154,5</b>	<b>159,4</b>	<b>22,6</b>	<b>1,3</b>



Figur 4.15 Utviklingen av forskjellige formål i tilført energi. Utenom energisektorene, transport og råstoff. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].





Figur 4.16 Utviklingen av energietterspørsel i tilført energi fordelt på sektorer. Utenom råstoff, transport og energisektorene. Temperaturkorrigert statistisk forbruk 1993-2005 og prognosert etterspørsel 2005-2035 [TWh].

### 4.2.3 Utslipp knyttet til direkte bruk av energivarer

Tabell 4.8 til Tabell 4.9 viser utslipp av CO<sub>2</sub> i millioner tonn knyttet til stasjonært forbruk av energi. Endringer er vist som prosent endring per år. Dette er utslipp fra forbrenning av fossile brensler. Utslipp fra transport, energisektorer og råstoff er ikke med i våre etterspørselsprognoser. Følgelig vil ikke evt. utslipp fra fjernvarmeverk, gasskraftverk og offshore virksomhet være med her. Utslipp av andre klimagasser eller gasser som gir lokal forurensing, f.eks. fra biobrensel, er heller ikke med.

Tabell 4.8 Utslipp av CO<sub>2</sub> fra direkte bruk av fossile brensler. Basisscenario.  
[Mtonn] og [% per år].

År/Endring	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Energibærer	Mtonn			Mtonn	%pa	Mtonn	%pa
Gass	1,3	2,2	2,8	0,9	4,6	0,6	0,8
Olje	3,4	2,9	1,5	-0,5	-1,3	-1,4	-2,2
Kull	0,6	0,4	0,1	-0,2	-4,1	-0,2	-3,2
<b>Sum CO<sub>2</sub></b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>	<b>4,4</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>-1,1</b>	<b>-0,7</b>

Tabell 4.9 Utslipp av CO<sub>2</sub> fra direkte bruk av fossile brensler. Scenario Energiomlegging. [Mtonn] og [% per år].

År/Endring	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Energibærer	Mtonn			Mtonn	%pa	Mtonn	%pa
Gass	1,3	2,2	2,8	0,9	4,6	0,7	0,9
Olje	3,4	2,9	1,7	-0,5	-1,3	-1,2	-1,8
Kull	0,6	0,4	0,1	-0,2	-4,1	-0,2	-3,2
<b>Sum CO<sub>2</sub></b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>	<b>4,7</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,8</b>	<b>-0,5</b>

Tabell 4.10 Utslipp av CO<sub>2</sub> fra direkte bruk av fossile brensler. Scenario Energieffektivisering. [Mtonn] og [% per år].

År/Endring	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Energibærer	Mtonn			Mtonn	%pa	Mtonn	%pa
Gass	1,3	2,2	2,7	0,9	4,6	0,5	0,7
Olje	3,4	2,9	1,4	-0,5	-1,3	-1,5	-2,4
Kull	0,6	0,4	0,1	-0,2	-4,1	-0,2	-3,2
<b>Sum CO<sub>2</sub></b>	<b>5,3</b>	<b>5,4</b>	<b>4,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>-1,2</b>	<b>-0,8</b>

I basisscenariet reduseres utslippene av CO<sub>2</sub> med 1,1 millioner tonn fra 2005 til 2035. I scenariet med omlegging/fleksibilitet (i oppvarmingssystemer) reduseres utslippet med 0,8 millioner tonn, og i scenariet med effektivisering reduseres utslippene med 1,2 millioner tonn. Årsaken til at basisscenariet har mindre utslipp enn omleggingsscenariet er en større andel fossile brensler ved omlegging. I effektiviseringsscenariet reduseres etterspørselen etter både elektrisitet og fossile brensler.

#### 4.2.4 Effektprognoser

Tabell 4.11 illustrerer utviklingen av effektetterspørsel ( $P_{\max}$ ) og Tabell 4.12 viser brukstid knyttet til de ulike scenariene på landsbasis.  $P_{\max}$  er beregnet for normale utetemperaturer. Med brukstid menes her maksimaleffektens brukstid, dvs. energi dividert med maksimaleffekt. Sett fra et produksjonsøkonomisk og/eller nettøkonomisk synspunkt kan det være gunstig å ha så høy brukstid (opp mot årets 8760 timer) som mulig for å utnytte eksisterende system best mulig.

Tabell 4.11 Prognoser for etterspørsel etter maksimaleffekt i Norge framover mot år 2035. [MWh/h]

År Scenario	2005	2015	2025	2035
Basis	19,5	20,7	21,3	22,0
Energiomlegging	19,5	20,2	20,0	19,9
Energieffektivisering	19,5	20,4	20,4	20,4

Tabell 4.12 Prognoser for maksimaleffektens brukstid i Norge framover mot år 2035. [h].

Ar Scenario	2005	2015	2025	2035
Basis	5660	5527	5496	5465
Energiomlegging	5660	5519	5490	5463
Energieffektivisering	5660	5543	5540	5541

Bortsett fra en økning i  $P_{\max}$  og reduksjon brukstidene fra 2005 til 2015, er det ikke store endringer framover i tid eller mellom scenariene. Som forventet, vil økningen i  $P_{\max}$  være mindre i scenariene ”energiomlegging” og ”energieffektivisering” enn i basisscenariet.

Det må understrekes at det ikke er foretatt detaljerte analyser av effektproblematikken innenfor dette prosjektet. F.eks. er det ikke tatt hensyn til økende behov for kjøling eller endringer i belastningsprofilene hos enkelte forbrukere i passivhus<sup>9</sup>.

Selv om det ikke er mye som tyder på en stor forverring av effektbalansen i Norge, henger det norske systemet sammen med resten av Norden og Europa. En analyse som SINTEF gjennomførte for NVE i fjor [25], viste at det er store planer for utbygging av vindkraft. Dersom vindkraft erstatter varmekraft, som har en større tilgjengelighet enn vindkraft, kan man få en forverring av effektbalansen selv om energibalansen ikke blir dårligere.

#### 4.2.5 Oppsummering av etterspørselsscenarier

I dette kapitlet er det beregnet en etterspørsel etter elektrisitet og andre energibærere i tre scenarier med ulike forutsetninger:

- Basisscenario
- Scenario Energiomlegging
- Scenario Energieffektivisering

Basisscenariet er i stor grad basert på framskriving av historiske trender for intensiteter, aktiviteter og fordeling på energibærere. Isteden for trendframskriving av boligbygging og nybygging i tjenesteytende sektor, er det tatt utgangspunkt i spesifikke prognoser for nybygging etc. Det er også tatt hensyn til nye byggeforskrifter for nybygg og rehabiliterte bygninger som vil bidra til å redusere veksten i forhold til en ren trendframskrivning.

<sup>9</sup> Det er til dels tatt hensyn til endringer i belastningsprofiler, men pga. manglende målinger er det foretatt en bergning av belastningsprofilene hos slike forbrukere.

Scenariet Energiomlegging baseres på Basisscenariet, men det forutsettes at sluttbrukerpreferansen for termiske energibærere dobles i forhold til det siste basisåret for nybygg og rehabiliterte bygg. I tillegg antas det en økt bruk av biobrensel i eksisterende bygg.

I scenariet Energieffektivisering antas det at nybygg og rehabiliterte bygg oppgraderes med en klasse i forhold til de to første scenariene. Det vil si at et gjennomsnittlig nybygg bygges i henhold til klasse B, og bygninger som rehabiliteres oppgraderes til klasse C. I tillegg antas det mer bruk av varmepumper enn i de to andre scenariene.

Det er ikke regnet på en evt. kombinasjon av de to scenariene energiomlegging og energieffektivisering. Årsaken til det er at det er at energiomlegging vil være mindre lønnsom dersom varmegrundlaget blir for lite slik som i Effektiviseringsscenariet. Det er heller ikke regnet på scenarier med forsert utfasing av oljefyring eller økt effektivisering i industri utover det som kan finnes fra trendanalysene.

Tabell 4.13 til Tabell 4.17 viser en sammenligning av scenariene for forskjellige energibærere. Tabell 4.13 viser etterspørselen etter alle energibærere i tilført energi. I Basisscenariet øker energietterspørselen med 14,3 TWh fra 2005 til 2035 eller 0,6 % per år, sammenlignet med en økning på 0,7 % per år i basisårene (1993 til 2005). I scenariet med energiomlegging øker etterspørselen med 17,8 TWh eller 0,7 % per år. Årsaken til dette er en større andel termiske energibærere som har lavere virkningsgrad enn elektrisitet. I scenariet med energieffektivisering øker energietterspørselen med bare 4,9 TWh eller 0,2 % per år.

Tabell 4.13 Scenarier for etterspørsel etter energi (sum alle energibærere) fra 2005 til 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh	%pa	
<b>Basisscenario</b>			168,8			14,3	0,6
<b>Energiomlegging</b>	131,9	154,5	172,3	22,6	0,7	17,8	0,8
<b>Energieffektivisering</b>			159,4			4,9	0,2

Tabell 4.14 viser etterspørselen etter elektrisk energi. I Basisscenariet øker etterspørselen med 12,6 TWh fra 2005 til 2035 eller 0,7 % per år, sammenlignet med en økning på 0,6 % per år i basisårene. I scenariet med energiomlegging øker etterspørselen med bare 1 TWh eller 0,1 % per år. Årsaken til dette er en større andel termiske energibærere i bygningssektorene. I scenariet med energieffektivisering øker elektrisitet med 5,3 TWh eller 0,3 % per år.

Tabell 4.14 Scenarier for etterspørsel etter elektrisitet fra 2005 til 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh	%pa	
<b>Basisscenario</b>			126,2			12,6	0,7
<b>Energiomlegging</b>	99,1	113,5	114,6	14,4	0,6	1,0	0,1
<b>Energieffektivisering</b>			118,8			5,3	0,3

En vesentlig del av økningen i etterspørsel etter elektrisk energi finner sted i kraftkrevende industri, og kommer i tillegg til det industrien i dag har kontrakter på. Vi har definert dette som uprioritert (prisavhengig) kraft. I tillegg øker etterspørselen etter elektrisitet i energisektorene. Dersom vi trekker fra uprioritert kraft og energisektorene, får vi det som kan kalles prioritert kraft, som er vist i Tabell 4.15. I Basisscenariet øker etterspørselen etter prioritert kraft med 3,9 TWh fra 2005 til 2035 eller 0,3 % per år, sammenlignet med en økning på 0,4 % per år i basisårene. I scenariet med energiomlegging reduseres etterspørselen med bare 7,9 TWh eller 0,6 % per år. I scenariet med energieffektivisering reduseres prioritert kraft med 3,2 TWh eller 0,2 % per år.

Tabell 4.15 Scenarier for etterspørsel etter prioritert kraft fra 2005 til 2035 [TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh	%pa	
<b>Basisscenario</b>	91,0	100,1	104,0	9,1	0,4	3,9	0,3
<b>Energiomlegging</b>			92,2			-7,9	-0,6
<b>Energieffektivisering</b>			96,8			-3,2	-0,2

Tabell 4.16 viser etterspørselen etter andre energibærere enn elektrisitet i tilført energi. I Basisscenariet øker etterspørselen med 1,6 TWh fra 2005 til 2035 eller 0,3 % per år, sammenlignet med en økning på 1 % per år i basisårene. I scenariet med energiomlegging øker etterspørselen med hele 16,7 TWh eller 2,4 % per år. Av dette utgjør biobrensel en stor andel. I scenariet med energieffektivisering reduseres termiske energibærere med 0,4 TWh eller 0,1 % per år.

Tabell 4.16 Scenarier for etterspørsel etter andre energibærere enn elektrisitet fra 2005 til 2035[TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh	%pa	
<b>Basisscenario</b>	32,8	41,0	42,6	8,2	1,0	1,6	0,3
<b>Energiomlegging</b>			57,7			16,7	2,4
<b>Energieffektivisering</b>			40,5			-0,4	-0,1

Tabell 4.13 og Tabell 4.16 ovenfor inkluderer fri energi fra varmepumper. Tabell 4.17 viser hvor mye dette utgjør i de tre scenariene.

Tabell 4.17 Scenarier for etterspørsel etter fri energi fra varmepumper fra 2005 til 2035[TWh] og [% per år].

År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005		Endring 2005-2035	
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh	%pa	
<b>Basisscenario</b>	2,7	4,9	7,9	2,2	2,7	3,0	3,4
<b>Energiomlegging</b>			9,6			4,8	4,9
<b>Energieffektivisering</b>			8,2			3,4	3,8

Tabell 4.18 viser etterspørselen etter fjernvarme referert husvegg. Det skilles her ikke mellom fjernvarme og nærvarme. I Basisscenariet øker energietterspørselen med 2,2 TWh fra 2005 til 2035 eller 4,3 % per år, sammenlignet med en økning på 4 % per år i basisårene (1993 til 2005). I scenariet med energiomlegging øker etterspørselen med 2,9 TWh eller 5,3 % per år. I scenariet med energieffektivisering øker energietterspørselen med 1,9 TWh eller 3,8 % per år. Relativt sett er fjernvarme den energibærer som øker mest i alle scenariene. Alle scenariene ligger innenfor det potensialet som er beregnet av Xergia<sup>10</sup> på oppdrag for Enova [25].

Tabell 4.18 Scenarier for etterspørsel etter fjernvarme fra 2005-2035 [TWh] og [% per år].

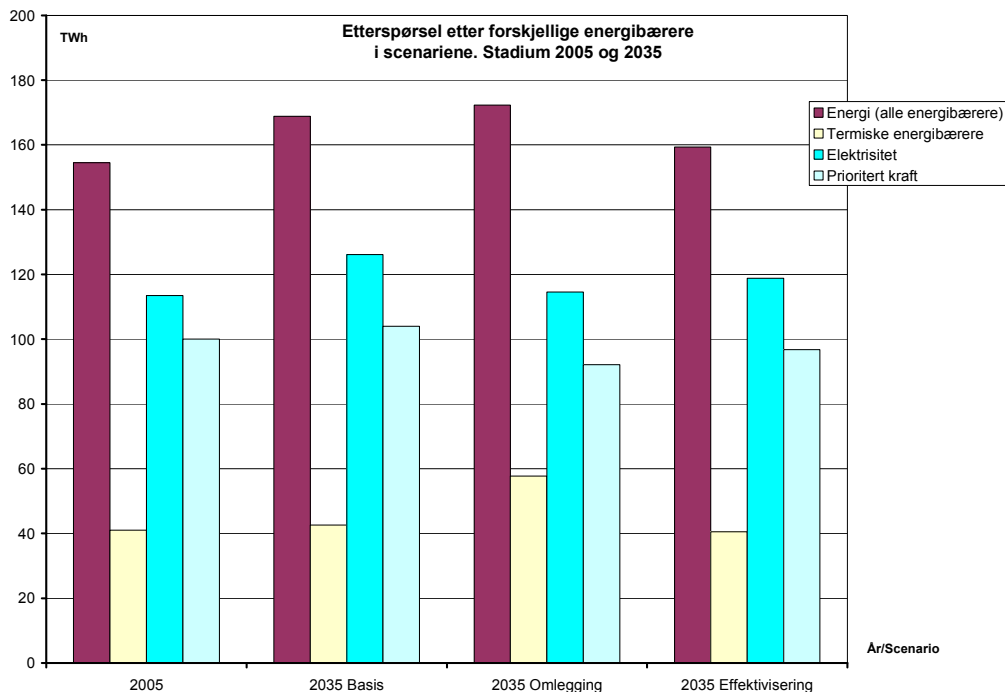
År/ending	1993	2005	2035	Endring 1993-2005	Endring 2005-2035		
Scenario	TWh		TWh	%pa	TWh %pa		
<b>Basisscenario</b>	1,1	2,7	4,9	1,6	4,0	2,2	4,3
<b>Energiomlegging</b>			5,6			2,9	5,3
<b>Energieffektivisering</b>			4,6			1,9	3,8

Resultatene viser at det er mulig å påvirke veksten i etterspørselen framover i tid ved å satse på energiomlegging til andre energibærere enn elektrisitet eller tiltak for å utnytte energi mer effektivt i bygninger. Selv i Basisscenariet er veksten i prioritert kraft beskjedent. I de andre scenariene reduseres etterspørselen etter prioritert kraft. Uprioritert kraft vil øke, men det vil være avhengig av hvilke betingelser kraftkrevende industri vil få framover i tid. Dersom vi ser bort fra fri energi, vil etterspørselen etter andre energibærere enn elektrisitet reduseres i Basis- og Effektiviseringsscenarioet. I Omleggingsscenarioet øker etterspørselen etter andre energibærere fordi de har dårligere virkningsgrad enn elektrisitet. Nye byggeforskriftene gir en besparelse i 2035 i størrelsesorden 15 TWh energi hvorav 9 TWh reduksjon i etterspørsel etter elektrisitet (prioritert og uprioritert kraft) i Basisscenariet sammenlignet med en ren trendprognose. Ekstra effektivisering gir en ytterligere besparelse i størrelsesorden 10 TWh energi hvorav 7 TWh elektrisitet i Effektiviseringsscenarioet sammenlignet med Basisscenariet.

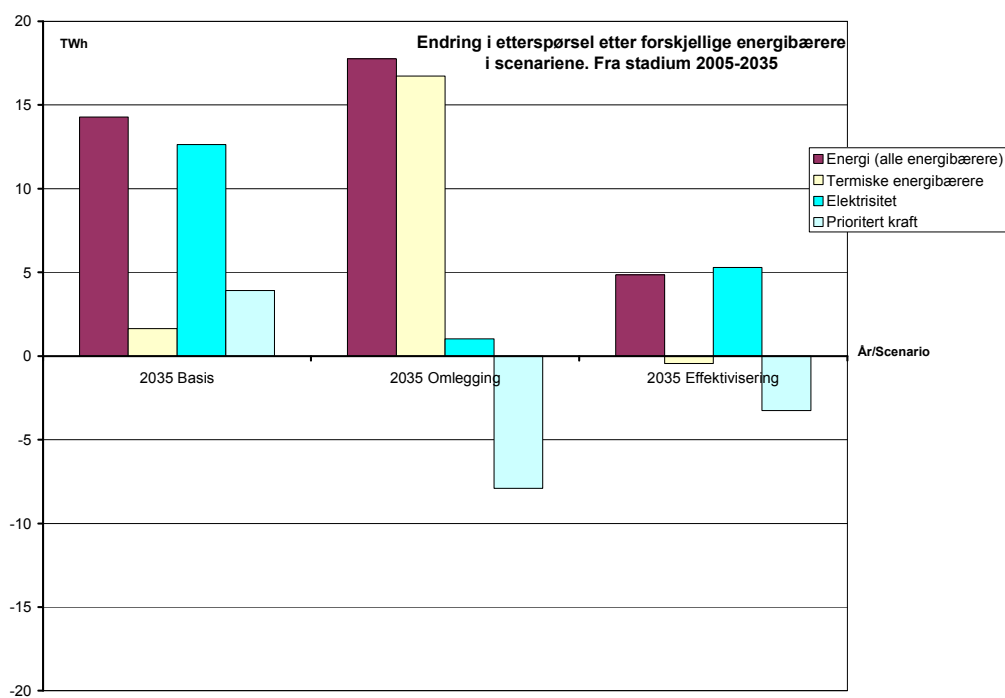
SINTEF Byggforsk har regnet videre på flere scenarier etter at vi avsluttet arbeidet innenfor dette prosjektet. Disse resultatene viser at det kan oppnås enda større reduksjoner i energietterspørselen ved enda større installasjon av varmepumper og enda strengere krav til effektivisering i bygningssektoren [24]. Fokus har i disse scenariene vært alternative scenarier for bygningssektorene. Det er ikke foretatt analyser av alternative scenarier for industri- og diversesektorene, men det er ikke usannsynlig at det også er et potensial for besparelser i disse sektorene også.

Figur 4.17 viser en sammenstilling av statistikk (2005) og scenarier for år 2035. I Figur 4.18 er det vist endringer i etterspørselen etter samlet energi og forskjellige energibærere fra 2005 til 2035. Figur 4.19 viser differansen mellom Basisscenariet og de to alternative scenariene. Termiske energibærere omfatter alle brensler, både fossile og fornybare, fjernvarme og fri energi fra varmepumper.

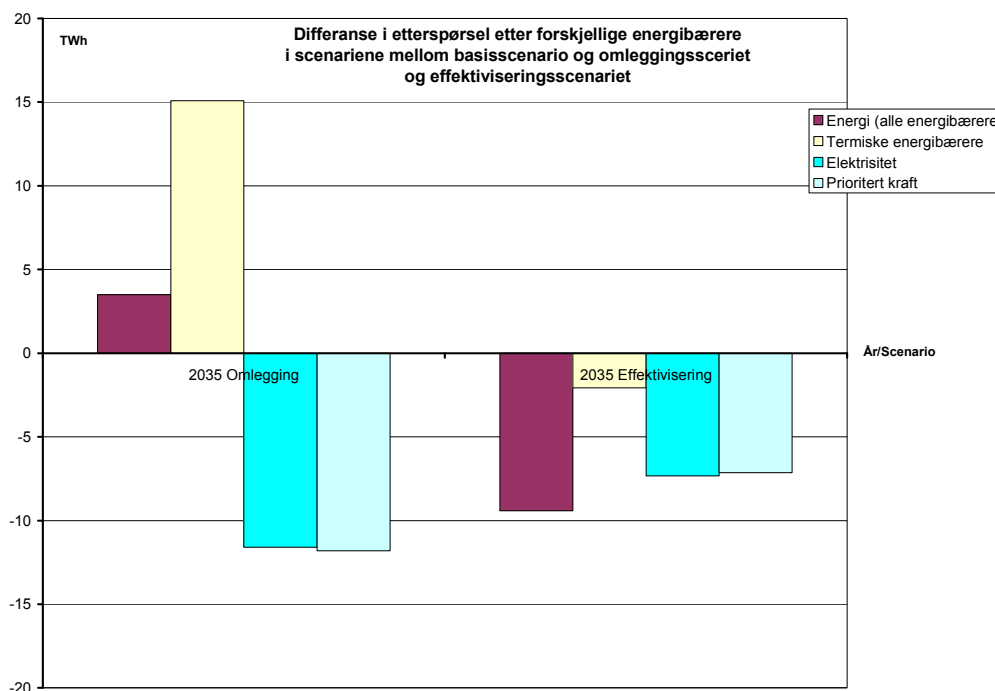
<sup>10</sup> Forutsatt at det potensialet som de har beregnet, er i tillegg til det som vi allerede har bygd ut.



Figur 4.17 Etterspørsel etter forskjellige energibærere i 2005 (statistikk) og scenarier for 2035 [TWh].



Figur 4.18 Endring av etterspørsel fra 2005 til 2035 for forskjellige energibærere i de tre scenariene [TWh].



Figur 4.19 Differanse i etterspørsel etter forskjellige energibærere mellom basisscenarioet og scenariene omlegging og effektivisering [TWh].

Som vi ser av figurene, og som drøftet tidligere i dette kapitlet, ser vi at økningen fra 2005 til 2035 i Basisscenarioet i hovedsak skyldes en økning etter elektrisitet som ikke kan defineres som prioritert kraft. Dette er økt etterspørsel i kraftintensiv industri som kommer i tillegg til det industrien har kontrakter på i dag. For enkelhets skyld er dette lagt til under uprioritert kraft. Det kan imidlertid være aktuelt å definere en egen kategori dersom det i framtiden etableres et eget marked for industrikraft. Det er også usikkert om skillet mellom prioritert og uprioritert kraft vil være relevant i framtiden. Når prioritert kraft blir mer prisavhengig og uprioritert kraft blir mindre prisavhengig, ser det ut som disse to ”krafttypene” kan nærme seg hverandre. Dersom vi ser bort fra denne økningen, ser vi at økningen i etterspørselen etter andre energibærere er moderat, og sannsynligvis mindre enn den usikkerheten som ellers er forbundet med å spå om framtiden.

Dersom vi sammenligner Omleggingsscenarioet med Basisscenarioet, ser vi at etterspørselen etter termiske energibærere øker og etterspørselen etter elektrisitet reduseres. Årsaken til at samlet energi øker er at termiske energibærere (bortsett fra fri energi) har dårligere virkningsgrad enn elektrisitet. Dersom vi sammenligner Effektiviseringsscenarioet med Basisscenarioet, ser vi at etterspørselen etter alle energibærere reduseres, når vi ser bort fra økningen i uprioritert kraft.

Den fleksibiliteten som er beregnet her, er en langsiktig fleksibilitet, hvor virkningene først kan observeres etter flere tiår. Eksisterende modellverktøy er ikke egnet til å beregne den kortsiktige fleksibiliteten. Potensialet i bolig- og tjenesteytende sektor ble imidlertid beregnet med modellen EFI-ENERGI til å være omtrent 9 TWh for en vintersesong ved hjelp av prismekanismer eller 8 TWh ved hjelp av komfortreduksjoner [27]. Tilsvarende tall for ett helt kalenderår er hhv. 13 og 12 TWh. Beregningen ble foretatt på midten av 90-tallet, men det kan antas at den kortsiktige fleksibiliteten er minst like stor i dag. Det må også bemerkes at tallene ikke kan summeres; reduseres etterspørselen ved hjelp av prismekanismer, vil potensialet for komfortreduksjon også



reduseres. Det er svært sannsynlig at denne (korttids) fleksibiliteten som vi har i det energiforbrukende systemet, har vært en medvirkende årsak til å unngå større problemer i de 3-4 tilløpene til energikriser vi har hatt etter innføringen av energiloven<sup>11</sup>.

Det er ikke gjort noen analyser av hvordan energietterspørselen fordeler seg på mindre geografiske områder innenfor landets grenser. Det pågår fortsatt en sentralisering som betyr at etterspørselen øker mer i tettbebygde strøk enn i andre områder. Denne trenden er imidlertid mindre i dag enn det man f.eks. antok tidlig på 90-tallet. Det er heller ikke tatt hensyn til evt. klimaendringer de neste 30 årene. Økte utetemperaturer kan bety redusert forbruk, dersom det ikke blir så varmt at endringene kan bety økt kjølebehov. Det er heller ikke tatt hensyn til evt. økning i vannkraftproduksjon som følge av økt nedbør. For slike analyser henvises det til Nordenprosjektet "Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources" [28].

### 4.3 SCENARIER FOR ELEKTRISK ENERGIFORSYNING

#### 4.3.1 Forutsetninger for produksjonsscenarioene

På grunnlag av scenarier for energietterspørsel, er det foretatt beregninger for noen scenarier for produksjonssystemet. For å unngå for mange kombinasjoner av scenarier, har vi i de videre beregningene begrenset etterspørselsscenarioene for 2035 til Basisscenariet og Effektiviserings-scenariet.

Redusert etterspørsel etter elektrisitet vil på lang sikt redusere behovet for investeringer i produksjonskapasitet eller ny overføringskapasitet til et underskuddsområde. De sparte investeringskostnadene representerer isolert sett en samfunnsøkonomisk gevinst av en energieduksjon eller en energiomlegging. Formålet med analysen i dette kapitlet er å prøve å kvantifisere hvor mye ny produksjonskapasitet (MW) en må investere i for å få samme virkning på kraftsystemet og forsyningssikkerheten som en gitt energisparing. Til disse analysene har vi brukt Samkjøringsmodellen [32]. Samkjøringsmodellen er laget for å håndtere fysiske detaljer i det nordiske vannkraftsystemet i tillegg til variasjoner i nedbør og temperatur. Modellen beregner en optimal strategi for vannkraftdisponeringen som i prinsippet gir den samfunnsøkonomisk riktige driften av kraftsystemet. En kan derfor si at modellen forutsetter at markedet fungerer perfekt.

En reduksjon i etterspørsel vil typisk gi en litt annen type virkning på kraftsystemet enn en produksjonsøkning fordi årsprofilen er ulik, jfr. kapittel 4.3.3. Det er derfor hensiktsmessig å evaluere konsekvensene av redusert etterspørsel eller økt produksjon etter flere kriterier. I vår analyse har vi brukt følgende kriterier som vedrører ulike aspekter ved kraftbalanse og forsyningssikkerhet:

---

<sup>11</sup> Andre faktorer som kan ha bidratt til å dempe energikrisene, som ikke er analysert her, er god utvekslingskapasitet med utlandet, klimaendringer og mer optimal utnyttelse av magasinene.

- a. Forventet rasjonering
- b. Sannsynlighet for høye priser
- c. Gjennomsnittspriser
- d. Den 10% høyeste prisen
- e. Medianpris
- f. Gjennomsnittsimport

For hvert av disse kriteriene har vi analysert hvor mye produksjonskapasiteten må øke for å få samme virkning som en gitt energiomlegging. Vi har også analysert konsekvensene av økt overføringskapasitet. I beregningene er det videre benyttet forholdsvis liten prisfølsomhet på elektrisitet til alminnelig forsyning og lav rasjoneringspris. Høyere verdier på disse størrelsene vil bidra til å redusere "faren" for rasjonering.

### 4.3.2 Kraftbalanse og fokusområde

Vi tar utgangspunkt i et utvalg av de etterspørselsscenariene som er dokumentert i kapittel 4.2: referanse for år 2005, Basisscenario for år 2035 og scenario Energieffektivisering for år 2035. Referansen for år 2005 er tatt med for å illustrere konsekvensene av en forbruksøkning fra 2005 til 2035. Forskjellen mellom Basisscenario og Energieffektivisering for år 2035 viser konsekvensen på kraftsystemet av den energieffektivisering som er forutsatt.

Det vil sannsynligvis skje mange endringer i det nordiske kraftsystemet innen 2035. For etterspørselen kan det skje endringer i nivå, geografisk fordeling, årsprofil og pris- og temperaturfølsomhet. Noen av de produksjonsenhetene som er i drift i dag vil bli utrangert, samtidig som det investeres i nytt produksjonsutstyr. Den relative konkurransevnen for ulike produksjonsenheter endres også over tid for eksempel pga. endringer i priser på fossilt brensel, teknologiutvikling, ulike direkte støtteordninger, sertifikatsystemer for fornybar energi, avgifter og priser på CO<sub>2</sub> kvoter. I tillegg øker kapasiteten i transmisjonsnettene innad i Norden og mellom Norden og resten av Europa. Klimatiske endringer kan også ha stor betydning i et vannkraftdominert system pga av endringer i tilsig, temperatur (og dermed forbruk) og vind (og dermed vindkraft). Det er derfor ikke trivielt å lage en realistisk / sannsynlig beskrivelse av kraftsystemet anno 2035, og dette er uansett meget arbeidskrevende.

På den andre siden ønsker vi å gjøre en prinsipiell analyse av hvordan kraftsystemet påvirkes av ulike etterspørselsscenario for år 2035 (energieffektivisering eller ikke) og av spesifikke endringer i produksjonskapasiteten (bl.a. økt termisk kraftproduksjon). En tilnærming er å legge inn de forbruksendringene som fremkommer i ulike scenarier for etterspørselssiden og bruke den beskrivelsen av produksjonssystemet som en har for stadium 2005. Ulempen ved en slik tilnærming er at en forbruksøkning i perioden fra 2005 til 2035 i Basecase fører til økt knapphet på elektrisk energi. Allerede i 2005 er det et importbehov på ca. 8 TWh til Norge, og en rasjonering på over 2 TWh når ett tørrår følger etter et annet tørrår. Ved økt knapphet og økte priser fører både økonomiske og politiske mekanismer til at det er større sannsynlighet for at en får inn ny kapasitet. Det er derfor urealistisk å anta at kraftbalansen vil forverres ytterligere selv om en får en forbruksøkning. Ifølge stilisert økonomisk teori vil produksjonssystemets kapasitet

på lang sikt tilpasses forbruket slik at en får en langsiktig balanse. Selv om det ikke er åpenbart at dette kan anvendes direkte på kraftsystemet i Norge er det likevel ikke sikkert kraftbalansen vil forverres frem mot 2035 selv om forbruket skulle øke.

I de følgende analysene forutsetter vi at kraftbalansen i Norge og Norden i 2035 tilsvarer den balansen som var for stadium 2005. Vi bruker vårt datasett for det nordiske kraftsystemet som gjelder for 2005, men med ett unntak: For delområdet Østland justeres forbruket med utgangspunkt i de ulike etterspørselsscenariene. Konsekvensene av en forbruksvekst i Basisscenariet fra 2005 til 2035, av en energieffektivisering som skjer gradvis mellom 2005 og 2035 og av endret produksjonskapasitet analyseres altså for en bestemt region, gitt at den generelle balansen i kraftsystemet er omtrent som i 2005. Forutsetningene mht produksjon, forbruk, overføringskapasiteter for stadium 2005 er i store trekk dokumentert i [18], men for de simuleringene som dokumenteres i det følgende er den antatte prisfleksibiliteten for kraftkrevende industri noe redusert.

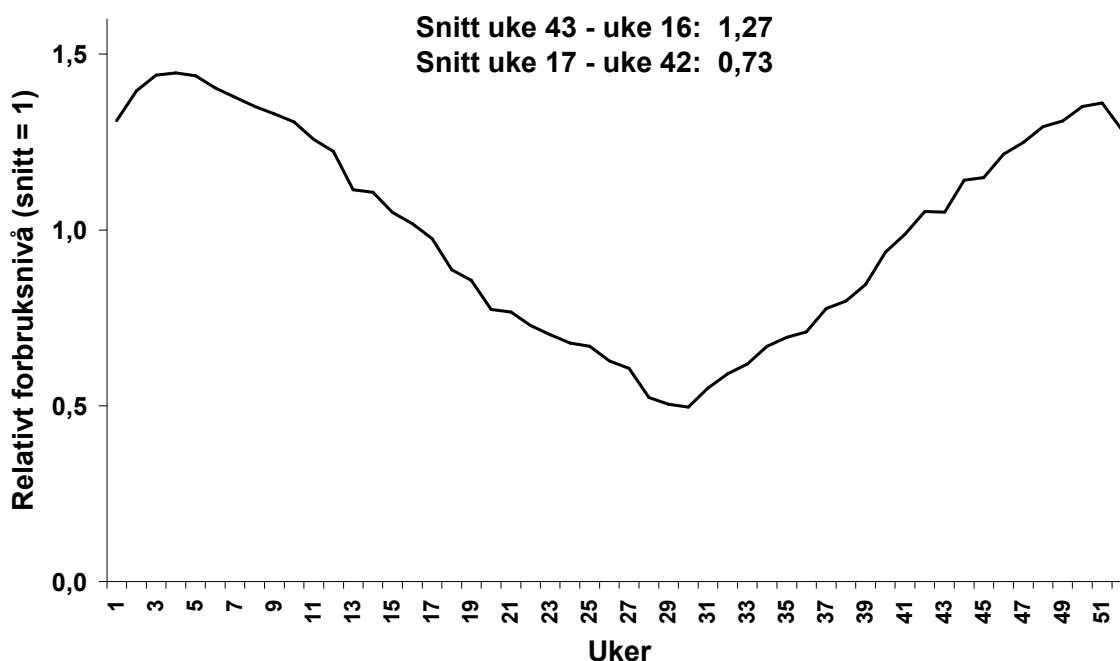
### 4.3.3 Årsprofil for endringer i etterspørsel og produksjon

#### 4.3.3.1 Forbruksendringer

I vår modell er mesteparten av forbruket i området Østland spesifisert som alminnelig forsyning – det er kun en relativt liten andel kraftkrevende industri. Etterspørselsendringen for delområdet Østland i ulike scenarier beregnes som total etterspørselsendring for alminnelig forsyning for hele Norge multiplisert med Østlandet sin andel av forbruket. For Basisscenariet er økningen i etterspørselen i alminnelig forsyning 1,3 TWh for delområdet Østland i perioden 2005 – 2035. Etterspørselen i scenariet med energieffektivisering er 2,7 TWh lavere i 2035 enn i Basisscenariet. Det vil si det samme som at man har en netto reduksjon på Østlandet på ca. 1,4 TWh i Effektiviseringsscenarioet fra 2005 til 2035.

Forbruket i alminnelig forsyning har en spesifisert årsprofil, med relative forbruksandeler per uke og lastavsnitt innenfor uken. Årsprofilen for alminnelig forsyning i område Østland er vist i Figur 4.20, normalisert til et gjennomsnitt på 1,0. Den samme forbruksprofilen brukes i alle scenarier fordi det er relativt små endringer i profilen over året i de ulike etterspørselsscenariene.

En endring i årsforbruket fører til at forbruket endres mer målt i GWh i de ukene forbruket er høyt, dvs om vinteren. Som en konsekvens reduseres forbruket relativt mer i vannkraftens tappesesong (vinter-vår) enn i fyllesesongen (sommeren-høst). Energimessig er en slik forbruksreduksjon gunstig siden forbruket reduseres mest i den sesongen når knappheten på kraft er størst. For kraftsystemets evne til å dekke forbruket en kald vinterdag er det også gunstig at forbruket reduseres mest for de dagene forbruket er høyt.



Figur 4.20 Årsprofil for forbruket (alminnelig forsyning) i området Østland.

#### 4.3.3.2 Ny kapasitet

Brukstiden for termisk kraftproduksjon (basert på fossilt brensel eller bio) varierer og er blant annet avhengig av behov for vedlikehold, brenselpris, virkningsgrad, kraftpriser, kostnader ved midlertidige stopp i produksjonen, eventuell forpliktelse til å levere varme osv. Noen kraftverk har relativt høye investeringskostnader og lave driftskostnader (for eksempel kullkraftverk og atomkraftverk), mens det er motsatt for andre teknologier (for eksempel gassturbiner). Konsekvensen av å få inn mer termisk produksjonskapasitet i kraftsystemet vil derfor være avhengig av hvilken teknologi som brukes. Vindkraft vil imidlertid ha en effekt som mer tilsvarer forbruksreduksjoner fordi produksjonen i vindkraftverk er høyere om vinteren [32].

I våre analyser forutsetter vi at eventuell ny kapasitet for termisk kraftproduksjon er grunnlastverk som går for fullt hele året, unntatt når prisene er svært lave pga. flom og det kan være aktuelt å gjennomføre vedlikehold. Den flate profilen for produksjonen gjør at konsekvensene av en gitt endring i årsproduksjonen blir annerledes enn for en tilsvarende reduksjon i årsforbruket. Vi har sett på 3 kapasitetsøkninger for termisk produksjon: 300 MW, 400 MW og 500 MW. Ved full brukstid (8760 timer) gir dette en produksjonsøkning på hhv 2,6 TWh, 3,5 TWh og 4,4 TWh per år. Til sammenligning er reduksjonen i etterspørselen 2,7 TWh i 2035 fra Basisscenariet til scenariet energieffektivisering for området Østland. Vi har også analysert konsekvensen av å øke overføringskapasiteten over Halsesnippet med 300 MW.

#### 4.3.4 Simulerte case

Tabell 4.19 gir en oversikt over hvilke simuleringer vi har gjort med Samkjøringsmodellen.

Tabell 4.19 Oversikt over simulerte case.

Nr.	Case	Beskrivelse	
		Forbruksscenario	Produksjon / utveksling
1	2005	Referanse 2005	Stadium 2005
2	Basecase	Basisscenario 2035 <sup>1)</sup>	Stadium 2005
3	Energi-effektivisering	Scenario effektivisering 2035 <sup>2)</sup>	Stadium 2005
4	Utteksling	Basisscenario 2035	Stadium 2005 + 300 MW økt overføringskapasitet mellom Østland og Midt-Sverige
5	Termisk 300	Basisscenario 2035	Stadium 2005 + 300 MW kapasitet for ny termisk enhet i området Østland
6	Termisk 400	Basisscenario 2035	Stadium 2005 + 400 MW kapasitet for ny termisk enhet i området Østland
7	Termisk 500	Basisscenario 2035	Stadium 2005 + 500 MW kapasitet for ny termisk enhet i området Østland

1) Forbruket i alminnelig forsyning for området Østland er økt med 1,3 TWh i forhold til etterspørselen i Referanse 2005. Ellers er det ingen endringer.

2) Forbruket i alminnelig forsyning for området Østland er redusert med 2,7 TWh i forhold til etterspørselsscenarioet Basisscenario 2035. Dette er litt mer enn proporsjonal forbruksreduksjon for området Østland som tilsvarer litt over 2,4 TWh. Ellers er det ingen endringer.

I det første caset, ”2005”, simulerer vi kraftsystemet for 2005 som er ”dagens” stadium. I det andre caset ”Basecase” øker vi etterspørselen i alminnelig forsyning i område Østland ihht. veksten i basecase etterspørselsscenario i perioden 2005 – 2035, dvs. med 1,3 TWh. Dette etterspørselsscenarioet brukes også for alle andre case unntatt for caset ”Energieffektivisering” hvor forbruket i alminnelig forsyning reduseres med 2,7 TWh for området Østland i forhold til Basecase etterspørselsscenario for 2035. I case 1 – 3 bruker vi produksjonssystemet som for stadium 2005. Formålet med case 4 – 7 er å finne en endring for produksjonssystemet i forhold til stadium 2005 som gir samme virkning på kraftsystem og forsyningssikkerhet etter de kriteriene som er spesifisert i kapittel 4.3.1, som i virkningen i Energieffektiviseringsscaset.

Det er ikke foretatt noen beregninger med å kombinere scenariet Energiomlegging med case i samkjøringsmodellen. Fordi vi har antatt at energiomlegging i praksis vil bety en reduksjon i etterspørselen etter elektrisitet, vil energiomlegging i vårt tilfelle bare bety en forsterkning av effektene som kan finnes i caset Energieffektivisering.

#### 4.3.5 Simuleringsresultater

I det følgende viser vi simuleringsresultater med fokus på de kriteriene som er nevnt i kapittel 4.3.1. Vi viser resultatene for Østlandsregionen som består av delområdene Østland, Glomma, Sørøst, Telemark og Hallingdal i Samkjøringsmodellen. Dette gjøres fordi deler av den

produksjonen og det forbruket en vanligvis forbinder med Østlandet, dels av modelltekniske årsaker, er oppdelt i ulike delområder i vårt datasett for Samkjøringsmodellen<sup>12</sup>.

#### 4.3.5.1 Årsbalanser, importbehov og rasjonering

Gjennomsnittlige årsbalanser for Østlandsregionen i de simulerte casene er vist i Tabell 4.20. Dette er gjennomsnittstall fra simuleringer av 75 tilsigssår (1931 – 2005). En simulerer altså kraftsystemet, for eksempel stadium 2005, med de historiske verdier for tilsigsårene hentet fra statistikk. Årsbalansen for tilsigsåret 1970, som er det mest problematiske tørråret, er vist i Tabell 4.21. Figur 4.21 viser gjennomsnittlig nettoimport til Østlandsregionen i ulike case. Figur 4.22 viser rasjonert mengde.

Gjennomsnittlig nettoimport til regionen er 14,6 TWh i Basecase. Med import menes kraftoverføring til regionen fra andre områder; inklusive kraftoverføring fra andre deler av Norge. Det er rasjonering kun for tilsigsåret 1970. For dette tilsigsåret er rasjonert mengde 0,9 TWh slik at gjennomsnittet over 75 år blir 0,012 TWh.

Den initiale forbruksreduksjonen for området Østland i scenariet Energieffektivisering er 2,7 TWh i forhold til Basisscenariet for 2035. Isolert sett gir dette reduserte priser og en liten forbruksøkning. Totalt sett gir dette en reduksjon i etterspørselen på 2,6 TWh, og det er en tilsvarende reduksjon i nettoimporten. Rasjonert mengde i tørråret reduseres med 0,3 TWh i Energieffektiviseringsaset sammenlignet med basecase.

For den gjennomsnittlige årsbalansen er det relativt små forskjeller mellom Basecase og scenariet Utveksling. Årsaken er at tilgang og anvendelse alltid må balansere, og for scenariet Utveksling er det ikke gjort noen endringer verken for kraftproduksjonen eller for forbruket i forhold til Basecase. Det er en liten økning i gjennomsnittlig handel (import og eksport). I prinsippet kunne en fått en endring i gjennomsnittlig nettoimport dersom den økte overføringskapasiteten hadde endret prisene nok til å endre prisfleksibelt forbruk, termisk produksjon eller magasindisponering og flom.

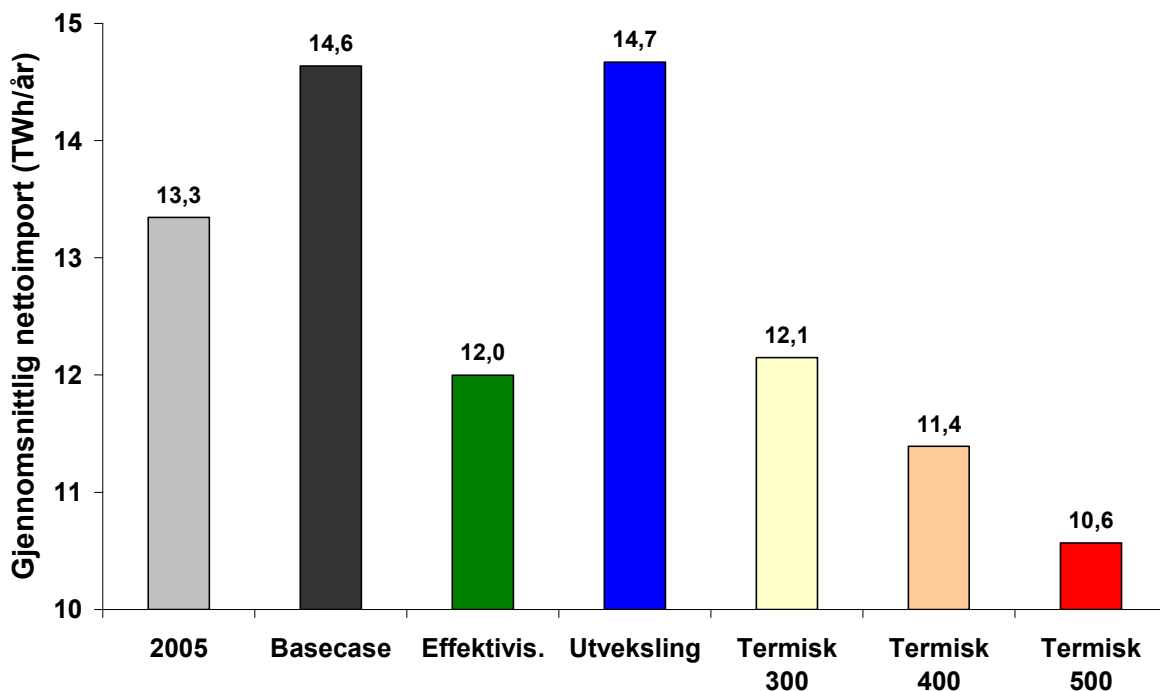
<sup>12</sup> Delområder i Samkjøringsmodellen følger hovedsakelig vassdragene og produksjonssystemet.

Tabell 4.20 Gjennomsnittlig tilgang og anvendelse for Østlandsregionen. Basecase og endring i forhold til basecase for øvrige case. Tall i TWh per år.

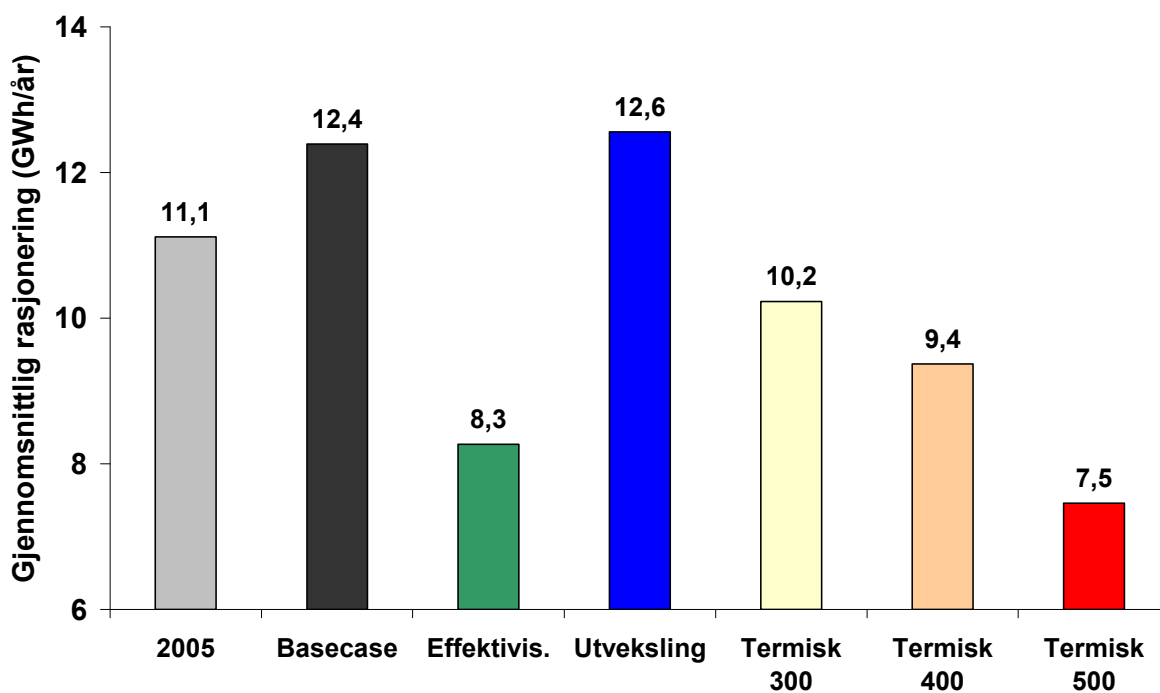
	Basecase	Endring i forhold til Basecase					
		2005	Effektivisering	Utveksling	Termisk 300	Termisk 400	Termisk 500
Vannkraft	32,0	-	-	-	-	-	-
+ Varmekraft	0,9	-	-	-	+2,6	+3,4	+4,3
+ Import	22,9	-0,7	-1,4	+0,2	-1,2	-1,6	-2,0
<b>= Tilgang</b>	<b>55,7</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,4</b>	<b>+0,2</b>	<b>+1,4</b>	<b>+1,7</b>	<b>+2,2</b>
Bruttoforbruk	47,5	-1,3	-2,6	-	+0,1	+0,1	+0,2
- Rasjonering	0,012	-0,001	-0,004	-	-0,002	-0,003	-0,005
+ Eksport	8,2	0,5	+1,2	+0,2	+1,3	+1,6	+2,0
<b>= Anvendelse</b>	<b>55,7</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,4</b>	<b>+0,2</b>	<b>+1,4</b>	<b>+1,7</b>	<b>+2,2</b>
Nettoimport	14,6	-1,3	-2,6	-	-2,5	-3,2	-4,1

Tabell 4.21 Tilgang og anvendelse for Østlandsregionen for tørråret 1970. Basecase og endring i forhold til basecase for øvrige case. Tall i TWh per år.

	Basecase	Endring i forhold til Basecase					
		2005	Effektivisering	Utveksling	Termisk 300	Termisk 400	Termisk 500
Vannkraft	27,7	-	+0,1	-0,1	-	-0,1	-0,2
+ Varmekraft	0,9	-	-	-	+2,6	+3,5	+4,4
+ Import	25,7	-0,9	-1,7	-0,1	-1,8	-2,7	-3,4
<b>= Tilgang</b>	<b>54,3</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1,6</b>	<b>-0,1</b>	<b>+0,7</b>	<b>+0,7</b>	<b>+0,8</b>
Bruttoforbruk	47,5	-1,3	-2,6	-	+0,1	+0,1	+0,1
- Rasjonering	0,9	-0,1	-0,3	-	-0,2	-0,2	-0,4
+ Eksport	7,7	+0,3	+0,7	-0,1	+0,5	+0,3	+0,3
<b>= Anvendelse</b>	<b>54,3</b>	<b>-0,9</b>	<b>-1,6</b>	<b>-0,1</b>	<b>+0,7</b>	<b>+0,7</b>	<b>+0,8</b>
Nettoimport	18,0	-1,2	-2,4	+0,1	-2,3	-3,0	-3,7



Figur 4.21 Gjennomsnittlig årlig nettoimport til Østlandsregionen i ulike case.

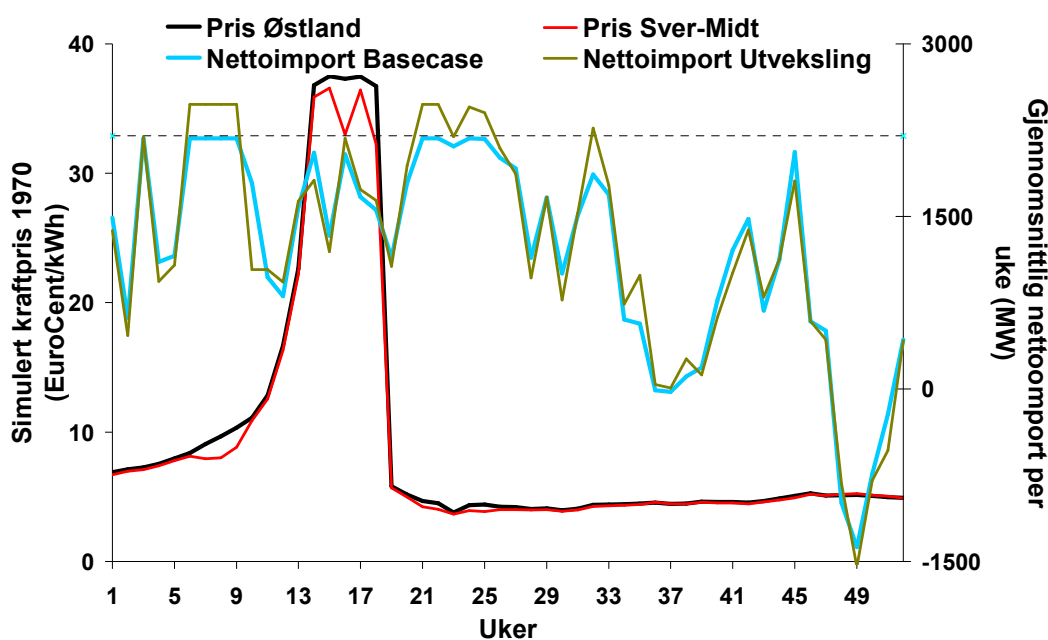


Figur 4.22 Gjennomsnittlig rasjonering for Østlandsregionen i ulike case.

Teoretisk sett kan en importere mer kraft og spare på magasin vann i forkant av en ekstrem knapphetssituasjon dersom det er større kapasitet i overføringsnett. Det er derfor overraskende at rasjonert mengde for det mest problematiske året ikke blir redusert i caset Utveksling. Forklaringen på dette er at en for tilsigsåret 1970 også har en knapphetssituasjon i området



Midt-Sverige. Figur 4.23 viser simulert utveksling over Haslesnittet og kraftprisene i delområdene Østland og Midt-Sverige for tørråret 1970.



Figur 4.23 Pris på Østland og for delområdet Midt-Sverige, og utveksling over Haslesnittet i tørråret 1970 i basecase.

Vi ser at ukeprisene (gjennomsnitt innenfor uken) på elektrisk kraft både i området Østland (sort kurve) og området Midt-Sverige (rød kurve) i basecase går opp mot rasjoneringsprisen på 37,5 EuroCent/kWh i ukene 14 – 18, og det er rasjonerings i begge delområdene i ukene 15 – 18. Det er en netto kraftoverføring fra Østland til Midt-Sverige i alle uker før sommeren (blå kurve – verdi avleses på høyre vertikale akse), men gjennomsnittsimporten per uke er i de fleste ukene mindre enn den maksimale kapasiteten i nettet som er 2200 MW (stiplet linje). Det betyr at det eksisterende nettet er stort nok til å fordele tørrårsproblemet relativt likt mellom disse områdene. Prisene er derfor de samme for disse områdene mesteparten av tiden i dette tilsigsåret. Som en konsekvens gir en økt overføringskapasitet relativt liten virkning på utveksling og kraftsituasjonen i tørråret. Utvekslingen i caset med økt overføringskapasitet er vist av den grønne linjen i Figur 4.23. Det er en viss økning i importen til Østlandet i den perioden hvor importen gikk for fullt i Basecaset, dvs i ukene 6- 9. I snitt er imidlertid importen i Utvekslingscaset litt lavere for de andre ukene før problemene oppstår i ukene 15 – 18. Økningen i utvekslingskapasitet på 300 MW øker gjennomsnittlig import i simuleringene f.o.m. uke 1 t.o.m. uke 14 med 2,3 MW. Energimessig har derfor den økte utvekslingskapasitet svært liten betydning for problemåret 1970.

Økt overføringskapasitet for eksempel til Storbritannia eller Nederland og tilsvarende økning i kapasiteten mellom det norske importområdet og Østlandet ville gitt et annet resultat og sannsynligvis redusert rasjonerings i et tørrår.

I scenariet Termisk 300, hvor kapasiteten for termisk kraftproduksjon er økt med 300 MW i forhold til basecase, øker produksjonen med 2,6 TWh per år. Dette gir omtrent samme bidrag til

årsbalansen for elektrisk kraft og nettoimporten som energiomleggingen, jf. Tabell 4.20 og Figur 4.21. Rasjonert mengde er imidlertid større for scenariet Termisk 300. Årsaken er sannsynligvis at forbruksreduksjonen i Effektiviseringscaset har en gunstig årsprofil for kraftsystemet i forhold til økningen i den termiske kraftproduksjonen.

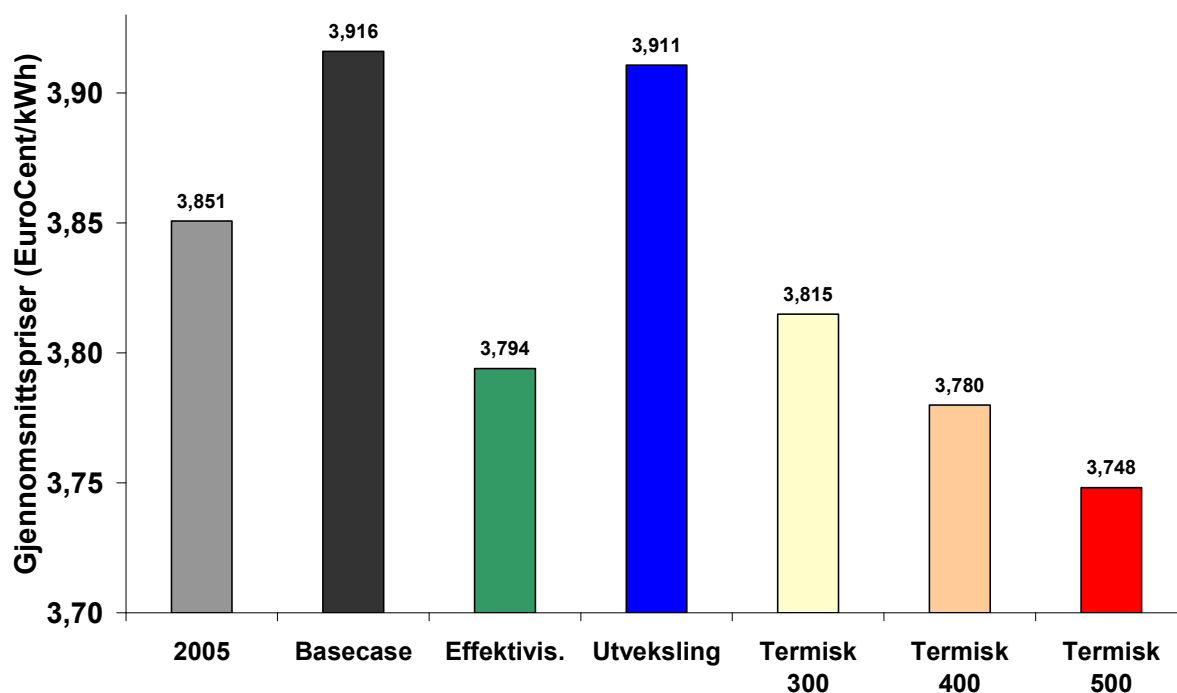
I scenarioet Termisk 400 er det gjennomsnittlige importbehovet 11,4 TWh mot 12 TWh i Effektiviseringscaset. Den gjennomsnittlige rasjoneringen er likevel størst for Termisk 400; 9,4 TWh versus 8,3 GWh. I scenariet Termisk 500 er importbehovet redusert til 10,6 TWh og den gjennomsnittlige rasjoneringen til 7,5 TWh.

#### **4.3.5.2 Kraftpriser: Gjennomsnitt, median og høye priser**

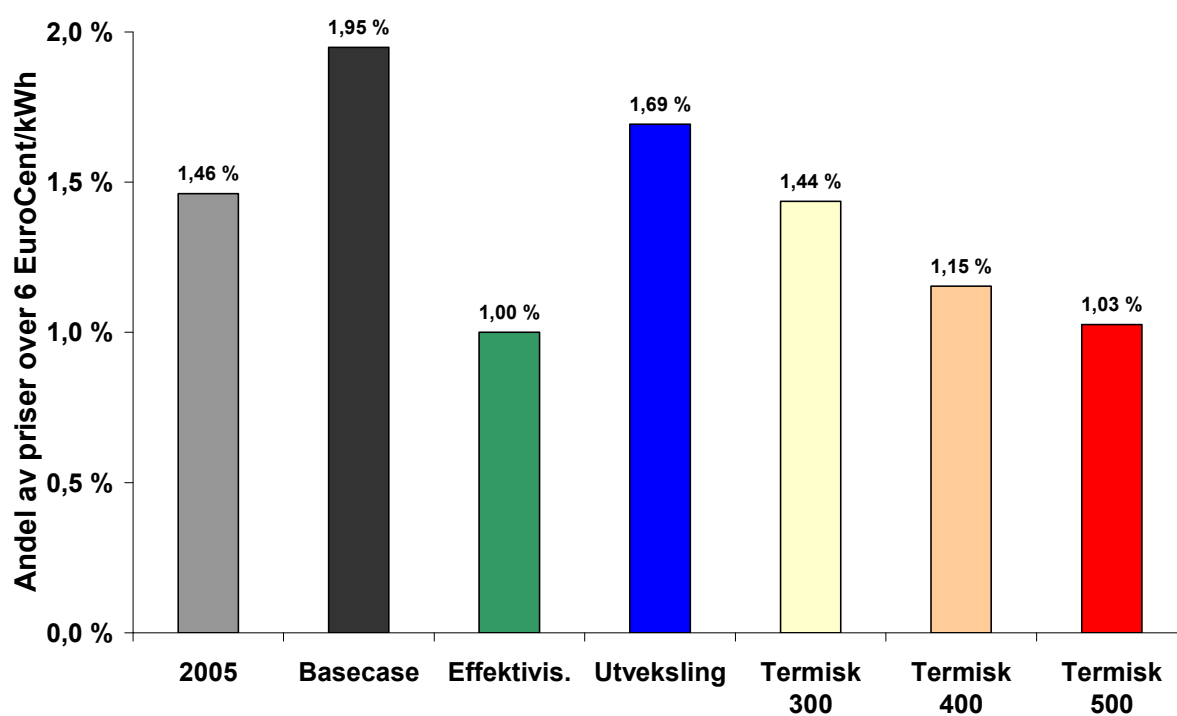
Gjennomsnittsprisene for ulike case er vist i Figur 4.24. Jo høyere forbruket er i området Østland desto større er prisene, alt annet likt. Prisene er derfor større i 2005 enn i Energieffektiviseringscaset, og enda større i basecase. Prisene i caset Utveksling er nesten lik prisene i basecase siden den økte utvekslingskapasiteten gir liten endring i gjennomsnitt. Jo mer termisk kapasitet en tar inn i kraftsystemet, desto lavere blir simulert kraftpris. Den gjennomsnittlige caset Energi-effektivisering er mellom gjennomsnittsprisene for Termisk 300 og Termisk 400.

Andelen av simulerte uker med en relativt høy gjennomsnittspris (over 6 EuroCent/kWh) er vist i Figur 4.25. Jo større forbruket er for området Østland, desto større andel av ukene har en høy gjennomsnittspris. En økt termisk produksjonskapasitet reduserer imidlertid andelen av ukene med en relativt høy pris. I caset Energieffektivisering er det færre uker med høy pris enn i alle casene med økt kapasitet for termisk kraftproduksjon.

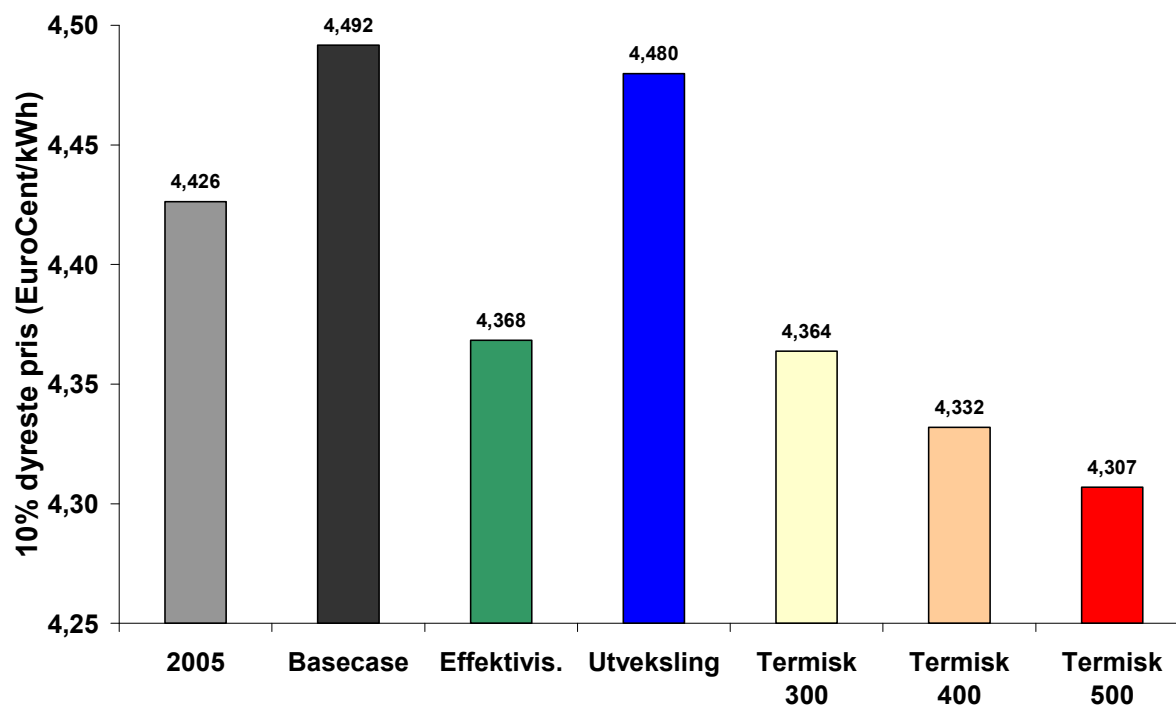
Den 10% dyreste ukeprisen i ulike scenario og medianprisene er vist henholdsvis i Figur 4.26 og Figur 4.27. For disse priskriteriene ser vi at caset Energieffektivisering tilsvarer omtrent en 300 MW økning i den termiske produksjonskapasiteten. Årsaken er at både medianprisen og den 10 % dyreste prisen gjenspeiler en ganske normal tilstand i kraftsystemet hvor det årlige energibidraget hhv fra energieffektivisering og økt termisk kraftproduksjon er viktigere enn bidraget i knapphets-situasjoner.



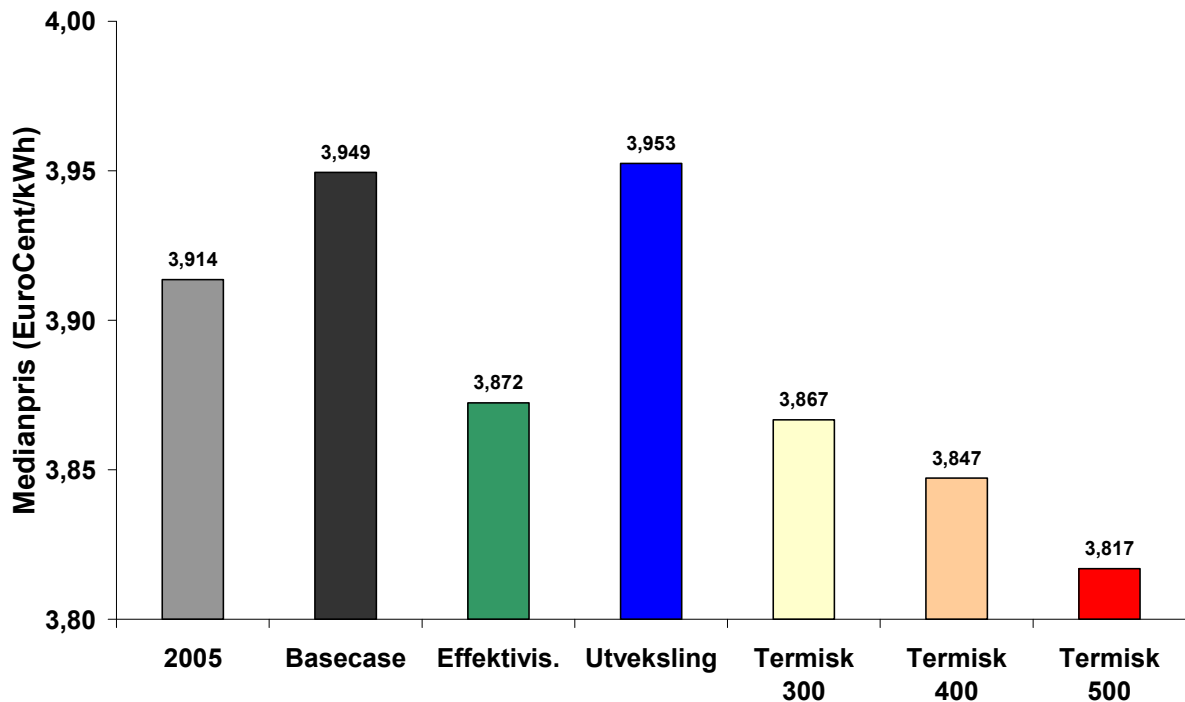
Figur 4.24 Gjennomsnittspriser for Østlandsregionen, ulike case.



Figur 4.25 Andelen av simulerte priser som er over 6 EuroCent/kWh for Østlandsregionen. Ulike case.

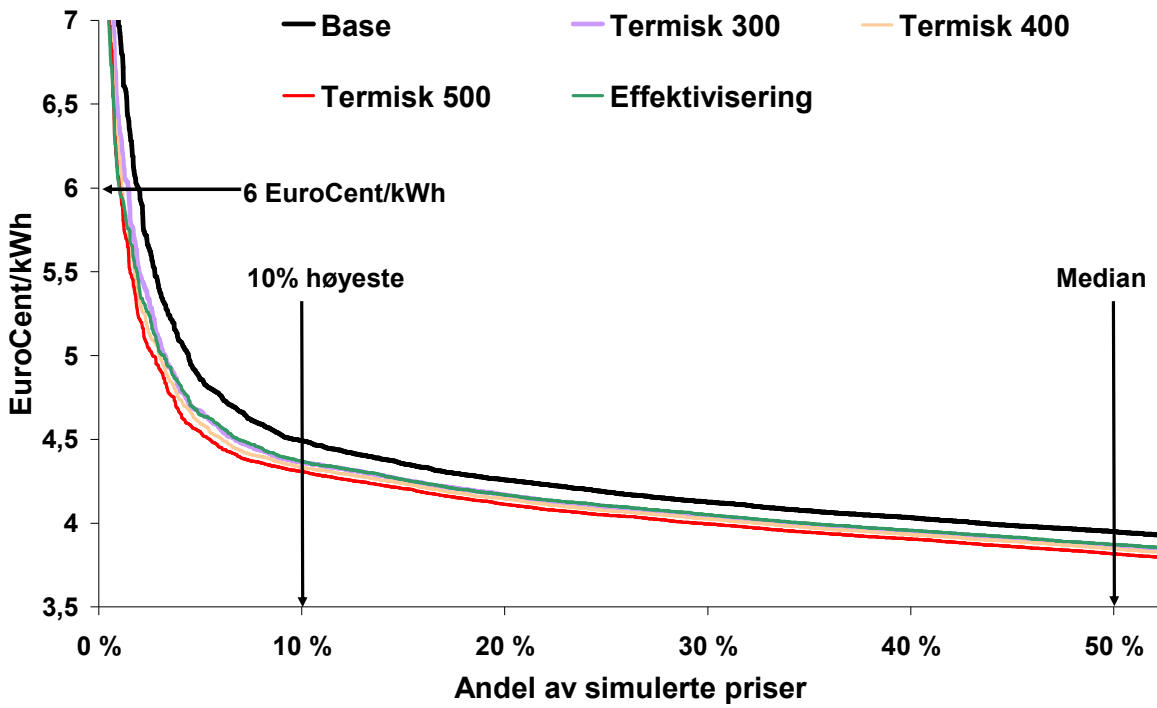


Figur 4.26 Den 10 % dyreste prisen i simuleringene for Østlandsregionen. Ulike case.

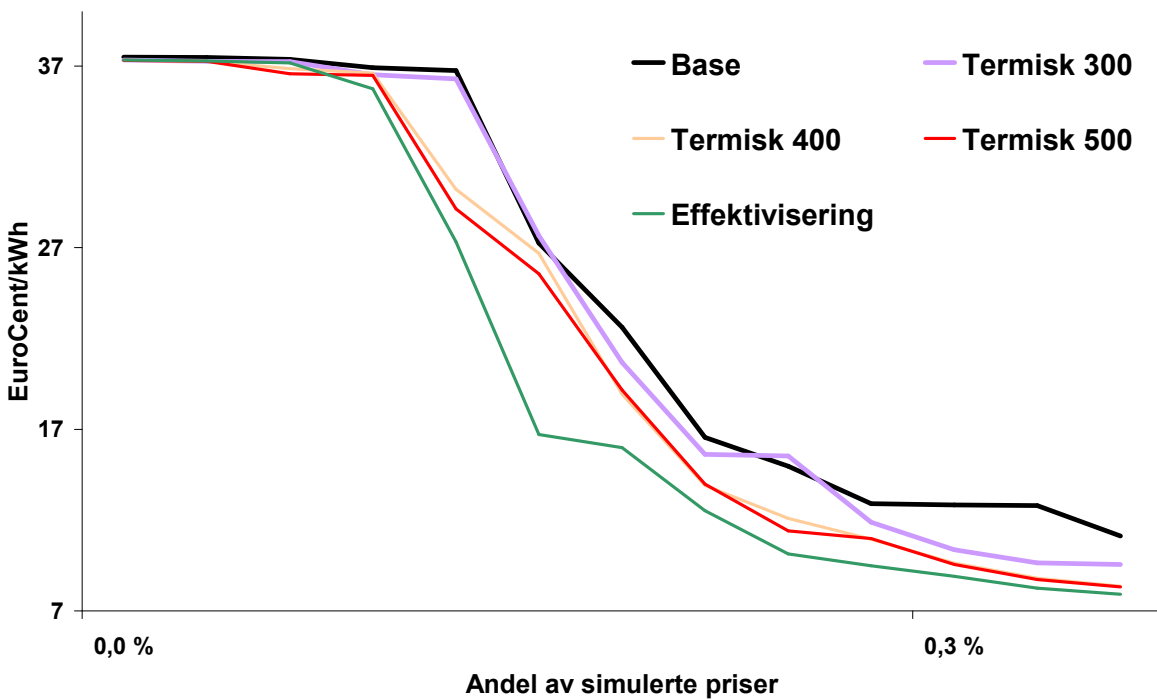


Figur 4.27 Medianprisen for Østlandsregionen i ulike case.

Figur 4.28 sammenligner varighetskurven for de 50 % dyreste ukeprisene i ulike scenario og opp til 7 EuroCent/kWh, mens Figur 4.29 viser resten av varighetskurven, dvs. over 7 EuroCent/kWh. Rekkefølgen på kurvene, spesielt for Energieffektiviseringsscenarioet, varierer litt på ulike deler av kurven. Ved relativt normale forhold, f.eks. mellom medianen og den 10 % høyeste prisen, er det tilnærmet lik pris i scenariene Effektivisering og Termisk 300. Priskurvene for disse scenariene ligger stort sett oppå hverandre i dette intervallet. Ved høyere priser kommer imidlertid priskurven fra scenarioet effektivisering under priskurven for Termisk 300, og etter hvert krysser også priskurven fra effektivisering priskurvene fra Termisk 400 og Termisk 500.



Figur 4.28 Varighetskurver for øvre halvdel av prisene i ulike case opp til 7 EuroCent/kWh.



Figur 4.29 Varighetskurver for priser over 7 EuroCent/kWh i ulike case.

### 4.3.6 Oppsummering av scenarier produksjonssystemet

I dette kapitlet har vi prøvd å kvantifisere hvor mye ny produksjonskapasitet (MW) en må investere i for å få samme virkning på kraftsystemet og for forsyningssikkerheten som en gitt energieffektivisering. Vi har evaluert simuleringsresultatene ut fra følgende kriterier som vedrører ulike aspekter ved kraftbalanse og forsyningssikkerhet:

- Rasjonert mengde
- Andel av prisene som overstiger 6 EuroCent/kWh
- Gjennomsnittspriser
- 10% høyeste pris
- Medianpris
- Gjennomsnittsimport

Tabell 4.22 viser for ulike kriterier hvilken termisk kapasitet som gir omtrent samme resultat som Energieffektiviseringscaset. For målene som vedrører de mest ekstreme tilfellene (rasjonert mengde og andel av priser over 6 EuroCent/kWh) betyr energieffektivisering mer enn en tilsvarende årlig energimengde termisk kraft. Årsaken til dette er at årsprofilen for den analyserte forbruksreduksjonen er energimessig gunstig for kraftsystemet. Forbruket reduseres mest den delen av året når energiknappheten er størst. For målene som vedrører en normal kraftsituasjon (medianpris, 10% høyeste pris) tilsvarer en energiomleggingen omtrent det samme som en tilsvarende mengde termisk produksjon. For gjennomsnittsprisen tilsvarer energieffektivisering en litt større mengde termisk produksjon fordi gjennomsnittsprisen påvirkes av ekstremsituasjonene.

Økt utveksling mellom Sverige og Østlandet ser ut til å ha liten virkning. Dette skyldes at tørrårsproblematikken og at balansen mellom anvendelse og tilgang er rimelig god for Østlandet. For andre delområder, f.eks. med en dårligere balanse, vil økt utveksling ha en bedre tilgjengelighet.

Tabell 4.22 Resultater for ulike kriterier for kraftbalanse og forsyningssikkerhet for ulike case. Ekvivalent kapasitet viser hvilken termisk kapasitet som gir omtrent samme resultat som case effektivisering.

Nr.	Kriterium	Effektivisering	Termisk 300 MW	Termisk 400 MW	Termisk 500 MW	Ekvivalent kapasitet (MW)
1	Rasjonering GWh/år	8,3	10,2	9,4	7,5	400 - 500
2	Andel pris >6 EuroCent/kWh	1,00 %	1,44 %	1,15 %	1,03 %	≈ 500
3	Gjennomsnittspris EuroCent/kWh	3,794	3,815	3,780	3,748	300 - 400
4	10% høyeste pris EuroCent/kWh	4,368	4,364	4,332	4,307	≈ 300
5	Medianpris EuroCent/kWh	3,872	3,867	3,847	3,817	≈ 300
6	Gjennomsnittsimport GWh/år	12,0	12,1	11,4	10,6	≈ 300

## 4.4 SCENARIER FOR ALTERNATIVE FORSYNINGSNETT

### 4.4.1 Økte investeringer kontra reduserte driftskostnader

Omfattende økonomisk analyse av alternative forsyningsnett (el, fjernvarme, gass) inngår ikke i denne studien, men flere analyser og casestudier gjennomført i norske kommuner de siste årene viser at det kan være vanskelig å få lønnsomhet i utbygging av alternative forsyningsnett i parallell med elektrisitet.

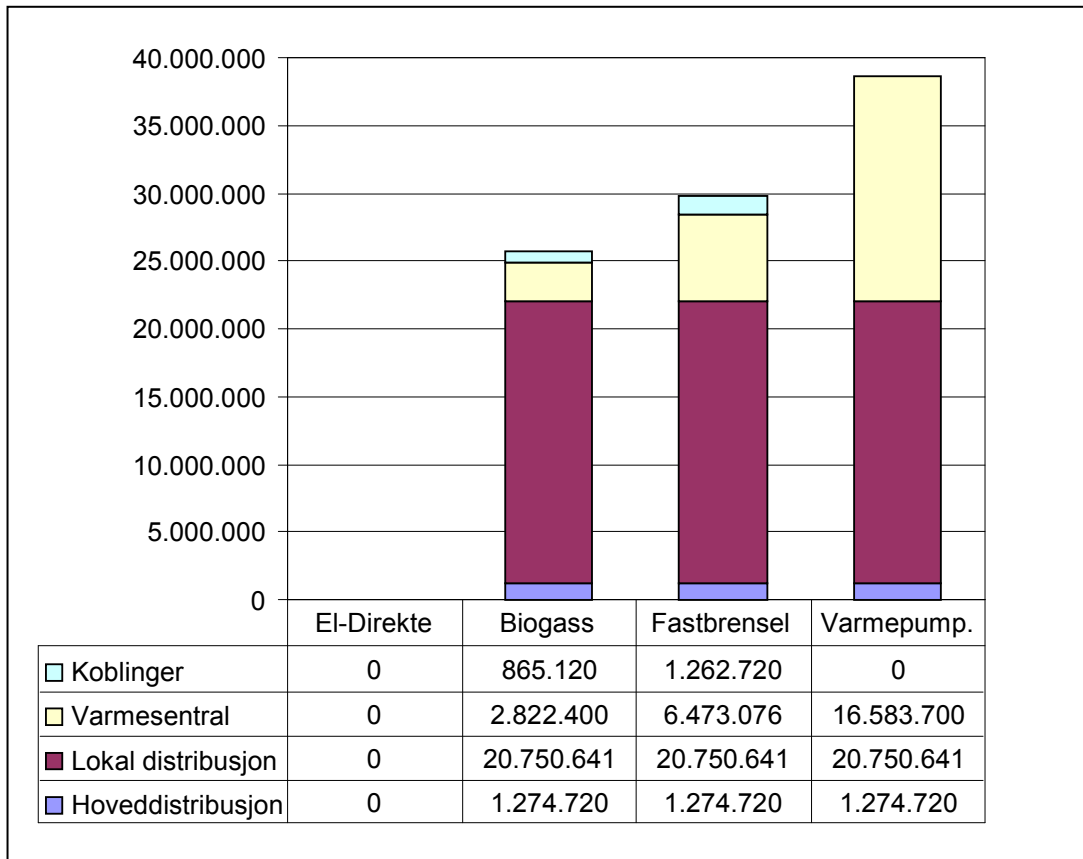
Ved utbygging av nye områder, enten det er snakk om boliger, service-, nærings- eller industriformål, *må* det investeres i elnett til kundene uansett hvilke andre alternativer som vurderes. Nettselskapet har gjennom sin områdekonsesjon en tilknytningsplikt som gjør at de må dimensjonere nettet til å takle maksimalt forventet belastning, og de kan ikke uten videre oppnå betydelige besparelser i form av mindre transformatorer, brytere eller kabeldimensjoner. Selv om kundene i utgangspunktet gis tilgang på ulike alternativer som fjern- eller nærvarme, kan man ikke garantere seg mot at kunden på et senere tidspunkt ettermonterer f.eks. elektrisk tilleggsoppvarming som vil øke belastningen i elnettet. Alternative forsyningsnett vil derfor alltid medføre tilleggsinvesteringer i forhold til ren elforsyning, som må oppveies av reduserte driftskostnader dersom man skal oppnå lønnsomhet.

Utfordringen kan belyses med et konkret eksempel fra en kommune i Midt-Norge, der man vurderer utbygging av fjernvarmenett som alternativ til elektrisk oppvarming i et nytt boligfelt. Feltet omfatter 500-750 boenheter som planlegges bygd over en 8-årsperiode. Fjernvarmeanlegget kan fyres med biomasse fastbrensel (flis), biogass eller varmpumper. Årlig energibehov er estimert til 6.9 MWh, med maksimalt effektbehov 2.6 MW. Vi gjengir her kun hovedkonklusjoner som illustrasjon.

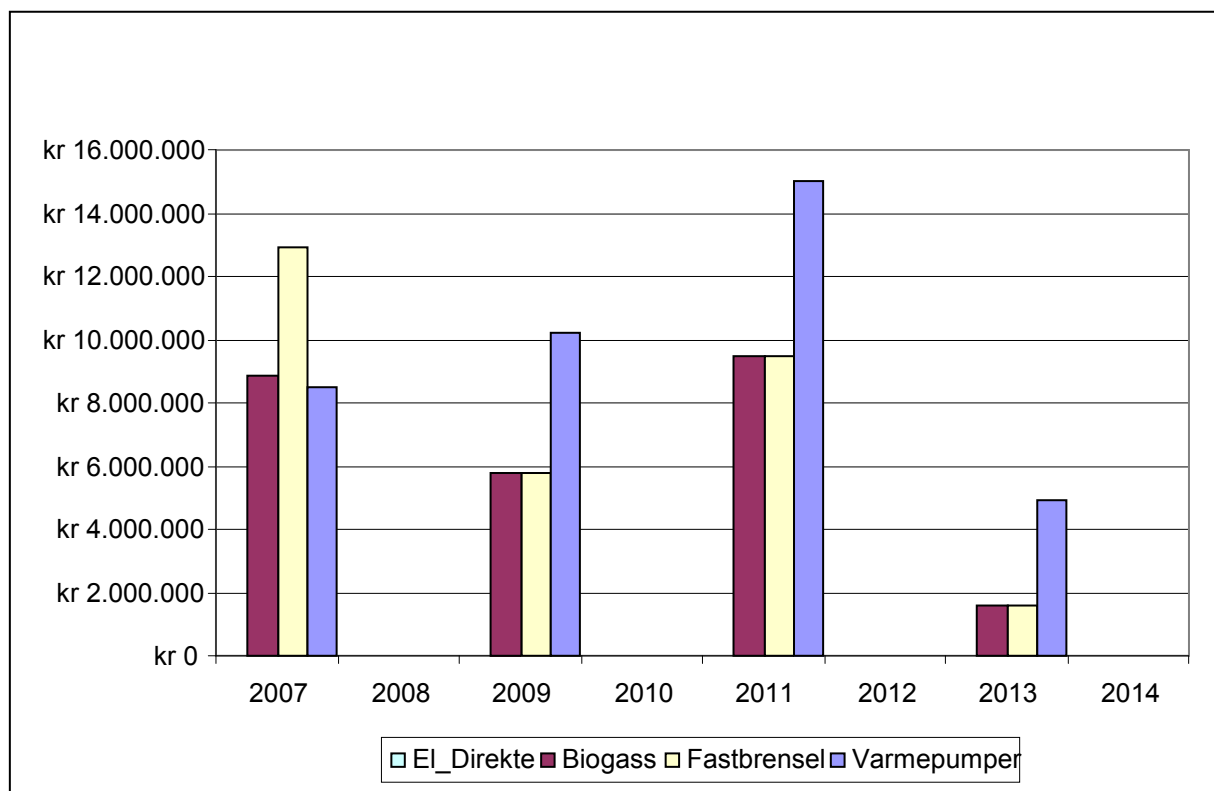
Siden elnett vil bli etablert i alle fall, kommer investeringer i alternative varmesystemer som vist i Figur 4.30 i tillegg. Alle fjernvarmealternativene baserer seg på samme løsning for hoved- og lokal distribusjon, mens varmpumpealternativet innebærer 4 distribuerte sentraler mot 1 felles for fastbrensel- og biogassalternativene. En viss ekstrakostnad i form av kobling mellom de fire utbyggingsfeltene kommer derfor i tillegg på disse to alternativene, men ikke nok til å oppveie den dominerende varmesentralkostnaden for varmpumpealternativet. Kostnader for vannbåren varme inne i hver bolig er ikke tatt med i figuren.

Siden utbyggingen av feltet forutsettes gjennomført i etapper, vil disse investeringskostnadene fordele seg over 8-årsperioden som vist i Figur 4.31. Tallene er kontantstrømmer i reelle kroner, ikke diskonterte. Utbygging av varmesentraler for sentraliserte løsninger (biogass og fastbrensel) skjer ved oppstart av prosjektet i 2007. Utbygging av fire varmpumpesentraler skjer i samsvar med utbygging av boligområdene i fire etapper i 2007, 2009, 2011 og 2013. Varmenettet blir også utbygd i fire tilsvarende etapper for alle alternativene.



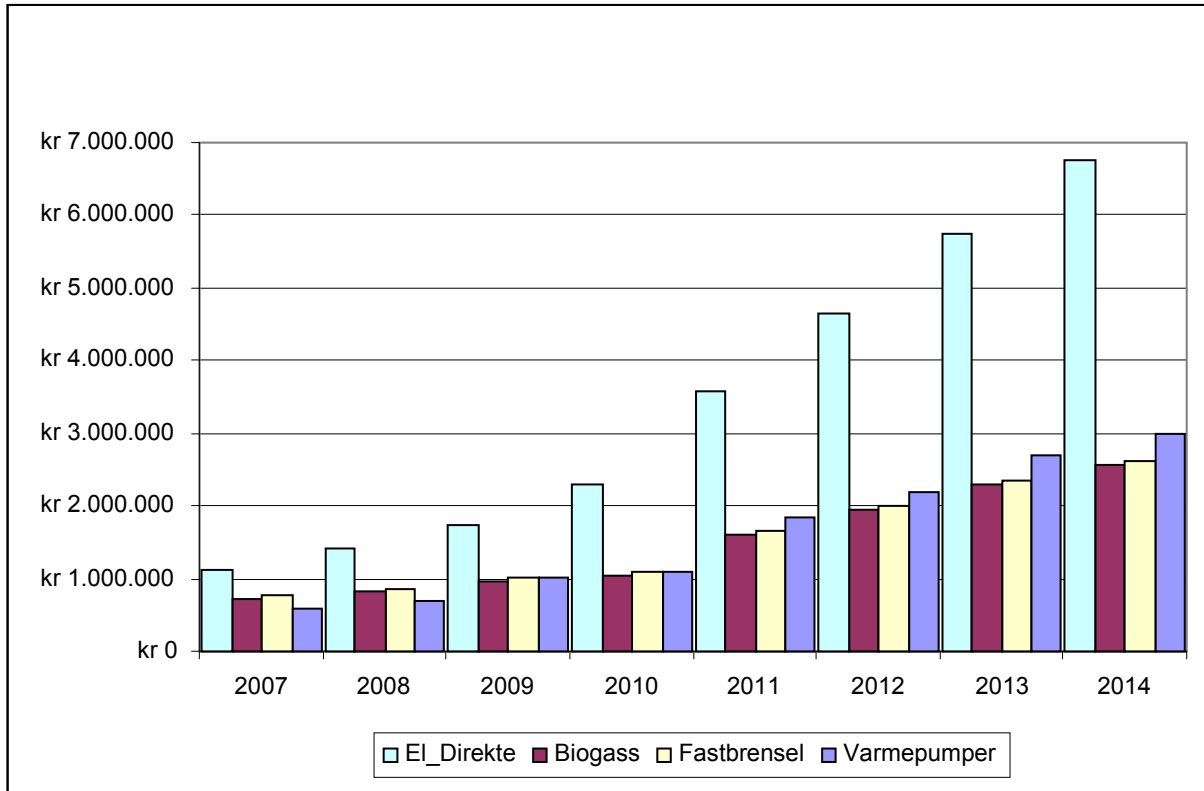


Figur 4.30 Oppsummering av reelle investeringstall (NOK).



Figur 4.31 Fordeling av investeringer over utbyggingshorisont.

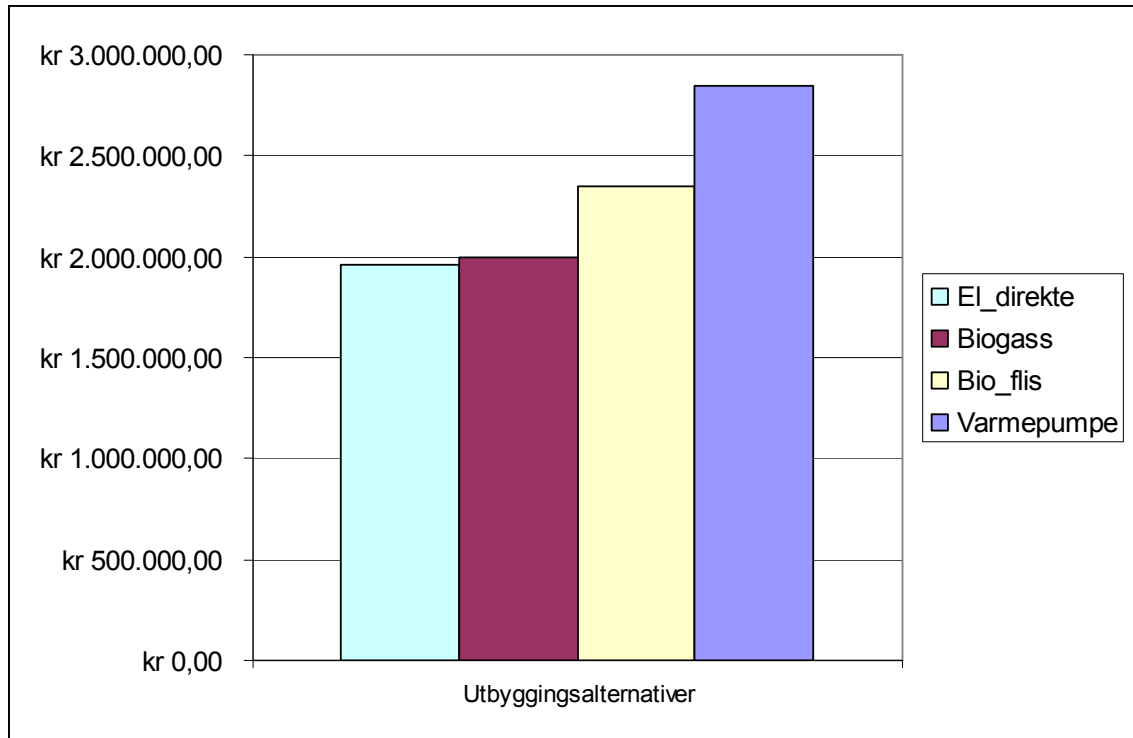
Figur 4.32 viser udiskonterte driftskostnader for de ulike alternativene med de gitte forutsetninger om priser og prisutvikling. Nå er det alternativet med direkte elektrisk oppvarming som totalt dominerer kostnadsbildet.



Figur 4.32 Sammenligning av driftskostnader for ulike oppvarmingsalternativer (NOK).

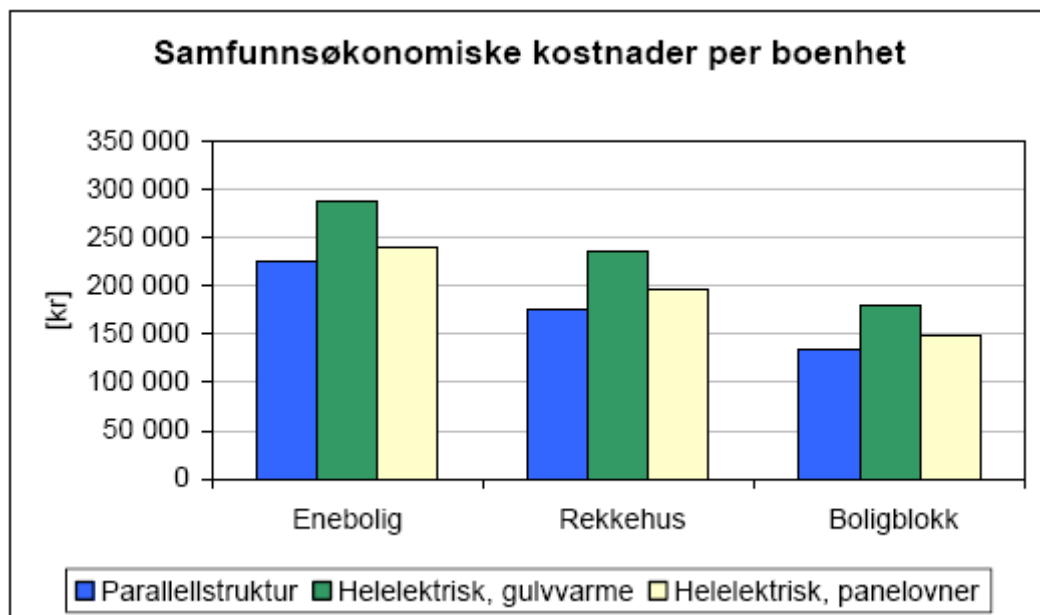
Når man diskonterer totale årlige drifts- og investeringskostnader for de ulike alternativene til nåverdier, får man en rangering av de ulike alternativene som vist i Figur 4.33. I dette tilfellet er direkte elektrisk oppvarming billigst, tett fulgt av biogass med fastbrensel på tredje plass. Forskjellene mellom alternativene er imidlertid små, og bare beskjedne endringer i forutsetninger kan endre rangeringen.

Denne kostnadsstrukturen der økte investeringer i alternative varmeløsninger må oppveies gjennom sparte driftskostnader ift. direkte elektrisk oppvarming, er typisk i alle slike prosjekter. Resultatene kan gjerne gå i favør av elektrisitet i ett tilfelle, men i favør av alternative løsninger i et annet. Det er ikke grunnlag for å fastslå på generell basis at en løsning gjennomgående vil være bedre enn en annen.



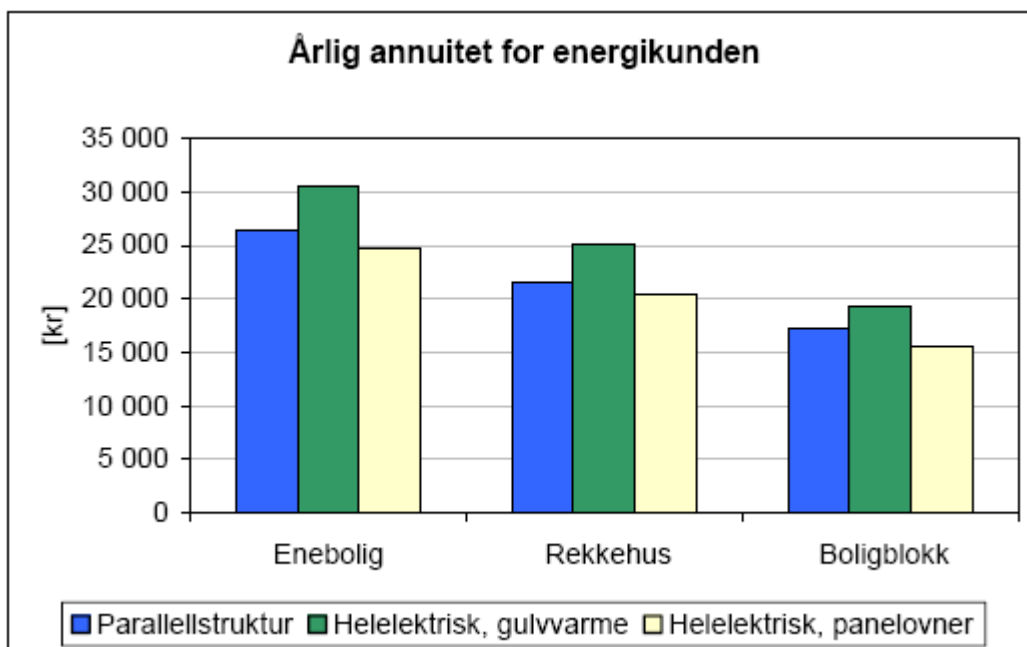
Figur 4.33 Rangering av ulike oppvarmingsalternativer [NOK/år].

En mer detaljert studie gjennomført ved NTNU våren 2006 [29] så også på de privatøkonomiske forholdene ved utbygging av alternative varmeløsninger i ulike boliger på Sør-Vestlandet. Med de gitte forutsetninger ble en utbygging av parallelle infrastrukturer for elektrisitet og fjernvarme samfunnsøkonomisk gunstigste løsning for alle boligtyper, se Figur 4.34. Vannbåren gulvvarme basert på elektrisk energi er minst gunstig.



Figur 4.34 Samfunnsøkonomiske kostnader per boenhet over analyseperioden [29].

Rangeringen av løsninger vil imidlertid forandres dersom man legger privatøkonomiske investeringer og kostnader til grunn, inkl. tariffer og avgifter som MVA. Elektrisk oppvarming basert på panelovner er da gunstigst pga. de lave investeringskostnadene, se Figur 4.35.



Figur 4.35 Årlige kostnader for private energikunder ved ulike boligtyper [29].

I framstillingene over er det forutsatt systemer med vannbåren gulvvarme, men et alternativ kan være å benytte radiatorsystem. Dette bidrar til betydelig lavere investeringer for kunden, og ved å forutsette vannbåren oppvarming med radiatorsystem, kommer parallelstruktur ut som det mest lønnsomme alternativet, også for privatøkonomien.

Endringer i henholdsvis kraftpris og fjernvarmepris vil også kunne bidra til endret resultat. En større økning i kraftprisen vil føre til at parallelstruktur vil bli mer attraktivt for kunden. På samme måte vil redusert pris på fjernvarmen føre til at parallelstruktur blir beste alternativ for kunden. En kraftig *reduksjon* i kraftprisen vil derimot føre til at helelektrisk energiforsyning blir mest lønnsomt, også sett fra et samfunnsøkonomisk ståsted. Slik praksisen er i dag, er imidlertid disse kostnadene som oftest avhengige av hverandre. En økt kraftpris vil også øke prisen på fjernvarme.

#### 4.4.2 Alternative forsyningsnett kontra lavenergibygging

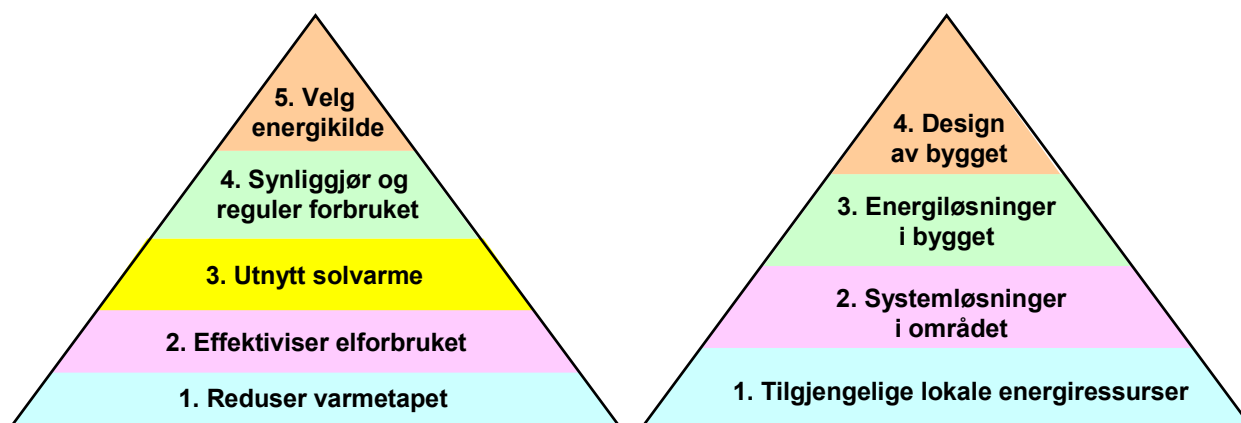
I flere prosjekter i områder med fjernvarmekonsesjon har det vist seg at kravet om varmeanlegg som kan tilknyttes fjernvarmeanlegg, kommer i konflikt med bygging av lavenergiboliger. Utbyggerne av slike prosjekter fant at kostnadene knyttet til installasjon av vannbasert varmeanlegg for romoppvarming i tillegg til frivillige energisparetiltak, totalt ble for høye til å gi akseptabel lønnsomhet i byggeprosjektet. En PhD-avhandling fra NTNU i 2006 [30] påpeker at de boligprodusentene som bygger eller kommer til å bygge boliger med lavenergistandard, synes å

være tilbakeholdne med å benytte en kombinasjon av lavenergistandard og vannbasert varmeanlegg. Av økonomiske årsaker vil utbyggere la være å bygge slike boliger i områder med fjernvarmekonsesjon, så lenge kommunen opprettholder kravet om varmeanlegg for romoppvarming som kan tilknyttes fjernvarmeanlegg.

Alternativet til vannbåren varme er i dag hovedsakelig direkte elektrisk oppvarming, ofte i kombinasjon med vedfyring. Dersom vannbaserte varmedistribusjonssystemer også skal være økonomisk interessant i den delen av boligmarkedet som etter hvert vil bestå av lavenergiboliger, er det behov for utvikling av rimeligere systemer, tilpasset boliger med lavt energi- og effektbehov.

En dispensasjon fra konsesjonskravet om varmeanlegg som kan utnytte fjernvarme innebærer at fjernvarmeleveransen til lavenergiboliger kun benyttes til oppvarming av tappevann, noe som medfører en vesentlig reduksjon sammenlignet med fjernvarmeleveranse til eksisterende boligmasse. For fjernvarmeprodusenten vil dette kunne få betydning for lønnsomheten knyttet til både distribusjon og produksjon av fjernvarme til slike områder. I ytterste konsekvens vil dårlig lønnsomhet kunne medføre at fjernvarmeprodusenten ikke ønsker å levere fjernvarme til slike områder. I hvilken grad leveranse av fjernvarme til kun tappevannsoppvarming vil være lønnsomt for fjernvarmeprodusentene, er så langt ikke vurdert, heller ikke effekten av nye varmesystemer tilpasset lavenergiboliger.

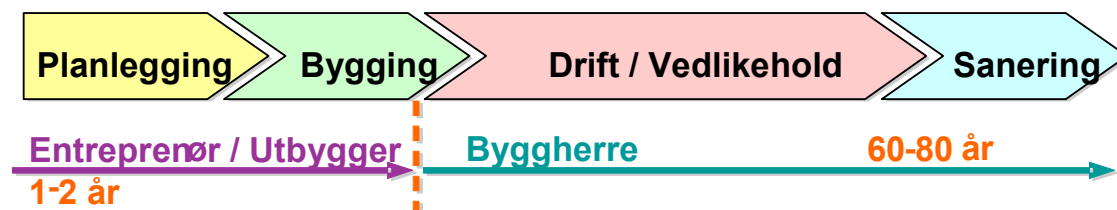
En interessant illustrasjon på denne "interesse-konflikten" er vist i Figur 4.36 [30]. Tilhengere av lavenergi-boliger har utviklet den såkalte "Kyoto-pyramiden" for smart design av energieffektive bygg, der man starter med byggets utforming og velger beste energiløsning til slutt. Tilhengere av fleksibel varmforsyning har lansert den alternative design til høyre, der man starter med å se på hvilke tilgjengelige energiresurser man har i området, og designer bygget til slutt. Hvilken strategi man til syvende og sist følger, er mer et spørsmål om holdninger og policy enn teknisk-økonomiske kriterier.



Figur 4.36 "Kyoto-pyramiden": Original og alternativ design [30].

#### 4.4.3 Finansiering av økte investeringer

Alternative løsninger for energiforsyning i et bygg krever som regel større investeringer i byggefasen siden det er svært vanskelig og kostbart å ettermontere f.eks. vannbåren romvarme når bygget først er tatt i drift, jfr. Figur 4.35. Selv som slike investeringer kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme ut fra en totalvurdering av investeringer og driftskostnader, møter man flere andre barrierer for effektiv energiomlegging. Dersom en privat byggherre selv står ansvarlig for prosjektering og utbygging, er det usikkert om vedkommende har nødvendig kompetanse eller økonomiske ressurser til å gjennomføre ekstra investeringer i byggefasen. På den annen side vil en profesjonell aktør som bygger for salg eller utleie ikke være interessert i å legge ekstra investeringer i byggefasen som kommer fremtidig bruker til gode gjennom reduserte driftskostnader etter at bygget er tatt i bruk. Situasjonen er illustrert i Figur 4.37. En entreprenør eller utbygger som planlegger en utbygging med maksimal profitt i løpet av 1-2 år, vil fort kunne velge "billige" løsninger som skaper energimessige og kostnadmessige vanskelige forhold for byggherren som skal drifte og vedlikeholde bygget i 60-80 år. Tilsvarende resonnement gjelder også for (passive) bygningstekniske tiltak for å redusere byggets energibehov. Det finnes i dag få instrumenter til å overkomme slike barrierer for økt energiomlegging i samfunnet.



Figur 4.37 Ubalanse mellom byggefase og driftsfase.

## 5 OPPSUMMERING, DISKUSJON OG KONKLUSJON

Analysen av den historiske utviklingen av energiforbruk og energiindikatorer i Norge viser at både samlet energiforbruk og forbruket av elektrisitet har stagnert de siste 5-10 årene. Selv om aktivitetsnivået, dvs. bygningsmasse og produksjon har økt, har ikke energiforbruket økt. Dette skyldes at energiintensitetene er redusert i de fleste sektorene. Dette betyr at energi forbrukes mer effektivt i dag enn på tidligere tidspunkt. Den samme trenden kan observeres i mange andre land. Enkelte analyser viser imidlertid at effektiviseringsprosessen har avtatt de siste årene sammenlignet med utviklingen tidligere. På den annen side har vi observert betydelig reduksjoner i enkelte av de siste årene som vanskelig kan forklares selv om man tar hensyn til bidrag fra fri energi fra varmepumper.

Det kan forventes at denne trenden vil fortsette framover i tid. Utfordringen blir å sørge for en fortsatt gunstig utvikling av energietterspørselen til alminnelig forsyning. Det er fortsatt et betydelig potensial for å stabilisere eller redusere etterspørselen i bygningssektorene. Det forventes at nye byggeforskrifter og energidirektiv vil bidra betydelig. Ytterligere reduksjoner i etterspørselen er mulig med en større satsing på effektivisering eller energiomlegging, dersom målet er å redusere etterspørselen etter elektrisitet. For å oppnå slike mål kan ulike virkemidler tas i bruk. Utover en oppsummering av dagens situasjon, drøftes ikke virkemiddelbruken innenfor mandatet til dette prosjektet.

For å beregne ulike scenarier for energietterspørsel framover i tid, ble det utviklet en ny modell som kalles ePlan. Denne benytter energiintensiteter og aktiviteter (oppvarmet areal eller produksjonsverdi) til å beregne etterspørselen etter forskjellige energibærere. Basisscenariet beregnes ut fra en trendframskriving av historiske trender. Det tas imidlertid hensyn til de nye byggeforskriftene og energidirektivet. Det er regnet på to andre scenarier: Effektivisering og energiomlegging. I Effektiviseringsscenariet er det forutsatt at nybygg og rehabiliterte bygg oppgraderes med en klasse i forhold til forskriftene. I Omleggingsscenariet forutsettes det at det isteden satses på mer ”fleksible” oppvarmingsystemer. Det er ikke tatt hensyn til vekst i energisektorene utover det som allerede er kjent eller endringer i bruken av energibærere i transportsektor.

Selv i Basisscenariet er veksten framover til år 2035 moderat. Samlet energietterspørsel vokser med ca. 14 TWh. Av dette utgjør ca. 9 TWh såkalt ”uprioritert” kraft, og det meste av dette er igjen å finne i kraftintensiv industri. ”Prioritert” kraft øker med ca. 4 TWh fra 2005 til 2035. Etterspørselen etter andre energibærere ”øker” med 1,6 TWh, hvorav 3 TWh er fri energi fra varmepumper og 2,2 TWh er fjernvarme e.l. Biobrensel har omtrent ingen endring fra 2005. I Effektiviseringsscenariet øker samlet energi med bare 4,9 TWh. Prioritert kraft reduseres med ca. 3 TWh. Summen av andre energibærere viser en svak reduksjon. Fri energi øker med 3,4 TWh, fjernvarme 2 TWh og biobrensel reduseres med 2 TWh. I Omleggingsscenariet øker samlet energietterspørsel med 18 TWh. Årsaken til at sum for alle energibærere øker mer enn i Basisscenariet er en større andel termiske energibærere som har dårligere virkningsgrad enn elektrisitet. Etterspørselen etter prioritert kraft reduseres med ca. 8 TWh. Summen av andre energibærere øker med ca. 17 TWh, hvorav fri energi øker med 5 TWh, fjernvarme 3 TWh og

biobrensel 11 TWh. For endringer i etterspørselen etter øvrige energibærere henvises det til kapittel 4.2.2.1 til 4.2.2.3

På grunnlag av scenariene for energietterspørsel er det foretatt beregninger for noen scenarier (eller "case") for produksjonssystemet stadium 2035 for Østlandet. Dette delområdet er valgt som fokusområde for å se på prinsipielle effekter. For å begrense antall mulige kombinasjoner er det tatt utgangspunkt i Basisscenariet og Effektiviseringsscenariet. Energiomlegging vil ha en tilsvarende effekt som energieffektivisering. I tillegg er det foretatt en beregning av alternative case med økt produksjon eller utvekslingskapasitet som kan gi en like stor effekt på forsynings-sikkerheten som en reduksjon i etterspørselen. Forsyningssikkerheten er vurdert ut fra forskjellige kriterier.

I utgangspunktet ser det ut som energieffektivisering er det beste "tiltaket" for å øke forsynings-sikkerheten. Det må mer produksjonskapasitet til enn en tilsvarende reduksjon i etterspørselen for å oppnå samme effekt. Dersom vi ser på de forskjellige kriteriene er imidlertid bildet mer nyansert. Ut fra forventet rasjonering, må det i størrelsesorden 50 % mer produksjonskapasitet til for å oppnå samme effekt som en reduksjon i energietterspørselen. For å unngå svært høye priser, må det enda mer produksjonskapasitet til. For å redusere gjennomsnittsprisene trengs noe mindre produksjonskapasitet. Med tanke på de 10% høyeste priser, medianpris og gjennomsnittsimport er det tilstrekkelig med tilnærmet samme produksjonskapasitet som etterspørselsreduksjoner for å oppnå tilsvarende reduksjoner. Det må imidlertid bemerkes at faren for rasjonering er det viktigste kriteriet.

Økt utveksling til Sverige ser ut til å ha liten betydning for Østlandet, fordi faren for rasjonering i Sverige også er stor når det er fare for rasjonering i Norge. Dessuten er det forholdsvis bra med overføringskapasitet til området i utgangspunktet. Det må understrekes at modelleringen i Samkjøringsmodellen er noe forenklet sammenlignet med mer detaljerte modeller for å analysere elektriske nett. For områder med mer anstrengte balanser vil dessuten økt utveksling bety mer for bedre forsynings-sikkerhet. Når det gjelder alternative forsyningsnett, viser det seg at det kan være vanskelig å få lønnsomhet. Det må uansett investeres i elektriske forsyningsnett som kan takle maksimal belastning. Lønnsomheten er dessuten svært følsom for faktorer som prisutvikling på alternative energibærere og utviklingen av energi- og varmetterspørsel i et gitt område. Det kan også være en "interessekonflikt" mellom utbygging av lavenergibygninger og alternative varmforsyninger.

Resultatene fra denne analysen gir ikke mange holdepunkter for at Energiloven og energi-politikken ikke har virket etter sin hensikt. Det er registrert et konfliktforhold mellom utbygging av alternative forsyningsnett og full utbygging av elektriske forsyningsnett som kan løses ved å tillate redusert dimensjonering av elektriske forsyningsnett. En tilsvarende konflikt som finnes mellom alternative forsyningsnett og lavenergibygging, kan løses ved at lavenergibygging prioriteres. Veksten i energietterspørselen ser ut til å ha blitt bremsset opp. De siste årene har lavenergihus og passivhus kommet på markedet som prototyper. Det gjenstår fortsatt en del bl.a. innenfor materialteknologi og nye oppvarmingsystemer for å gjøre slike bygninger mer økonomisk attraktive.



## 6 VIDERE ARBEID

Interaksjonen mellom etterspørsel, forsyning, produksjon, miljø, reguleringer og beslutninger er et komplekst område. I dette prosjektet er enkelte momenter analysert og belyst, men det er mange forhold som ikke er omfattet av denne analysen. På grunn av modellutviklingen og spesielt etableringen av inngangsdata (statistikk) som måtte gjennomføres tidlig i prosjektet (ePlan) ble det begrenset hvor mange scenarier vi kunne regne på. Det kan derfor være nyttig å gjennomføre flere analyser og utredninger, hvor man kan fokusere på andre forhold enn det vi har gjort her. Enkelte forhold er imidlertid så omfattende å analysere at det kreves mer forskning for å kunne påvirke utviklingen i en gunstig retning framover i tid.

På etterspørselssiden har vi her hatt fokus på bygningssektorene og etterspørsel etter varme som forholdsvis enkelt kan substitueres. Det kan være av interesse å analysere flere scenarier enn det vi har gjort her, f.eks. enda større utbredelse av varmepumper, lavenergihus, passivhus og holdningsendringer. Det kan også være av interesse å modellere den kortsiktige fleksibiliteten bedre enn det som er gjort her. Dette kan gjøres ved å trekke inn opplysninger om oppvarmings-systemer og bruken av energibærere i kombinerte oppvarmings-systemer. Tilsvarende kan det være av interesse å modellere delområder og/eller energietterspørsel i våre naboland bedre enn det som er gjort her. Datafangst og databearbeiding så vel som modellutvikling er stikkord her.

I tillegg er det et betydelig potensial for effektivisering og/eller energiomlegging innenfor transport, industri- og produksjonssektorene som burde vært analysert. Det kan også være av interesse å se nærmere på forklaringsfaktorer som ligger til grunn for den registrerte utviklingen av energiintensiteter og den effektivisering som foregår. Det er mange områder hvor det foregår mye, og det er nødvendig med flere FOU-prosjekter og utredningsprosjekter av mer analytisk karakter. Etterspørselssiden er så kompleks at det er nødvendig med samarbeid mellom flere forskningsinstitusjoner, konsulentfirmaer og andre organisasjoner for få en bedre forståelse enn det man har i dag.

Når det gjelder forsyningsnett har vi her hatt fokus på det eksisterende forsynings-system, som er dominert av elektrisitet produsert med vannkraft. Vannkraftsystemet er analysert i detalj for ett delområde og noen scenarier, men det elektriske forsynings-systemet er ikke analysert med tilsvarende detaljeringsgrad. Det samme gjelder alternative forsyningsnett, hvor konklusjoner fra tidligere gjennomførte analyser er referert. Det kan være behov for ytterligere analyser, både i form av flere scenarier på produksjonssiden og mer detaljerte analyser av elektriske og alternative forsyningsnett.

Eksempler på scenarier kan være å utvide analysene fra ett delområde til hele Norge (evt. hele Norden) for å analysere hele produksjonssystemer. Aktuelle scenarier kan være mer produksjons-kapasitet, andre typer produksjonskapasitet og/eller utvekslinger mellom delområder og/eller mot andre land. Det kan også være aktuelt å se nærmere på forskjeller mellom overskuddsområder, underskuddsområder og/eller mer balanserte områder. I tillegg kan det også være aktuelt å se på kriterier for forsynings-sikkerhet og leveringskvalitet. Er rasjonering et bra kriterium å måle ut fra, eller er utveksling og/eller prisforskjeller bedre kriterier, noe som NVE har en utlysning

vedrørende. Er fleksibiliteten på etterspørselssiden større enn det man tradisjonelt har benyttet? Hvilke muligheter for utkoblinger/tidsforskyvninger finnes, både av effekt og energi? Hvilke utfordringer står man ovenfor dersom etterspørselen etter elektrisitet i alminnelig forsyning reduseres?

Et annet forhold som kan være av interesse å analysere nærmere er effekten av klimaendringer, slik det er gjort i Norden-prosjektet ”Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources” [28]. Økte utetemperaturer vil bidra til redusert etterspørsel, og økt nedbør bidrar til økt vannkraftproduksjon. Analysene i Norden-prosjektet er foretatt for slutten av det 21. århundret, men det antas at effekten er merkbar allerede om få år, om ikke allerede nå.

Når det gjelder alternative nett kan det være aktuelt å utarbeide en nasjonal modell for å kunne foreta bedre analyser av alternativ varmforsyning. Direkte bruk av gass kan også være aktuelt dersom det kan erstatte mindre miljøvennlige energibærere. I vår analyse har vi antatt at (fjern)varmforsyning bidrar til en permanent reduksjon av etterspørselen etter elektrisitet. Det kan også være av interesse å se på mer fleksible løsninger ved at etterspørselen etter elektrisitet og varme tillates å variere ut fra energipriser.

## 7 LITTERATUR/REFERANSER

- [1] Statistikk mottatt fra - eller lastet ned fra SSB hjemmesider (<http://www.ssb.no>)
- [2] Informasjon på - eller rapporter lastet ned fra NVE hjemmesider (<http://www.nve.no>)
- [3] Informasjon på - eller rapporter lastet ned fra Statnett hjemmesider (<http://www.statnett.no>)
- [4] Informasjon lastet ned fra Nord Pool ftp-server
- [5] Eggen G. (2005): ”Varmepumpenes bidrag til redusert energibruk i Norg. ”, NVE rapport 12/2005
- [6] *GlobStat Database (Juni 2007)*, Enerdata, Grenoble, France
- [7] Bøeng AC. og Spilde D. (2006): ”Energiindikatorer for norsk økonomi.” SSB rapport 2006/28. ISBN 82-537-7052-9/82-537-7053-7/0806-2056
- [8] Unander F. (with contributions from other authors) (2004): “*Oil Crises & Climate Challenges. 30 Years of Energy Use in IEA Countries.*” IEA, ISBN 92-64-01882-4
- [9] Unander F. og Schipper L.: *Sammendrag av IEA studie: Stasjonært energiforbruk i Norge: Et internasjonalt perspektiv.* ” (1999?)
- [10] “*Energy Efficiency in Norway. Cross Country Comparison on Energy Efficiency Indicators. Phase 6.*” Institutt for energiteknikk (1998?)
- [11] R. Nesbakken, "Price sensitivity of residential energy consumption in Norway," *Energy Economics*, vol. 21, pp. 493-515, 1999.
- [12] P. Næsje, H. Sæle, and T. K. Andersen, "Customer Response on Price Incentives," presented at ECEEE Summer Study, 2005
- [13] Jfr Finansdepartementets sak 06/4655: [Svar på spørsmål 10 fra Finanskomiteen: "Hva er provenyet av å halvere mva på elektrisk kraft for hele 2007?"](#)
- [14] Ø. Hagen, H. Sæle, and H. Nordvik, "Hvorfor iversetter ikke virksomheter ENØK-tiltak. En analyse av næringskunders motivasjon for energi- og effektreduserende tiltak," SINTEF Teknologiledelse STF38 A04023, 2004.
- [15] S. J. DeCanio, "The efficiency paradox: bureaucratic and organizational barriers to profitable energy-saving investments," *Energy Policy*, vol. 26, pp. 441-454, 1998.
- [16] N. Eyre, "A golden age or a false dawn? Energy efficiency in UK competitive energy markets," *Energy Policy*, vol. 26, pp. 963-972, 1998.
- [17] ”*Energiutredning for Trondheim*” ([http://www.tev.no/pdf/LEU\\_Trondheim%202006.pdf](http://www.tev.no/pdf/LEU_Trondheim%202006.pdf))
- [18] Wolfgang O., Haugstad A., Mo B., Wangensteen I. og Doorman G.: *Magasindisponering før og etter energiloven.* “ SINTEF rapport F6569, September 2007, ISBN 978-82-594-3303-9
- [19] Wachenfeldt BJ. og Sartori I.: ”*Varme og energietterspørsel i private husholdninger og tjenesteytende sektor frem mot 2035.*” SINTEF notat. 2007-09-08
- [20] Thyholt M., Dokka T.H. (2003): ”*Nye forskriftskrav til bygningers energibehov.*” SINTEF rapport STF A03524 (kan lastes ned fra <http://www.bygningsenergidirektivet.no/> )

- [21] Wigenstad T., Dokka T.H., Pettersen T.D., Myhre L. (2005): ”Energimerking av næringsbygg.” SINTEF Rapport STF50 F05117 (kan lastes ned fra <http://www.bygningsenergidirektivet.no/> )
- [22] Petersen TD., Myhre L., Wigenstad T, Dokka TH. (2005): ”Oppdragsrapport Energimerking av boliger.” O 20461 (kan lastes ned fra <http://www.bygningsenergidirektivet.no/> )
- [23] Thyholt M, Dokka TH, Ulsløkk S., Gustavsen A. (2007): ”Nye energikrav i tekniske forskrifter – Utredninger Høsten 2006.” Sintef Byggforsk rapport SBF BY A07002
- [24] Sartori I. og Wachenfeldt BJ. (2007) ”ePlan 2006 Final Report.” SINTEF Byggforsk Rapport SBF BY A07009.
- [25] Doorman G. og Grinden B.: ”Behov for ny effekt på basis av storskala utbygging av fornybar energi i Nord-Europa.” SINTEF TR A6456 Februar 2007 ISBN 978-82-594-3169-1
- [26] Havskjold M., Ingeberg K. og Halseth A. (2006): ”Konkurransflate mellom fjernvarme og gass.” Xergia rapport utarbeidet for Enova SF 22.1.2007
- [27] Grinden B.: ”Elvarmebehovets prisavhengighet og sparepotensiale.” EFI TR A4489. Desember 1996.
- [28] Mo B., Doorman G. og Grinden B.: ”Climate Change – Consequences for the Electricity System.” Norden September 2006. Report ne. CE-5, ISBN 9979-68-194-2
- [29] Heskestad, K.L: ”Analyse av samfunnsøkonomi og privatøkonomi ved bygging av parallelle infrastrukturer for elektrisitet og fjernvarme”, Masteroppgave EPT-M-2006-16, Inst. for energi- og prosesssteknikk, NTNU, 2006
- [30] Thyholt, M: ”Varmeforsyning til lavenergiboliger i områder med fjernvarmekonsesjon”, Doktoravhandling 2006:162, Fakultet for arkitektur og billedkunst, NTNU, 2006
- [31] Haugstad, A., O. J. Botnen og A. Johannesen (1992), ”Samkjøringsmodellen: Et verktøy for regional/nasjonal ressursdisponering”, EFI TR A3962.
- [32] Berner M., Brånås M., Grinden B., Morch AZ. og Stang J.: ”Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker – Aktuelle teknologier” SINTEF TR A5712. November 2002. ISBN 82-594-2372-3
- [33] Tor Helge Dokka og Käthe Hermstad (2006) Energieffektive boliger for fremtiden – En håndbok for planlegging av passivhus og lavenergiboliger, SHC Task 28/ECBCS Task 38: Sustainable solar housing

**SINTEF Energiforskning AS**  
Adresse: 7465 Trondheim  
Telefon: 73 59 72 00

**SINTEF Energy Research**  
Address: NO 7465 Trondheim  
Phone: + 47 73 59 72 00