

**Mostafa Askari og Daniel Loddengaard Meyer**

---

# **Flaskehalsinntekter på utenlandskabler: kommer det husholdningene til gode?**

**Bottle neck income on foreign grid:  
does it benefit households?**

**Masteroppgave våren 2022  
OsloMet – storbyuniversitetet  
Handelshøyskolen (HHS)**

**Masterstudiet i økonomi og administrasjon**

**OSLOMET**

## Forord

Med denne masteroppgaven avslutter vi vår toårige masterprogram ved Oslo Metropolitan University (OsloMet), og totalt fem år som student innen økonomi. Våre tre første år var ved Universitetet i Sørøst Norge (USN).

Vi er begge enige i at gjennom ferden vår som student har vi både hatt personlig vekst samt at vi har lært mye om hvordan bedrifter, stater og individer tenker økonomisk. På bachelor lærte vi det grunnleggende om økonomi noe som motiverte oss til å fortsette på masteren. Det har gitt oss kunnskap om økonomisk analyse og hvordan økonomien fungerer på et dypere plan. På Oslomet kom interessen for energipolitikk og valgte derfor å skrive en oppgave innenfor akkurat dette temaet.

Gjennom prosessen med masteroppgaven har vi fått gode råd og veiledning fra Mads Greaker, og ønsker med dette å rette en stor takk til han. Mads har vært ved vår side fra start til slutt. Med hans veiledning og innspill har vi klart å komme oss over hinder som har oppstått under prosessen.

Vi ønsker også å rette en takk til familie og venner som gjennom de siste fem årene har motivert, støttet, kommet med innspill og ikke minst vært tålmodige. Det er helt klart at deres støtte og oppmuntring til å følge den veien vi selv ønsker, har ført til at vi nå kan si oss ferdig utdannet siviløkonomer. Vi har lagt bak oss fem år med høyere utdanning. Sist, men ikke minst, ønsker vi å takke alle de som har tatt seg tid til å korrekturlese oppgaven vår.

Nå venter nye utfordringer og muligheter for oss, Mostafa skal ta videre utdanning og Daniel skal ut i arbeidslivet. Da kommer det vi har lært gjennom dette studiet godt med.

Alle feil er vårt fulle og hele ansvar.

Oslo, 25. mai 2022

Mostafa Askari og Daniel Loddengaard Meyer

## **Sammendrag**

Dagens løsning for håndtering av flaskehalsinntekter baserer seg på Statnett sin praksis og regelverket satt av EU. Bruken av flaskehalsinntektene skal sikre fremtidige investeringer, drift og vedlikehold av kapasiteten på nettet. Som en del av dette blir ulike kundegrupper som husholdninger pålagt å betale nettleie for å dekke kostnadene på nettet. En viktig del av oppgaven vil rette fokuset mot hvor store flaskehalsinntekten har vært, basert på generell informasjon. Vi vil også se på hva flaskehalsinntektene har vært brukt til og om bruken har kommet husholdningene til gode. Vi trekker inn nettleien som en sentral del av oppgaven i forhold til flaskehalsinntekten. Det er fordi kostnaden som nettleien utgjør er sentralt for norske husholdninger.

Diskusjonen tar for seg de antagelsene vi har gjort og bruker generell info samt teori for å støtte våre argumentasjoner. I diskusjonsdelen argumenterer vi for hvordan håndteringen av flaskehalsinntektene kan utbedres. Vi har i denne oppgaven sett på ulik informasjon og teori som hjelper oss å skjønne om flaskehalsinntektene har kommet husholdningene til gode eller ikke. Til slutt ble vi innforstått med at flaskehalsinntektene har oppnådd sin hensikt for å komme husholdningene til gode via redusert nettleie.

**Abstract**

Today's solution to handle the bottleneck income is based on Statnett's practice and rules set by the EU. The use of the bottleneck income is supposed to ensure future investments, operations, and maintenance of the capacity on the grid. As part of this, different customer groups like households are imposed to pay grid rent to cover the costs on the grid. An important part of the thesis is to focus on how big the bottleneck income has been, based on general information. We would also like to look at how the bottleneck income has been used and if it benefits consumers. We will show that the grid rent is a crucial part of the thesis in relation to the bottleneck income. That is because the cost of the grid rent makes up a central part of Norwegian households.

The discussion is based on assumptions we have made and will use general information as well as theory to support our argumentations. In the discussion part we argue how the general handling of the bottle neck incomes, can be rectified. In this thesis we have looked at different information and theory to understand if the bottleneck income benefitting households or not. At last, we understood that the bottleneck income did fulfill its purpose to benefit households by reducing the grid rent.

# Innholdsfortegnelse

Forord .....	iii
Sammendrag .....	iv
Abstract .....	v
Innholdsfortegnelse .....	vi
Tabelliste .....	8
Figurliste .....	9
<b>1 Innledning .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1 Bakgrunn.....</b>	<b>10</b>
1.1.1 Fokus i oppgaven .....	10
1.1.2 Definisjoner .....	11
<b>1.2 Problemstilling og avgrensninger .....</b>	<b>11</b>
<b>1.3 Oppgavens oppbygging.....</b>	<b>12</b>
<b>2 Utvikling i kraftmarkedet på tilbud- og etterspørselssiden.....</b>	<b>13</b>
2.1 Etterspørsel av elektrisk kraft.....	13
2.2 Tilbud av elektrisk kraft.....	17
<b>3 Struktur og organisering av kraftmarkedet .....</b>	<b>19</b>
3.1 Deregulering av kraftmarkedet.....	19
3.2 Organisering av det norske kraftmarkedet .....	20
3.2.1 Organisering av Statnett.....	22
3.2.2 Nettselskap .....	24
3.3 Finansiering av det norske kraftmarkedet.....	25
3.3.1 Gammel nettleiemodell .....	25
3.3.2 Ny nettleiemodell .....	26
3.3.3 Den langsiktige finansiering av kraftmarkedet .....	27
<b>4 Teoretiske modeller for drift av kraftmarkedet .....</b>	<b>29</b>
4.1 Naturlig monopol.....	29
4.1.1 Hvordan regulere et naturlig monopol.....	31
4.2 Førsumd modell .....	33
4.2.1 Betydning av periode 1 og periode 2.....	33
4.2.2 Beskrivelse av Førsumd modell.....	34
4.2.3 Modell uten utenlandsforbindelser .....	35
4.2.4 Modell med utenlandsforbindelser .....	37

4.3 Mer om hvordan flaskehalsinntekter oppstår .....	39
4.4 Hvordan bruker Statnett flaskehalsinntektene .....	41
<b>5 Prising av kostnadene på kraftnettet .....</b>	<b>43</b>
5.1 Modell for prising av nettkostnader .....	43
5.2 Prissetting av nettjenester .....	46
5.3 Statnetts tariffsatser .....	47
<b>6 Flaskehalsinntekter .....</b>	<b>51</b>
6.1 Utvikling i flaskehalsinntekter (2014 – 2021) .....	51
6.2 Pris på nettleie uten handel og flaskehalsinntekter .....	53
<b>7. Diskusjon .....</b>	<b>59</b>
7.1 Grunnlag .....	59
7.2 Utvikling i Statnetts flaskehalsinntekter .....	59
7.3 Bruken av flaskehalsinntekter .....	60
7.4 Flaskehalsinntektenes betydning for husholdningene .....	62
7.4.1 Fordeling av naturlig monopoles kostnader .....	63
7.5 Kraftmarkedet ved fravær av handel og flaskehalsinntekter .....	64
<b>8 Konklusjon .....</b>	<b>66</b>
<b>9 Referanser .....</b>	<b>68</b>

## Tabelliste

Tabell 2.1	Bruttoforbruk av elektrisk kraft i tre ulike sektorer	14
Tabell 5.1	Tariffsatsene fra 2016 opp til 2022	50
Tabell 6.1	Gammel nettleiemodell med flaskehalsinntekter	56
Tabell 6.2	Ny nettleiemodell med flaskehalsinntekter	56
Tabell 6.3	Ny nettleiemodell med og uten metode (A)	60



**Figurliste**

Figur 2.1	Bruttoforbruk av elektrisitet	15
Figur 2.2	Temperaturavvik fra normalen i Norge gjennom vinterperioden	16
Figur 2.3	Utvikling i kraftforbruk og estimert kraftforbruk	17
Figur 2.4	Utvikling i produksjon i alt av elektrisk kraft, samt eksport og import	18
Figur 3.1	Illustrasjon av det norske kraftmarkedet	21
Figur 3.2	Forenklet utgave av hvordan kraftnettet i Norge er koblet sammen	24
Figur 3.3	Prisområder i Norge for strøm	24
Figur 4.1	Kostnadene ved et naturlig monopol	31
Figur 4.2	Maksimering av overskuddet, $MI = MK$	32
Figur 4.3	Staten regulerer et naturlig monopol, $P=MK$	33
Figur 4.4	Badekar diagrammet: Optimal tildeling av vann i to perioder	36
Figur 4.5	Badekar diagrammet: Autarki	37
Figur 4.6	Vannkraft med handel, begrenset overføringskapasitet	38
Figur 4.7	Kraftpriser i Norge fra uke 33, 2017 – uke 1 2019 med og uten handel	40
Figur 4.8	Forenklet varighetskurve som viser hvordan flaskehalsinntekter oppstår	41
Figur 5.1	Statnetts rolle i strømmarkedet	44
Figur 5.2	Grafisk illustrasjon av peak load pricing	47
Figur 5.3	Fordeling av de tillatte inntektene til Statnett	52
Figur 6.1	Samlede flaskehalsinntekter, oppgitt i millioner kroner	52
Figur 6.2	Import og Eksport i perioden 2010 til 2021	53
Figur 6.3	Hva kraftregningen består av	57

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Dagens kraftmarked er i stor endring og er veldig aktuelt tema som engasjerer mange, spesielt nå i denne unormale tiden vi står ovenfor med høye strømpriser. Økningen i strømprisen har fått det norske folk til å reagere på at selv om Norge er Europas største vannkraftprodusent som årlig produserer nok kraft til sitt eget folk samt til ulike land i Europa, så ser prisene ut til å stige. Statnett som driver av transmisjonsnettet tjener store summer gjennom utenlandskablene, disse inntektene kommer frem gjennom målt innmating og uttak fra nettet på hver side av grensene, og blir kalt for flaskehalsinntekter (Statnett, 2020a).

Flaskehalsinntektene blir belyst og snakket om i liten grad og er derfor bakgrunnen for hvorfor vi skriver denne oppgaven.

Husholdningene dekker den største delen av nettselskapenes inntekter etterfulgt av næringsvirksomhetene (Andresen & Mook, 2015), vi skal derfor i denne oppgaven rette fokuset vårt mot husholdningene. Vi ser bort fra andre typer sluttkunder som næring/industri, kraftintensiv industri osv. Oppgaven vil ta for seg Statnetts flaskehalsinntekter fra utlandet de siste åtte årene, der vi undersøker om disse inntektene på noen som helst måte kommer husholdningene til gode. I tillegg vil en ny nettleie modell tre i inn i løpet av 2022, med høyere satser som også har fått mange til å reagere. Nettleiemodellen vil fokusere på kapasitetsoverføringen og effekten i nettet fremfor de faste kostnadene.

### 1.1.1 Fokus i oppgaven

Som nevnt i bakgrunnen legger vi hovedfokuset i oppgaven på Statnetts flaskehalsinntekter og hvordan de blir brukt samt om det kommer husholdningene til gode. I tillegg ser vi på Statnetts og nettselskapenes fordeling av kostnader som vil gå utover husholdningene i form av nettleie. Det vil være større fokus på selve flaskehalsinntektene enn nettleien, men vi vil likevel se nettleien i sin helhet i forhold til flaskehalsinntektene. Inntektene fra mellomlandsforbindelsene har hatt en stor utvikling de siste årene og skal ifølge NVE og Statnett være med på å redusere nettleien over tid (Statnett, n.d.), og på den måten kan vi fokusere på hvordan kostnadsfordelingen har vært og om dagens praksis faktisk har kommet husholdningene til gode.

### 1.1.2 Definisjoner

Det norske kraftmarkedet består av flere forskjellige sektorer som alle etterspør kraft. I oppgaven tar vi for oss sektorene alminnelig forsyning, industri, og kraftintensiv industri. Vårt fokus retter seg mot husholdningene som inngår i alminnelig forsyning. For alle som etterspør kraft vil ordet “slutt kunder” bli flittig brukt. Slutt kunder er definert som forbrukerne av kraften som transporteres gjennom kraftnettet. Husholdningene kan defineres som en husstand bestående av en til flere personer. I oppgaven skriver vi om gjennomsnittlig husholdning, husholdning bestående av et par i toromsleilighet, et par med to barn i rekkehus og et par med to eller flere barn i enebolig.

Norges totale normalårs kraftproduksjon er på omtrentlig 143,2 TWh (Energifaktanorge, 2021), en terawattime tilsvarer tusen GWh, altså vil Norges totale årlig kraftproduksjon bli 143 200 gigawattime. I mega watt time (MWh) vil dette tilsvare 143 200 000, og i kilowattime (kWh) som er mest brukt i oppgaven vil dette tilsvare 143 200 000 000.

### 1.2 Problemstilling og avgrensninger

Flaskehalsinntektene vil også øke i årene fremover, derfor er det viktig å se på om disse inntektene vil komme husholdningene til gode som lovet av NVE og Statnett. Med tanke på at flaskehalsinntektene generert gjennom utenlandsforbindelsene er sterkt regulert av EU gjennom ulike forordninger og regelverk. Derfor vil vi gjennom denne oppgaven forsøke å besvare følgende problemstillinger:

1. Hvor stor har Statnett sine flaskehalsinntekter vært de siste åtte årene?
2. Hva har flaskehalsinntektene vært brukt til?
3. Har disse inntektene kommet norske husholdninger til gode?

For å svare på disse spørsmålene er det viktig å forstå hvordan det norske kraftmarkedet er organisert på. Etter beste evne inkluderer vi hvordan flaskehalsinntektene har påvirket nettleien, og hvordan handel har påvirket kraftprisen, som igjen har påvirket konsumet og strømrregningen til husholdningene.

Flaskehalsinntektene oppstår ved overføring av kraft mellom to ulike land eller mellom elspotområdene innad i Norge. Disse inntektene oppstår som resultat av målt innmating og

uttak fra nettet og baserer seg på volum multiplisert med time spotpris i det respektive prisområdet det handles med. Ved hjelp av teori skal vi gjennom oppgaven vise til hvordan flaskehalsinntektene oppstår samt hvordan det norske kraftmarkedet er organisert på. Deretter vil vi ved hjelp av diskusjon besvare problemstillingene nevnt over.

### **1.3 Oppgavens oppbygging**

I neste kapittel vil vi gå inn på utvikling i kraftmarkedet på tilbud- og etterspørselssiden. I kapittel 3 ser vi på struktur og organisering av kraftmarkedet for å forstå hvordan kraftmarkedet fungerer. Før vi i kapittel 4 tar for oss teoretiske modeller ved drift av kraftmarkedet og går nærmere inn på hvordan flaskehalsinntekten oppstår samt hvordan Statnett bruker disse inntektene. I kapittel 5 tar vi for oss prising av kostnadene på kraftnettet, hvor vi snakker om modell for prising av nettkostnader. I kapittel 6 går vi innpå utviklingen i flaskehalsinntektene og viser en hypotetisk utregning av prisen på nettleien ved bortgang av handel. I kapittel 7 vil vi diskutere problemstillingene basert på teori og antagelser, før vi til slutt konkluderer i kapittel 8.

## 2 Utvikling i kraftmarkedet på tilbud- og etterspørselssiden

### 2.1 Etterspørsel av elektrisk kraft

Folketallet i Norge vokser, og vi kommer til å trenge mer strøm i årene som kommer, både til oppvarming og til det grønne skiftet. Etterspørselen etter kraft går opp og det utvikles stadig ny teknologi som elektriske ferjer, biler, og sykler. Over 90 prosent av kraften som produseres i Norge kommer fra vannkraft, og dette utgjør omtrent 143 Terawatt per time, heretter kalt TWh (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022). Hensikten med å vise utviklingen i kraftmarkedet er for å få en forståelse av hvordan etterspørselen etter kraft har vært, og hva de ulike kundegruppene etterspør av kraft. Ettersom kundegruppene, og da spesielt husholdningene sin etterspørsel vil avhenge av velferd og disponibel kjøpekraft. På den måten kan vi bruke kapittel 2.1 når vi skal svare på problemstillingen om økningen i flaskehalsinntekter har kommet konsumentene til gode.

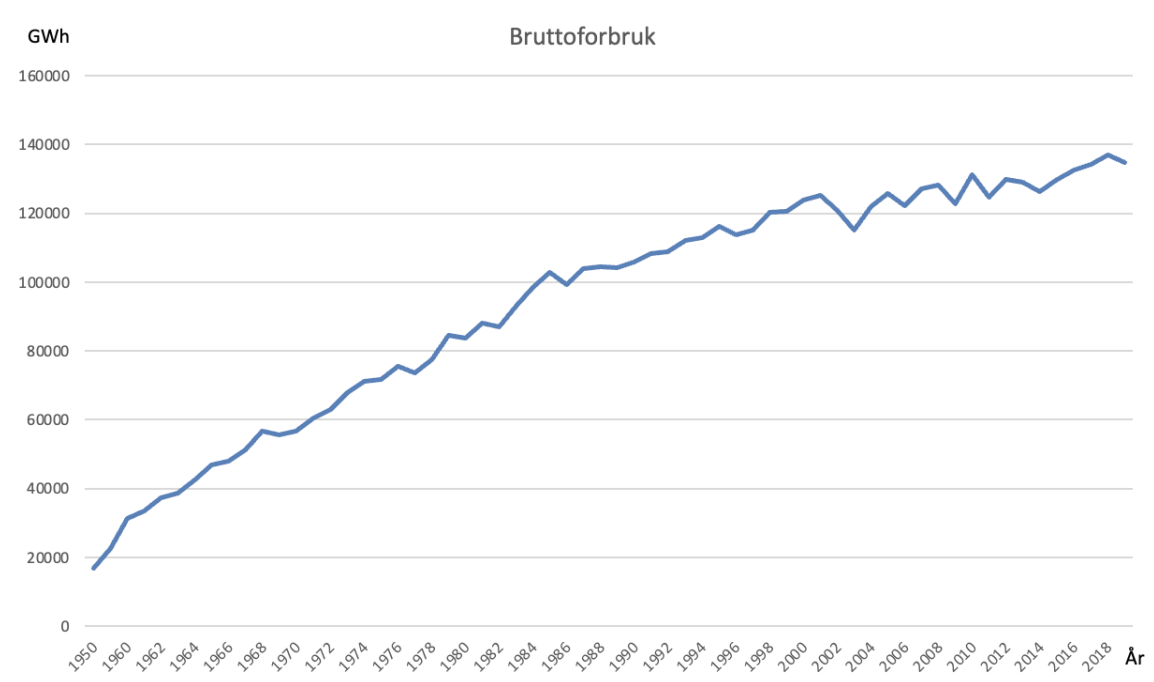
Kraftmarkedet består av ulike kundegrupper som etterspør ulik mengde kraft. Disse omfatter kraftintensiv industri, industri for utvinning av råolje og naturgass, samt alminnelig forsyning. Husholdningene som vi fokuserer på i denne oppgaven, faller under kundegruppen alminnelig forsyning. Tabell 2.1 under viser nettoforbruk av elektrisk kraft målt i Mega watt time, heretter (MWh). Av tabellen ser vi at forbruk i utvinning av råolje og naturgass står for den laveste etterspørselen på rundt 717 764 MWh, og kraftintensiv industri står for 3 223 615 MWh, mens alminnelig forsyning står for den største delen av etterspørselen på rundt 10 569 586 MWh fra januar 2021 til januar 2022 (Statistisk Sentralbyrå, 2022a).

	MWh	12 måneders endring	Prosentandel
<b>Forbruk i utvinning av råolje og naturgass</b>	717 764	-5.2	5.3
<b>Forbruk i kraftintensiv industri</b>	3 223 615	6.3	26.5
<b>Forbruk i alminnelig forsyning</b>	10 569 586	-16.7	68.2
<b>Totalt bruttoforbruk av elektrisk kraft</b>	<b>14 510 965</b>	<b>-11.0</b>	<b>100</b>

**Tabell 2.1** Bruttoforbruk av elektrisk kraft i tre ulike sektorer (Statistisk Sentralbyrå, 2022a).

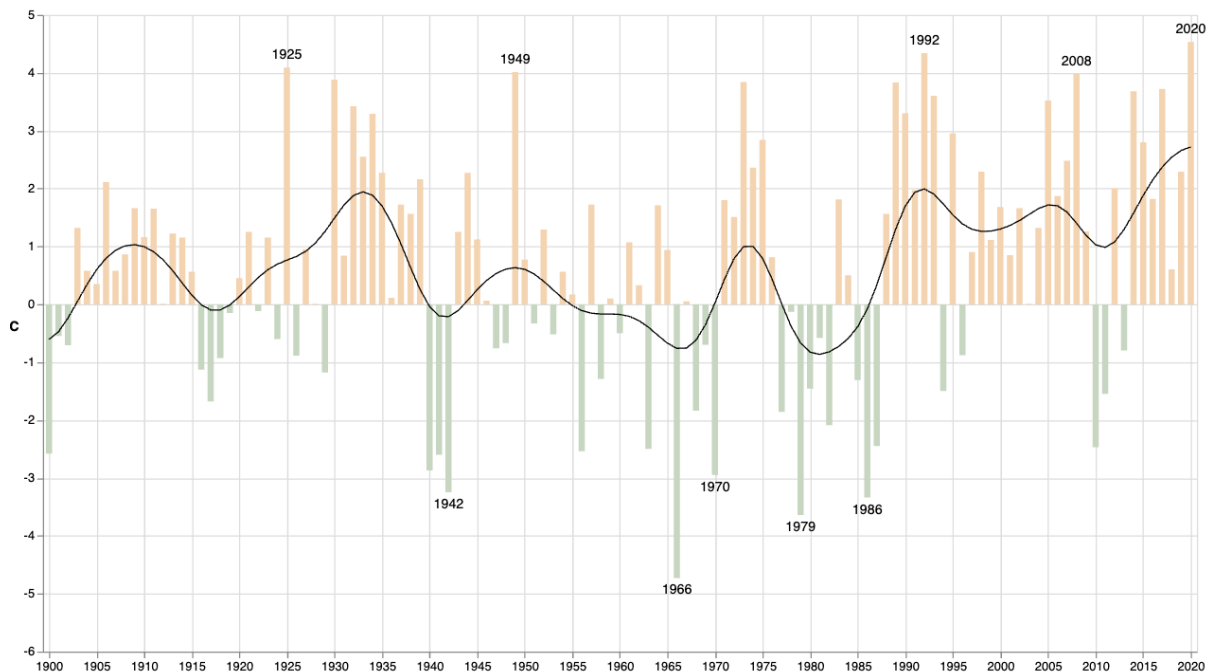
I dette kapittelet vil hovedfokuset være på alminnelig forsyning, men vi vil også nevne de andre sektorene vist i tabellen ovenfor. Her viser tabellen en 12-måneders endring hvor

utvinning av råolje og naturgass samt alminnelig forsyning har hatt en nedgang på henholdsvis 5,2 og 16,7 prosent. Det er verdt å merke seg at vi benytter nylig gitte data for tabell 2.1. Årsaken til dette er for å vise de ulike sektorene som etterspør strøm. Videre utdyping av utviklingen har vi valgt å vise i figur 2.1, som tar for seg bruttoforbruk av elektrisitet.



**Figur 2.1** Bruttoforbruk av elektrisitet (Statistisk Sentralbyrå, 2022b).

Figur 2.1 tar utgangspunkt i det totale energiforbruket fra 1950 til 2019. Her kommer det frem at energiforbruket har hatt en jevn økning fra 1960 frem til 2001 for så å falle i perioden 2002/2003. Deretter økte den frem mot 2019. For perioden mellom 1960 og 2003 var den årlige veksten i elektrisitetsforbruket fra 31 253 Gigawatt per time, heretter (GWh) til 115 130 GWh, dvs. en økning på 72,8 prosent (Statistisk Sentralbyrå, 2022b).



**Figur 2.2** Temperaturavvik fra normalen i Norge gjennom vinterperioden (Meteorologisk institutt, 2021).

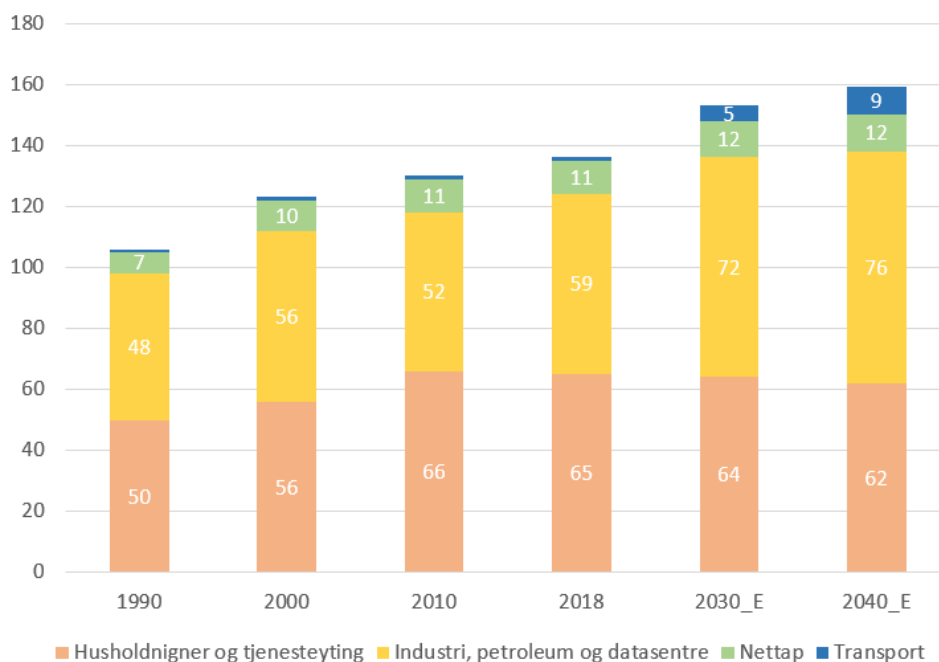
Som en del av etterspørselen etter kraft er det naturlig å se på temperaturvariasjon fra år til år, og hvordan dette har påvirket behovet for kraft. Figur 2.2 viser temperaturavvik i vinterperioden, og det er naturlig å anta at behovet for oppvarming er størst om vinteren. På grunn av økt behov vil husholdningene få en høyere kraftpris sammenlignet med sommerhalvåret, hvor det er mindre behov for oppvarming. Av den grunn har årstider for oppvarming mye å si og figur 2.2 viser temperaturen i vinterperioden.

Det er normalt å se på temperaturnormalen (1,1 grad) for å så ta utgangspunkt i om et år har vært varmere eller kaldere. Den svarte linja på figur 2.2 viser temperaturavvik, fra de gule og grønne søylene som viser temperatur i ulike årstall. Her er normaltemperaturen ansett å være fra 1961 til 1990, og vises som en buet form på den svarte linja på figuren (Meteorologisk institutt, 2021).

Som en videre satsing på klimavennlig løsninger har også den norske regjeringen som oppgave å fremme klimapolitiske virkemidler. Gjennom årene har satsingen på klimapolitikk økt og det er ulike tiltak som blir nevnt i klimaplanen for 2021 - 2030 (Klima- og miljødepartementet, 2021). For eksempel ble det i 2020 innført et forbud mot å bruke

oljefyring som en oppvarmingskilde i hjemmene. I tillegg er det innført lov om offentlige anskaffelser, som kan være kjøp av mer miljøvennlige løsninger til oppvarming eller andre formål. Når det gjelder transportløsninger er det bestemt å satse på såkalte byvekstavtaler (Klima- og miljødepartementet, 2021).

Disse avtalene innebærer at byer har mer fokus på kollektivtransport, gang- og sykkelsti. På den måten øker naturlig nok behovet for elektrisitet på kollektivtransport og el-sykler som krever strøm. Klimapolitikkens mål er å redusere utslipp i transportsektoren med flere elbiler, ferger og skip som drives av elektrisitet (Klima- og miljødepartementet, 2021). Med slike teknologiske nyvinninger er det naturlig å se på at gamle metoder for transport og oppvarming erstattes til fordel for elektriske løsninger. Det gjør at behovet for elektrisitet også vil øke i årene fremover. Som vist på figur 2.3 har det vært en betydelig vekst i bruk av elektrisitet. Enkelte år med høyere strømpriser, som f.eks. i 1997, 2002 og 2003, førte til litt reduksjon i strømforbruket.



**Figur 2.3** Utvikling i kraftforbruk og estimert kraftforbruk (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021b).

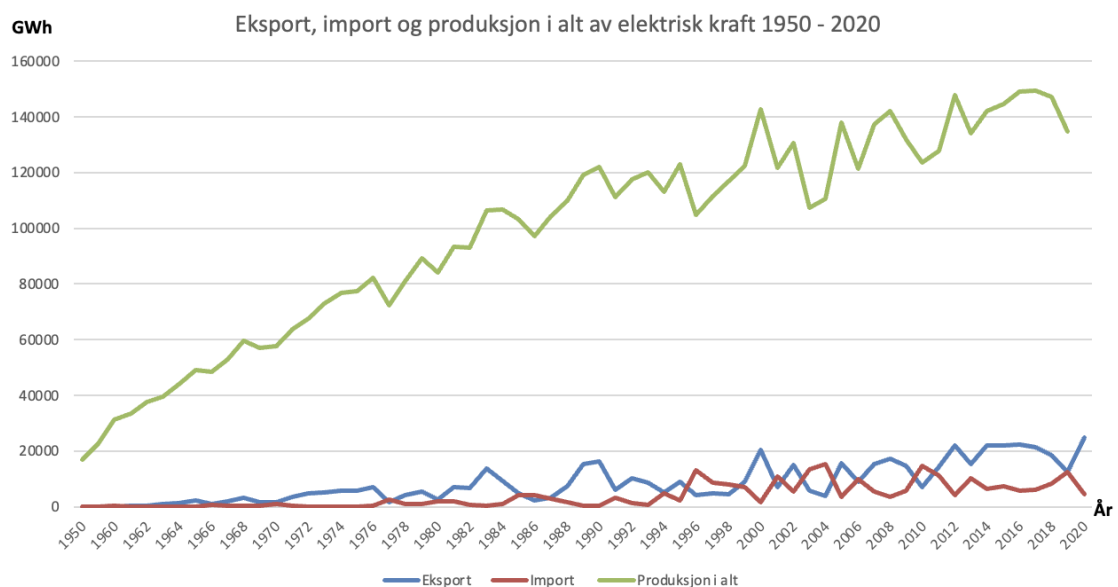
Figur 2.3 illustrerer ulike sektorer som etterspør strøm, samt en prognose av forventede kraftforbruk for 2030 og 2040. Her forventer Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) at



sektorene for transport, industri, petroleum og datasentre vil ha en økning i kraftforbruket. Når det gjelder husholdning og tjenesteyting er det ventet at det vil bli mer fokus på energieffektive apparater og oppvarmingsløsninger som reduserer kraftforbruket. Utgangspunktet for antagelsene er basert på dagens teknologi og klimapolitikk som gir grunnlag for tallene på figur 2.3 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021b).

## 2.2 Tilbud av elektrisk kraft

Ved produksjon av kraft gir dette mange muligheter til både eksport og import samt for eget bruk innenlands. Derfor vil kapittel 2.2 gi innsyn i hvordan produksjon av kraft samt eksport gjøres med andre land for å senere kunne svare på problemstillingen om hvor store flaskehalsinntektene har vært de siste årene. På den måten skal vi se på produksjon av kraft relatert til tilbudssiden, dvs. ved produksjon og tilbud av kraft. Figur 2.4 tar utgangspunkt i utviklingen fra 1950 og frem til 2019. I 1950 lå produksjonen på 16 924 GWh, mens den i 2019 lå på 134 882 GWh. Kraftproduksjonen i Norge består i hovedsak av vannkraft, men også av varme- og vindkraft. Vannkraften utgjorde rundt 90,2% mens varmekraft og vindkraft utgjorde henholdsvis 0,9 og 8,9 prosent (Statistisk Sentralbyrå, 2022a). Ved å ta utgangspunkt i vannkraft kan tilbudet av elektrisk kraft forklares ut fra en variasjon på hvor mye nedbør som kommer til vannmagasinene fra år til år. Figuren viser at vi i år 2000 hadde en kraftproduksjon på 142 816 GWh, og 107 245 GWh i 2003, dvs en nedgang på 35 571 GWh.



**Figur 2.4** Utvikling i produksjon i alt av elektrisk kraft, samt eksport og import (Statistisk Sentralbyrå, 2022b).

Som figur 2.4 viser er det store svingninger i produksjon, eksport og import av kraft. Figuren tar for seg produksjon i alt, dvs. produksjon innenfor vann-, varme- samt vindkraft og illustreres som den grønne linja langs x-aksen med årstall fra 1950 til 2020. I tillegg til innenlandsk kraftproduksjon har Norge også en variasjon i eksport og import av elektrisk kraft, hvor blå linje er eksport og rød linje er import. Langs y-aksen finner vi antall GWh fra 20 000 til 160 000 GWh.

Det norske kraftsystemet er eksportbasert og som figuren viser har Norge til enhver tid alltid hatt stor produksjon med et mindre behov for import av strøm. Importen har for det meste vært mindre enn eksporten med noen unntaksår som i 1996, 1997 og 1998 og årene 2001, 2003 og 2004 (Statistisk Sentralbyrå, 2022b). Det er verdt å merke seg hvor lite import og eksport egentlig utgjør av Norges totale forbruk som vist på figur 2.4. Vi har veldig stor kraftproduksjon her til lands, i tillegg til vår egen produksjon importerer vi når kraften er billig i utlandet og eksporterer når kraftprisen er høy i utlandet. Produksjonen i Norge er betraktelig større enn forbruket noe som fører til mye kraftoverskudd.

For å få tilstrekkelig med produksjon av kraft slik figur 2.4 viser er det naturlig å se på hvordan vanntilførselen fungerer, i tillegg til hvordan dette har fungert i Norge gjennom årenes løp. Vanntilførselen som gir vann til magasinene varierer fra årstid til årstid, samt fra år til år på grunn av de ustabile værforholdene. Statistisk sett har både yr, kraftprodusenter, Nord Pool og meteorologisk institutt en viss kontroll på månedene og årstidene med mest og minst nedbør. Totalt sett er våren den tørreste årstiden, mens høsten er den våteste årstiden i Norge, og dette varierer fra landsdel til landsdel. Østlandet har minst nedbør i månedene februar, mars og april, mens Vestlandet, Trøndelag og Nord-Norge har minst nedbør i mai. Det som er likt over hele landet er at september, oktober og november bidrar med mest nedbør til vannmagasinene (Foss, 2014). På grunn av de ulike værforholdene er det naturlig at tilbudet av elektrisk kraft vil variere fra årstid til årstid og fra år til år.

## **3 Struktur og organisering av kraftmarkedet**

### **3.1 Deregulering av kraftmarkedet**

Det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991 etter at den nye energiloven ble vedtatt i 1990. Dereguleringen la grunnlag for å etablere kraftbørsen Nord Pool i 2001. Noe som har ført til at det norske kraftmarkedet i ettertid har blitt strukturert med kraftmarkedet i store deler av Europa. Gjennom denne omorganiseringen har vi i dag fått det vi omtaler som det nordiske kraftmarkedet (Bye & Hope, 2007).

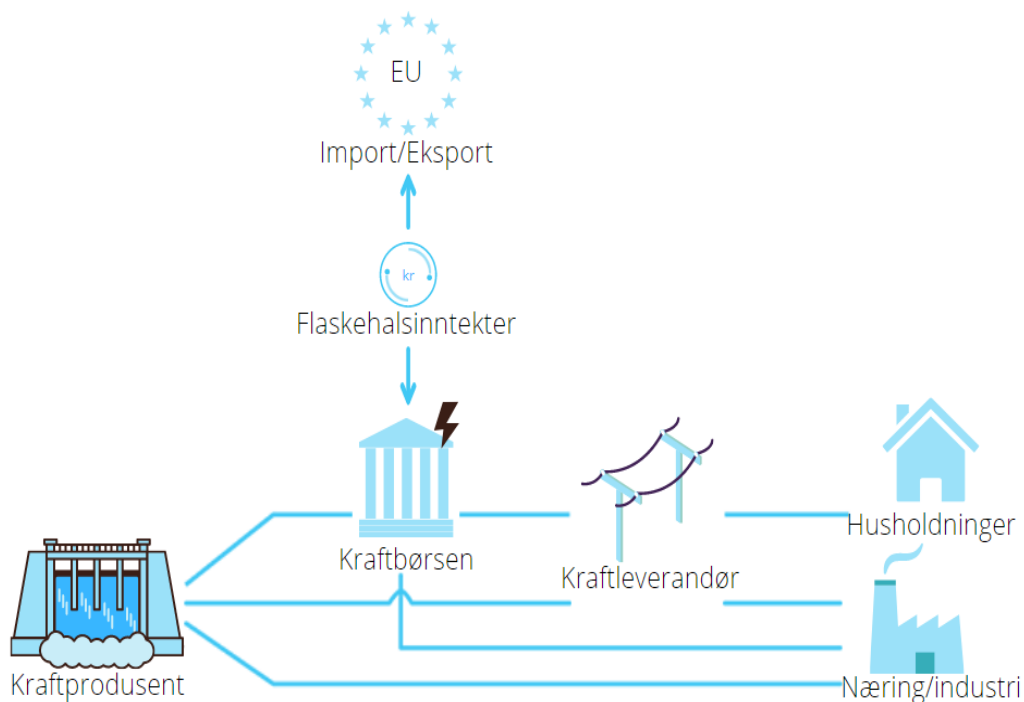
Det daværende kraftmarkedet fungerte ikke optimalt og førte til store kostnader, noe som er hovedårsaken til dereguleringen av kraftmarkedet. Politikerne på den tiden satt en kraftpris som hadde som hensikt å gjenspeile gjennomsnittskostnaden i kraftproduksjonen. Det ble opprettet fastsatte priser gjennom statsbudsjettet for Statkrafts kontrakter for å oppnå dette, og andre kraftprodusenter fulgte etter, samt krysssubsidiert mellom ulike produksjonsenheter eller ved direkte subsidiert. Ved å ha en slik prosess var det ingen sammenheng mellom investeringer, markedspriser og driften på anleggene. I 1979 økte prisene for alminnelig forsyning opp mot utbyggingskostnadene. Det var ingen systemer som la til rette for at drift og utbygging ble gjort til laveste mulig kostnad (Bye & Hope, 2007).

Som følge av ineffektiviteten skulle dereguleringen med utgangspunkt i energiloven fra 1990 bedre kraftmarkedet. Det ble utviklet et kraftmarked som bestod av spotmarkeder og suppleringer med markeder for håndtering av finansiell risiko og kapasitetstilpasninger. Dette skyldes ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Til å begynne med var dette organisert gjennom Statnett Marked AS frem til NordPool overtok i 2001 og integrerte det norske og svenske kraftmarkedet. I tillegg ble det åpnet for tredjeparter på nettet for å ikke diskriminere aktører samt sikre markedsbasert handel (Bye & Hope, 2007). Som et insentiv for å utnytte ressursene bedre, innførte NVE målestokkonkurranse og avkastningsregulering.

Videre ble Statkraft delt i to selskaper, en produksjonsenhet (Statkraft) og et nettselskap for overføringsnettet (Statnett). Når det gjaldt andre ikke-statlige selskaper ble de ikke pålagt å dele selskapet, men istedenfor pålagt å føre ulike regnskap for monopolenheten og konkurranseenhetene de eide (Bye & Hope, 2007).

### 3.2 Organisering av det norske kraftmarkedet

Illustrasjonen under har vi laget med inspirasjon fra energifakta Norge sine nettsider som drives av olje- og energidepartementet (OED). Det viser en illustrasjon av hvordan det norske kraftmarkedet fungerer og er organisert på i dag. For enkelt å forstå figuren kan vi begynne med å introdusere hvert ledd for seg.



Figur 3.1 Illustrasjon av det norske kraftmarkedet (Olje og Energidepartementet, 2017).

**Husholdninger og næring/industri:** De er hovedbrukerne av kraften som produseres i Norge, og av den grunn betaler de mest for kraften på nettet. Husholdningene kan fritt velge hvilken strømleverandør de vil kjøpe kraft fra, mens nettselskapene er faste. Det kan ikke husholdningene selv velge. Næring/industri har til en viss grad frihet til å kutte ut strømleverandør delen og kjøpe strøm direkte fra kraftprodusentene, men det kommer an på hvor nære de er et vannmagasin.

**Kraftleverandør og kraftprodusent:** En kraftleverandør kan også være eier av vannmagasiner som vil si at en kraftleverandør samtidig kan være en kraftprodusent. Kraftleverandørene har kontroll på hvor mange GWh som blir brukt av deres kunder dag for dag, og melder så denne informasjonen inn til Nord Pool og kraftprodusentene. Denne

informasjonen sender de inn for å vise hvor mye strøm de kommer til å bruke neste dag til ulike prisnivå. Kraftprodusentene kommer så med et regnestykke på hvor mye strøm de ønsker å produsere til et gitt prisnivå. Spotprisen blir så bestemt av likevekten mellom tilbud og etterspørsel, der markedet bestemmer hvor mye strøm som blir kjøpt og solgt. Kraftleverandørene har også som oppgave å fakturere for både strømforbruket til den enkelte kunden og nettleien på samme regning.

**Kraftbørsen Nord Pool:** Nord Pool er den nordiske og baltiske strømbørsen (Statnett, 2018), hvor alle kraftleverandører handler kraft fra, i nåtid til spotpris altså markedspris.

Husholdninger og næring/industri har også mulighet til å inngå en såkalt «spotprisavtale» hvor de betaler samme pris som kraftleverandørene kjøper strømmen for på kraftbørsen. Strømprisene settes hos Nord Pool basert på produksjon/tilbud og etterspørsel. På kraftbørsen fastsettes strømprisen en dag i forveien og endres time for time gjennom hele døgnet. Statnett selger også kraft til utlandet til prisene som blir satt på Nord Pool. Prisene varierer selvfølgelig i Norge og utlandet og det er denne forskjellen som danner flaskehalsinntektene. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 4.2.3.

Som nevnt i kapittel 3.1 ble Nord Pool etablert i 2001 etter at stortinget 1991 vedtok å gå fra et privatisert strømmarked (autarki) til et deregulert strømmarked, og siden har flere land sluttet seg til den norsk etablerte Nord Pool. Det er flere faktorer som påvirker hvordan strømprisen settes, hovedsakelig er det produksjon, forbruk, import og eksport som har påvirkningskraft (Nord Pool, n.d.-b).

Det norske kraftmarkedet kan deles inn i to mindre markeder, engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet finner vi flere organiserte markeder der aktørene kan legge inn bud og at prisene fastsettes der. Aktørene som kan handle i engrosmarkedet er kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Grunnen til at husholdninger og mindre næring/industri ikke kan handle i engrosmarkedet er fordi på engrosmarkedet selges kraften i store volum, noe som er langt over behovet til deres.

Husholdningene kan derimot handle i sluttbrukermarkedet, ved å inngå avtale om kjøp av kraft med en valgfri kraftleverandør. Det norske sluttbrukermarkedet består av rundt en tredel

husholdninger, en tredel industri og en tredel mellomstore sluttbrukere som hoteller og kjedebutikker (Olje og Energidepartementet, 2017).

**Import/eksport:** Kraften vi selger til utlandet overføres gjennom luftledninger og høyspent likestrøms overføringskabler (HVDC). Disse ledningene er det Statnett som eier. De mottar store beløp årlig for prisdifferensene mellom det norske kraftmarkedet og i markedet det selges til. Prissettingen skjer fortsatt på Nord Pool, og deretter blir ønsket volum med kraft overført til utlandet fra elspotområder nærmest det landet. Kraftprodusentene tjener ikke noe tilleggsbeløp ved slike kraftsalg.

### 3.2.1 Organisering av Statnett

Statnett er et statsforetak som er eid av staten ved OED. Foretaket har som ansvar å bygge, drifte og vedlikeholde det norske kraftsystemet, samt at de skal sørge for å koordinere produksjon og forbruk av kraft slik at det alltid er balanse i kraftsystemet (Statnett, 2018). Statnett har som mål å sikre kraftforsyningen gjennom drift, overvåking og beredskap døgnet rundt. Foretaket skal også legge til rette for deres kunder, samfunnet samt for å realisere Norges klimamål (Statnett, n.d.). Strømnettet er som ryggraden i det norske kraftsystemet og Statnett står som eier.

Strømnettet kan deles inn i tre, transmisjons-, regionalt distribusjons- og lokalt distribusjonsnett. Statnett som eier og drifter av transmisjonsnettet, får en betydelig del av inntekten sin gjennom flaskehalsinntekter, som oppstår som følge av kraftflyten gjennom overføringsledninger ut av landet. I tillegg får Statnett inntjening fra transmisjonsnettet innad i Norge når strømmen selges mellom elspotområdene. Dette nettet blir sett på som starten på ferden til strømmen fra kraftprodusent til sluttbruker (Se figur 3.6). Tall fra 2018 viser at det var omtrent 11.000 km med transmisjonsnett som gikk på tvers gjennom landsdelene i Norge og videre til utlandet (Abrenna, 2018).

Myndighetene regulerer, kontrollerer og fastsetter årlig rammeinntekter for Statnett. Disse inntektene skal være med på å dekke kostnadene Statnett måtte ha knyttet til å utvikle, investere og vedlikeholde nåværende og nye transmisjonsnett. I tillegg skal det gi en rimelig avkastning på deres investeringer. Dette med forutsetningen om at nettet planlegges, bygges,

driftes, utnyttes og vedlikeholdes på en kostnadseffektiv måte (Statnett, 2016). Det er verdt å nevne at i papiret om utviklingen i Statnetts kostnader i perioden 2016 - 2020, kom det også frem at den tillatte inntekten til Statnett har økt med 1.5 milliarder kroner i perioden, og ser ut til å fortsette og øke i årene fremover, spesielt avkastningen deres (Statnett, 2016).

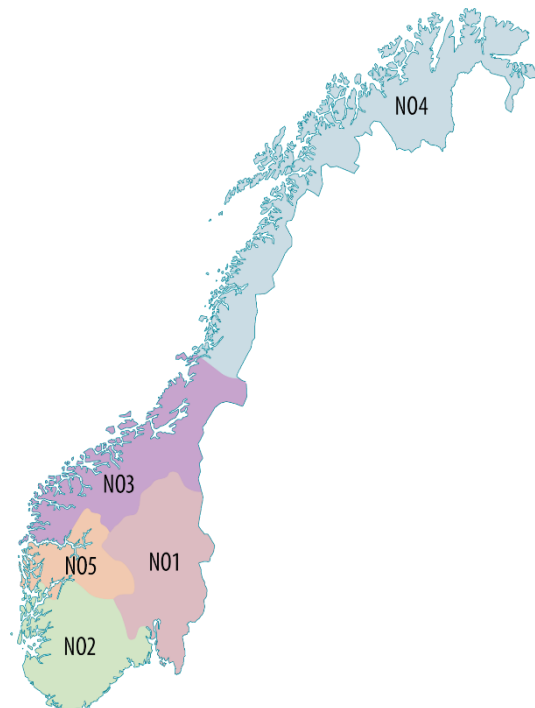
Transmisjonsnettene kan ikke operere alene og derfor har vi regionalnettet som binder transmisjonsnettene sammen med distribusjonsnettene. Vi kan se på transmisjonsnettene som en motorvei, og regionalnettet som fylkesvei, og til slutt distribusjonsnettene som en kommunal vei i systemet. I 2018 hadde regionalnettet en lengde på 19 000 km og lokalnettet en lengde på 300 000 km som går helt ut til sluttkunden (Abrenna, 2018).



**Figur 3.2** Forenklet utgave av hvordan kraftnettet i Norge er koblet sammen.

Norge er et lite men langt land og for å ha kontroll på kraftoverføringen og prisen, har landet blitt delt inn i fem elspotområder (prisområder).

Elspotområde 1 gjelder på Østlandet fra Viken og oppover. Elspotområde 2 gjelder for Sørlandet inkludert den sørlige delen av Viken, Rogaland og sørlige delen av Vestlandet. Elspotområde 3 gjelder for nordre og den vestlige delen av Vestlandet, Møre og Romsdal, deler av Innlandet og Trøndelag til Tunnsjødal. Elspotområde 4 gjelder for resten av Trøndelag og hele Nord-Norge. Elspotområde 5 gjelder for midtre del av Vestlandet og opp til Sognefjorden og Indre Sogn, og den vestlige delen av Viken og Innlandet. Hvert elspotområde er delt inn i mindre områder hvor nettselskapene opererer.



**Figur 3.3** Prisområder i Norge for strøm (Oljedirektoratet, n.d.).

### 3.2.2 Nettselskap

Statnett fakturerer kostnader de ikke får dekket med flaskehalsinntektene videre til nettselskapene, som igjen fakturerer det videre til husholdninger og andre sluttbrukere. Før de gjør dette legger de også på sine kostnader. Som Brunborg (Brunborg, 2020) skriver i sin bok så betaler sluttkunden for strømmettet uten at de står som eier. Vi kommer mer inn på hvordan kraftsystemet finansieres i kapittel 3.3. Regional-, og distribusjonsnettene i hvert geografisk område rundt om i Norge eies av forskjellige nettselskaper. De skal sørge for at overføring av strøm går plettfritt fra kraftprodusent til sluttbruker, samtidig som de er ansvarlig for overvåking, vedlikehold og utbygging av nettet. Sluttbrukeren kan ikke velge hvilket nettselskap de ønsker, fordi nettselskapene er et naturlig monopol. Selv om nettselskapene har monopol kan de ikke ta den prisen de selv ønsker til en viss grad da de blir sterkt regulert av (NVE) og dens enhet Reguleringsmyndighetene for energi (RME) (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2020). RME har tillatelse til å regulere nettselskapene økonomisk ved å fastsette en årlig inntektsramme som gir nettselskapene en øvre begrensning på hvor mye de kan ta betalt for overføring av strøm.

I dag er det litt over 100 nettselskaper i Norge (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021a), hvor de ti største selskapene står for opp mot 70 prosent av kraftleveransen i det norske vannkraftsystemet. Antall nettselskaper har vært fallende de siste årene på grunn av at de har blitt slått sammen eller blitt lagt ned. Noen eksempler på nettselskaper som fortsatt eksisterer er Elvia, som er Norges største nettselskap og driver strømmettet til rundt 2 millioner innbyggere i Innlandet, Oslo og Viken. Elvia ble til i 2020 etter at Hafslund Nett og Eidsiva Nett ble slått sammen. Et annet eksempel er BKK Nett som driver strømmettet i store deler av Vestlandet. Nettselskapene er ofte eid eller delvis eid av kommuner eller fylkeskommuner (Olje og Energidepartementet, 2019), og bidrar med store inntekter til kommunens vekst i form av avkastning, utbytte og eiendomsavgift.



### **3.3 Finansiering av det norske kraftmarkedet**

Slik det norske strømmarkedet er organisert på i dag, er det få aktører som eier og driver strømmettet. Strømmarkedet består av Statnett, nettselskaper, kraftleverandører og kraftprodusenter, hvor Statnett og nettselskapene er naturlig monopol. Som nevnt tidligere har Statnett og nettselskapene som oppgave å drifte, bygge og vedlikeholde nettet de er ansvarlig for i forskjellige deler av landet, noe som skaper store kostnader. Disse kostnadene er det noen som må ta seg av og betale. Aktørene kan med naturlig monopol bruke nettleie modellen som en måte å legge kostnadene over på forbrukerne, som på den måten får produsenter og forbrukere til å ta hensyn til overføringstapet og begrense overføringskapasiteten (Valseth, 2022). Vi presenterer her først dagens nettleiemodell og deretter den nye nettleiemodellen, før vi skriver videre om hvordan nettleien brukes til å dekke naturlig monopolets kostnader.

#### **3.3.1 Gammel nettleiemodell**

Dagens nettleiemodell som er gjeldene for mesteparten av nettkundene i Norge frem til våren 2022 velger vi å kalle “gammel nettleiemodell”, dette på grunn av at det blir innført en ny nettleiemodell fra og med 1. juli 2022. Den gamle nettleiemodellen består av et fastledd og et energiledd og satsen varierer fra landsdel til landsdel og mellom ulike nettselskap. Fastleddet holder seg uendret uansett forbruk og fungerer som en koppskatt, dvs. en regressiv skatt der husholdninger med god økonomi ikke merker stort til, mens husholdninger med lav økonomi får et betraktelig større velferdstap (Valseth, 2022). Energileddet reflekterer kostnaden som husholdningene påføres ved bruk av strømmettet, og forbrukerne betaler en pris som er lik de marginale kostnadene som påføres av aktørene når strømmen brukes.

Ettersom det produseres varme ved overføring av strøm gjennom nettet, fører denne varmen til at det oppstår krafttap. På den måten skal energileddet gjenspeile tapskostnadene ved overføring av strøm. Dette tapet kan øke betraktelig om forbrukerne nærmer seg kapasitetsgrensen. For å få en effektiv utnyttelse på nettet brukes det punktvis energiledd, dvs. punkter der man finner de marginale tapskostnadene. Ordningen for energileddet er slik at alle konsumentene betaler for nettselskapenes områder (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019).

### 3.3.2 Ny nettleiemodell

Hovedforskjellen med den gamle nettleiemodellen kontra den nye er at fastleddet blir endret til et såkalt kapasitetsledd. Et kapasitetsledd blir bestemt ut fra den timen du bruker mest strøm samtidig fra måneden før, og gis som et beløp per måned. På den måten kan konsumentene jevne ut strømforbruket, og få et lavere kapasitetsledd istedenfor å bruke all kraften på en gang. For eksempel vil det for husholdnings konsumentene ikke lønne seg å bruke alle elektriske apparater på en gang, som komfyr, vaskemaskin og elbil-ladere (Energinorge, n.d.). Når det gjelder energileddet fungerer dette stort sett som før, og bestemmes av hvor mange kWh strøm konsumenten bruker totalt. Den nye endringen legger til rette for at kraftprisen blir billigere på kveldstid enn dagtid. Det legges også til rette for at noen selskaper har lavere energiledd i helger og sommerhalvåret fordi nettet blir mindre belastet (Energinorge, n.d.).

Nå som vi har presentert den gamle og den nye nettleiemodellen kan vi gå tilbake til hvordan nettleien brukes til å finansiere strømmettet. Nettleie satsene er relativt stabil gjennom året i motsetning til strømprisen som varierer time for time. Siden mesteparten av strømmen produseres på Sørvest og Vestlandet generelt, viser tall fra 2021 at et nettselskap på Vestlandet hadde den minste nettleien på 21,3 øre/kWh og et nettselskap i Nordland den høyeste på 55,4 øre/kWh (Brenna, 2021a). Svein Roar Brunborg, tidligere energiembedsmann og en av grunnleggerne av energiloven mener at nettleien burde ha vært enda mindre, da sluttkunden i dag betaler 75 prosent av de faste kostnadene på transmisjonsnettet og nesten 100% av sitt lokale nett. Brunborg mener at overskuddene som går direkte til eierkommunen av kraftnettet, og deretter indirekte til kraftkunden ikke gir intensiver til å senke nettleien for sluttkunden (Brenna, 2020). Vi vil komme nærmere inn på dette i diskusjonsdelen i kapittel 7.

Som et eksempel kan vi benytte den nye nettleie modellen. Her ser vi at kostnadsfordelingen for en leilighet inkluderer et fast kapasitetsledd og energiledd (forklart over). Utenom selve nettleien inneholder strømrregningen også ENOVA avgift, el-avgift og merverdiavgift (Mva). ENOVA avgiften er på ett øre/kWh og går til Klima- og energifondet. El-avgiften går til staten hvor nesten alle i Norge blir belastet en fast sum per kWh forbruk. Den delen av landet som slipper unna denne avgiften er Finnmark fylke og kommunene Karlsøy, Kvæningen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord i Troms fylke. Merverdiavgiften er på 25

prosent av nettleien, også her slipper husholdningene i noen fylker unna (Nordland, Troms og Finnmark).

Stortinget har vedtatt å utsette innføringen av den nye nettleie modellen, men nettselskapene kan likevel overkjøre denne vedtekten og innføre den nye modellen (Barstad, 2021b). De ti største nettselskapene som står for forsyning av strøm til over 2,4 millioner kunder av totalt 3,2 millioner kunder, har sluttet seg til denne vedtekten og velger å ikke innføre den nye modellen før våren 2022 (Öberg, 2021).

### **3.3.3 Den langsiktige finansiering av kraftmarkedet**

I tillegg har omstillingen til det grønne skifte begynt for alvor. Statnett har som mål å øke kapasiteten på nettet til å håndtere 220 TWh, mot dagens kapasitet på 140 TWh (Statnett, 2021a). Som en del av det grønne skifte ser vi også en framgang i andre teknologiske løsninger. Et av disse innebærer vindkraft, og i 2012 inngikk Norge en avtale med EU om å øke produksjonen med 13,4 TWh. Som et ledd i denne operasjonen var hensikten å øke antallet av nye og høyt ønskede kraftverk. Gjennom avtalen med EU var hensikten å ha en makspris som produsenten skulle betale for bruk av sentralnettet, som på den måten gjør at vindkraftverk ikke blir for dyre (Brenna, 2020). Ettersom Norge er langstrakt land og delt inn i flere elspotområder vil videre utbygging og finansiering av vindkraft resultere i enda større avstander for det nasjonale kraftnettet. På den måten vil den økte strømproduksjonen sendes over store avstander og bli solgt til utlandet. Det resulterer i økt behov for overføringskapasitet som per dags dato sluttkunden betaler for (Brenna, 2020).

I tillegg til private husholdninger har vi også de ulike næringsvirksomhetene og husholdningene som finansierer kraftnettet. Som nevnt tidligere har vi sektorene for tjenesteytende næring, kraftintensiv industri, samt industri unntatt kraftintensiv industri. Tjenesteytende næring gjelder alle virksomheter som yter tjenester til privat og offentlig sektor. For eksempel kan dette være varehandel, transport og lagring. Når det gjelder industri unntatt kraftintensiv industri gjelder dette for produksjon av papir, trevare og bergverk for å nevne noen. Til slutt har vi kraftintensiv industri som dekker produksjon av kjemiske råvarer, jern, stål osv. (Statistisk Sentralbyrå, 2022a). Det er disse næringene som i dag, og i fremtiden vil finansiere kraftnettet på langsikt gjennom bruk.

Andre måter det norske strømmarkedet finansieres på er med fortjenesten fra kraftsalg til utlandet samt mellom elspotområdene innad i landet. Denne fortjenesten kalles for flaskehalsinntekter som vi kommer mer innpå i kapittel 4.2.4. Flaskehalsinntektene tas inn av Statnett og går primært til å dekke kostnader relatert til utenlandskablene som er nevnt i forordning 714/2009, 3. energimarkedspakke (mer om dette i kapittel 4.4). Basert på funnene over kommer det frem at sluttbrukeren ender opp med å måtte betale mest og er en stor bidragsyter for at Statnett sammen med nettselskapene får finansiering ved sin drift.

## 4 Teoretiske modeller for drift av kraftmarkedet

### 4.1 Naturlig monopol

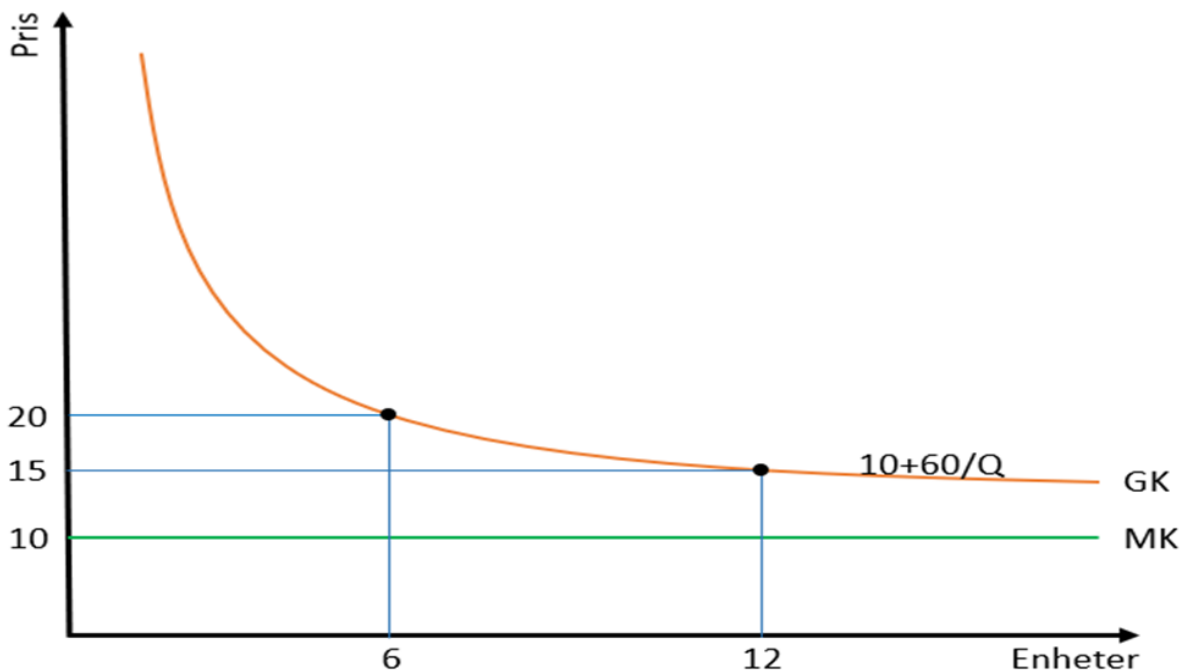
For at det norske kraftmarkedet skal fungere så er de avhengig av kraftnettet (transmisjons-, regionalt distribusjons- og lokalt distribusjonsnett) for overføring av strøm fra kraftprodusent til sluttbruker. Eierne av kraftnettene rundt om i landet er et naturlig monopol med fallende gjennomsnittskostnad per enhet produsert på grunn av de høye investeringskostnadene selskapene pådrar seg samt de lave marginalkostnadene, også kalt subadditiv kostnadsfunksjon. Det vil si at jo mer strøm de overfører, jo lavere kommer gjennomsnittskostnaden til å bli.

For å sette dette i perspektiv kan vi tenke oss  $m$  antall nettselskaper, som overfører  $Q$  enheter strøm. Den totale overføringen av strøm er gitt av tilbud og etterspørsel, og for å forenkle dette enda mer kan vi anta at alle produsentene har lik produksjonsteknologi noe som betyr at de også har lik kostnadsfunksjon. Hvis betingelse (4.1) under er møtt, vil det være både stordriftsfordeler og lønnsomhet med bare én produsent i markedet (Larsen, 2019):

$$(4.1) \quad C(Q) < C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_m)$$

Hvor  $Q = \sum_{i=1}^m q_i$

Kostnadene ved et naturlig monopol er illustrert i figur 4.1. Y-aksen representerer pris mens x-aksen representerer antall enheter produsert. Vi ser av figuren at et naturlig monopols marginale kostnad ( $MK$ ) illustrert med grønn er horisontal og konstant, uansett hvor mange enheter virksomheten leverer. Fordi når nettselskapet har lagt en ledning trenger de ikke å ta det vekk når husholdningen flytte da noen andre vil bosette seg der. Gjennomsnittskostnaden ( $GK$ ) representert med oransje er fallende når selskapet har flere enheter ( $Q$ ) å fordele de faste kostnadene på. Gjennomsnittskostnaden består av marginalkostnaden + de faste kostnadene (investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader) dividert på totalt antall enheter levert  $GK = MK + \frac{F}{Q}$  (Perloff, 2017a). Enkelt forklart så er  $GK$  fallende på grunn av de høye investeringskostnadene som fordeles utover antall enheter levert. Få enheter levert resulterer i høy kostnad per enhet, mange enheter levert resulterer i lav kostnad per enhet.



**Figur 4.1** Kostnadene ved et naturlig monopol.

Nå som vi vet at  $GK$  er fallende og  $MK$  konstant, kan vi finne ut om betingelsen (4.1) er møtt eller ikke. Hvis vi tar for oss et marked med etterspørsel etter 12 enheter strøm, hvor det kun er en virksomhet som tilbyr strøm, der  $MK$  for ett enhet levert er 10 kroner og virksomhetens faste kostnader ( $F$ ) er 60 kroner.  $GK$  for hver enhet strøm levert er 15 kroner, dette fører til at den totale kostnaden for 12 enheter strøm kommer på 180 kroner ( $15 \cdot 12$ ).

Hvis vi i det samme markedet antar at de nå er to virksomheter som tilbyr strøm, og hvert selskap får levere 6 enheter hver, betyr det at selskapene må bygge hvert sitt nett anslagsvis parallelt. Dette vil føre til at  $F$  øker til  $2 \cdot 60$  kroner og  $MK$  til 20 kroner fra 10 kroner når det kun var en tilbyder i markedet. Med to selskaper i markedet vil den totale kostnaden lande på 240 kroner ( $20 \cdot 12$ ), noe som støtter betingelsen vår om at  $C(Q) < C(q_1) + C(q_2)$ .

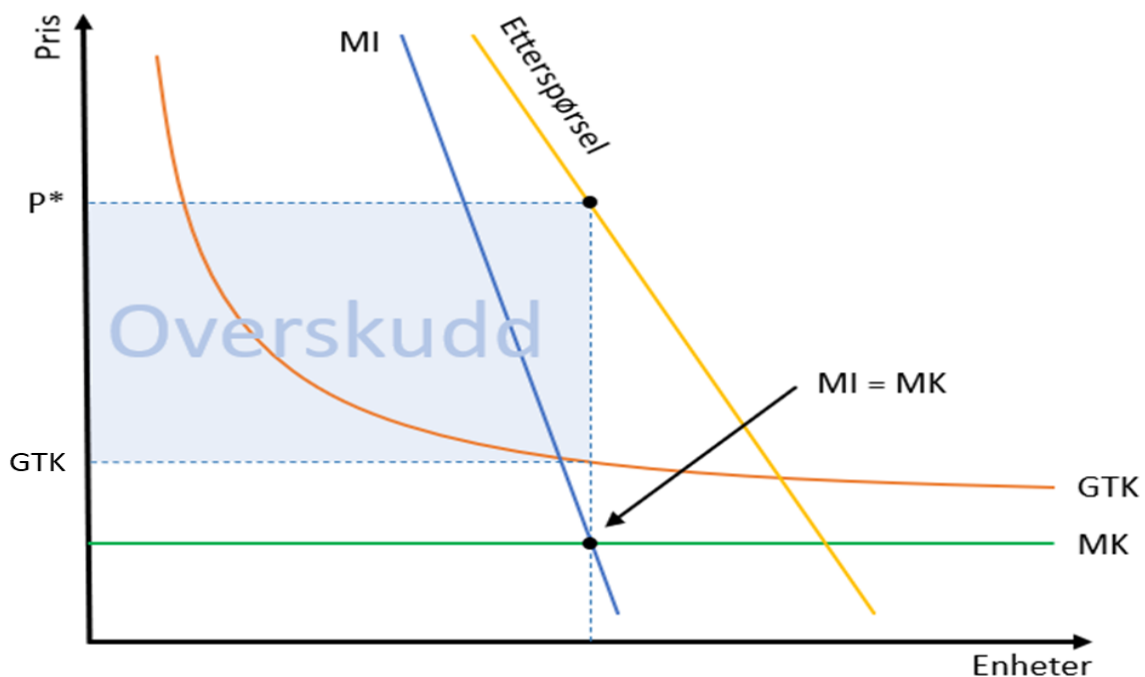
Uansett hvordan fordelingen av de 12 enhetene strøm hadde vært mellom selskapene så ville de totale kostnadene fortsatt blitt høyere enn hva den var med kun en tilbyder. Noe som tyder på at det både er mer lønnsomt samt samfunnsøkonomisk rasjonelt å øke kapasiteten i ett av nettene og ha kun ett selskap som tilbyr strøm, per geografisk område. I Norge er det Statnett og nettselskapene som eier strømmettet, det vil si at Statnett og de rundt 100 nettselskapene er i et marked hvor det er samfunnsøkonomisk mest effektivt med bare én aktør enn en marked med

flere aktører. Det kalles naturlig fordi virksomhetens konkurranseevne gjør det mulig for virksomheten å posisjonere seg som selskapet som tilbyr produkter til den beste prisen og kvaliteten og dermed erstatter andre konkurrenter (Perloff, 2017b).

#### 4.1.1 Hvordan regulere et naturlig monopol

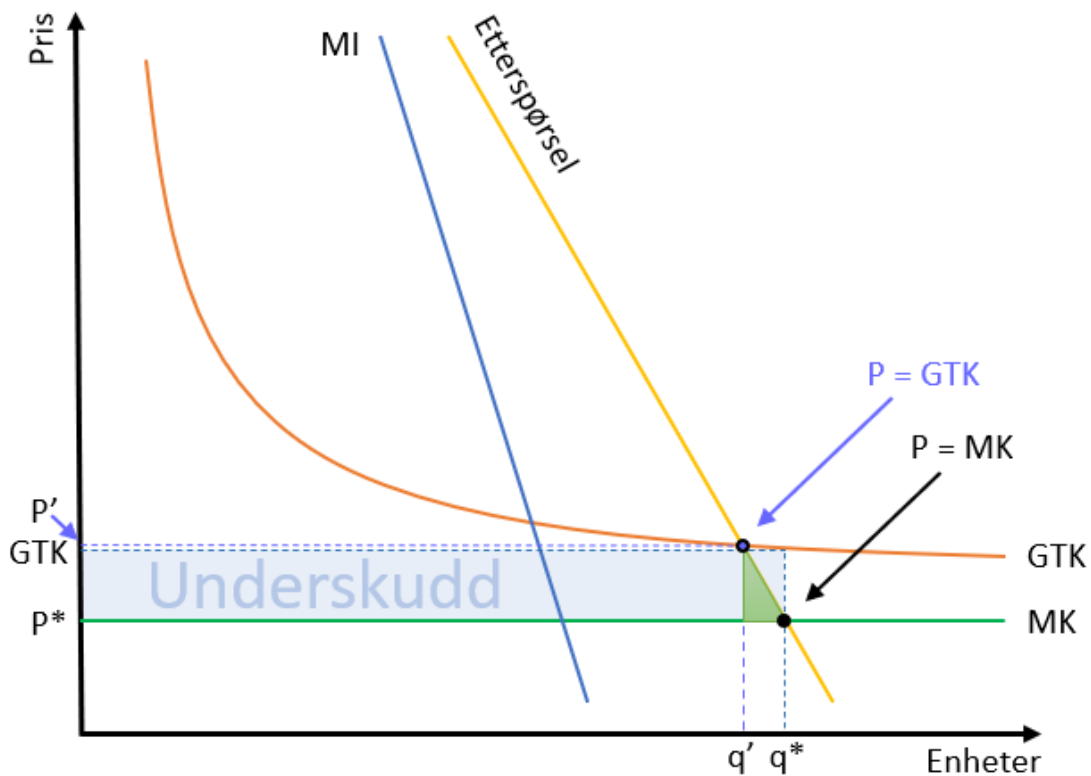
Vanligvis er det slik at en markedsleder kan sette prisene i markedet uten å være redde for at noen stjeler markedsandel fra de, slik ville det ha vært for et naturlig monopol også dersom de ikke hadde blitt regulert av staten. Statnett har monopol på nettet, men blir fortsatt sterkt regulert av myndighetene. Det er flere måter staten kan gripe inn og regulere et monopol på, og noen av disse metodene blir brukt for å regulere det norske kraftmarkedet. For eksempel så har enheten RME som oppgave å sørge for at Statnett sammen med andre aktører overholder regelverket slik at det er like konkurransevilkår i kraftmarkedet og et effektivt drevet strømmnett (Norges vassdrags- og energidirektorat, n.d.).

Ifølge Perloff (Perloff, 2017a) så vil en bedrift med naturlig monopol alltid produsere nok til å maksimere overskuddet sitt, og dette skjer når marginalinntekten er lik marginalkostnaden, vist ved punktet hvor  $MI = MK$  i figur 4.2. Prisen på varen representert i Y-aksen bestemmes av størrelsen på etterspørselen. Som også vist på figuren så sitter monopolet igjen med alt over gjennomsnittlig totalkostnad ( $GTK$ ) og opp til prisen ( $P^*$ ) som var satt på varen.



**Figur 4.2** Maksimering av overskuddet,  $MI = MK$ .

Med et så stort overskudd og så høy pris, er RME nødt til å gripe inn og be aktørene sette pris lik marginalkostnad ( $P = MK$ ) for å opprettholde velferden til sluttbrukerne. Som vist i figur 4.3 må monopolet ved punkt  $P = MK$  operere som i en konkurranse marked, noe sluttbrukerne vil være glade for ettersom det koster svært lite å få konsumert mye av varen. For monopolet derimot vil dette være en katastrofe, ettersom prisen på strøm er satt ned tilsvarende marginalkostnaden, som i dette tilfellet er konstant. Siden gjennomsnittskostnaden  $GTK$  er større enn marginalkostnaden  $MK$  vil det å produsere  $q^*$  enheter strøm gi et underskudd  $GTK(q^*) > P^*$ , gitt ved punktet hvor  $q^*$  treffer  $GTK$  kurven i figur 4.3. Et prisregulert naturlig monopol som denne, vil sannsynligvis true med å forlate markedet, og med ingen som kan overta må staten forsøke å finne kompromiss slik at bedriften blir igjen.



**Figur 4.3** Staten regulerer et naturlig monopol,  $P=MK$ .

Dette leder oss til den andre måten staten kan regulere monopolet på. Staten kan fortsatt be aktøren om å la prisen være lik marginalkostnaden, men denne gang subsidierer staten underskuddet frem til gjennomsnittlig total kostnad for antall  $q$  produsert er lik prisen  $GTK(q^*) = P^*$ . Subsidiering vil gå utover forbrukernes skattepenger, noe som er negativt for statens fremtid som det regjerende partiet. Det beste staten kan gjøre i en slik situasjon har vi



illustrert i figur 4.3 med lilla stiplet linje hvor monopolet får lov til å sette litt høyere pris slik at  $P' = GTK$  og konsumert mengde lik  $q'$  istedenfor å subsidiere tapet deres. På den måten kan monopolet både dekke kostnadene sine og få en ikke-negativ profitt. Dette fører til at konsumenter med lav betalingsvillighet enn  $P'$  ikke vil konsumere godet og vi får et samfunnsøkonomisk tap i forhold til førstnevnte metode (markert med grønn trekant i figuren).

En tredje måte staten kan regulere et naturlig monopol på er ved å la bedriften prisdiskriminere (Joskow, 2007), istedenfor å ha en høy pris over hele landet. Statnett og nettselskapene prisdiskriminerer mellom forskjellige kunder, som i favør av kraftintensiv industri fremfor husholdninger og andre kunder (Bye & Strøm, 1987).

I 2020 bestemte RME seg for å regulere Statnett og de andre aktørene ytterligere med å sende inn en ny modell inn til høring, der formålet med modellen var å styrke insentivene til Statnett for å drive kostnadseffektivt, samt at nettleien ikke skal øke mer enn nødvendig. Modellen gir også mulighet til høyere avkastning til Statnett og de andre aktørene dersom de klarer å løse oppgavene sine på en effektiv måte (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2020).

## **4.2 Førsund modell**

### **4.2.1 Betydning av periode 1 og periode 2**

Periode 1 er perioden med varme og da er selvfølgelig etterspørselen etter strøm også minst, fordi hovedbrukerne av strømmen (husholdninger) ikke trenger strøm til hverken oppvarming eller belysning i like stor grad som på vinteren. Vanntilførselen til magasinene pleier også å være størst i denne perioden, ettersom snøen og isen begynner å smelte samt at tidlig sommerregn bidrar til at magasinene fylles opp og i noen tilfeller overfylles. For at vannet i magasinene ikke skal bli bortkastet blir strømmen ekstra billig her til lands, samtidig som at Statnett kan eksportere noe av kraften. De billige kraftprisene på våren og sommeren kan bidra til at magasinene blir tappet for mer vann enn antatt i håp om at høstregnet vil fylle den opp igjen, før etterspørselen etter strøm øker i slutten av periode 1.

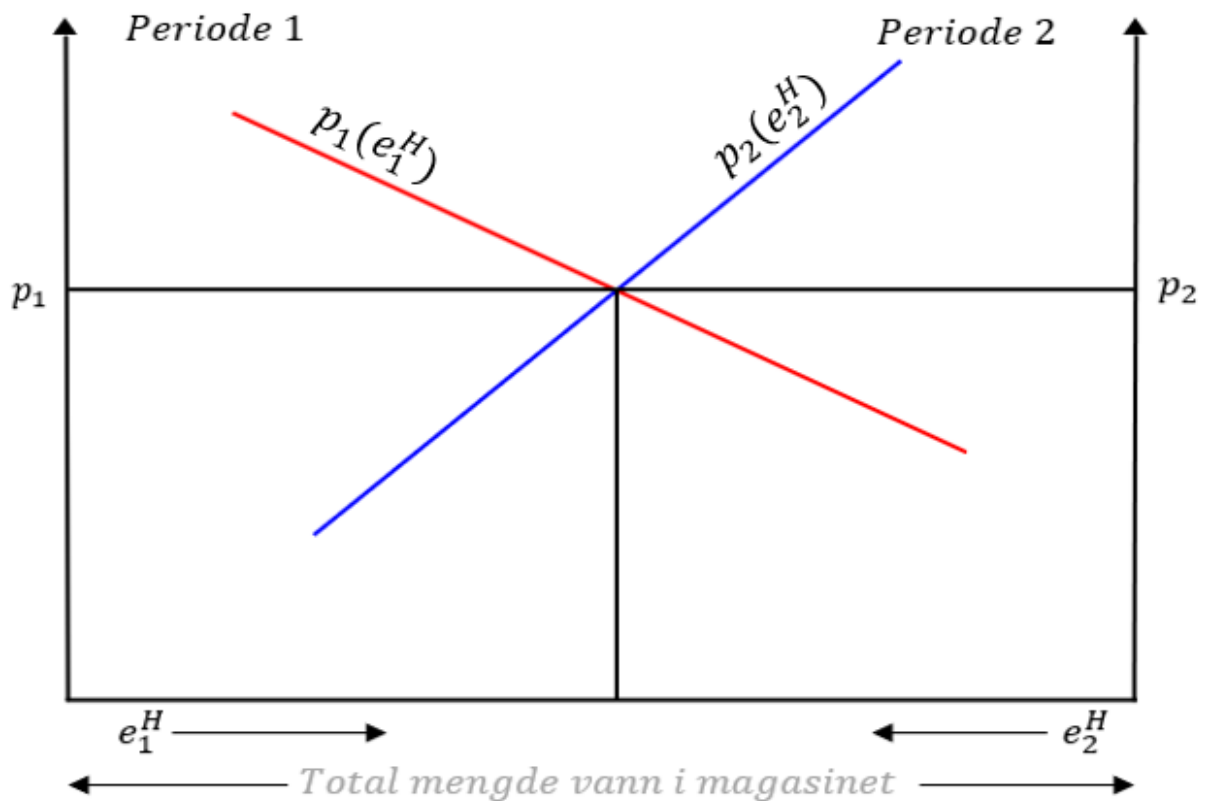
I Norge som de fleste land i verden så er strømforbruket størst i periode 2 (høst og vinter), og derfor er det viktig at vannmagasinene består av så mye vann som mulig når denne perioden trer inn slik at behovet til folket blir dekket. Ut ifra tall gitt av Nord Pool kommer det tydelig

frem at strømmen også er dyrest i denne årstiden (Nord Pool, n.d.-a). Grunnen for at strømprisen som oftest er høyest i periode 2 skyldes at etterspørselen etter strøm også øker på grunn av at sluttbrukerne trenger varme og belysning, og som sagt tidligere pleier vannmagasinene å være tappet for mye vann i slutten av periode 1 og starten av periode 2, i vente om at høstregnet vil fylle det opp igjen, men på grunn av uforutsette endringer i været så er det ikke alltid slik.

Det hender også at regnet fra høstperioden trekkes ned i jorden på grunn av tørke, istedenfor å fylle magasinene. Når kulden inntreffer i tillegg til at det er vindstille havner vi i en situasjon hvor tusenvis av husholdninger skrur på varmen, noe som fører til at strømforbruket øker og som igjen fører til at magasinene blir tappet for enda mer vann (Fjordkraft, 2021). I en slik situasjon vil markedet havne i et tilbud og etterspørsel situasjon hvor strøm blir sett på som en normal gode med lite tilbud og stor etterspørsel, og fører til at mye av kraften må importeres fra andre land til en høyere pris. Etersom Norge ikke skal bygge ut flere elver, og folketallet fortsetter å øke samt at alt skal elektrifiseres, blir det vanskelig å levere nok kraft hele tiden, og derfor må vannkraften utnyttes bedre, noe som kan gjøres gjennom handel.

#### **4.2.2 Beskrivelse av Førsund modell**

Som en del av teorikapittelet skal vi ta for oss den grunnleggende modellen til Finn R. Førsund for et badekardiagram. Modellen til Førsund tar for seg oppsamling av nedbør samt smeltevann, og gir en god forståelse på hvordan Statnett og kraftprodusentene tenker når de driver handel med utlandet. I tillegg viser modellen hvordan kraftmarkedet i et autarki hadde sett ut. I modellen brukes det såkalt reservoar dynamikk, dvs. hvordan tilsiget av vann fungerer i et reservoar. I Norge er det estimert at 70 prosent av den totale vannmengden kommer fra tilsig i periode 1, noe som er naturlig med tanke på at vår/sommer er perioden med snøsmelting (Førsund, 2007). Figur 4.4 er delt inn i de samme to periodene forklart over i kapittel 4.2.1, og viser fyllingsgraden, samt beholdningen i vannmagasinene i forhold. Videre tar modellen for seg at det bare skjer tilsig av vann i periode 1 og at produksjon av elektrisitet har høy grad av effektivitet. Vi legger til en antagelse om at det er mulighet til ubegrenset overførbarhet av vann mellom periodene gitt mengde vann som er tilgjengelig etter første periode.



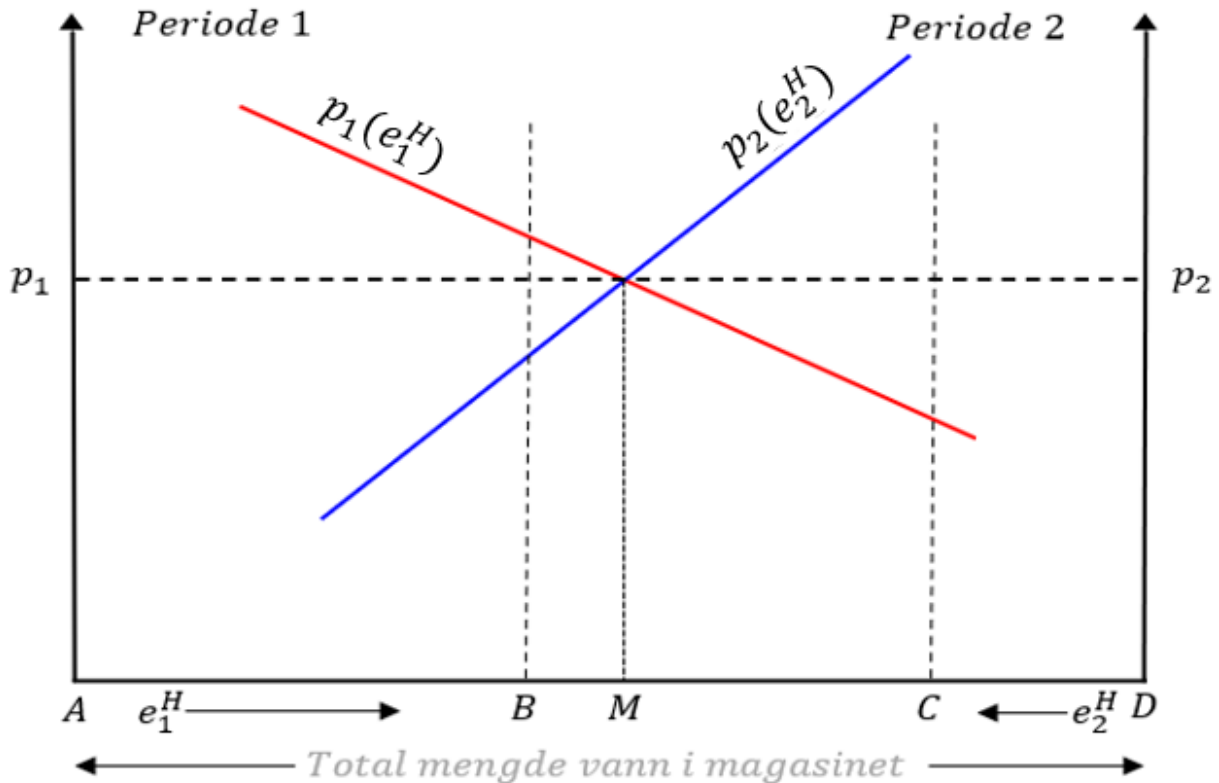
**Figur 4.4** Badekar diagrammet: Optimal tildeling av vann i to perioder (Førsund, 2007).

Etterspørsel etter kraft er gitt ved etterspørselsfunksjonen  $p_1(e_1^H)$  og  $p_2(e_2^H)$  i figur 4.4 i periodene. Arealet under etterspørselskurven representerer samfunnsøkonomisk overskudd, fra x-aksen og opp til prisen i henholdsvis perioden. X-aksen representerer total mengde vann i magasinet,  $e_1^H$  og  $e_2^H$  viser totalt vannforbruk i presenterte perioder. De vertikale linjene på hver sin side av figuren viser etterspørselen sammen med prisen  $p_1$  og  $p_2$  i henholdsvis periode 1 og periode 2 (Førsund, 2007). I denne introduksjons figuren setter vi prisene likt i begge periodene, etter som at det er tilfelle i et marked uten handel (autarki).

#### 4.2.3 Modell uten utenlandsforbindelser

Ettersom Norge har et svært væravhengig kraftsystem hvor 98 prosent av kraftproduksjonen skjer ved hjelp av vann- og vindkraft, så ville et kraftsystem uten utenlandsforbindelsene by på mange begrensninger og utfordringer (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2020). En av de største utfordringene er at været aldri er helt likt fra år til år, sommeren pleier å være varm, høsten våt, vinteren kald og våren tørr. Vi kan anta at værforholdene ikke alltid er like, slik figur 2.2 (side 16) fra meteorologisk institutt viste. Om vi tar for oss et kraftmarked uten

utenlandskabler i et år med tørke, og deler året i to perioder, samt introduserer to nye uttrykk vil Førsund modellen se slik ut:



Figur 4.5 Badekar diagrammet: Autarki (Førsund, 2007).

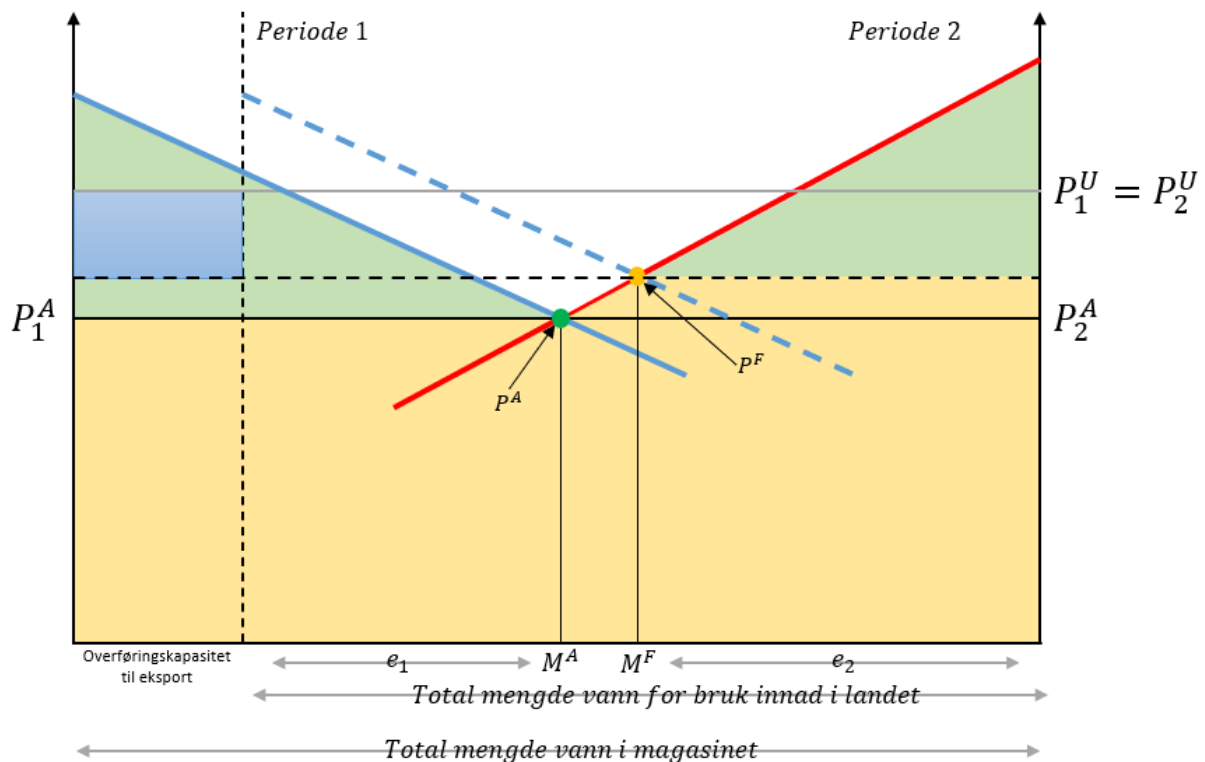
Et kraftmarked uten handel blir sett på som et autarki, her vil den totale kraftproduksjonen bli brukt i hjemlandet, uten tilgang til import eller eksport. Figur 4.5 kan forklares slik at den totale tilgjengelige vannmengden er AD. AC vannmengde er tilgjengelig i periode 1, der det både er vann fra forrige periode samt tilsig i selve perioden. Magasinet har kapasitet til å spare BC mengder vann fra periode 1 til periode 2. Vanntilsiget i periode 2 er CD. Den oransje streken gitt uttrykket  $(p_1(e_1^H))$  og grønne streken gitt uttrykket  $(p_2(e_2^H))$  representerer etterspørselen i henholdsvis periode 1 og periode 2.

I et autarki må produsentene finne ut av hvor mye vann som bør konsumeres i periode 1 og hvor mye vann som eventuelt bør spares til periode 2. Vi antar for enkelthets skyld at periode 2 er siste periode, hvor alt vannet blir ferdig konsumert. Det optimale ville vært å bruke AM mengder vann i periode 1, og overføre MC mengder til periode 2 slik at MD kan konsumeres der. Dette fordi vi oppnår optimal løsning hvor etterspørselen i periode 1 og periode 2 skjærer

hverandre. Som resultat av dette oppnår vi lik vannverdi i henholdsvis periode 1 og periode 2 ( $p_1 = p_2$ ), og dermed kvitt fare for knapphet i periodene.

#### 4.2.4 Modell med utenlandsforbindelser

Modell med utenlandsforbindelser er sentral for vår oppgave, slik at vi lett kan vise til hvordan handel påvirker et kraftmarked. Det er både positive og negative ting som kommer med handel. Begrensningene og restriksjoner forsvinner gjennom å bedrive handel, noe som fører til mer tilbud av kraft. På den måten er det alltid nok kraft for å dekke konsumentenes etterspørsel, samt eksportere kraft når vannmagasinene er overfylte. Ved handel får vi et tilleggsgode i form av penger så vel som elektrisitet. Vi benytter oss av Førsumd modellen slik som i kapittel 4.2.3 der etterspørselsfunksjonen gjelder for Norge hvor prisen i utlandet for periode 1 og 2 er gitt (Førsumd, 2007). utfordringene som kommer med handel påvirker i større grad husholdninger fremfor store næring/industri, en ting er strømprisen som i stor grad blir påvirket av utenlandske priser (Hovland, 2021), en annen ting er de høye investeringskostnadene i nettet, som sluttkunden blir pålagt å ta seg av. Som vi nevnte i kapittel 3.3 så dekker sluttkunden 75 prosent av de faste kostnadene på transmisjonsnettet og nesten 100 prosent av sitt lokale nett (Brenna, 2020).



Figur 4.6 Vannkraft med handel, begrenset overføringskapasitet.

Figur 4.6 er en videreføring av figur 4.5, vi har nå utvidet modellen med mulighet for import og eksport. Vi vil med denne vise hvordan flaskehalsinntekter oppstår som resultat av eksport, for import vil det motsatte av det vi skal vise skje. Som vi ser av figuren så er kraftprisen her hjemme lik i både periode 1 og 2 ( $P_1^A = P_2^A$ ), men lavere enn kraftprisen i utlandet som også er lik i begge periodene ( $P_1^U = P_2^U$ ). Det at prisen innad i landet er lavere enn utlandet gir oss mulighet til å eksportere kraft slik at vannverdien øker.

Vi velger å eksportere så mye som mulig, men på grunn av begrenset overføringskapasitet så kan vi bare eksportere en viss mengde, eksporten resulterer i at vannbeholdningen for bruk her hjemme blir mindre. Dette er vist med at vi legger til en stiplet diagonal linje i periode 1 og vist med teksten «Total mengde vann for bruk innad i landet». Det at vannmengden for kraftproduksjon innad i landet er blitt mindre resulterer i at etterspørselen i periode 1 skifter til høyere (stiplet blått linje fra periode 1 mot periode 2), etterspørselskurven i periode 1 vil da skjære etterspørselskurven i periode 2 i punktet ( $P^F$ ), dette fører til at optimal mengde vannforbruk i periode 1 flytter seg til  $M^F$  og vi får mindre krafttilbud i periode 2 som vist med  $e^2$  i x-aksen. Kraftprisen vil også bli noe høyere (stiplet vannrett linje), noe som vil si at konsumentoverskuddet blir mindre som vist med grønn trekant i periode 1 og periode 2.

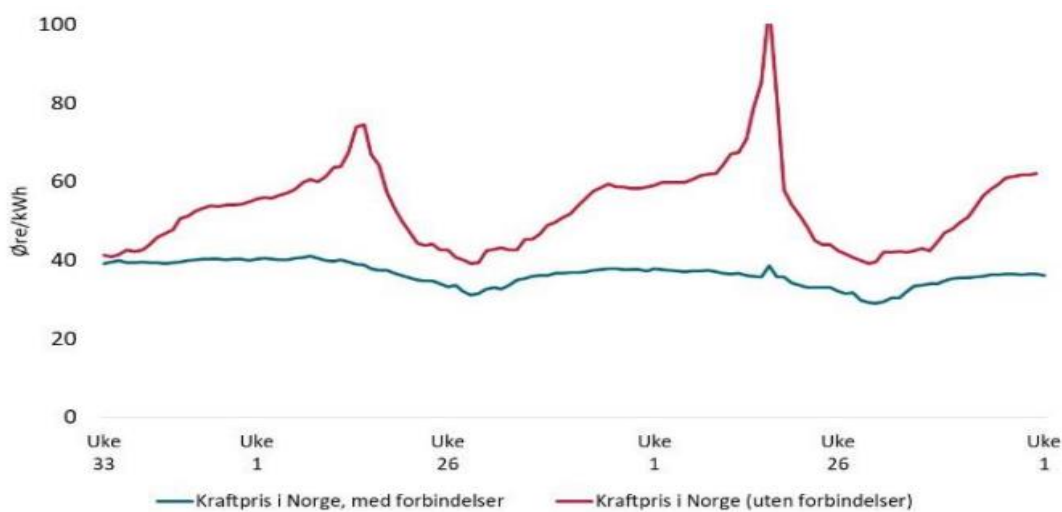
For velferden og produsentoverskuddet er dette positivt (gul felt), da denne øker. I tillegg får vi inn flaskehalsinntekter vist med blått rektangel som resultat av eksport. Denne inntekten går fra den nye prisen innad i landet og opp til kraftprisen i utlandet. Flaskehalsinntektene kommer av at vi eksporterer den billige kraften fra hjemlandet og selger den til en høyere pris i utlandet, eller at importerer billig kraft fra utlandet for så å selge den dyrere her hjemme. I årsrapporten til Statnett (Statnett, 2020b) definerer de flaskehalsinntektene slik:

“Flaskehalsinntekter fremkommer gjennom målt innmating og uttak fra nettet mellom prisområder på hver side av mellomlandsforbindelser. Flaskehalsinntektene er basert på volum multiplisert med timen spotpris i det respektive prisområdet”. En dypere forklaring på hvordan flaskehalsinntekter oppstår er gjort i neste kapittel.

Vi kan fortsette å eksportere kraft i periode 2, så lenge prisen i utlandet er høyere enn prisen i hjemmemarkedet, for å generere inn enda mer flaskehalsinntekter, men som resultat av dette

vil konsument overskuddet bli den grønne trekanten over prisen i utlandet og under henholdsvis etterspørselen kurven i periode 1 og periode 2 (blå og rødt).

Nå som vi har sett på hvordan det norske kraftmarkedet hadde sett ut med autarki og hvordan den ser ut nå som vi har handel med utlandet, er det på tide å vise til hvordan selve kraftprisen hadde sett ut med og uten handel. Figuren under er hentet fra NVE sine nettsider. Kraftprisen kan bli to til tre ganger høyere dersom handel med utlandet var strøket bort, en hadde også risikert å tømme magasinene for vann (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018).



**Figur 4.7** Kraftpriser i Norge fra uke 33, 2017 – uke 1 2019 med og uten handel.

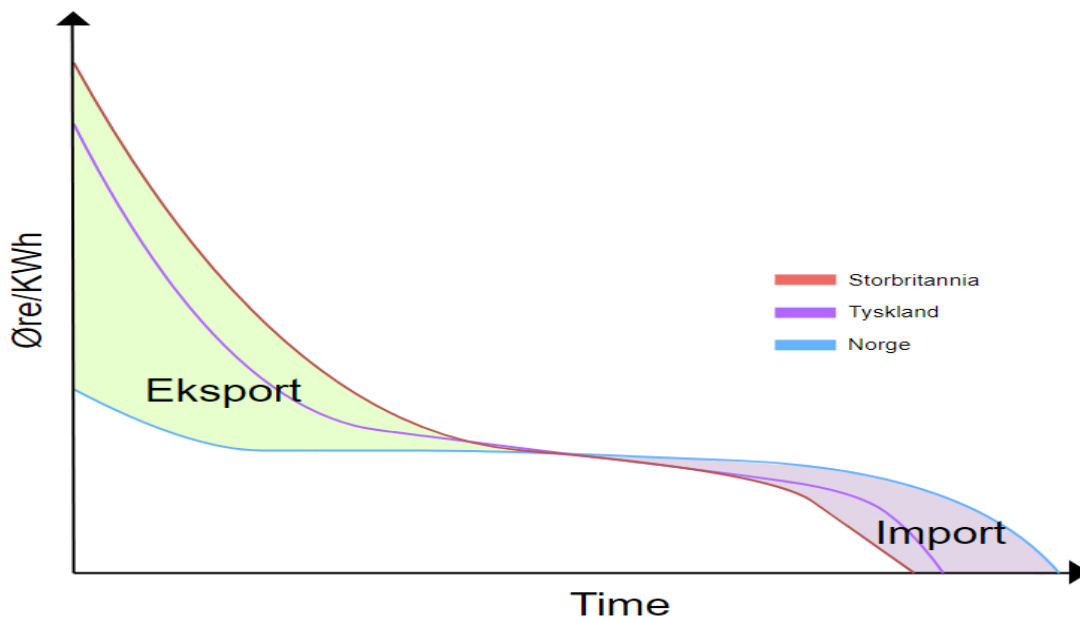
Figur 4.7 viser en simulering som startet i (uke 33, 2017) og endte to og et halvt år etter (uke 1, 2019). Resultatene er fra et gjennomsnitt av 30 simulerte værår (1981 – 2010). Grunnen for at figuren viser svært høye kraftpriser i vinter/vårsesongen er fordi, produsentene må spare på vannet gjennom vinteren helt til det kommer nytt vann inn til magasinene. Slik må produsentene handle både i tørre år og i år med mye nedbør. På den måten viser figuren over at handel med utlandet gir både stabile kraftpriser, og er en forsyningssikkerhet i tider med knapphet i magasinene (Rypdal, 2022).

### 4.3 Mer om hvordan flaskehalsinntekter oppstår

Med utgangspunkt i figur 4.6 for Før Sund modell med utenlandskabler så vi hvordan flaskehalsinntektene oppstod i det skraverte området. Vi har nå laget en forenklet varighetskurve for å forklare mer detaljert om hvordan flaskehalsinntektene oppstår. Figur 4.8

viser prisvariasjonen i Norge, Tyskland og Storbritannia, der y-aksen viser pris per kWh og x-aksen antall timer strømforbruk med en tidshorison på ett år. Vi har valgt å ikke sette inn noe tall ettersom hovedmålet vårt er å vise hvordan flaskehalsinntekter oppstår.

Flaskehalsinntekter oppstår som et resultat av prisforskjeller mellom Norge og landet det handles med, både ved import og eksport.



**Figur 4.8** Forenklet varighetskurve som viser hvordan flaskehalsinntekter oppstår.

Av figuren over ser vi at Norges timepriser (blå) er ganske flat historisk sett, dette fordi vannmagasinene gir muligheten til å jevne ut prisene på dag og kveldstid samt sesonger. Vi ser også at det tyske (lilla) og de britiske (rød) timeprisene er mye mer ujevne enn det norske. Prisvariasjonene fører til at vi har som ønske å overføre mer kraft enn hva vi har kapasitet til.

La oss si at vi deler x-aksen i to, i området hvor timeprisene i de tre landene skjærer hverandre. Før de skjærer hverandre (grønn) er tiden på året hvor Norge velger å eksportere kraften sin, fordi det kommer tydelig frem at prisene i utlandet er høyere enn prisen i Norge. På den måten øker vannverdien. I området etter at timeprisene har skjært hverandre (lilla) så importerer Norge kraft fra enten Tyskland eller Storbritannia, fordi timeprisene i Norge er lavere i utlandet og dermed får de mer kraft for pengene. Dette fører da til at det oppstår flaskehalsinntekter. Norge får ikke beholde hele flaskehalsbeløpet. Landene som handler med hverandre blir enige om fordelingen, men det vanligste er å dele det 50/50 (Norges vassdrags- og energidirektorat,



2021a). Det er verdt å nevne at flaskehalsinntektene som oppstår mellom elspotområdene innad i landet går 100 prosent til Statnett. Punktet hvor timeprisene skjærer hverandre kalles for nullpriser, og handel i et slikt tilfelle fører ikke til noen flaskehalsinntekter.

#### **4.4 Hvordan bruker Statnett flaskehalsinntektene**

Det norske kraftsystemet er ved hjelp av 17 kabler koblet til resten av Europa gjennom luftledningene mot Sverige og Finland og HVDC-kablene mot Danmark (Skagerak 1-4) og Nederland (NorNed). Det er også kabler som går helt ned til Tyskland (NordLink) og England (NSL), og det var per februar 2021 prøvedrift på Nordlink (Røn et al., 2021). Dette fører til at både kraftflyten og prisen på kraften i Norge avhenger av de andre landene.

EU-byrået ACER er byrået som sørger for at europeiske land overholder regelverket og retningslinjene som er satt av EU. I tilfeller der det er uenigheter om tolkningen av retningslinjene mellom ulike land fungerer ACER som en domstol (Molnes & Delebekk, 2021). De har gjennom EØS-avtalen konkludert med at transmisjonssystemoperatørene (TSO) skal sørge for at flaskehalsinntektene primært skal benyttes til å opprettholde og eller øke utvekslingskapasiteten (cross-border capacity) mellom landene som veksler kraft inn til Europa. EU har også konkludert med at disse inntektene i liten grad skal brukes til tariffreduksjon. Grunnen for at EU har valgt å regulere disse inntektene er at det er betydelig flaskehalsinntekter ved kraftsalg mellom landene i Europa, mens utvekslingskapasiteten ofte er begrenset (Bru, 2021). Disse kravene kommer frem i forordning 714/2009, 3. energimarkedspakke, og er blitt inkludert i norsk regelverk gjennom forskriftene og vilkårene som må være på plass for å få tilgang til å veksle elektrisk kraft over landegrensene. Forskriftenes §1 sier som følge:

*"EØS-avtalen vedlegg IV nr. 20 (forordning (EF) nr. 714/2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene) som endret ved vedlegg IV nr. 48 (forordning (EU) nr. 543/2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft), samt vedlegg IV nr. 40 (forordning (EU) nr. 774/2010) gjelder som forskrift med de endringer og tillegg som følger av vedlegg IV, protokoll 1 til avtalen og avtalen for øvrig" (Røn et al., 2021).*

Forordningen går i korte trekk ut på at inntektene fra krafthandel med utlandet skal brukes til å (a) sikre og eller opprettholde utvekslingskapasiteten på nettet og (b) vedlikeholde og eller øke utvekslingskapasitet gjennom nye investeringer i ny utvekslingskapasitet altså nye transmisjonsnett, eller andre nettinvesteringer. Forordningen sier også at dersom midlene ikke kan bli brukt på en effektiv måte til formål (a) og (b), kan en viss mengde av midlene brukes til å redusere tariffen, forutsatt at nasjonale regulatorer godkjenner det. Dersom det fortsatt er midler igjen etter tariffreduksjon, skal det avsettes for senere bruk til formål (a) og (b) (Røn et al., 2021). Det kommer ikke fram av notatet om hvor mye som kan brukes til å redusere tariffen. Det skal også sies at forordning 714/2009, 3. energimarkedspakke kun regulerer flaskehalsinntekter opptjent ved utlandsforbindelser og ikke flaskehalsinntektene som er opptjent fra interne prisområder (Røn et al., 2021).

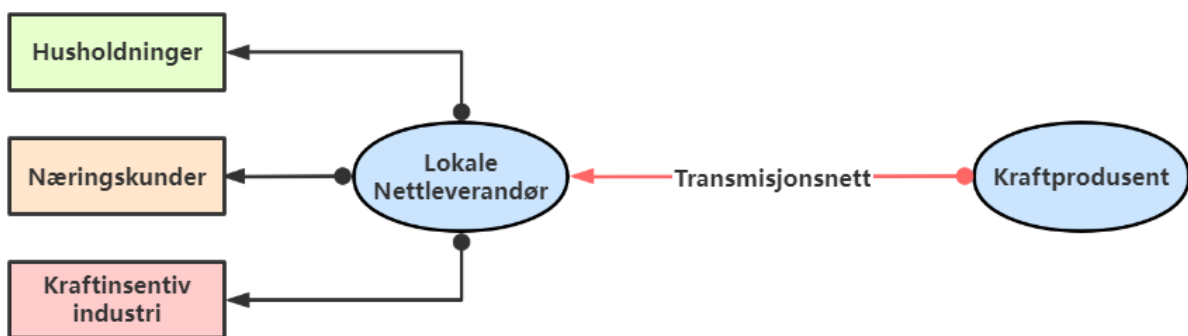
EU-reguleringen fra forordning 943/2019, 4. energimarkedspakke bygger på det som var vedtatt i forordning 714/2009, 3. energimarkedspakke i tillegg til at 4. energimarkedspakke inkluderer flaskehalsinntekter som er oppstått mellom interne prisområder (cross-zonal). Forordningen binder ikke Statnett/Norge direkte, fordi metoden er utarbeidet i samsvar med et regelverk som ikke inkluderer Norge. Det har imidlertid blitt besluttet at det er hensiktsmessig at Statnett fra 2020 skulle rapportere basert på regelverket i 4. energimarkedspakke siden den bygger på regelverket i 3. energimarkedspakke. Men innholdet i rapporteringen skulle utelatte flaskehalsinntekter og tilhørende relevante kostnader knyttet til interne prisområder. Statnetts rapportering vil endres dersom Norge i fremtiden blir pålagt å kun ta stilling til 4. energimarkedspakke (Røn et al., 2021).

Enheten RME er blant annet ansvarlig for å kontrollere at Statnett som TSO oppfyller sine forpliktelser og disponerer flaskehalsinntektene etter kravene som er fremmet i EU-forordningen 714/2009, 3. energimarkedspakke. RME har i de siste årene godkjent at Statnett har brukt flaskehalsinntektene i tråd med regelverket som er satt (Røn et al., 2021).

## 5 Prising av kostnadene på kraftnettet

### 5.1 Modell for prising av nettkostnader

Som det kommer frem i figur 5.1, så er det umulig for kraftprodusentene å transportere kraften frem til nettselskapene og videre til forbrukerne dersom Statnetts transmisjonsnett ikke hadde eksistert. Transmisjonsnettet er koblingen mellom kraftprodusent og videre til lokale nettselskap, som vist med den røde pilen på figur 5.1 under. I tiden fremover når behovet for kraft blir enda større så er Statnett nødt til å øke effekten på nettene sine. Effekten på strømmettet bestemmer tykkelsen og størrelsen på ledningen, noe som igjen bestemmer investeringskostnadene. Effekten sier noe om den maksimale energimengden (kWh) ledningen kan trekke, og hvor stor kraftmengde som overføres i dette øyeblikket, mens kWh sier noe om overføringen time for time. Som vi nevnte tidligere så er dagens overføringskapasitet på nettet til Statnett cirka 140 TWh, og dette vil de øke til 220 TWh i tiden fremover (Statnett, 2021b).



**Figur 5.1** Statnetts rolle i strømmarkedet.

Ved å øke effekten på transmisjonsnettet vil lokale strømselskap få følgende faktura fra Statnett:  $F_s = p_s(nq_1 + mq_2 + kq_k) + (w_s + \theta_s)(nx_1 + mx_2 + kx_k)$ . Fakturaen består av to deler, første del består av overføringstapet ( $p_s$ ) ganget med det totale strømforbruket ( $q_i$ ) for henholdsvis husholdninger ( $n$ ), næringskunder ( $m$ ) og kraftintensiv industri ( $k$ ). Andre del av fakturaen består av investerings- ( $w_s$ ) og vedlikeholdskostnader ( $\theta_s$ ) ganget med effekten på nettet ( $x_i$ ) til forbrukerne. Vi antar at strømprisen ( $p_e$ ) faktureres direkte til kunden.

For at nettselskapene skal kunne betale fakturaen fra Statnett i tillegg til sine faste kostnader  $F = F_s + F_l$ , har de muligheten til å skyve alt over på hver enkelt sluttkunde i form av

nettleie. Hvor  $F_l$  er selskapets egne faste kostnader. I dette leddet ser vi bort i fra overføringstapet i lokalnettet, dermed er  $F_l$  gitt ved:  $F_l = (w_h + \theta_h)(nx_1 + mx_2) + (w_k + \theta_k)kx_k$ . Nettselskapets faste kostnader består av to ledd hvor første ledd tilhører husholdningene samt næringskundene og andre ledd kraftintensiv industri. Grunnen for at det er gjort slik er for å enkelt vise at sektorene betaler ulike beløp for investerings- og vedlikeholdskostnadene til Statnett.

Vi antar nå at Statnett får inn flaskehalsinntekter ( $Y$ ) fra utenlandsforbindelsene, og hoved poenget med disse inntektene er å redusere Statnetts investeringskostnader. Dette vil dermed gjøre følgende endring i fakturaen strømselskapene får av Statnett:  $F_s = p_s(nq_1 + mq_2 + kq_k) + (w_s + \theta_s)(nx_1 + mx_2 + kx_k) - Y$ . Ved å derivere dette får vi at  $\frac{\partial F_s}{\partial Y} = -1$ .

Under skal vi ta for oss to type prismodeller som lokale strømselskaper kan bruke for å på best mulig måte legge kostnadene sine over på sluttkunden. Vi vil videre i forklaringen av prismodellene fokusere på det variable leddet i modellen ettersom fastleddet er fast gjennom året og kun det variable leddet som endrer seg ut fra kraftforbruk.

### **Prismodell 1**

Prismodell 1 er en ytterlighet av prismodell 2, hvor investeringskostnadene bestemmes ut fra strømforbruket til hver enkelt kunde. Modellen har ingen fastledd, og vi viser hvordan strømselskaper kan fakturere ut fra hvor mye strømforbruk hver enkelt kunde har, ganget med monopolets totale faste kostnader, og videre delt på samtlige strømforbruk mellom konsumentene. I tillegg er det et ledd som tar for seg strømprisen ganget med strømforbruket til den enkelte kunden.

$$P_1 = p_e q_1 + \frac{(F_s + F_l)q_1}{nq_1 + mq_2 + kq_k}$$

$$P_2 = p_e q_2 + \frac{(F_s + F_l)q_2}{nq_1 + mq_2 + kq_k}$$

$$P_k = p_e q_k + \frac{(F_s + F_l)q_k}{nq_1 + mq_2 + kq_k}$$

Vi lar  $P_{i/k}$  være prisen hver enkelt kunde betaler for strøm. Da har flaskehalsinntektene redusert strømregningen til den enkelte kunde med:

$$\frac{\partial P_{i/k}}{\partial Y} = -\frac{q_{i/k}}{nq_1 + mq_2 + kq_k},$$

det vil si at flaskehalsinntektene blir fordelt ut ifra hver enkelt kundes strømforbruk. Noe som betyr at jo høyere strømforbruket en kunde har, jo mer reduseres kundens regning. Vi tok ikke for oss noe insentiv til å redusere maks effektuttak i denne modellen, men i neste modell har vi tatt hånd om det.

## Prismodell 2

$$P_1 = (p_e + p_s)q_1 + \frac{(\bar{F}_s + F_l)x_1}{nx_1 + mx_2 + kx_k}$$

$$P_2 = (p_e + p_s)q_2 + \frac{(\bar{F}_s + F_l)x_2}{nx_1 + mx_2 + kx_k}$$

$$P_k = (p_e + p_s)q_k + \frac{(\bar{F}_s + F_l)x_k}{nx_1 + mx_2 + kx_k}$$

Prismodell 2 er en annen ytterlighet hvor investeringskostnadene fordeles ut fra effektbehovet. Modellen tar for seg både nettapet og effekten og fakturerer kunden ut fra forbruket. Første leddet tar for seg strømprisen og nettapet ganget med strømforbruket. I andre ledd er det effekten som er hovedfokuset, hvor den først ganges med nettselskapets faste kostnader og Statnetts faste kostnader justert for flaskehalsinntekter. Aller sist blir det delt på den totale effekten hos alle kundene til sammen. Flaskehalsinntektene har her ført til at Statnetts kostnader har minket og ser nå slik ut:  $\bar{F}_s = (w_s + \theta_s)(nx_1 + mx_2 + kx_k) - Y$ . I denne modellen reduserer flaskehalsinntektene strømregningen til den enkelte kunden med:

$$\frac{\partial P_{i/k}}{\partial Y} = -\frac{x_{i/k}}{nx_1 + mx_2 + kx_k},$$

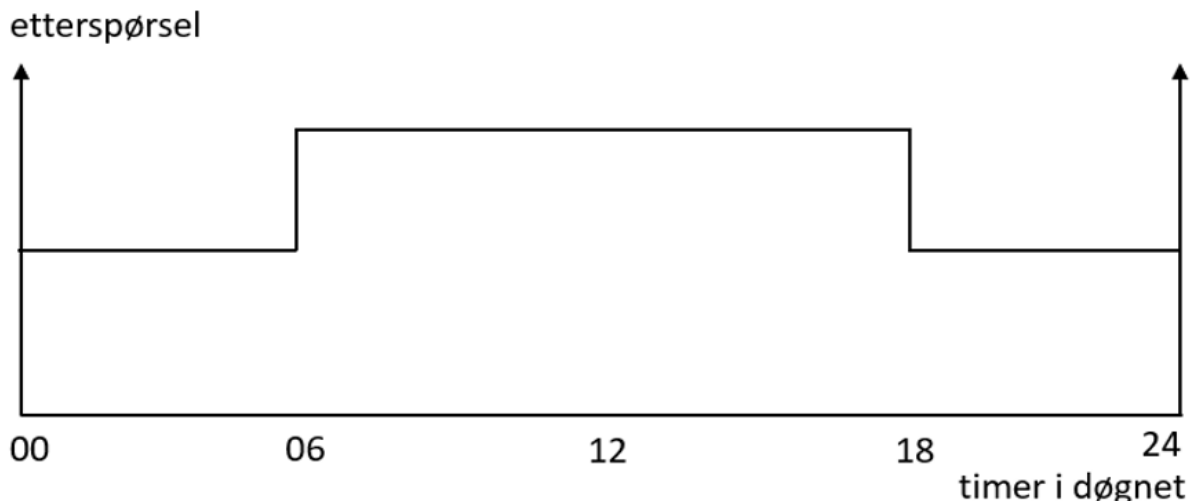
det betyr at flaskehalsinntektene blir fordelt utfra maksimal effekten. Jo høyere andel av total effekten en står for, jo mer nytte får en av flaskehalsinntektene.

Prismodell 1 og 2 er to sider av samme sak, hvor førstnevnte gir insentiv til å spare på strømmen og hvor modell 2 gir insentiver til å spare på maks effekten, noe som er ønskelig ettersom 90 prosent av kostnadene i nettet er knyttet til effekten, hvorav resterende 10 prosent utgjør kostnader ved transport av strøm (Barstad, 2020).

## 5.2 Prissetting av nettjenester

Det finnes to forskjellige måter å prissette nettjenestene på, blant annet Peak Load Pricing og kapasitetsprising. I denne seksjonen ønsker vi å belyse de to metodene for å se på hvilken prissetting som faktisk brukes i Norge.

**Peak Load Pricing** brukes i et marked hvor det er varierende etterspørsel, f.eks. innenfor et år. Den består av flere korte perioder, og er for korte til at kapasitetsnivået kan tilpasses etterspørselens topp og bunn. Innenfor Peak Load Pricing er hensikten å bestemme både de optimale prisperiodene, og dens kapasitetsnivå med prisene innenfor gitte prisperioder (Østensen, 1989).



**Figur 5.2** Grafisk illustrasjon av peak load pricing (Østensen, 1989).

Det vil si at når vi produserer ekstra strøm vil det oppstå grensekostnader i den aktuelle perioden. Ved å se figur 4.10 under hentet fra SSB sine nettsider ser vi en illustrasjon av hvordan peak load pricing ser ut, og inneholder en vertikal linje med etterspørsel i tillegg til en horisontal linje med timer i døgnet. Her vil den horisontale linjen øke med 90 grader oppover i vertikal retning etter at 6 timer i døgnet har passert til den horisontale linjen faller 90 grader ned i en vertikal linje etter 18 timer i døgnet har passert. Det er de høyeste toppene på figuren som vi kaller peak load pricing, og viser etterspørselen på sitt største for spesifikke timer i døgnet. I dokumentet fra SSB antas det at produksjonskapasiteten er konstant, og at

grensekostnadene forblir konstante for hver enkelt periode. Grensekostnaden er her kostnaden ved å produsere en ekstra enhet i perioden.

**Kapasitetsprising** er definert som prising på forbruk av strøm gitt kapasiteten som transmisjons- og regionalnettet har. Når det gjelder kapasitetsbegrensningene vil den gjelde for de ulike områdene og flaskehalsene knyttet til disse (Andresen & Mook, 2015).

Kapasitetsprising fungerer som et virkemiddel mot knapphet på overføringskapasiteten i distribusjonsnettet, og prising av såkalt marginaltap skal dekke belastning på nettet (Andresen & Mook, 2015).

Som det kommer frem i høringsdokumentet gjort av NVE kalt “*Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet*” (Andresen & Mook, 2015) er det ikke gjort kjent om nettselskapene bruker kapasitetsledd i distribusjonsnettet. Riktignok er det som nevnt tidligere kapasitetsbegrensninger i ulike områder som i prinsippet tilsier at det foregår kapasitetsprising på nettet i Norge (Andresen & Mook, 2015). Basert på den nye nettleiemodellen som innføres fra 1. juli, tilsier det at kapasitetsledd erstatter dagens fastledd, og kunder på distribusjonsnettet må forholde seg til kapasitetsprising i tiden fremover. Sammenlignet med den gamle nettleiemodellen var dette en form for peak load pricing.

### 5.3 Statnetts tariffsatser

Som en viktig del av Statnett sin jobb skal de sette ulike transmisjonstariffene som nettselskap må betale når de bruker transmisjonsnettet. Som vi nevnte i kapittel 3.2.1 side 20 vet vi at nettstrukturen var delt inn i transmisjons- regional- og distribusjonsnett. Da er det naturlig å se på hvordan Statnett fordeler tariffsatser som gir et godt grunnlag for senere diskusjon om fordelingen kommer husholdningene til gode.

Tariffsatser		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*
Produksjon	øre/kWh	1.00	1.10	1.10	1.14	1.16	1.20	1.28
Produksjon - påslag systemdrift	øre/kWh	0.20	0.20	0.20	0.20	0.05	0.15	0.15
Forbruk	kr/kW	230	275	360	393	393	300	81
Stort forbruk (gj.snitt)	kr/kW	75	87	113	134	162	156	41
Maksimal reduksjon stort forbruk	prosent	90%	90%	90%	75%	60%	50%	50%

**Tabell 5.1** Tariffsatsene fra 2016 opp til 2022 (Statnett, 2022a).

Slik tariffsatsene hentet fra tabell 5.1 tilsier, må et nettselskap betale 1,00 øre/kWh i 2016 og 1,28 øre/kWh i 2022 for tariffsatsen på produksjon. De faste tariffleddene i tabellen er delt inn i to tariffier, innmating, dvs. produksjon, og uttak som betyr forbruk (Statnett, 2022a). Vi vil heretter kun bruke forbruk og produksjon som betegnelser.

Avregningsgrunnlaget for produksjon baserer seg på gjennomsnittlig produksjon de siste ti årene målt i GWh. Når det gjelder tariffgrunnlaget for 2022 bruker denne data fra 2010 til 2020. Datasettet blir til når produsenter og kunder på transmisjonsnettet sender årlig innrapporterte verdier (Statnett, 2022a). Figur 4.1 viser at tariffsatsen “produksjon - påslag systemdrift” er i 2022 satt til 0,15 øre/kWh, og skal dekke systemdriftskostnadene. For innmatingstariffen sier kontrollforskriften §15-2 at denne skal pålegges på alle nettnivåer, altså skal produsenten betale samme fastledd uavhengig om kraften går inn i transmisjonsnettet eller går inn i regional- og distribusjonsnettet. Om et nettselskap har innmating i sitt regionalnett skal de videreføre fakturerte innmatingstariffer i transmisjonsnettet, og på samme måte skal den fakturerte inntekten fra distribusjonsnettet beholdes for å dekke kostnadene som oppstår på distribusjonsnettet (Statnett, 2022a).

Den andre delen av tabell 5.1 tar for seg forbruk også kalt uttak. Her ser vi at tariffsatsen for 2016 lå på 230 kr/Kw og 81 kr/Kw i 2022. Etersom tariffsatsen kalt forbruk, ble endret fra 325 kr/kW til 0 kroner kW blir det gjennomsnittlige forbruket 81 kroner i 2022. (Statnett, 2022a). For tariffing på forbruk baserer avregningsgrunnlaget seg på effektuttaket til kunden målt i MW. I transmisjonsnettet finnes det tilknytningspunkt, og dette regnes ut ved å ta netto effektutveksling og korrigerer dette for produksjon i topplasttiden (Pp) (Statnett, 2022a). Alle utvekslingsdata i form av netto MW som går inn og ut på nettet blir hentet fra avregningsmålere, mens alle produksjonsanlegg skal rapportere produksjonen i topplast (Pp). Produksjonsanleggene blir registrert som “nærmeste tilknytningspunkt i transmisjonsnettet”, og på den måten kan man regne ut topplast (Pp) i hvert tilknytningspunkt (Statnett, 2022a).

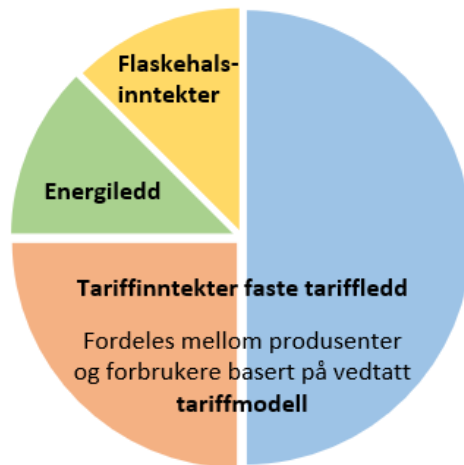


Avregningspunktet for forbruk har med hensikt å bli redusert i tilknytningspunktet hvor det foregår innmating av kraft. Gjennom å bruke en k-faktor også kalt korreksjonsfaktor, der størrelsen på k-faktoren avhenger av forholdet mellom innmating og uttak i punktet. Beregningen er utformet slik at det er en grense for hvor lav k-faktoren kan være, og i 2019 ble den nedre grensen satt til 0,6 (Statnett, 2022a).

Som forklaring til beregning er  $F_s^{tot}$  summen av gjennomsnittlig forbruk for alle kunder i MW/h i topplasttimene siste fem årene. For  $P_t$  henviser dette til summen av tilgjengelig vintereffekt i punktet. For vintereffekt gjelder den høyeste effekten som kan produseres i en 6-timers sammenhengende periode med det høyeste vinterforbruket, og normal tilføring av vann i magasin og elvekraftverk (Statnett, 2022a). I sin helhet beregnes k-faktoren ved å ta  $F_s^{tot}$  delt på  $P_t + F_s^{tot}$ .

Den siste delen av tabell 5.1 tar for seg gjennomsnitt av stort forbruk. Stort forbruk er definert som enkeltkunder i form av industrikunder med et effektuttak som er større enn 15 MW og et årsforbruk som overstiger 100 GWh (Statnett, 2022a). Som enkeltkunde er det definert som en bedrift med et organisasjonsnummer og hovedbase på samme sted. Enkeltkunder har lov til ta uttak fra alle punktene på transmisjonsnettet og betaler en lavere tariff enn øvrige forbrukere (Statnett, 2022a).

Når det gjelder øvrige forbrukere er dette definert som all uttak fra nettet som ikke går under definisjonen stort forbruk (Statnett, 2022a). Vi antar at øvrig forbruk gjelder kunder som er direkte tilknyttet til transmisjonsnettet, men som ikke hører inn under stort forbruk, eksempelvis industrikunder. Ved beregning av tariff for øvrig forbruk tar formelen med gjennomsnittlig uttak i topplast (MW) multiplisert med k-faktor i punktet og deretter multiplisert med tariffsats forbruk. Basert på de tallene som tabell 5.1 gir, og hvordan beregningene gjøres kan man forstå hvordan Statnett setter tariffene for produksjon, forbruk og stort forbruk.



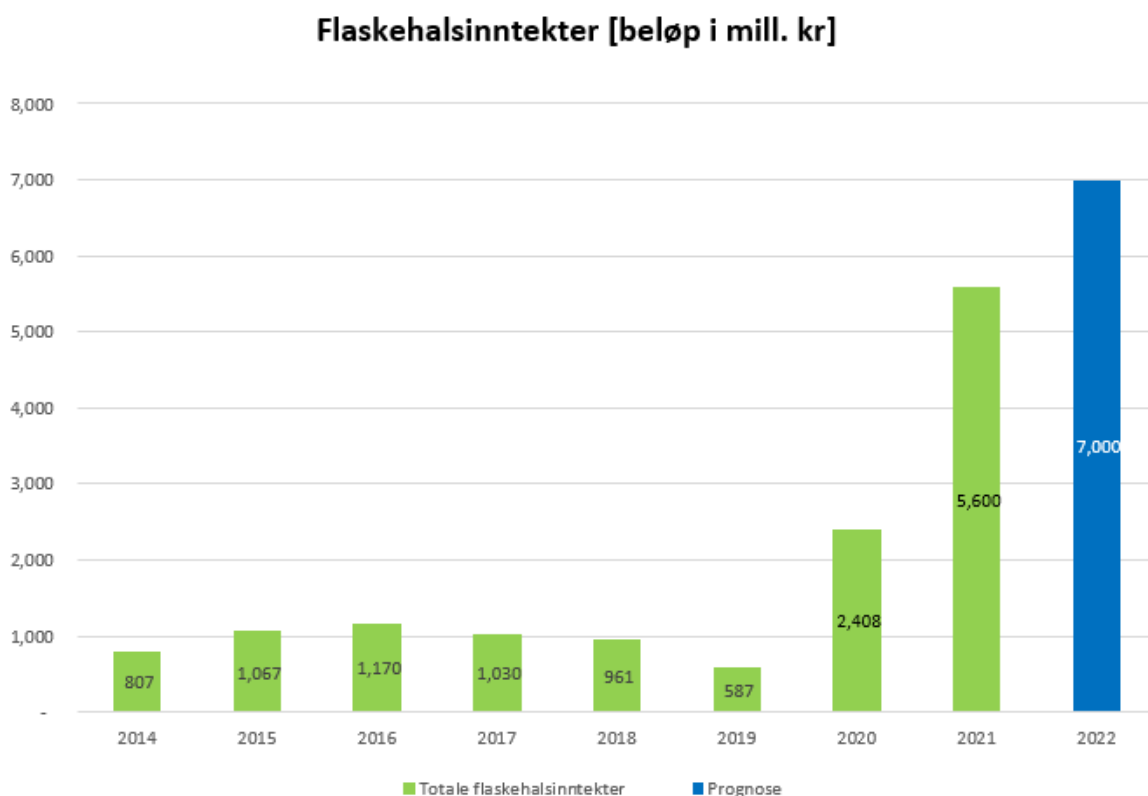
**Figur 5.3** Fordeling av de tillatte inntektene til Statnett (Statnett, 2022a).

Som det fremkommer på figur 5.4 er fordeling av de tillatte inntektene til Statnett. Slik figuren er bygget opp består halvparten av tariffinntekter fra faste tariffledd, men denne fordeles mellom produsenter og forbrukere ut fra den tariffmodellen som er vedtatt. Vi ser også energiledd og flaskehalsinntekter som har like stor andel på figuren. De anleggene som hører til i transmisjonsnettets blir bestemt av energiloven §1-5. Departementet (OED) kan ved bruk av enkeltvedtak bestemme hvilke anlegg som hører under transmisjonsnettets. I dag er det rundt 200 tilknytningspunkter, også kalt stasjoner som hører til i transmisjonsnettets. Kraftutveksling som foregår på stasjonene legger grunnlag for å beregne tariffene som figuren ovenfor viser (Statnett, 2022a).

## 6 Flaskehalsinntekter

### 6.1 Utvikling i flaskehalsinntekter (2014 – 2021)

Som en essensiell del av oppgaven ønsker vi å legge til grunn hvor store flaskehalsinntektene til Statnett har vært og hva de har blitt brukt til. Derfor vil vi i kapittel 5 ta for oss tillatte inntekter fra 2014 til 2021, samt hvordan kraftmarkedet hadde blitt påvirket ved bortgang av flaskehalsinntekter. Statnett tjener store summer på prisdifferansen mellom to elspotområder. Samtidig så gjør de store investeringer for å nettopp oppnå disse inntektene. Tidligere har vi nevnt hvordan flaskehalsinntekter oppstår og hva regelverket sier om bruken av flaskehalsinntekter, og i denne delen tar vi for oss utviklingen i flaskehalsinntekter de siste åtte årene.

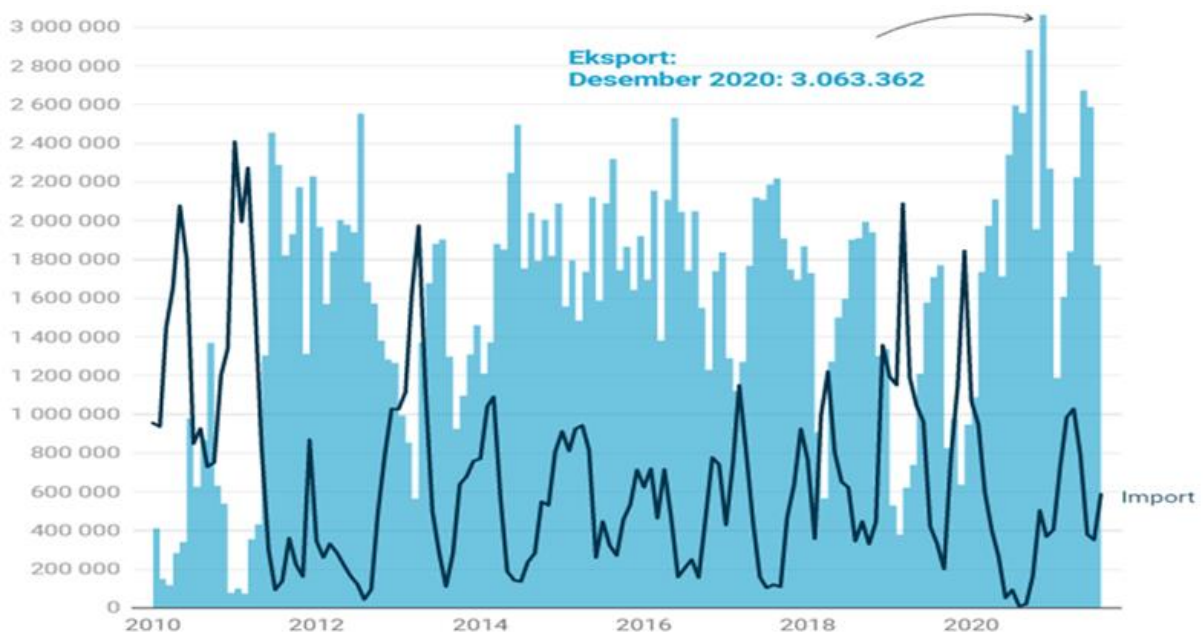


**Figur 6.1** Samlede flaskehalsinntekter, oppgitt i millioner kroner (Brenna, 2021b).

Figur 6.1 har en vertikal y-akse til venstre som tar for seg flaskehalsinntekter gitt i millioner. Den horisontale x-aksen viser årstall med grønne søyler som inneholder flaskehalsinntektene for årene 2014 til 2021. Når det gjelder den blå søylen inneholder denne en prognose av

flaskehalsinntektene for 2022. Flaskehalsinntektene som oppstår ved handel til utlandet deles mellom Statnett og deres partner i landet det handles med. I 2014 klarte Statnett å generere inn totalt 807 millioner kroner i flaskehalsinntekter (Statnett, 2021a). Frem til 2014 hadde Norge kun 15 utenlandsforbindelser, og den nyeste var NorNed som ble ferdigstilt i 2008 (Tennet, 2008).

Mars 2015 fikk Norge og Danmark enda en kabel mellom seg (Skagerrak 4), og dette året begynte flaskehalsinntektene å ta opp fart mot nye rekorder til 1067 millioner kroner. Neste utenlandsforbindelse ble ikke åpnet før juni 2021 og fra 2016-2021 hadde Norge noe nedgang i flaskehalsinntektene. I 2016 var flaskehalsinntektene på totalt 1170 millioner kroner. I 2017 var det en liten nedgang til totalt 1030 millioner kroner. 2018 og 2019 blir sett på som tørt år i Norge og derfor måtte vi importere mye av kraften fra utlandet fra midten av 2018, siden landet vi importerte fra er eksportør så beholder de nok mest av flaskehalsinntektene. Av den grunn ble de totale flaskehalsinntektene Statnett fikk inn henholdsvis 961 og 587 millioner (Statnett, 2021a). Som vi kan se av figur 5.2 så ble det importert over 2.1 millioner MWh i periode 2 i 2018 og over 1.8 millioner MWh i periode 2 i 2019. Som nevnt i kapittel 2.2 så er det norske kraftsystemet bygget som et eksportbasert system, så det at Norge importerte så mye kraft i 2018 og 2019 er litt uvanlig.



**Figur 6.2** Import og Eksport i perioden 2010 til 2021 (Jøssang, 2021).

Som tidligere nevnt så er det norske kraftmarkedet sterkt tilknyttet det europeiske kraftmarkedet, dette fører til at strømprisene her til lands også blir sterkt påvirket av utlandet. I 2020 var det kraftmangel i store deler av Europa, og dette førte til at flaskehalsinntektene begynte å øke igjen, da importen gikk ned mens eksporten gikk opp. Statnett slo ny rekord og genererte inn 2408 millioner kroner i flaskehalsinntekter (Statnett, 2021a).

Kraftmangel situasjonen i Europa fortsatte i 2021, i tillegg til at to nye kabler ble åpnet. En til Tyskland som åpnet juni 2021 og en til Storbritannia som ble åpnet for prøvedrift i oktober samme år. Dette førte til at vi ble enda mer knyttet til det europeiske kraftmarkedet og resultatet av dette ga oss høye strømpriser i Norge. Flaskehalsinntektene ble rekordhøye 5600 millioner kroner totalt (Statnett, 2022b).

Statnett kan hente inn mange flere milliarder kroner i fremtiden ved å selge kraft til utlandet. Helst til Storbritannia, hvor strømprisen er 50-100 prosent høyere enn i Norge. Det vil være gode penger å hente inn for kraftselskapene, men dårlig for norske forbrukere. Siden kraftprisen i Norge kommer til å bli påvirket enda mer av det europeiske markedet. Prognoser for 2022 tilsier at Statnett kan vente seg flaskehalsinntekter på opp mot 7000 millioner kroner, og allerede i januar 2022 hadde de tjent over 1400 millioner kroner (Statnett, 2022b).

## **6.2 Pris på nettleie uten handel og flaskehalsinntekter**

Norge har siden 1960 hatt krafthandel med nabolandene, det var etter etableringen av Nord Pool i 1991 at krafthandelen med andre nordiske og baltiske land begynte for fullt. Vi forklarte i kapittel 4.2.2 hvordan utenlandsforbindelsene fungerer ved hjelp av modellen til Førsund, og hvordan de har kommet Norge til gode ved at vi har muligheten til å eksportere kraftoverskuddet vårt til utlandet, samt importere i perioder med kraftmangel. Ikke nok med det, utenlandsforbindelsene har i årevis bidratt med milliarder av kroner til Statnett, nettopp på grunn av kraftsalget. Statnett venter også å slå ny rekord i 2022 (side 59). Som nevnt i innledningen så er et av våre hovedspørsmål om disse inntektene kommer husholdningene til gode. Vi skal derfor i dette kapittelet ta for oss tre typer husholdninger, par i toromsleilighet, par med to barn i rekkehus og par med to eller flere barn i enebolig med et årlig strømforbruk

på henholdsvis 9 000, 15 000 og 20 000 kWh for å se hvordan de blir påvirket økonomisk av bortgangen av flaskehalsinntektene.

Som vi så tidligere fra simuleringsmodellen til NVE kan også kraftprisen øke to til tre ganger mer om all eksport og import med andre land er fraværende. Kraftprodusentene må da spare på vann helt til det kommer nytt vann inn i magasinene. I tørrår vil denne sparingen skje året rundt. I eksemplene under tar vi kun stilling til flaskehalsinntekt fraværet og ser bort fra at kraftprisen også vil endres i en slik tilfelle. I Kapittel 4.2.1 fikk vi et innsyn i hvordan utenlandsforbindelsene er med på å stabilisere det norske kraftmarkedet ved å holde kraftprisene nede. Utenlandsforbindelsene fører på den måten til at konsumentenes velferd ikke blir redusert. Ser vi på nettleie prisene med dagens nettleiemodell til Østlandets, Vestlandets og Sørlandets største nettselskaper med flaskehalsinntekt så ser den slik ut i dag:

Gammel nettleie modell   Totalt	9 000 kWh	15 000 kWh	20 000 kWh	16 000 kWh
Agder Energi med flaskehalsinntekter	kr 5,771	kr 7,919	kr 10,908	kr 8,276
BKK Nett med flaskehalsinntekter	kr 5,558	kr 7,897	kr 10,253	kr 8,287
Elvia med flaskehalsinnter	kr 5,412	kr 8,100	kr 10,340	kr 8,548
Gammel nettleie modell   Fastledd	9 000 kWh	15 000 kWh	20 000 kWh	16 000 kWh
Agder Energi fastledd	kr 2,550	kr 2,550	kr 3,750	kr 2,550
BKK Nett fastledd	kr 2,875	kr 2,875	kr 2,875	kr 2,875
Elvia fastledd	kr 1,380	kr 1,380	kr 1,380	kr 1,380

**Tabell 6.1** Gammel nettleiemodell med flaskehalsinntekter

Som sammenligning kommer det til å se slik ut når den nye nettleie modellen trer inn:

Ny nettleie modell   Totalt	9 000 kWh	15 000 kWh	20 000 kWh	16 000 kWh
Agder Energi med flaskehalsinntekter	kr 6,140	kr 8,384	kr 11,303	kr 8,757
BKK Nett med flaskehalsinntekter	kr 5,920	kr 8,500	kr 11,475	kr 8,930
Elvia med flaskehalsinnter	kr 5,718	kr 8,610	kr 11,020	kr 9,092

**Tabell 6.2** Ny nettleiemodell med flaskehalsinntekter

Fra første juli 2022 begynner de fleste nettselskapene å ta i bruk den nye nettleiemodellen. For de fleste vil dette bety høyere satser per kWh forbruk, mens for andre vil det bety lavere satser per kWh kraftforbruk. En grunn for økning i nettleie satsene hos noen er at Statnett og nettselskapenes tillatte inntekter også i årene fremover vil øke, som tidligere nevnt har de tillatte inntektene for Statnett økt med 1.5 milliarder kroner fra 2016-2020. Med den nye nettleiemodellen kan de kreve inn litt mer fra sluttkundene også for dette formålet. Elvia

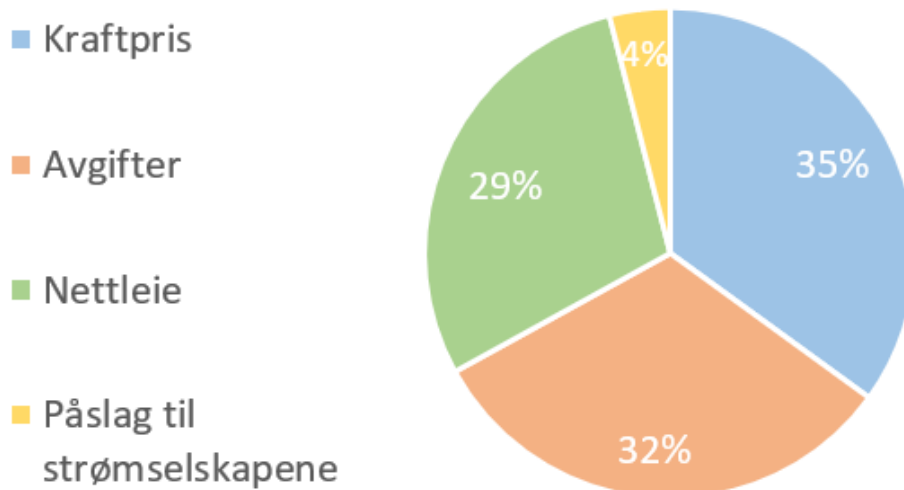
skriver i en mail til deres kunder om årsaken til økningen i nettleie «Årsaken til at nettleien øker er fordi vi må kjøpe inn kraft i spotmarkedet til en høyere pris enn forventet for å dekke tap i nettet» (Elvia, personal communication, 2022).

Vi har ved hjelp av tall fra hjemmesidene til presenterte nettselskaper regnet oss frem til forskjellen i gammel og ny nettleiemodell. Et par i en toromsleilighet (9 000 kWh årlig forbruk) som tidligere hadde en nettleie på mellom 5 400 og 5 700 kroner vil med den nye nettleiemodellen få en nettleie på rundt 400 kroner mer, gitt at de bor i et område hvor en av disse nettselskapene opererer. Et par med to barn i et rekkehus med et årlig forbruk på 15 000 kWh vil også merke en liten forskjell på strømrregningen sin, hvor den øker med rundt 400 - 500 kroner. På grunn av fastleddet i den gamle nettleiemodellen som er konstant året rundt selv om du bruker 9 000 eller 15 000 kWh så har økningen i nettleien vært mindre for en liten husholdning bestående av et par med to barn i et rekkehus kontra for et par i en toromsleilighet. Den største økningen vil en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh merke, da snakker vi om husholdning bestående av et par med to eller flere barn i enebolig. Økningen i nettleien for de er mellom 400 – 1 200 kroner. Husholdninger med så mye strømforbruk har et litt høyere fastledd enn husholdninger med mindre forbruk.

Ifølge Statistisk sentralbyrå (Statistisk Sentralbyrå, 2018) ligger gjennomsnittlig årlig strømforbruk i Norge på rundt 16 000 kWh per husholdning. Dette resulterer i at de vil ha en nettleie på mellom 8 750 – 9 100 kroner årlig med den nye modellen, igjen gitt at de er kunde hos en av disse nettselskapene, med den gamle modellen ville nettleien vært noe mindre. Som tidligere nevnt så skyldes dette av økte nettleiesatser samt at den nye nettleiemodellen vil ta i bruk et kapasitetsledd istedenfor gamle nettleiemodells fastledd. Det er verdt å merke seg at nettleien til en typisk husholdning kan variere veldig i tiden fremover når den nye modellen tas i bruk. I perioder på døgnet hvor det er stor pågang i nettet (peak load pricing) vil det bli svært dyrt å bruke mye strøm samtidig. En husholdning kan fortsatt bruke like mange kWh strøm som før, og dersom dette brukes smart kan nettleien deres bli redusert og motsatt.

Det er interessant å se at gjennomsnittlig nettleie for disse tre nettselskapene har økt selv med de høye flaskehalsinntektene Statnett får inn. Vi ønsker av den grunn å belyse hvordan en typisk husholdning med 16 000 kWh årlig strømforbruk hadde fått påvirket nettleien sin dersom vi ikke hadde hatt flaskehalsinntekter. Vi tar for oss den nye nettleie modellen for å vise økningen. Før vi ser på hovedproblemet ønsker vi å vise dagens fordeling av kostnadene i

kraftregningen til en husholdning og vise andelen de betaler for selve kraften, nettleien og andre avgifter samt påslag. Deretter regner vi ut endringen i nettleien uten flaskehalsinntekter.



**Figur 6.3** Hva kraftregningen består av (Norgesenergi, 2022).

Figuren over er hentet fra Norges Energi (Norgesenergi, 2022), og ved hjelp av den bygger vi under det vi nevnte i kapittel 4.5.2 om husholdningenes strømregning og andelen av deres regning som går til nettleie, kraft og avgifter. Av diagrammet ser vi at selve kraftprisen utgjør omtrent 35 prosent av regningen, og som vi har nevnt tidligere så kan dette variere i periode 1 og 2 på grunn av etterspørsel og tilbud. De statlige avgiftene utgjør omtrent 32 prosent av regningen og består av, merverdiavgift på 25 prosent, el-avgift på 16.69 øre/kWh (2021) samt ENOVA-avgift på ett øre/kWh. Nettleien utgjør rundt 29 prosent av dagens strømregning, og går til Statnett og nettselskapene for å dekke deres kostnader ved drift, vedlikehold samt nyinvesteringer i kraftnettet. Til slutt er det et påslag på fire prosent som går til kraftselskapet en er kunde hos for deres jobb. Ifølge Norgesenergi vil påslaget gå til å dekke andre driftskostnader etter at el-sertifikatet og innkjøpskostnader er betalt (Norgesenergi, 2022).

Ved en bortgang av utenlandskablene og flaskehalsinntektene antar vi sammen med konsernsjef i Elvia (Trond Skjellerud) at alt annet utenom energiledet i nettleien og selve kraftprisen forblir det samme. Vi har heller ikke her tatt stilling til den nye nettleiemodellen ettersom den ikke er gjeldende enda. Energiledet øker på grunn av at de skal dekke tapet på flaskehalsinntektene. Kraftprisen stiger på grunn av bortgangen av eksport og import som



resulterer i at tilbudet reduseres samtidig som at etterspørselen forblir den samme (Mæland & Oma, 2021). Vi antar også at det er 3,2 millioner strømkunder (Barstad, 2021a). Nettleien som nettselskapene krever inn vil ikke endre seg, men et påslag for flaskehalsinntekt tapet vil komme på toppen av det. Derfor kommer vi til å gjøre noen antagelser nedenfor.

Som skrevet i kapittel 4.4 så er flaskehalsinntektene regulert og styrt gjennom regelverk, selv om de er bundet av EU til spesifikke formål er de fortsatt med på å redusere nettleien til nettkundene i form av å redusere investeringskostnader, vedlikeholdskostnader samt andre relevante kostnader knyttet til transmisjonsnett mot utlandet (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021a). Vi bruker de forventede flaskehalsinntektene for 2022 (7 milliarder kroner) som eksempel når vi viser økningen i energileddet ved bortgang av handel og flaskehalsinntekter. Det er verdt å nevne at kabler som ble tatt i bruk før år 2000 er ferdig avskrevet, mens kablene som ble tatt i bruk fra 2008 til 2021 ikke er det. Kostnadene på disse kablene er enorme, og det er flere år til Statnett kan ferdig avskrive disse. Først og fremst må vi presiserer at siden kraftkablene på forbindelsene allerede er lagt, er det sunk cost, og vi vil ikke ta hensyn til kostnadene ved dette når vi beregner fordelingen av flaskehalsinntektene på kraftkundene. Nå som vi har tatt for oss ulike forutsetninger og gitt litt bakgrunnsjekk kan vi beregne økningen i energileddet hos strømkundene.

Ifølge energifakta Norge sine nettsider, har vannmagasinene i Norge en samlet kapasitet på over 87 TWh, noe som tilsvarer rundt 70 prosent av det norske forbruket (Energifaktanorge, 2021). Som nevnt er mange av norske innsjøer regulert for kraftproduksjon, og dette fører til at Norges normalårsproduksjon gjennomsnittlig ligger på rundt 143,2 TWh (Olje og Energidepartementet, 2017). Omtrent 124,3 TWh av disse er selve Norges kraftforbruk pr år som tilsvarer 124 300 000 000 kWh. Om vi antar at flaskehalsinntekt fraværet i 2022 fordeles likt på Norges totale forbruk så vil energileddet i nettleien øke med omtrent:

$$(A) \frac{7\,000\,000\,000}{124\,300\,000\,000} = 5,63 \text{ øre/kWh}$$

Ved å beregne økningen på denne måten antar vi at alle måtte betale rundt 5.63 øre mer per kWh forbruk. Det vil da si at jo mer kraftforbruk en har jo mer må en betale.

En annen måte vi kan regne ut økningen på, er ved å anta en ytterlighet av metode (A). I

denne forutsetningen fordeler vi fraværet av flaskehalsinntektene likt på alle strømkundene uavhengig av effektbehov. På den måten kan vi beregne metode (B) slik:

$$(B) \frac{7\,000\,000\,000}{3\,200\,000} = 2187,5 \text{ kroner}$$

Vi deler forventet flaskehalsinntekter for 2022 på antall nettkunder og får at hver strømkunde må i 2022 betale 2187,5 kroner mer til Statnett uavhengig av effektbehov eller kraftforbruk, gitt at vi ikke har handel i 2022. Basert på metode (B) ser vi at de som bruker mest vil komme best ut av det og få minst økning i regningen sin per kWh forbruk.

Ny nettleie modell	9 000 kWh	15 000 kWh	20 000 kWh	16 000 kWh
Agder Energi med flaskehalsinntekter	kr 6,140	kr 8,384	kr 11,303	kr 8,757
Agder Energi uten flaskehalsinntekter	kr 6,647	kr 9,229	kr 12,429	kr 10,708
BKK Nett med flaskehalsinntekter	kr 5,920	kr 8,500	kr 11,475	kr 8,930
BKK Nett uten flaskehalsinntekter	kr 6,427	kr 9,345	kr 12,602	kr 10,082
Elvia med flaskehalsinnter	kr 5,718	kr 8,610	kr 11,020	kr 9,092
Elvia uten flaskehalsinntekter	kr 5,994	kr 9,120	kr 11,655	kr 9,923

**Tabell 6.3** Ny nettleiemodell med og uten metode (A).

Metode (A) vil resultere i at et par i en toromsleilighet med 9 000 kWh må ut med litt over 500 kroner mer i nettleie årlig ved bortgang av handel. Et par med to barn i rekkehus med et forbruk på 15 000 kWh får en økning på 845 kroner i regningen. Familie med to eller flere barn i enebolig og et forbruk på 20 000 kWh må ut med 1 100 kroner mer i året. En gjennomsnittlig husholdning som ifølge SSB har et årlig forbruk på 16 000 kWh vil måtte ut med 900 kroner mer.

Metode (B) vil føre til at den nye nettleiemodellen også får en fastledd som skal gå til å dekke flaskehalsinntekt tapet, i et slikt tilfelle ville fastleddet i 2022 vært 2187,5 kroner, uansett hvor mye strøm sluttbrukerne konsumerte. Denne summen vil variere fra år til år ettersom flaskehalsinntektene variere årlig. Økningen i selve kraftprisen som vi ikke har tatt stilling til i denne delen vil resultere i langt mer enn økningen i nettleien (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018). Videre har vi ikke nok grunnlag til å fordele flaskehalsinntekt fraværet på effektfordelingen for den nye nettleiemodellen, og velger derfor å se bort ifra det frem til den nye nettleiemodellen er tatt i bruk og nok data er samlet inn. Dataene for den nye nettleiemodellen vi har til nå er prognoserte tall fra hjemmesidene til nettselskapene nevnt ovenfor.

## 7. Diskusjon

Som nevnt i innledningen til denne oppgaven har hovedfokuset vært de tre problemstillingene:

1. Hvor stor har Statnett sine flaskehalsinntekter vært de siste åtte årene?
2. Hva har flaskehalsinntektene vært brukt til?
3. Har økningen kommet den norske husholdningen til gode?

I dette kapittelet ønsker vi å belyse effekten av de tre punktene nevnt ovenfor.

### 7.1 Grunnlag

Når man ønsker å se på økningen i flaskehalsinntekter og hvordan Statnett har brukt disse i løpet av de siste åtte årene, så er det viktig å se på grunnlaget bak Statnett sin praksis. På den måten kan man se om økningen i flaskehalsinntekter har kommet norske husholdninger til gode. Ifølge NVE og Statnett er hensikten med flaskehalsinntektene å redusere nettleien som husholdningene betaler i tillegg til kraftprisen. Grunnlaget i denne diskusjonen er å se om dette er tilfelle, og på den måten kan vi svare på problemstillingene til slutt.

### 7.2 Utvikling i Statnetts flaskehalsinntekter

Kraftmarkedet i både Norge og resten av Europa har merket et stort trykk de siste årene. Vi har sett at etterspørselen etter kraft har økt betraktelig. Norge som har en normalårsproduksjon på 143.2 TWh har vært en stor bidragsyter for etterspørselen etter kraft både her hjemme og til Europa. Økning i etterspørsel har ført til mer handel over landegrensene og dermed til mer flaskehalsinntekter. I kapittel 4.2.3 og 4.3 forklarte vi hvordan flaskehalsinntektene oppstår.

Statnett sine totale flaskehalsinntekter har siden 2020 slått nye rekorder hvert år, og det ser ut til at denne trenden vil fortsette i årene fremover også. Vi fokuserer på utviklingen i flaskehalsinntekter de siste åtte årene og dette viste vi i figur 6.1. I løpet av de siste åtte årene har flaskehalsinntektene til Statnett hatt en jevn økning med noe reduksjon i 2018 og 2019. I 2014 hadde Statnett flaskehalsinntekter på 807 millioner. I 2015 økte de til 1 067 millioner og

videre til 1 170 millioner i 2016. Fra og med 2017 hadde Statnett en nedgang og ga oss flaskehalsinntekter på 1 030 millioner kroner. Videre falt de til henholdsvis 961-, og 587 millioner kroner i 2018 og 2019. Ser vi så på årene 2020 og 2021 har de økt til henholdsvis 2 408- og 5 600 millioner kroner. Aller sist forventer Statnett at de totale flaskehalsinntektene for 2022 vil ligge på rundt 7 000 millioner kroner.

Utviklingen i flaskehalsinntekter fra 2014 til 2015 skyldes idriftsettingen av den fjerde kablen mellom Norge og Danmark (Skagerrak 4). Som nevnt tidligere i oppgaven ble to nye kabler (North Sea link og Nordlink) i 2021 satt i prøvedrift som ga millioner i flaskehalsinntekter på noen få måneder. Vi velger å tro at med flere kabler i drift har vi mulighet til å importere/eksportere enda mer kraft som vil gi økte flaskehalsinntekter. Per i dag er Norge koblet til resten av Europa med 17 utenlandsforbindelser, og med enda flere kabler vil det komme enda mer flaskehalsinntekter.

### **7.3 Bruken av flaskehalsinntekter**

Når det kommer til bruken av flaskehalsinntektene så har disse inntektene som hensikt å gå til å dekke Statnetts kostnader ved drift, vedlikehold og nyinvesteringer mot utlandet.

Flaskehalsinntektene som oppstår gjennom handel med utlandet er sterkt regulert av EU gjennom gitte regelverk. Hele forordning 714/2009 3. energimarkedspakke er laget for å regulere disse inntektene og siste prioritet i denne forordningen er å redusere tariffene til Statnett. EU begrunner at de regulerer inntektene fordi det er betydelig flaskehalser ved kraftsalg mellom ulike land i Europa, mens utvekslingskapasiteten er lav. Av den grunn blir bruksområdet til flaskehalsinntektene begrenset da det er gitte inntekter. Vi kan derfor ikke fordele flaskehalsinntektene til å utgjøre mer enn 12,5 prosent som i figur 5.3.

Selv om flaskehalsinntektene ikke direkte reduserer nettleie gjør den det indirekte ved å få kostnadene til Statnett til å bli mindre, slik at Statnett fakturerer lavere kostnader til nettselskapene som igjen burde fakturerer lavere nettleie til husholdningene og andre slutt kunder. Dermed er det stor grunn til å tro at nettleien på figur 5.3 ville vært høyere om flaskehalsinntektene rent hypotetisk var borte. På den måten har vi med figur 5.3 god grunn til

å tro at selv med forordning 714/2009 3. energimarkedspakke brukes flaskehalsinntektene til å redusere nettleien.

Noe som svekker argumentasjonen over er at Statnett forventer flaskehalsinntekter på rundt 7 000 millioner kroner i 2022. En skulle ha trodd at de høye flaskehalsinntektene ville gitt lavere nettleiesatser, men slik er det ikke. Fra første juli skal nettselskapene rundt om i landet ta i bruk en ny nettleiemodell hvor satsene er høyere enn med den gamle nettleiemodellen.

Forskjellen mellom den gamle og den nye nettleiemodellen er liten, men samtidig veldig stor. Konsumentene har med den gamle nettleiemodellen et fastledd og et energiledd å forholde seg til, der innvirkningen fra nettselskapene er store med tanke på at husholdningene må betale en fast sum uansett forbruk. Fastleddet blir mindre og mindre for hver kWh ekstra forbruk. Det har vært lite snakk om den gamle nettleiemodellen ettersom kundene ikke har trengt å forholde seg til effekten på nettet eller å fokusere så mye på time-for-time forbruket sitt. Den nye nettleiemodellen har ikke lengre et fastledd, men heller et kapasitetsledd, hvor energileddet er som før. Kapasitetsleddet blir regnet ut fra hvor mye kraft kunden bruker samtidig. Dette kan være positivt økonomisk sett ettersom fastleddet forsvinner og husholdninger med lite og smart forbruk kan få strømrregningen sin betraktelig redusert. For husholdninger med stort forbruk vil dette føre til mer styr dersom de ønsker å få minst mulig strømrregning, fordi de hele tiden må tenke over forbruket.

Som vi så på eksempelet i kapittel 6.2 vil de fleste nettkundene merke en økning i nettleiesatsene som igjen svekker argumentet om at husholdningene har det bedre med kapasitetsledd fremfor fastledd. Figur 4.10 om peak load pricing beskriver godt hvordan et kapasitetsledd som fokuserer på totaleffekten og kapasiteten på nettet fungerer. Strømmen vil være billig på kveldstid og dyr på dagtid når effekten på nettet er størst. Dagens samfunn er lagt opp slik at de fleste jobber fra 08-16 +/- en time, noe som vil si at folk spiser, dusjer, ser på tv, spiller osv. omtrent samtidig. Dermed blir total kapasiteten og effekten på nettet fullt utnyttet, og hvordan dette kommer til å slå ut på strømrregningen må vi vente med å finne ut av frem til den nye nettleie modellen er tatt i bruk. En annen ting med denne ordningen er at naboens strømförbruk vil til en viss grad indirekte påvirke ens strømrregning og motsatt. Det er fordi at jo mer kraft naboene bruker samtidig som deg jo mer blir nettet belastet og dermed

vil det føre til at de får dyrere kapasitetsledd. I tillegg er det ens egen samtidig strømforbruk i løpet av en time sist måned som vil ha påvirkningskraft på hva du blir fakturert denne måneden.

Som et forslag kan vi nevne den digitale tiberløsningen som kan hjelpe husholdninger med å få kontroll på time-for-time forbruket sitt. Det er riktignok en ekstra kostnad som en må vende seg til etter at den nye nettleiemodellen trer inn. Løsningen er ikke obligatorisk, men vil komme husholdninger til hjelp med å ta bedre kontroll over forbruket sitt. Den gamle nettleiemodellen så bort fra alt dette og hadde kun et fastledd og et energiledd som husholdningene måtte forholde seg til.

#### **7.4 Flaskehalsinntektenes betydning for husholdningene**

Så langt i diskusjonen har vi nevnt hvor store Statnett sine flaskehalsinntekter har vært de siste åtte årene samt tatt for oss hva disse inntektene har vært brukt til. Det viste seg at disse inntektene er regulert av EU med strenge regelverk som forhindrer Statnett fra å selge kraft til utlandet om regelverket ikke opprettholdes. I denne delen ønsker vi å diskutere om måten flaskehalsinntektene har blitt brukt på har kommet norske husholdninger til gode. Vi mener at selv med reguleringer og prioriteringer så har flaskehalsinntektene kommet ikke bare husholdningene, men alle sluttkundene til gode, indirekte. I kapittel 4.2.4 i “Førsund modell med utenlandsforbindelser” fant vi ut at krafthandel med andre land gir lavere kraftpriser, ubegrenset kraftflyt både i tørrår og våtår samt merinntekter i form av flaskehalsinntekter, som vist med blå skravert felt på figur 4.6. I tillegg til å øke krafttilbudet har handel og flaskehalsinntektene også bidratt med noe lavere nettleie. Dette viste vi med ytterlighetene i kapittel 6.2.

I disse ytterlighetene brukte vi året 2022 som eksempel og antok at flaskehalsinntektene var fraværende med den nye nettleiemodellen. Som vi vet fra før av så er det sluttkundene som dekker kostnadene til Statnett og nettselskapene. Med fravær av en inntekt på 7 000 millioner i metode (A) fant vi ut med forutsetninger lagt til grunn at energileddet til sluttkundene hadde økt med 5.63 øre/kWh. Dette for å vise at dersom vi ikke hadde hatt flaskehalsinntekter ville

Statnett fortsatt hatt kostnadene med antagelse om sunk cost, og igjen ville denne kostnaden landet hos sluttkundene. Med ytterlighet to som vi kalte for metode (B) fordelte vi flaskehalsinntekt fraværet likt mellom totalt antall nettkunder, som ville resultert i et fastledd på 2 187,5 kroner pr nettkunde. Vi mener at den mest rettferdige måten å fordele flaskehalsinntekt fraværet på er med metode (A). Fordi jo mer strømforbruk en har jo mer må en betale. Basert på disse ytterlighetene kan vi se at et fravær av flaskehalsinntektene ville resultere i høyere nettleie. Derfor er det naturlig å tro at flaskehalsinntektene har kommet norske husholdninger til gode.

Vi har frem til nå stilt spørsmål om hvor store flaskehalsinntektene til Statnett har vært. Da fikk vi konkrete tall og så at det hadde vært en kraftig økning de siste årene. Basert på dette kunne vi se hvordan de hadde blitt brukt til å redusere nettleien slik figur 5.4 viste. Som en siste del av problemstillingen spurte vi om økningen av flaskehalsinntektene hadde kommet norske husholdninger til gode. Som allerede nevnt stemmer det at økningen i flaskehalsinntektene har kommet norske husholdninger til gode, men vi mener at økningen har kommet de indirekte til gode. Når vi sier “indirekte til gode” tar vi utgangspunkt i fordelingen av naturlig monopoles kostnader. Denne fordelingen baserer seg på det faktum at et naturlig monopol vil gjøre alt de kan for å profitt maksimere inntektene slik vi lærte om i kapittel 4.1. I kapittel 7.4.1 vil vi gå nærmere inn på dette. Spesifikt vil vi diskutere ut fra teoridelen om hvordan fordelingen av naturlig monopoles kostnader fungerer samt bruke argumentasjonen til Brunborg. På den måten kan vi bruke for- og motargumentasjon for å gå i dybden på hva det vil si å “komme husholdningene indirekte til gode”.

#### **7.4.1 Fordeling av naturlig monopoles kostnader**

Det norske kraftmarkedet eies av naturlige monopoler og betales for av nettkundene gjennom nettleien. Vi viste ovenfor hvordan flaskehalsinntektene kommer norske husholdninger til gode, videre lurer vi på om disse inntektene kunne ha kommet husholdningene enda mer til gode. Det kommer tydelig frem at flaskehalsinntektene brukes av Statnett til å drifte, vedlikeholde samt bygge ut transmisjonsnettene mot utlandet, dermed brukes flaskehalsinntektene til å reduseres kostnadene til Statnett det respektive året.

Nettleien burde derfor ha blitt mye mindre, men det er dessverre ikke tilfellet. Brunborg skriver i sin bok *“Energipolitikken er på feil sport! Og det er du som betaler!”* om at kommunene som eier av nettselskapene er de som ikke er interesserte i at nettkundene betaler lavere nettleie (Brunborg, 2020). Vi kan tolke dette utsagnet som at når nettselskapene fakturerer kostnadene sine videre så tar de ikke høyde for at flaskehalsinntektene allerede har redusert Statnett sine kostnader og dermed fakturerer nettselskapene for Statnetts kostnader før flaskehalsinntektene var tatt i bruk. Dette er for å drive profittmaksimering samt gi utbytte til eierkommunene.

Vi vet at RME setter rammeinntekter med begrensninger for hvor mye nettselskapene kan ta betalt. Likevel støtter vi argumentasjonen til Brunborg ovenfor om at nettselskapene ikke intensiveres til å komme husholdningene til gode. Med utgangspunkt i argumentasjonen til Brunborg og hvordan aktørene opererer i et naturlig monopol kan det være logisk å anta at nettselskapene har som mål å få høyere profitt etter at Statnett har fordelt kostnadene videre til nettselskapene.

## **7.5 Kraftmarkedet ved fravær av handel og flaskehalsinntekter**

Siste del før vi konkluderer ønsker vi å vise til hvordan kraftmarkedet ville sett ut ved fravær av handel og flaskehalsinntekter. Grunnen for at vi ønsker å vise til dette er fordi, etter en kort samtale med konsernsjef i Elvia (Trond Skjellerud), om hvordan et fravær av handel hadde påvirket det norske kraftmarkedet, kom vi frem til at alt annet i strømrregningen til konsumenten forblir det samme utenom nettleien og kraftprisen. NVE mener at kraftprisen kan øke to til tre ganger mer dersom muligheten for handel med utlandet faller bort. Man hadde også risikert å tømme magasinene for vann, som vist med figur 4.8 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018).

På grunn av uforutsette endringer i været og ingen mulighet for handel vil tilbudet av kraft bli begrenset. Kraftprodusentene må tenke sparing året rundt, selv i år med mye vann. Nordpool, kraftprodusenter og Meteorologisk institutt har en anelse om når vi kommer til å få et tørt eller vått år, men det kan likevel oppstå noen feil kalkulasjoner. I et marked med stor etterspørsel og lite tilbud vil prisene naturligvis bli høye.



Kraftprisen utgjorde rundt 35 prosent av strømregningen til en husholdning, og nettleien rundt 29 prosent, før vi kom inni den unormale tiden vi er i nå (Norgesenergi, 2022). I et autarki vil fordelingen på strømregningen se helt annerledes ut, fordi kraftprisen vil utgjøre en mye større andel enn i dag. Nettleieandelen i strømregningen vil variere fra år til år, og som vi viste tidligere i diskusjonen vil nettleien per husholdning økt med 5.63 øre/kWh ved bortgang av handel i 2022.

Det norske kraftmarkedet kunne klart seg som et autarki i dag, men det er svært tvilsomt om markedet hadde greid seg i like stor grad eller i det hele tatt om noen år. For det første så er det norske kraftmarkedet drevet av vannkraft som kommer av smeltevann og nedbør, noe som betyr at den er svært væravhengig. For det andre så er det grønne skiftet godt i gang med å sette spor i norsk industri og husholdning, hvor 65 prosent av alle personbiler som ble førstegangsregistrert i Norge i 2021, var elbil (Loftås, 2022). I tillegg til elbiler er det el-sykkel, el-sparkesykkel, buss osv. Dette betyr at vi vil trenge mye mer kraft i fremtiden når enda flere går fra bensin og diesel til elektrisitet. Alt dette vil føre til at kraftprodusentene må tenke sparing året rundt på grunn av uforutsette endringer i været og dermed presses kraftprisen opp.

## 8 Konklusjon

I løpet av oppgaven har vi tatt for oss generell informasjon og teoretiske modeller for å best mulig diskutere problemstillingene nevnt i innledningen. Hovedfokuset har vært å ta stilling til husholdningene som kundegruppe for å se på hvordan flaskehalsinntektene har kommet de til gode. Derfor har det vært sentralt å først se på utviklingen i flaskehalsinntektene samt hvordan Statnett har brukt disse, de siste åtte årene.

Husholdningene betaler Statnetts og nettselskapenes kostnader i transmisjonsnettet gjennom nettleien. Handel med utlandet er med på å påvirke nettleien til husholdningene i den forstand at jo mer handel vi har, jo høyere vil flaskehalsinntektene bli. Høye flaskehalsinntekter betyr mer penger til Statnett for å dekke deres kostnader, som dermed gir lavere nettleie. Et fravær av flaskehalsinntektene, i form av at handel med utlandet falt bort ville ført oss tilbake til et regulert kraftmarked, hvor husholdninger og andre sluttkunder ville merket noe høyere nettleie. Dette kan vi forsvare med figur 5.3 som viser dagens fordeling av Statnetts tillatte inntekter. I et autarki marked ville nettleie andelen vært mye større enn i dag.

Til tross for dette, mener vi at nettleien ikke er det største problemet. Ifølge estimer utført av NVE, kan kraftprisen komme til å bli to til tre ganger høyere enn dagens prisnivå. På den måten ville kraftprisen som i dag utgjør omtrent 35 prosent av en husholdnings strømregning, havne på en betydelig større andel av regningen ved fravær av flaskehalsinntekter og handel med utlandet. Tilbudet av kraft hadde også blitt begrenset, noe som hadde gitt norske husholdninger doble utgifter både fra nettleien og kraftprisen.

Statnett som TSO har ikke hatt så mye valg når det kommer til bruken av flaskehalsinntektene generert ved handel med utlandet, ettersom det er satt klare regelverk for bruken av disse inntektene. Siste prioritet i dette regelverket er å bruke deler av flaskehalsinntektene til å redusere nettleien direkte. Handel med utlandet har bidratt med noen øre lavere nettleie, redusert kraftpris samt økt tilbud året rundt. NVE og Statnett mener at flaskehalsinntektene skal redusere nettleien enda mer, over tid. Med tanke på at utenlandskablene har store løpende kostnader samt at nye investeringer må til, mener vi at det er lite sannsynlig.

Som en hovedkonklusjon kan vi først og fremst konstatere at flaskehalsinntektene har bidratt til å øke muligheten for handel med utlandet. Dette har skjedd i større grad enn de har kommet husholdningene direkte til gode. Indirekte har både flaskehalsinntektene og handel kommet husholdninger og andre kraft konsumenter til gode, og åpnet opp for ubegrenset kraft tilbud, bedre kraftflyt og ikke minst redusert Statnetts kostnader på transmisjonsnettet. Vi mener at grunnen for at flaskehalsinntektene ikke har kommet husholdningene direkte til gode er fordi, nettselskapene har hatt som hensikt å øke profitten, istedenfor å kutte direkte på dagens nettleie. RME har de siste årene sagt at både Statnett og de andre aktørene har operert innenfor gitte rammeverk. Etter det vi har funnet ut kan vi si at flaskehalsinntektene fører til lavere nettleie, ubegrenset kraftflyt og reduserte kraftpriser. Dagens situasjon er fortsatt bedre enn om vi hadde vært i et autarki marked som begrunnet i kapittel 7.5. Dermed kan vi si at flaskehalsinntektene har kommet norske husholdninger til gode.

## 9 Referanser

- Abrenna. (2018). *Hvor mange nettselskaper er det i Norge?* <https://enerwe.no/hvor-mange-nettselskaper-er-det-i-norge/165909>
- Andresen, T. M., & Mook, V. A. (2015). Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. *Norges vassdrags- og energidirektorat*, 37.
- Barstad, H. (2020). *NVE skroter forslaget om effekttariff*. <https://www.ge.no/geavisa/nve-skroter-forslaget-om-effekttariff>
- Barstad, H. (2021a). *Rekkefølgen på de største nettselskapene er stokket om | Europower*. Europower | Siste Nyheter Fra Fornybarbransjen. <https://www.europower-energi.no/nett/rekkefolgen-pa-de-storste-nettselskapene-er-stokket-om/2-1-1003891>
- Barstad, H. (2021b). *Tydelig beskjed fra RME: Ny nettleie-modell kan innføres fra nyttår | Europower*. Europower | Siste nyheter fra fornybarbransjen. <https://www.europower-energi.no/nett/tydelig-beskjed-fra-rme-ny-nettleie-modell-kan-innfores-fra-nyttar/2-1-1121514>
- Brenna, A. L. (2020). - *Strømkundene har blitt en økonomisk og politisk salderingspost*. <https://enerwe.no/ams-bok-stromnett/stromkundene-har-blitt-en-okonomisk-og-politisk-salderingspost/367645>
- Brenna, A. L. (2021a). *Her er nettleien dyrest og billigst høsten 2021 | Europower Energi*. Europower Energi | Siste Nyheter Fra Fornybarbransjen. <https://www.europower-energi.no/nett/her-er-nettleien-dyrest-og-billigst-hosten-2021/2-1-1088653>
- Brenna, A. L. (2021b). *Så mye tjener Statnett på utenlandskablene | Europower*. Europower | Siste Nyheter Fra Fornybarbransjen. <https://www.europower-energi.no/nett/sa-mye-tjener-statnett-pa-utenlandskablene/2-1-1022313>
- Bru, T. (2021). *Spørsmål og Svar, Stortinget* [DOK15:]. Stortinget; Stortinget. <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=84186>
- Brunborg, S. R. (2020). *Energipolitikken er på feil spor! Og det er du som betaler!* Giutbok as.
- Bye, T., & Hope, E. (2007). *Deregulering av elektrisitetsmarkedet Norske erfaringer*. 9.
- Bye, T., & Strøm, S. (1987). Kraftpriser og kraftforbruk. *Samfunnsøkonomenes forening*, 19–29.

- Elvia. (2022). *Viktig info om prisjusteringer og videreføring av strømstøtten* [Personal communication].
- Energifaktanorge. (2021). *Kraftproduksjon*. Energifakta Norge.  
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Energ norge. (n.d.). *Ny nettleie*. Retrieved 16 May 2022, from  
<https://www.energinorge.no/nynettleie/>
- Fjordkraft. (2021). *Høye strømpriser – Derfor er strømprisen høy*. Fjordkraft.  
<https://www.fjordkraft.no/strom/stromprat/stromforbruk/en-vinter-med-hoye-strompriser/>
- Førsund, F. R. (2007). *HYDROPOWER ECONOMICS*. 45.
- Foss, M. (2014). *Når regner det minst og mest?* NRK. [https://www.yr.no/artikkel/nar-regner-det-minst-og-mest\\_-1.11977477](https://www.yr.no/artikkel/nar-regner-det-minst-og-mest_-1.11977477)
- Hovland, K. M. (2021). *Rekordhøye britiske strømpriser før norsk kabel startes opp: – Vil dra opp prisene*. <https://e24.no/i/47Lm1q>
- Joskow, P. L. (2007). Chapter 16 Regulation of Natural Monopoly. In *Handbook of Law and Economics* (Vol. 2, pp. 1227–1348). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S1574-0730\(07\)02016-6](https://doi.org/10.1016/S1574-0730(07)02016-6)
- Jøssang, T. I. (2021). *Strøm eksport og import*.  
<https://www.aftenbladet.no/lokalt/i/47L92o/hvor-mye-stroem-eksporterer-vi-hvor-mye-importerer-vi-og-hvorfor>
- Klima- og miljødepartementet. (2021). *Klimaendringer og norsk klimapolitikk* [Redaksjonellartikkel]. Regjeringen.no; regjeringen.no.  
<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>
- Larsen, K. H. (2019). *Effekttariffer i distribusjonsnettet*. 96.
- Loftås, B. E. (2022). *Nå er hver sjette bil i Norge en elbil*. elbil24.no.  
<https://www.elbil24.no/nyheter/na-er-hver-sjette-bil-i-norge-en-elbil/75693789>
- Mæland, A., & Oma, I. (2021). *Slik virker det: Hvorfor går strømprisen opp?*  
<https://www.statkraft.com/nyheter/nyheter-og-pressemedlinger/arkiv/2021/slik-virker-det-hvorfor-gar-stromprisen-opp/>
- Meteorologisk institutt. (2021). *Klima fra 1900 til i dag*. Meteorologisk institutt.  
<https://www.met.no/vaer-og-klima/klima-siste-150-ar>

- Nord Pool. (n.d.-a). *Market data*. Retrieved 12 January 2022, from <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/NO/Daily1/>
- Nord Pool. (n.d.-b). *See outline of our power market history*. Retrieved 25 January 2022, from <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (n.d.). *Rapporter—Vassmagasinstatistikk—NVE*. Retrieved 17 January 2022, from <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018). *Kraftpriser i Norge uten handel med utlandet*. NVE. [https://www.nve.no/Media/7167/2018\\_08\\_16\\_notat-om-kraftpriser-uten-handelsmuligheter.pdf](https://www.nve.no/Media/7167/2018_08_16_notat-om-kraftpriser-uten-handelsmuligheter.pdf)
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019). *Nettleie for forbruk—NVE*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2020). *Hvem er Reguleringsmyndigheten for energi? - NVE*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/om-oss/hvem-er-reguleringsmyndigheten-for-energi/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021a). *Økonomisk regulering av nettselskap—NVE*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021b). *Samlet energibruk—NVE*. <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/samlet-energibruk/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022, January 17). *Rapporter—Vassmagasinstatistikk—NVE*. <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/>
- Norgesenergi. (2022). *Hva består strømregningen av?* <https://norgesenergi.no/stromsmart/hva-bestar-stromregningen-av/>
- Öberg, L. Ø. (2021). *Ny nettleiemodell utsettes*. Huseierne. <https://www.huseierne.no/nyheter/regjeringen-utsetter-innforingen-av-ny-nettleie/>
- Olje og Energidepartementet. (2017). *Kraftmarkedet*. Energifakta Norge. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

- Olje og Energidepartementet. (2019). *Eierskap i kraftsektoren*. Energifakta Norge.  
<https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>
- Østensen, I. (1989). *Prissetting i elektrisitetsmarkedet (Peak load pricing)*. 53.
- Perloff, J. M. (2017a). Microeconomics. In *Theory and Applications with Calculus* (4th ed., pp. 410–416). Pearson Education.
- Perloff, J. M. (2017b). *Theory and Applications with Calculus* (4th ed.). Pearson Education.
- Røn, K., Ballestad, G., & Hoff, B. A. (2021). *Statnetts forslag til bruk av flaskehalsinntekter*. Statnett. <https://www.nve.no/media/11774/statnetts-forslag-til-bruk-av-flaskehalsinntekter.pdf>
- Rypdal, K. (2022). *Bør vi regulere kraftmarkedet?* Nordnorsk debatt.  
<https://www.nordnorskdebatt.no/5-124-161323>
- Statistisk Sentralbyrå. (2018). *Vi bruker mindre strøm hjemme*. ssb.no.  
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme>
- Statistisk Sentralbyrå. (2022a). *Elektrisitet*. SSB. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>
- Statistisk Sentralbyrå. (2022b). *Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950—2020-PX-Web SSB*. SSB. <https://www.ssb.no/system/>
- Statnett. (n.d.). *Dette er Statnett*. Statnett. Retrieved 26 January 2022, from <https://www.statnett.no/om-statnett/>
- Statnett. (2016). *Utvikling i kostnader 2016-2025*. 37.
- Statnett. (2018). *Slik fungerer kraftsystemet*. Statnett. <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-betere-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/>
- Statnett. (2020a). *Statnett årsrapport*. Statnett. <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/investorrelasjoner/arsrapporter/arsrapport-2020.pdf>
- Statnett. (2020b). *Statnett årsrapport*. Statnett. <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/investorrelasjoner/arsrapporter/arsrapport-2020.pdf>
- Statnett. (2021a). *Rapportering til RME av flaskehalsinntekter og henførbare kostnader i henhold til 3. Energimarkedspakke*. <https://www.nve.no/media/11774/statnetts-forslag-til-bruk-av-flaskehalsinntekter.pdf>

- Statnett. (2021b). *Statnetts tariff for 2022 holdes nede av handelsinntekter*. Statnett.  
<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/statnetts-tariffer-for-2022-holdes-nede-av-handelsinntekter/>
- Statnett. (2022a). *Årets tariff*. Statnett. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/tariffer-i-sentralnettet/>
- Statnett. (2022b). *Statnett: Fire milliarder til norske strømbrukere*. Statnett.  
<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/fire-milliarder-til-norske-strombrukere/>
- Tennet. (2008). *TenneT - NorNed – NorNed auction expected to start Monday May 5*.  
[https://web.archive.org/web/20110728090502/http://www.tennet.org/english/tennet/news/NorNed\\_Verwachte\\_start\\_NorNed\\_Auction\\_maandag\\_5\\_mei.aspx](https://web.archive.org/web/20110728090502/http://www.tennet.org/english/tennet/news/NorNed_Verwachte_start_NorNed_Auction_maandag_5_mei.aspx)
- Valseth, Å. S. (2022). *Innlegg: Strømnettet bør finansieres over statsbudsjettet, ikke over strømregningen*. Wwww.Dn.No.  
<https://www.dn.no/innlegg/energi/strompris/politikk/innlegg-stromnettet-bor-finansieres-over-statsbudsjettet-ikke-over-stromregningen/2-1-1155823>



**OSLOMET**