



# **Anleggsbidrag i strømnettet – en diskusjon av effekter og egenskaper**

**Anneli Grindstad og Thorvald Mosvold**

**Veileder: Endre Bjørndal og Mette Bjørndal**

Masterutredning i Økonomi og Administrasjon. Økonomisk Styring  
og Energi, Naturressurser og Miljø

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Norge og Europa står ovenfor en betydelig økt etterspørsel etter kraft. I forbindelse med «det grønne skiftet» og økt etterspørsel, er det avgjørende at kraftmarkedet og strømmettet utvikles etter samfunnets krav til omstilling og endringer.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) innførte i 2019 en forskriftsmessig endring som medfører at nettselskaper skal fastsette og kreve anleggsbidrag når en kunde blir tilknyttet strømmettet, får økt kapasitet eller får bedre kvalitet. Vi har vurdert hvilken påvirkning denne endringen i regelverket har gitt, og hvilken effekt obligatorisk anleggsbidrag kan ha på nettselskapers handlingsrom og på deres økonomiske avveininger ved nye investeringer og nettutvikling.

Oppgaven presenterer nettverksstrukturen i strømmettet. Vi har sett på grunnlaget for den økonomiske reguleringen av monopoler og presentert den norske reguleringsmodellen. Vi har også lagt frem to måter strømmett kan finansieres på, og undersøkt hensikten med å regulere monopoler.

Diskusjonsdelen tar for seg virkninger av obligatorisk anleggsbidrag i direkte og indirekte regulering, inklusiv anleggsbidragets formål. Oppgaven tydeliggjør at det er krevende å likebehandle kunder, og at beregningen av anleggsbidrag kan være ressurskrevende og komplisert. Handlingsrommet setter rammene for hva et nettselskap har mulighet til, og den indirekte reguleringen legger føringer for de økonomiske insentivene. Økt andel av investeringer som bidragsfinansieres reduserer påvirkning av kostnadsnormen. Om nettselskaper har insentiver til å finansiere investeringer med anleggsbidrag avhenger av selskapets effektivitetsscore.

I diskusjon av anleggsbidragets formål konkluderer vi med at anleggsbidrag fungerer som et prissignal. En uheldig effekt er at lange ledetider kan skape forsinkelser i samfunnsutviklingen. Utbygging og utbedring av strømmettet kan forsinkes ytterligere som følge av at prosessen ved anleggsbidrag fordrer at en kunde må henvende seg før prosessen igangsettes.

Utredningen avsluttes med å presentere noen alternativer til anleggsbidrag, konklusjon og forslag til videre utredninger.

---

## Forord

Denne masterutredningen inngår som selvstendig arbeid i masterstudiet ved Norges Handelshøyskole innenfor hovedprofilene Økonomisk Styring og Energi, Naturoressurser og Miljø.

Vår motivasjon for valg av oppgaven er rollen strømmettet spiller i den pågående elektrifiseringen av samfunnet. RME regulerer nettselskaper og fastsetter rammeverket for utviklingen av strømmettet i Norge.

Vi finner arbeidet med denne utredningen svært lærerikt og har satt pris på å se hvordan økonomisk analyse kan bidra til økt effektivitet i en bransje med monopol.

Vi ønsker å rette en stor takk til våre veiledere Mette Bjørndal og Endre Bjørndal for idé til oppgaven og god hjelp underveis. Takk for at dere har delt kunnskap om regulering, strømmettet og takk for grundig veiledning underveis.

Vi vil benytte anledningen til å takk Eivind Gramme og hans kollegaer i Lede for å ha vært behjelpelig med å svare på spørsmål, dele kunnskap om anleggsbidrag og fremskaffe tallgrunnlag. Vi vil også rette en takk til Energi Norge for hjelp og inspirasjon til oppgaven.

Avslutningsvis vil vi takke venner og familie for god støtte gjennom semesteret.

Bergen, juni 2022

Anneli Grindstad

Anneli Grindstad

Thorvald Mosvold

Thorvald Mosvold

## Innholdsfortegnelse

<b>1.</b>	<b>INNLEDNING.....</b>	<b>2</b>
1.1	OPPGAVERNS OPPBYGGING.....	3
<b>2.</b>	<b>KRAFTMARKEDET I NORGE.....</b>	<b>4</b>
2.1	NETTVERKSSTRUKTUREN.....	6
2.2	DIREKTE OG INDIREKTE REGULERINGEN AV NETTSELSKAPER.....	9
2.3	FORVENTET INVESTERINGSBEHOV.....	11
<b>3.</b>	<b>TEORETISK RAMMEVERK.....</b>	<b>14</b>
3.1	MONOPOL.....	14
3.2	REGULERING AV NATURLIG MONOPOL.....	17
3.3	DATAOMHYLLINGSANALYSE – ET TEORETISK RAMMEVERK.....	22
3.3.1	<i>Hvordan måle effektivitet.....</i>	22
3.3.2	<i>Måling av effektivitet i DEA-analyse.....</i>	25
3.3.3	<i>Slakk i DEA.....</i>	29
<b>4.</b>	<b>REGULERING AV NETTSELSKAPER I NORGE.....</b>	<b>31</b>
4.1	TILLATT INNTEKT.....	31
4.2	INNTEKTSRAMME.....	34
4.2.1	<i>Kostnadsgrunnlaget.....</i>	35
4.2.2	<i>Kostnadsnorm.....</i>	37
4.2.3	<i>Referanserente.....</i>	44
4.3	SELSKAPER MED ALTERNATIV BEREKNING AV KOSTNADSNORM.....	45
<b>5.</b>	<b>TARIFF OG ANLEGGSBIDRAG.....</b>	<b>48</b>
5.2	TARIFF.....	49
5.3	ANLEGGSBIDRAG.....	49
5.3.2	<i>Beregning av anleggsbidrag.....</i>	51
<b>6.</b>	<b>SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET.....</b>	<b>57</b>
<b>7.</b>	<b>DISKUSJON.....</b>	<b>59</b>
7.1	HANDLINGSROM.....	60
7.1.1	<i>Beregning av anleggsbidrag.....</i>	63
7.1.2	<i>Case.....</i>	66
7.2	ANLEGGSBIDRAG ELLER TARIFF, EN ØKONOMISK AVVEIING.....	70
7.2.1	<i>Påvirkning på kostnadsgrunnlag.....</i>	70
7.2.2	<i>Påvirkning på insentiver til effektivitet.....</i>	72

---

7.3	ANLEGGSBIDRAGETS FORMÅL .....	76
7.4	OPPSUMMERING DISKUSJON .....	79
<b>8.</b>	<b>ALTERNATIVER TIL ANLEGGSBIDRAG .....</b>	<b>80</b>
8.1	TILKNYTNINGSAVGIFT .....	81
8.2	INGEN ANLEGGSBIDRAG ELLER ANNEN TILKNYTNINGSAVGIFT .....	82
<b>9.</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>83</b>
9.1	FORSLAG TIL VIDERE UTREDNINGER .....	84
<b>10.</b>	<b>LITTERATURLISTE .....</b>	<b>86</b>

---

## Figurliste

FIGUR 2-1: KRAFTMARKEDET	4
FIGUR 2-2: ILLUSTRASJON NETTVERKSSTRUKTUREN	6
FIGUR 2-3: TRANSMISJONSNETT NORGE (NVE, TEMAKART, 2022A)	7
FIGUR 2-4:(NVE, TEMAKART, 2022B)	8
FIGUR 2-5, HISTORISK OG FORVENTET UTVIKLING AV STRØMFORBRUK I NORGE (BIRKELUND , ET AL., 2021, S. 29)	12
FIGUR 2-6: ILLUSTRASJON FRA STATNETT NETTUTVIKLINGSPLAN 2021, (STATNETT, 2021, S. 45)	13
FIGUR 3-1: MONOPOLISTENS TILPASNING, (INSPIRERT AV VISCUSI , HARRINGTON, JR, & SAPPINGTON , 2005, S. 83)	14
FIGUR 3-2: NATURLIG MONOPOL, (INSPIRERT AV GOOLSBEE, LEVITT, & SYVERSON, 2013, S. 376)	16
FIGUR 3-3: PRODUKSJONSMULIGHETSOMRÅDE INSPIRERT AV (INSPIRERT AV BOGETOFT & OTTO 2011, S 27)	24
FIGUR 3-4:DEA, (INSPIRERT AV BJØRNDAL, BJØRNDAL, & FANGE, 2010, S. 324)	25
FIGUR 3-5:MÅLING AV TEKNISK EFFEKTIVITET, INPUT- OG OUTPUT-ORIENTERT (INSPIRERT AV BOGETOFT & OTTO, 2011, S. 26)	26
FIGUR 3-6: MÅLING AV ALLOKATIV EFFEKTIVITET (INSPIRERT AV BJØRNDAL, BJØRNDAL, & FANGE, 2010, S. 325)	27
FIGUR 3-7: SLAKK I DEA-ANALYSE (INSPIRERT AV WIULL, 2008, S 6)	29
FIGUR 4-1: TILLATT INNTEKT	31
FIGUR 4-2: KOSTNADSNORM	37
FIGUR 4-3: EFFEKTIVITETSSCORE 1	38
FIGUR 4-4: EFFEKTIVITETSSCORE 2	40
FIGUR 4-5: EFFEKTIV FRONT (INSPIRERT AV NVE, KOSTNADSNORMEN – LOKALT DISTRIBUSJONSNETT, 2021, S.2)	41
FIGUR 4-6: KALIBRERINGSGRUNNLAG, INSPIRERT AV (INSPIRERT AV NVE, KOSTNADSNORMEN - LOKALT DISTRIBUSJONSNETT, 2021, S. 4)	43
FIGUR 4-7: ANDEL NETTSELSKAPER I ULIKE EVALUERINGSMODELLER (RME, 2021)	46
FIGUR 4-8: KOSTNADER I REGIONALNETT OG DISTRIBUSJONSNETT FORDELT PÅ ALTERNATIV BEREKNING AV KOSTNADSNORM (RME, 2021)	46
FIGUR 5-1: PROSESSMODELL (INSPIRERT AV LØKEN & AARRESTAD, 2021, S. 19)	50
FIGUR 7-1: ILLUSTRASJON VALGMULIGHETER	60
FIGUR 7-2: STILISERT VALGTRE VED TILKNYTNING AV KUNDE	62
FIGUR 7-3: EKSEMPEL 1, VALG AV KAPASITET	64
FIGUR 7-5: ILLUSTRERT EKSEMPEL	67
FIGUR 7-6: FORDELING KOSTNADER VED ALTERNATIVENE	68

---

FIGUR 7-7: KUNDE SOM IKKE KAN VELGE MELLOM ULIKE NETTSELSKAPER	74
FIGUR 7-8: KUNDE SOM KAN VELGE MELLOM ULIKE NETTSELSKAPER	74

## **Tabelliste**

TABELL 7-1: BEREGNING KUNDENS ANLEGGSBIDRAG	65
TABELL 7-2: EFFEKTIVITETSSCORE, TARIFF ELLER BIDRAGSFINANSIERING	72
TABELL 8-1: TABELL INSPIRERT AV VATTENFALLS PRISTABELL 16-25 AMPERE (VATTENFALL, 2022)	82

# 1. Innledning

Norge og Europa står ovenfor en elektrifiseringsbølge. Industri, husholdninger og transportnæring krever og vil trolig kreve betydelig mer kraft i den nærmeste fremtid, sammen med en utfasing av fossile kraftkilder.

Strømnettet spiller en viktig rolle i om en klarer å utvikle infrastrukturen i takt med den økende etterspørselen etter kraft. Energisystemet er tett integrert og er avhengig av at produksjon, overføring og forbruk utvikles og endres proporsjonalt.

Vi vil forsøke å gi en overordnet gjennomgang av strømnettet med fokus på investeringer og hvordan nettselskaper reguleres. Det gjør vi gjennom å forklare hvordan strømmarkedet er bygd opp og hvorfor monopoler bør reguleres. Vi vil beskrive den norske reguleringsmodellen for å kunne diskutere hvordan denne påvirker nettselskapene. For å diskutere effekter av reguleringen ønsker vi å se på ulike finansieringsmetoder og vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Oppgaven vil ta for seg regulering av nettselskaper i et overordnet perspektiv, med vekt på investeringer og anleggsbidrag. Anleggsbidrag er relevant da det har stor påvirkning på investering og utbygging i strømnettet og ble gjort obligatorisk ved regelendring januar 2019 (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999).

Der tidligere masterutredninger har undersøkt hvordan spesifikke deler av reguleringsmodellen påvirkes av endringer, vil vi forsøke å beskrive helheten i strømnettet og hvilke virkninger innføringen av obligatorisk anleggsbidrag har for utvikling og finansiering.

Vi har formulert følgende problemstilling:

*Virkninger av obligatorisk anleggsbidrag på nettutvikling i Norge.*

For å belyse vår problemstilling vil vi foreta en eksplorerende studie ved å undersøke et område det ikke eksisterer mye forskning på fra før. Innføringen av det obligatoriske anleggsbidraget og den eksplosive veksten i ønsket forbruk gir en ny situasjon å regulere. Derfor vil vi beskrive virkninger og forsøke å vise sammenhenger mellom disse.



## 1.1 Oppgavens oppbygging

I kapittel 2 vil vi se på strømmarkedet i Norge og hvordan det er oppbygd. Vi vil også se på forventet utvikling i strømforbruk og beskrive nå-situasjonen.

I kapittel 3 vil vi beskrive det teoretiske grunnlaget for naturlig monopol, for benchmarking og for regulering av monopol. Vi vil også se på hvordan måle effektivitet.

I lys av det teoretiske grunnlaget vil vi i kapittel 4 ta for oss reguleringsmodellen i Norge og belyse denne.

I kapittel 5 vil vi se på finansieringsalternativer for investeringer i strømmnett. Det kan være forsterkninger eller utbygging av nett. Her vil vi se på å finansiere gjennom reinvestering i eget nett og/eller å bruke anleggsbidrag.

Videre i kapittel 6 vil vi diskutere samfunnsøkonomisk lønnsomhet for å forklare hensikten med reguleringsmodellen og hvilke økonomiske utfordringer den forsøker å bedre.

I kapittel 7 vil vi diskutere virkninger av anleggsbidrag. Her vi tar for oss hovedpunktene handlingsrom, økonomiske avveininger og prissignal.

Vi vil i kapittel 8 presentere og diskutere noen alternativer til anleggsbidrag.

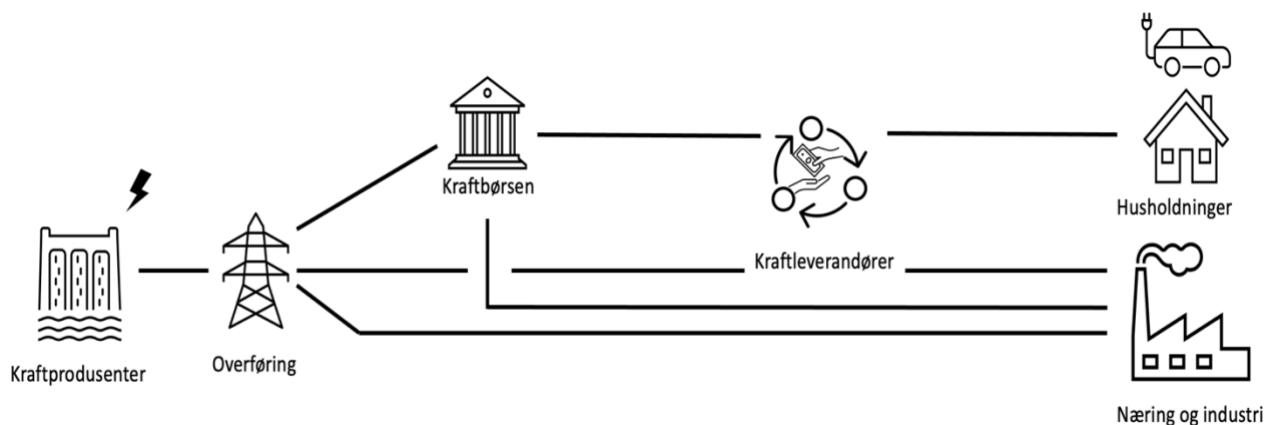
I kapittel 9 avslutter vi med konklusjon og forslag til interessante emner for videre fordypning.

## 2. Kraftmarkedet i Norge

Den enkle fremstilling av kraftmarkedet er at strømmen produseres et sted, den må overføres til kunden som er sluttbruker, og alt til en fornuftig pris. Norge har spesielle utfordringer i dette på grunn av geografiske forhold og bosettinger spredt i hele det langstrakte land. Kraftmarkedet er skilt i kraftproduksjon, overføring og omsetning. Strømforsyningen er også å regne som en samfunnskritisk funksjon som må det må planlegges for kan opprettholdes uansett hendelser (SNL, 2022).

I Norge ble kraftmarkedet deregulert i 1991 for å bli markedsbasert (Energifakta Norge, 2021). Dereguleringen hadde som formål å øke konkurransen mellom tilbydere og produsenter. Det var på det tidspunktet få andre land med en deregulert kraftbransje. Markedet er i dag en grunnleggende del av norsk kraftforsyning og gir signaler om behovet for nye investeringer, samtidig som det balanserer produksjon, forbruk og overføring av strøm på kort sikt (Energifakta Norge, 2021).

Det norske kraftsystemet er tett integrert med det europeiske kraftsystemet gjennom overføringskabler til Norden og Europa. Sammen med det nasjonale overføringsnettet har derfor den norske kraftforsyningen stor fleksibilitet og redusert sårbarhet for vekslende produksjon over sesonger og år (Energifakta Norge, 2021).



Figur 2-1: Kraftmarkedet

I det norske kraftmarkedet skiller det mellom virksomhet med monopol og virksomhet som egner seg for konkurranse (Energifakta Norge, 2021). Energiloven legger til rette for at

---

elektrisk energi fritt kan kjøpes og selges, mens nettvirksomhet er strengt regulert (Energifakta Norge, 2021). Fra 2021 ble skillene mellom konkurranseutsatt virksomhet og nettvirksomhet som monopol forsterket. Nettselskaper må etter 2021 ha et selskapsmessig skille mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet. Nettselskaper med flere enn 10 000 kunder må i tillegg ha et funksjonelt skille. Et funksjonelt skille innebærer at nettselskapet skal driftes uavhengig av annen virksomhet og at personer fra ledelsen i nettselskapet ikke kan delta i ledelsen i andre selskap i konsernet som driver med annen virksomhet (NVE, Selskapsmessig og funksjonelt skille, 2022). Forskriftsbestemmelsene er gjort for å redusere risiko for kryss-subsidiering, og for å unngå særlige fordeler til enkeltaktører (NVE, Selskapsmessig og funksjonelt skille, 2022).

Kraft kjøpes og selges på det felles europeiske kraftmarkedet, altså en felles auksjon. Her er 98,6% av forbruket i EU koblet sammen og handles i det som kalles spotmarkedet (ENTSO-E, 2022). Som illustrert i figur 2-1 vil en husholdningskunde handle sin strøm av en kraftleverandør. Kraftleverandøren har kjøpt strømmen på kraftbørsen der kraftprodusenter selger sin produksjon. Industrikunder kan handle direkte av kraftprodusenter, direkte på kraftbørsen eller via en kraftleverandør. Dette avhenger ofte av størrelsen på bedriften og dens kraftbehov (Energifakta Norge, 2021).

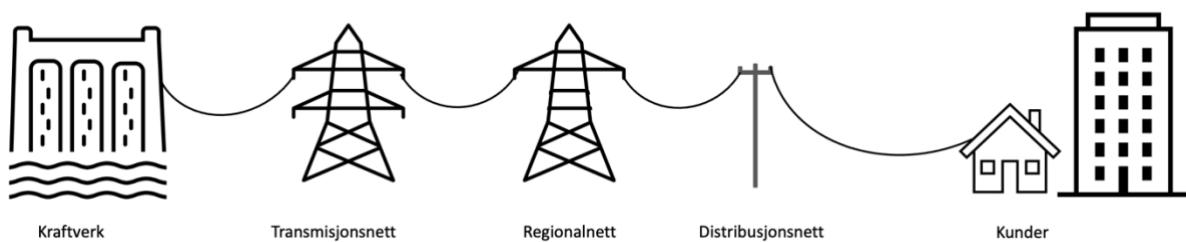
Kraften i Norge produseres i all hovedsak av vannkraft. Det var i 2021 1 682 vannkraftverk som til sammen sto for 89% av kraftproduksjonen (Energifakta Norge, 2021). Vannkraft er i stor grad lett regulerbar kapasitet, i motsetning til sol- og vindkraft som må produsere når forholdene tillater det (Energifakta Norge, 2021). Vindkraft utgjorde 7,5 % av samlet norsk kraftproduksjon i 2021, mens sol og varmekraft utgjorde de siste 3,5 % (Energifakta Norge, 2021).

Den relativt lave kostnaden knyttet til å regulere kraftproduksjon i vannkraftverk gjør norske kraftverk velegnet til å dekke behovet for fleksibilitet i både det nordiske og europeiske kraftsystemet (Energifakta Norge, 2021). Evnen til å fleksibelt regulere kraftproduksjon forutsetter velfungerende markeder og et tilstrekkelig utbygd overføringsnett (Energifakta Norge, 2021). Vi skal nå se videre på overføringsnett i Norge og hvordan det er bygd opp.

## 2.1 Nettverksstrukturen

Så lenge alle i Norge ikke bor inntil en kraftprodusent eller produserer egen strøm vil det være en avstand mellom der strøm skal forbrukes og der strøm blir produsert. Strøm må derfor fraktes fra kraftverket og til forbruker. Det er denne overføringen nettselskaper i Norge står for. Til forskjell fra produksjon og omsetning, er ikke overføring konkurranseutsatt. Nettselskaper har konsesjon innenfor sine gitte geografiske områder der de har monopol. Konsesjonene tildeles av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) som er underlagt Olje og Energidepartementet ((NEM), 2019).

Det finnes tre ulike nettnivåer i Norge, sentralt transmisjonsnett, regionalt distribusjonsnett og lokalt distribusjonsnett (heretter transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett). Skillet mellom disse er spenningsnivåene nettet kan håndtere. De forskjellige nivåene er vist i figur 2-2. Figuren illustrerer at kraft blir produsert i kraftverk, overføres først til transmisjonsnett, deretter til regionalnett før det til slutt overføres til sluttkunde gjennom distribusjonsnett. Produksjon kan være knyttet til alle nettnivåer.



Figur 2-2: Illustrasjon nettverksstrukturen

## Transmisjonsnett

Transmisjonsnett er nettet med høyest spenningsnivå, og har fra 132<sup>1</sup> kV linjer til 420 kV linjer (Energifakta Norge, 2019). Dette nettet binder sammen store kraftprodusenter og forbrukere i et landsdekkende system (Energifakta Norge, 2019). Det er også på dette nivået at utlandsforbindelsene ligger (Energifakta Norge, 2019). I Norge er det Statnett som driver transmisjonsnett (Energifakta Norge, 2019). Figur 2-3 viser utstrekningen av transmisjonsnett i Norge i 2022. Illustrasjonen viser at det er mer nett i Sør-Norge, der det er fler mennesker og mer industri som krever mer strøm.



Figur 2-3: Transmisjonsnett Norge (NVE, temakart, 2022a)

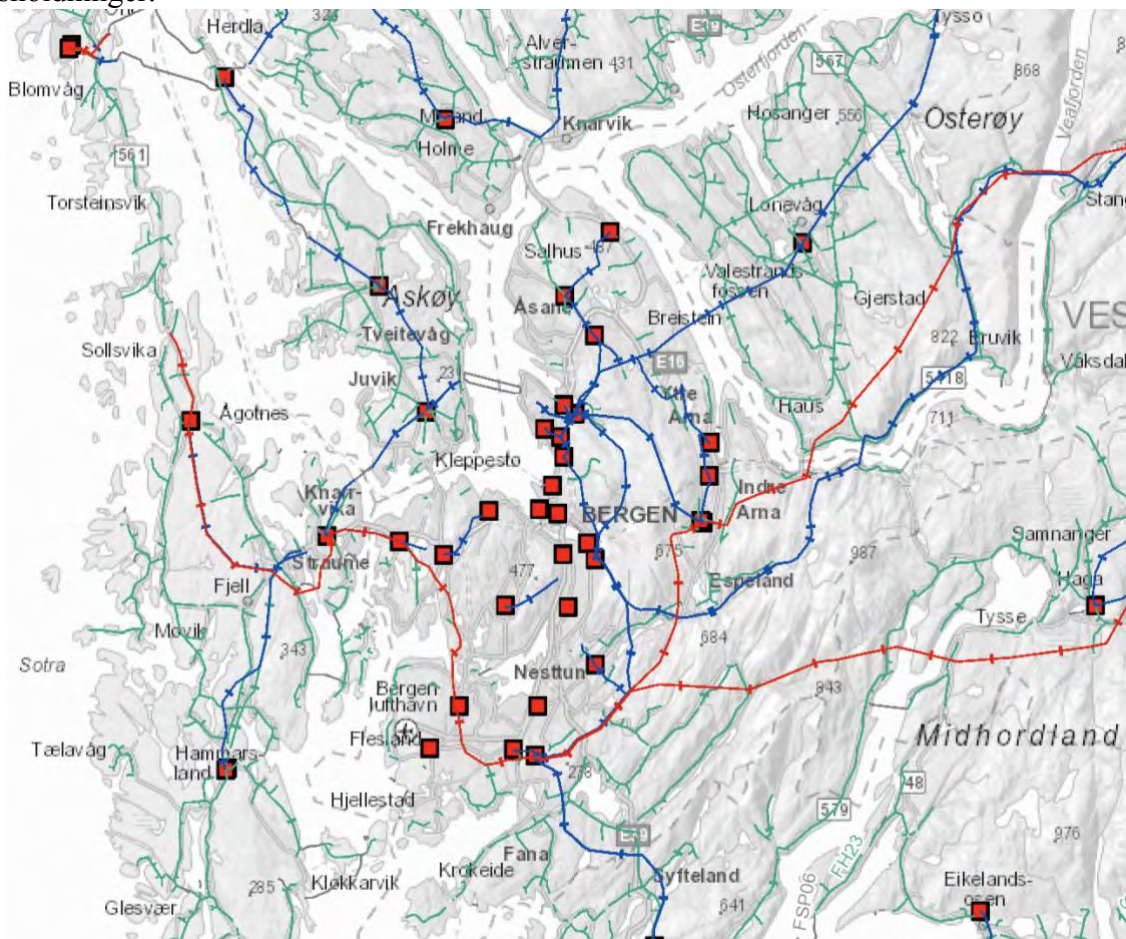
<sup>1</sup> 132kV regnes normalt som regionalnett, men noen 132kV ledninger regnes til sentralnett om de har sentralnettfunksjoner.

## Regionalnett

Regionalnett er det mellomste nettnivået. Dette nettet binder sammen de to andre nettnivåene, men produksjon- og forbruksbedrifter kan i noen tilfeller koble seg direkte på regionalnettet (Energifakta Norge, 2019). Regionalnettet har spenningsnivå fra 33 kV til 132 kV (Energifakta Norge, 2019).

## Lokalt distribusjonsnett

Lokalt distribusjonsnett er nettet med det laveste spenningsnivået. Dette nettet frakter strøm ut til sluttbrukere. Nettselskaper har størst andel distribusjonsnett. Distribusjonsnettet kan deles inn i høyspent og lavspent, der høyspent er fra 1 kV til 22 kV og det lavspente er 400 V eller 230 V (Energifakta Norge, 2019). Lavspent nett er nettet som overfører strøm til husholdninger.



Figur 2-4:(NVE, temakart, 2022b)

---

Kartutsnittet viser bergensområdet og hvordan nettnivåene spiller på lag. I rødt er transmisjonsnett, blått regionalnett og grønt lokalt distribusjonsnett. Her ser vi tilfeller av at transmisjonsnett både overfører strøm direkte til distribusjonsnett, og via regionalnett.

## 2.2 Direkte og indirekte reguleringen av nettselskaper

Nettselskapene har monopol innenfor sitt konsesjonsområde. De blir derfor regulert, både direkte og indirekte. En indirekte regulering kan defineres som en reguleringsform der en påvirker markedet gjennom økonomiske virkemidler som eksempelvis avgifter, kvoter som omsettes og subsidier (Finansdepartementet, 2015). En direkte regulering er en reguleringsform som innebærer direkte påvirkning på markedet gjennom forbud eller påbud om enkelte handlinger eller handlingsrom (Finansdepartementet, 2015).

### *Direkte regulering*

#### **Konsesjoner**

Et nettselskap må etter energiloven § 3-1 og § 3-2 inneha konsesjon for å drive, eie og bygge kraftledninger og elektriske anlegg. Det skilles mellom anleggskonsesjon og områdekonsesjon. Anleggskonsesjon gir tillatelse til å bygge og drive anlegg, områdekonsesjon gir tillatelse til å bygge distribusjonsnett opptil 22kV innenfor et geografisk område (NVE, 2021).

#### **Leverings- og tilknytningsplikt**

Nettselskap har i henhold til Energiloven § 3-3 plikt til å levere elektrisk energi til alle kunder innenfor sitt konsesjonsområde. Leveringsplikten innebærer at nettselskaper er pliktig til å forsyne sitt geografiske område med strøm og investere i nye nettanlegg om det oppstår behov for det ((NEM), 2019). Dette skal sørge for at strømmen føres frem til sluttbrukere og leveringsplikten gjelder for kunder i distribusjonsnett. Det stilles også krav til leveringskvalitet og leveringspålitelighet. Dette er forskriftsfestede krav som nettselskapene må oppfylle. Leveringspålitelighet måles i hvor ofte det oppstår avbrudd og hvor lenge avbruddene varer (NVE, Leveringspålitelighet, 2021). Nettselskaper har ikke et maksimumstak på hvor lenge et avbrudd kan vare, men kan bli pålagt ekstra beskyttelse av enkeltobjekter som Gardermoen Lufthavn og sykehus (NVE, Leveringspålitelighet, 2021).

Dette på grunn av at det for noen objekter har en større konsekvens og eventuelt stor sikkerhetsmessig risiko hvis det skulle oppstå langvarige avbrudd i strømmen.

### **Tilknytningsplikt**

Videre fremkommer det av § 3-4 i Energiloven at nettselskap som har anleggskonsesjon har plikt til å tilknytte nye anlegg for uttak av elektrisk energi og om nødvendig investere i nettanlegg. Det står også i energiloven §3-4 a at den som har konsesjon for nettanlegg har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi. Før en tilknytning kan tillates må nettselskapet sørge for at det er driftsmessig forsvarlig. Vurderingen går på om tilknytningen rammer leveringskvaliteten til de allerede etablerte kundene i området. Det må vurderes om nettet kan håndtere tilknytningen både i det aktuelle nett-nivået og overliggende nett. Om nettselskapet ikke finner tilknytningen driftsmessig forsvarlig må de enten søke om og investere i forsterkning av nettet, eller søke om fritak fra leverings- og tilknytningsplikten.

### **Anleggsbidrag**

Energiloven sier altså at et nettselskap har tilknytningsplikt for både forbruk og produksjon av elektrisk energi, samt leveringsplikt til alle kunder. Dette vil likevel ikke si at tilknytning må skje vederlagsfritt. Nettselskapene skal fra januar 2019 kreve anleggsbidrag for å dekke hele eller deler av kostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999). Det er kun tillatt å kreve anleggsbidrag dersom det er kunden som ønsker økt kapasitet eller utløser et behov for nettinvestering. Ved planlagte oppgraderinger og tilknytninger i områder med ledig kapasitet vil nettselskaper derfor ikke kunne kreve anleggsbidrag. Anleggsbidrag vil bli nærmere beskrevet og diskutert i kapittel 5.3.

### **Indirekte regulering**

Den indirekte reguleringen er den økonomiske reguleringen som vi vil gå i dybden på i kapittel 3. Nettselskapene blir regulert av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) gjennom reguleringsmodellen, som skal fastsette hva nettselskapene kan ta i inntekt fra sine kunder.



---

## 2.3 Forventet investeringsbehov

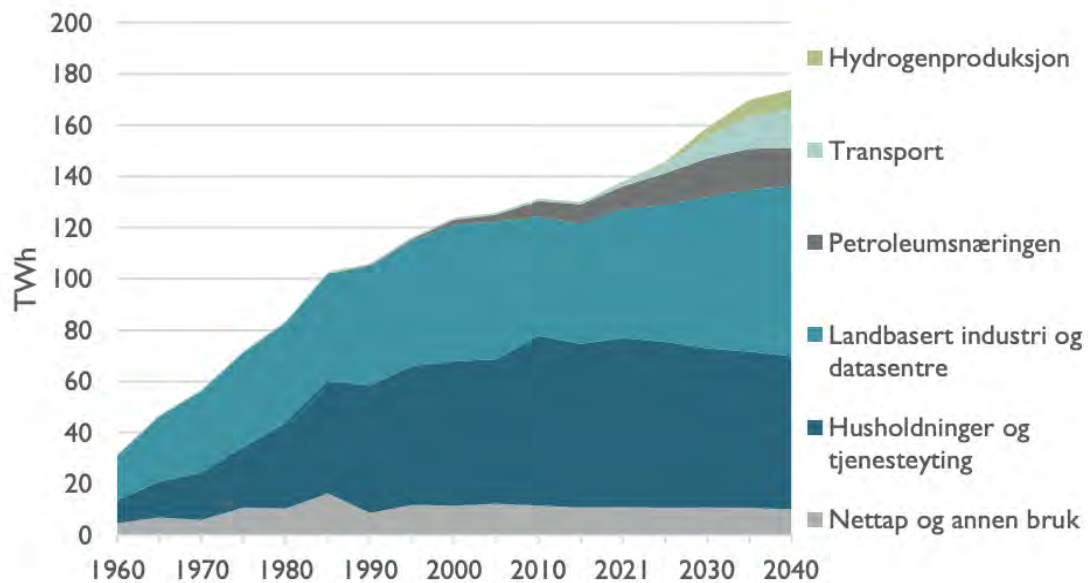
Rapporten «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040» utgitt av NVE i 2021 viser at det foreligger noen fundamentale endringer i den langsiktige utviklingen av kraftbehovet. En sentral del er omstillingen fra produksjon og bruk av fossile energikilder til produksjon og bruk av fornybar kraft. Rapporten belyser i tillegg at fornybar kraftproduksjon, som legger til rette for økt elektrifisering og ny industri, må veies mot ønsket om å minimere de negative virkningene av mer utbygging av kraftlinjer. Norge har gjennom EUs utslippsmål forpliktet seg til å kutte minst 50% av klimagassutslippene sammenlignet med 1990 nivået innen 2030 (Birkelund , et al., 2021). For å nå EUs utslippsmål må en tilrettelegge for raskere og økt elektrifisering innenfor transport, bygg og industri (Birkelund , et al., 2021).

Langsiktig kraftmarkedsanalyse anslår at kraftforbruket i Norge vil øke fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040 (Birkelund , et al., 2021). Veksten i industrivirksomhet vil avhenge sterkt av den økonomiske utviklingen nasjonalt og globalt. Hvis flere industriprosjekter blir gjennomført, anslår rapporten at kraftforbruket kan øke til rundt 200 TWh i 2040. Veksten i forbruk krever at det bygges ut mye nytt kraftnett og at det bygges ut i tide. Årsaken er at flere av områdene der det er planlagt ny industri har begrenset nettkapasitet. Samfunnsutviklingen er dermed helt avhengig av nettselskapene og deres nåværende og fremtidige forvaltning av kraftnettet.

Statnetts nettutviklingsplan i 2021 viser at de fra 2010-2018 opplevde forbruksøkning på 1% årlig. Etterspurt årlig volumøkning fra 2020 til 2021 tilsvarte 5-10% (Statnett, 2021). I nettutviklingsplanen pekes det også på at økning i forbruk er avhengig av økning i produksjon og at Statnett venter at hav-vind vil stå for en betydelig mengde av produksjonsøkningen (Statnett, 2021).

Rammene for utbygging av nett og kraftproduksjon er i stor grad gitt av konsesjonssystemet der myndighetene gjør avveininger mellom nyttevirkningene av tiltakene og samfunnskostnadene (Birkelund , et al., 2021). Det har de siste 2 år vært en økning i søknader om nettkonsesjon, og det er oppnevnt et offentlig utvalg kalt Strømnettutvalget som særlig skal vurdere tre overordnede temaer. De overordnede temaene er; tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg, prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet om

forbruksutviklingen, mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt (Olje og Energidepartementet, 2021).



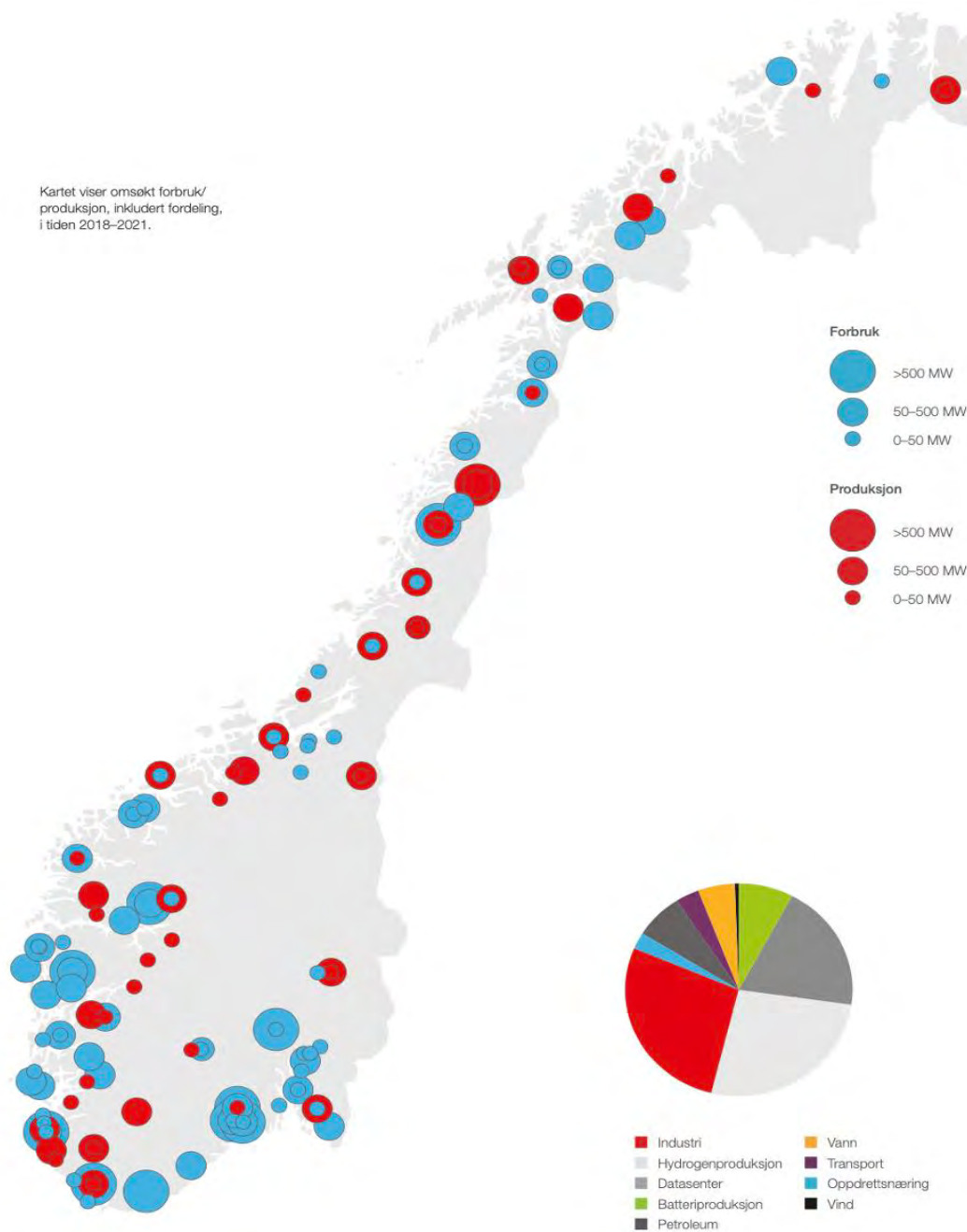
Figur 2-5, Historisk og forventet utvikling av strømforbruk i Norge (Birkelund , et al., 2021, s. 29)

Fra figur 2-5 med historisk og forventet utvikling av strømforbruk i Norge ser vi at det fra 2000 tallet har vært en avtakende vekst i strømforbruket. Reduksjonen kommer av økt bruk av fjernvarme og varmepumper til oppvarming av bygg samt nedgang i strømforbruket i papir- og metallindustrien (Birkelund , et al., 2021). Forbruksveksten ser nå ut til å ta seg opp igjen og det forventes en dobling av veksten de neste 20 årene sammenlignet med de 20 foregående år.

Energieffektiviseringstiltak har vært og kan fremover fortsatt være med å redusere fremtidens behov. Det er beregnet at effektiviseringstiltak kan redusere strømforbruket med 8 TWh i Norge i 2040 sammenlignet med hva strømforbruket ville vært uten disse tiltakene (Birkelund , et al., 2021). Dette er hovedsakelig tiltak som reduserer energibehovet til romoppvarming og belysning.

I 2014 ble Reiten-rapporten publisert. Allerede i denne rapporten ble det påpekt at det i det siste tiåret hadde blitt investert for lite i deler av nettet. Her ble det beskrevet at det er avgjørende for en regulering å balansere hensynet til nyinvesteringer samtidig som reguleringen gir insentiver til effektivitet (Reiten, et al., 2014). Dagens reguleringsmodell er fra 2007. Nettselskaper har derfor blitt regulert av denne reguleringsmodellen i over 15 år.

## Status Norge 2020:



Figur 2-6: Illustrasjon fra statnett nettutviklingsplan 2021, (Statnett, 2021, s. 45)

Figur 2-6 viser hvor og hvor mye forbruks-og produksjonsøkning som er søkt om hos Statnett de siste 3 år før 2021. Her ser vi en tydelig tendens til at det er etterspurt mest forbruksøkning langs kysten. Det er også tydelig at det er betydelig mer omsøking av økt forbruk enn økt produksjon. Fra figuren kommer det også frem at det er fra industrien, hydrogenproduksjon og datasentre Statnett får søknader om størst behov for økt forbruk.

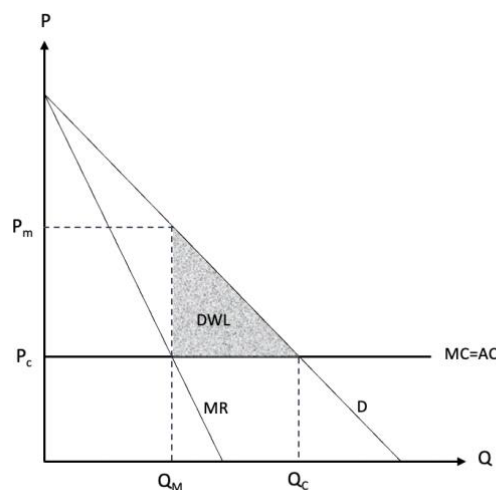
### 3. Teoretisk rammeverk

I dette kapitlet vil vi først belyse behovet for å regulere nettbransjen. Vi vil deretter se på metoder for hvordan en kan regulere naturlige monopoler. Videre vil vi se på det teoretiske rammeverket som er grunnlaget til reguleringsmodellen NVE bruker i dagens nettmarked.

#### 3.1 Monopol

Monopol er en markedssituasjon der det kun er én tilbyder i markedet (Stoltz & Andresen , 2021). En monopolist vil ha makt til å sette en valgfri pris. Er monopolisten en privat aktør, som ikke blir regulert, vil prisen bli satt ut fra hvilken pris som maksimerer monopolistens profitt, gitt konsumentenes etterspørsel.

*Monopolistens tilpasning og naturlig monopol:*



*Figur 3-1: Monopolistens tilpasning, (Inspirert av Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005, s. 83)*

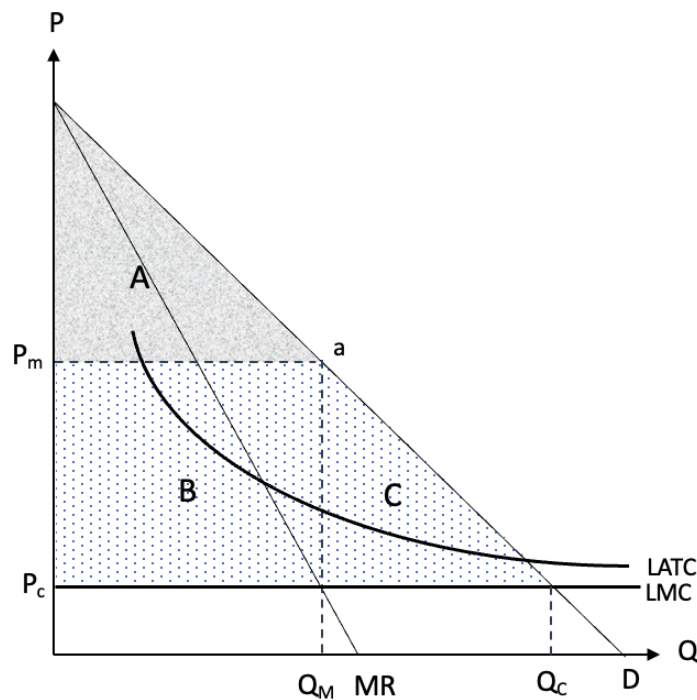
Figur 3-1 viser hvordan monopolisten vil tilpasse seg konsumentens etterspørsel der prisen (P) er illustrert langs y-aksen og kvantum (Q) langs x-aksen. For å forenkle antas det at gjennomsnittskostnaden (AC) er konstant for gitt kvantum og lik marginalkostnaden (MC). Marginalkostnaden og gjennomsnittskostnaden er derfor gitt ved den horisontale linjen. Etterspørselen i markedet er illustrert med (D) og marginalinntektskurven (MR) som begge øker i kvantum med reduksjon av pris. En monopolist vil maksimere sin profitt ved å tilpasse

---

sette pris (P) og kvantum (Q) i skjæringspunktet mellom marginalinntektskurven (MR) og marginalkostnadskurven (MC) (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Monopolisten vil dermed sette pris lik  $P_M$  og produsere kvantum lik  $Q_M$ .

Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt vil en monopoltilpasning føre til et samfunnsøkonomisk tap. I et marked med fri konkurranse vil konkurransekraftene føre til at aktørene tilpasser seg i punkt  $Q_c, P_c$ , der prisen er lik marginalkostnad. Sammenlikner man denne markedstilpasningen med monopoltilpasning vil man få et dødveksttap lik det skraverete området DWL. Dette er på bakgrunn av at monopoltilpasning medfører at det blir produsert et lavere kvantum som omsettes for en høyere pris enn det som samfunnet totalt sett er best tjent med.

I det overnevnte eksempelet er det tatt utgangspunkt i en monopoltilstand der marginalkostnaden (MC) er lik gjennomsnittskostnaden (AC), og stordriftsfordeler var derfor utelukket (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Stordriftsfordeler forekommer når en produsent evner å produsere et større antall enheter billigere per produsert enhet, enn en produsent som produserer samme vare i mindre skala, der antall enheter produsert er den eneste forskjellen mellom aktørene (Idsø, 2021). Stordriftsfordeler er et viktig kjennetegn ved naturlige monopoler, og høye faste kostnader kan være en kilde til stordriftsfordeler. Med stordriftsfordeler vil det være fallende gjennomsnittskostnader i det relevante produksjonsintervallet. Faste kostnader kan i noen tilfeller være så høye at aktørene ville gått med tap dersom det var flere enn én aktør i markedet. Dette er kjennetegnet ved naturlig monopol, som kan defineres som et marked der det er mest effektivt med kun en bedrift til å produsere hele industriens produksjon (Goolsbee, Levitt , & Syverson, 2013). Markeder for jernbane, veier, strømnnett og annen liknende infrastruktur er eksempler på naturlig monopoler. I disse markedene er det av praktiske årsaker lite hensiktsmessig å ha flere aktører, og det er i tillegg mer samfunnsøkonomisk effektivt med monopol enn med frikonkurranse (Rosvold, 2021). Vi vil videre illustrere naturlig monopol.



Figur 3-2: Naturlig monopol, (Inspirert av Goolsbee, Levitt, & Syverson, 2013, s. 376)

Figur 3-2 illustrerer en situasjon med naturlig monopol. Marginalkostnaden er gitt ved den langsiktige gjennomsnittlige marginalkostnad LMC, og den langsiktige gjennomsnittlige totalkostnaden er gitt ved LATC (Goolsbee, Levitt, & Syverson, 2013). I denne illustrasjonen er den langsiktige marginalkostnaden konstant, og den langsiktige gjennomsnittlige totalkostnaden fallende ved økt kvantum som følge av stordriftsfordeler. I likhet med figur 3-1 vil monopolisten tilpasse seg der marginalinntektskurven (MR) skjærer marginalkostnadskurven, som i figur 3-2 er gitt ved den langsiktige marginalkostnadskurven (LMC). Markedstilpasningen vil derfor være gitt ved punkt a. Prisen er dermed gitt  $P_M$  og kvantum er gitt ved  $Q_M$ .

Som belyst foreligger det høye faste kostnader i et naturlig monopol. En konsekvens at dette er høye gjennomsnittskostnader ved lavt kvantum. Dette er illustrert med den langsiktige gjennomsnittlige totalkostnaden (LATC). I likhet med forrige illustrasjon vil vanlig monopoltilpasning føre til konsumentoverskuddet gitt ved areal A, og et dødvektstap lik areal C. Det figur 3-2 imidlertid utdyper er at en tilpasning der pris er lik marginalkostnad maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, men gir bedriftsøkonomisk underskudd som følge av en høyere gjennomsnittspris.

I et tenkt eksempel kan det antas at en regulator ønsker å kreve at det skal være flere tilbydere for å skape konkurranse og videre lavere priser. Dersom det foreligger svært høye faste kostnader, i likhet med naturlig monopol, vil det medføre at aktørene faktisk må øke prisene sammenliknet med vanlig monopoltilpasning. En markedsløsning med flere tilbydere vil derfor være mindre lønnsomt for samfunnet.

## 3.2 Regulering av naturlig monopol

Nettselskaper er naturlig monopoler (NVE, Om regulering av strømnetselskapenes inntekter, 2021). Som en konsekvens av dette er det ikke hensiktsmessig at hver enkelt kunde skal ha flere potensielle tilbydere av nettilgang. Naturlig monopoler er avhengig av å være eneste tilbyder for å være profitable som er et resultat av høye faste kostnader og fallende gjennomsnittskostnader. Men, dersom nettselskaper ikke reguleres vil det føre til markedstilpasning der monopolisten har marginalkostnad er lik marginalinntekt som illustrert i eksemplene ovenfor, og det vil foresatt foreligge et samfunnsøkonomisk tap. For å minimere det samfunnsøkonomiske tapet som forekommer i et uregulert strømnnettmarked, kan det enten innføres statseide nettselskaper eller å velge å regulere markedet. Samfunnsøkonomisk lønnsomme statseide nettselskaper forutsetter effektiv drift, og dette krever insentiver til effektivitet. Konkurranse fører på kort sikt til bedre utvalg og lavere priser, og på lang sikt til innovasjon og vekst (Nærings- og fiskeridepartementet, 2013). Derfor antas det at det er mer samfunnsøkonomisk lønnsomt å danne reguleringer som skaper konkurransekrefter i det naturlige monopolet, fremfor å innføre statlig eide nettselskaper.

Nettselskapene blir derfor regulert slik at monopolistene ikke skal kunne misbruke sin markedsmakt ovenfor forbrukeren (NVE, Om regulering av strømnetselskapenes inntekter, 2021). Det finnes flere måter en regulator kan regulere monopoler på. De vanligste variablene en regulator kan påvirke er pris, kvantum og antall aktører (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Andre mindre vanlige variabler er kvalitet, markedsføring og investeringer (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Vi vil nå presentere ulike metoder for hvordan en kan regulere naturlige monopoler.

## Avkastningsregulering

Den tradisjonelle metoden for å regulere naturlige monopoler er avkastningsregulering (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Reguleringsmetoden tar utgangspunkt i å fastsette en tillatt avkastningsgrad eller rente ( $r$ ), og ut fra dette fastsette monopolistens pris ( $p$ ) som skal generere denne avkastningen. Avkastningsregulering kan illustreres på denne måten:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = TK + (r * B)$$

Der:

$p_i$	<i>pris på vare i</i>
$q_i$	<i>kvantum av vare i</i>
$n$	<i>antall tjenester</i>
$r$	<i>avkastning på kapital</i>
$B$	<i>bokført kapital</i>
$TK$	<i>summen av faste og variable kostnader</i>

Utrykket illustrerer med andre ord at den naturlige monopolistens inntekt er lik summen av faste og variable kostnader (totalcost) og tillatt avkastning, som er renten ( $r$ ) multiplisert med avkastningsgrunnlaget ( $B$ ).

Avkastningsregulering kan anses som en type cost plus regulering (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Med dette menes at monopolisten uansett vil få dekket sine kostnader, og vil oppnå et overskudd lik det fastsatte avkastningskravet multiplisert med avkastningsgrunnlaget. Dette leder oss til en av hovedutfordringene med denne typen regulering, nemlig at den i liten grad insentiverer til effektivitet ettersom monopolisten sitter igjen med samme beløp uavhengig av eventuelle kostnadsbesparelser (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Samtidig kan det argumenteres for at metoden også gir for sterke investeringsinsentiver. I 1962 utarbeidet Harvey Averch og Leland Johnson en analyse av avkastningsregulering som dannet grunnlaget for det som senere ble kalt Averch-Johnson-effekten (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Averch-Johnson effekten belyser det



---

faktum at en forhåndsbestemt avkastning fører til at bedrifter vil tjene mer kun ved å øke bokført kapital. Dette vil føre til at aktøren vil ha incentiver til å endre allokeringen mellom innsatsfaktorer, og allokere mer til kapital og mindre til eksempelvis arbeid (Aronsveen, 2020). Den nye allokeringen vil gi aktørene et bedre resultat, men det vil være mindre samfunnsøkonomisk optimalt (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005).

På bakgrunn av avkastningsreguleringens hovedutfordringer, og spesielt utfordringen tilknyttet lave incentiver til kostnadsbesparelser, har reguleringsmyndigheter forsøkt å skape former for reguleringer som skal incentivere til kostnadseffektivitet (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005).

### *Pristaksregulering*

Pristaksregulering er en incentivregulering der regulator fastsetter en maksimal pris, eventuelt et prisintervall, for hva monopolisten kan ta betalt for en vare eller en tjeneste (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Reguleringsmetoden tar utgangspunkt i det faktum at dersom en fastsetter en fast pris per vare eller tjeneste så vil det være i aktørens interesse å redusere kostnadene mest mulig for å oppnå en gevinst. På denne måten vil pristakregulering incentivere til effektivitet, samtidig som en reduserer det samfunnsøkonomiske tapet i et naturlig monopol. En regulator kan sette en makspris på følgende måter (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005):

Pris lik marginalkost

Pris lik gjennomsnittskost

Todelt tariff

Den første metoden en regulator kan fastsette en pris på er ved å sette prisen lik marginalkostnaden til produktet eller tjenesten. Med dette får vi med andre ord:

$$P = MC$$

Dersom en regulator fastsetter pris lik marginalkost vil det føre til at monopolisten går med underskudd som følge av at den gjennomsnittlige enhetskostnaden er høyere enn marginalkostnaden.

$$MC < AC$$

På kort sikt kan det gi en bedre tilpasning enn monopoltilpasning, men på lang sikt vil det ikke være bærekraftig fordi selskapene vil gå med underskudd. Det kan dermed medføre et samfunnsøkonomisk tap som følge av for lav prissetting. På bakgrunn av dette belyser Viscusi et al (2005) at regulatoren enten kan gi monopolisten subsidier for å dekke inn gapet mellom marginalkostnaden og den gjennomsnittlige enhetskostnaden, eller sette pris lik gjennomsnittskost som dekkes for å unngå underskudd. Uavhengig av om man subsidierer eller prissetter medfører dette at pris settes lik gjennomsnittskost:

$$P = AC$$

Ved at regulator subsidierer gapet mellom marginalkost og den gjennomsnittlige enhetskostnaden, vil prisen til monopolisten tilsvare den gjennomsnittlige enhetskostnaden. Ulempen ved å sette pris lik gjennomsnittlig enhetskost er at monopolisten ikke har insentiver til å være kostnadseffektiv (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Dette er fordi kostnadene vil bli dekket uavhengig av om monopolisten har lave eller høye kostnader.

Det tredje alternativet, som beskrevet ovenfor, er todelt tariff. Dette alternativet er en form for ikke-lineær prising som består av en pris per enhet i tillegg til en fastpris for å få mulighet til å kjøpe enheter eller ta i bruk en tjeneste (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Ved todelt tariff vil monopolisten få mulighet til å sette enhetsprisen lik marginalkostnaden og deretter sette en fastpris lik differansen mellom marginalkost og gjennomsnittlig enhetskost (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Under forutsetningen om at fastleddet i todelt tariff ikke fører til en annen kortsiktig tilpasning, vil det i denne løsningen ikke foreligge et dødveskttap.

### ***Inntektstak***

Regulering ved hjelp av inntektstak har sterke likhetstrekk med pristak-regulering. Metoden innebærer at en regulator setter et tak for hvor mye en monopolist kan tjene. Dersom regulator har full informasjon om monopolisten, har regulatoren mulighet til å fastsette inntektstaket lik monopolistens kostnader. Det kan argumenteres for at ved å fastsette et inntektstak lik monopolistens kostnader vil monopolisten ikke ha insentiver til å redusere kostnadene. Dette er fordi kostnadene uansett vil bli dekket uavhengig av størrelse.

Regulatoren har også mulighet til å fastsette inntektstak uavhengig av kostnadene. Ved å fastsette et inntektstak som avviker fra kostnadene skaper insentiver til kostnadseffektivitet ettersom monopolisten vil tjene differansen mellom inntektstaket og kostnadene.

---

Monopolisten vil derfor ønske å minimere kostnadene. Styrken på insentivene til effektivitet vil avhenge av hvordan inntektstaket settes. Dersom en regulator fastsetter et inntektstak vil monopolisten potensielt ha insentiver til å produsere minst mulig, ettersom dette reduserer kostnadene. Dette faktum er bakgrunnen for hvorfor det kan argumenteres for at denne reguleringsmetoden kanskje passer bransjer med svært lave variable kostnader og høye faste kostnader (Alexander & Shungart, 1999). Inntektstak blir dermed omtalt som en utbredt metode for å regulere nettselskaper i Europa (Bogetoft & Otto, 2011).

### ***Målestokkregulering***

Målestokkregulering har, i likhet med pristak og inntektstak, som hensikt å skape effektivitet i et monopol. I både pristak og inntektstak forutsetter man at regulator har informasjon som gjør at regulatoren er i stand til å fastsette et inntekts- eller pristak som er mer samfunnsøkonomisk lønnsomme sammenliknet med monopoltilpasningen. Det kan diskuteres hvorvidt reguleringsmetodene som er nevnt over gir gode insentiver til kostnadseffektivitet ettersom fastsettingen i stor grad baserer seg på rapporterte kostnader (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). På bakgrunn av dette kan det være hensiktsmessig å se til målestokkregulering.

Målestokkregulering er en reguleringsform der en regulator sammenlikner ulike monopolisters måloppnåelse (Viscusi , Harrington, Jr, & Sappington , 2005). Sammenlikningen kan skape grunnlaget for hvor regulatoren kan sette pris- eller inntektstaket. Kombinasjonen av målestokkregulering og pris- eller inntektstak kan dermed være et godt grunnlag for en reguleringsmodell som fremmer kostnadseffektivitet. Regulator vil være mindre avhengig av å ha full informasjon om innsatsfaktorer eller kostnadsstrukturer ved en reguleringsmodell som kombinerer målestokkregulering og pris- eller inntektstak. Bakgrunnen for dette er at sammenligning gjennom målestokkregulering skaper insentiver til kostnadseffektivitet gjennom konkurranse mellom monopolistene, og regulator kan deretter fastsette nivået på pris- eller inntektstaket.

Hovedutfordringen med målestokkregulering er at sammenlikningen forutsetter at rammevilkårene er noenlunde like. Monopolister kan av praktiske årsaker operere med ulike forutsetninger. En regulator må derfor justere for ulike forutsetninger, slik at målestokkregulering ikke skal favorisere monopolister som har bedre forutsetninger.

Benchmarking er en av metodene en kan benytte for å sammenligne forskjellige beslutningsenheters relative måloppnåelse (Bogetoft & Otto, 2011). Kombinasjonen av målestokkregulering og benchmarking er et godt egnet som verktøy for å regulere et naturlig monopol. I reguleringsmodellen valgt i Norge blir den relative måloppnåelsen til nettselskapene målt gjennom dataomhyllingsanalyse der selskapene som presterer best er de som får hente ut høyest inntekt gitt egne kostnader.

### 3.3 Dataomhyllingsanalyse – et teoretisk rammeverk

Dataomhyllingsanalyse, kalles heretter DEA-analyse. DEA-analyse står for Data Envelopment Analysis og er en velbrukt metode for effektivitetsanalyser. DEA er en matematisk programmeringsmetode for å estimere beste-praksis produksjons fronter og evaluere den relative effektiviteten til forskjellige enheter (Bogetoft & Otto, 2011). Hensikten med DEA-analyse er å konstruere en fiktiv konkurranse i markedet som et virkemiddel for å oppnå samfunnsøkonomisk lønnsom drift i en monopolsituasjon.

Dataomhyllingsanalyse tar utgangspunkt i sammenlikning av relativ effektivitet. Vi vil i dette delkapittelet først ta for oss effektivitet, før vi illustrerer hvordan DEA-analyse måler effektivitet. Til slutt vil vi se på ulike former for effektivitet.

#### 3.3.1 Hvordan måle effektivitet

Begrepene effektivitet og produktivitet benyttes gjerne om hverandre i dagligtale, men i økonomisk sammenheng beskriver de to ulike egenskaper. Produktivitet er et mål på hvor mye en enhet får produsert gitt en mengde innsatsfaktorer. Der produktivitet kun tar for seg produksjon relativt til innsatsfaktorer, måler effektivitet forholdet mellom produksjon og innsatsfaktorer gitt en optimal kombinasjon av disse (Fried, Lovell, & Schmidt, 1993). Begrepene er definert som følger (Bogetoft & Otto, 2011):

$$\text{Produktivitet} = \frac{\text{Produksjon}}{\text{Innsatsfaktorforbruk}}$$

En optimal kostnad er den teoretisk laveste kostnaden gitt produksjonsteknologien benyttet. Et selskaps effektivitet kan dermed uttrykkes med følgende begrep (Bogetoft & Otto, 2011):

---

$$\text{Effektivitet} = \frac{\text{Optimal kostnad}}{\text{Faktisk kostnad}} = 1 - \text{Ineffektivitet}$$

### ***Måling av effektivitet***

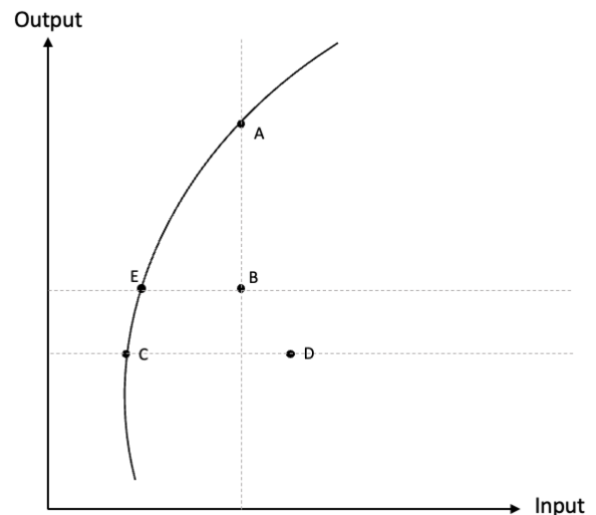
For å måle effektiviteten til et selskap er en avhengig av å finne et estimat for optimal bruk av innsatsfaktorer. Farrel publiserte i 1957 en artikkel der han kritiserte bruken av produktfunksjonen som et estimat på optimal produksjon (Farrel, 1957). Hovedutfordringen ved bruk av produktfunksjon som estimat på optimal produksjon er at sammenlikningsgrunnlaget er et teoretisk estimat og ikke et empirisk estimat. Forholdet mellom produktfunksjonen som et teoretisk estimat og det empiriske resultatet til en bedrift vil kunne variere med både tid og forhold. Dette ettersom bedriftene blir påvirket av en rekke ytre faktorer som ikke tas hensyn til i produktfunksjonen. Farrel (1957) mente i tillegg at det ikke finnes eksakte produktfunksjoner ettersom disse ikke klarer å fange opp alle variabler en produksjon påvirkes av. De estimerte teoretiske produktfunksjoner som tidligere ble benyttet er derfor ikke egnet til å fange opp all påvirkning. Dette er bakgrunnen for hvorfor han ønsket å finne en bedre måte å måle selskapers effektivitet på.

Farrel (1957) sin artikkel introduserte metoder for å måle effektivitet på. Han mente at ved å sammenlikne selskaper med andre møsterselskaper og justere for forutsetninger kan man danne et bedre sammenlikningsgrunnlag og deretter måle effektiviteten ut fra en satt norm.

En effektiv bedrift kan defineres som en bedrift som klarer å produsere en høyest mulig mengde output fra en gitt mengde input (Farrel, 1957). Forholdet mellom input og output er derfor avgjørende for om en bedrift er effektiv eller ikke. Et selskap som ikke kan øke mengde output uten å øke mengden input vil være et optimalt effektivt selskap. Og motsatt, et selskap som ikke kan redusere mengde input uten å redusere mengden output vil være et optimalt effektivt selskap.

Selskaper med lik produksjonsteknologi kan danne et godt sammenlikningsgrunnlag og gode estimater for beregning av effektivitetsgrad. Fra figur 3-3 ser vi 5 selskaper i et produksjonsmulighetsområde. Langs y-aksen er output, og langs x-aksen er input. Ut fra

denne figuren kan vi da si at selskap B er mindre effektivt enn selskap A ettersom selskap B produserer en lavere mengde output og de to selskapene har lik mengde input. Vi kan også se at selskap D er mindre effektivt enn selskap C, ettersom selskap D produserer lik mengde output, men det krever mer input. I produksjonsmulighetsområdet vil selskapene tilpasse seg basert på deres individuelle forhold mellom output og input. De mest effektive selskapene vil produsere høyest mulig mengde output gitt deres mengde input.

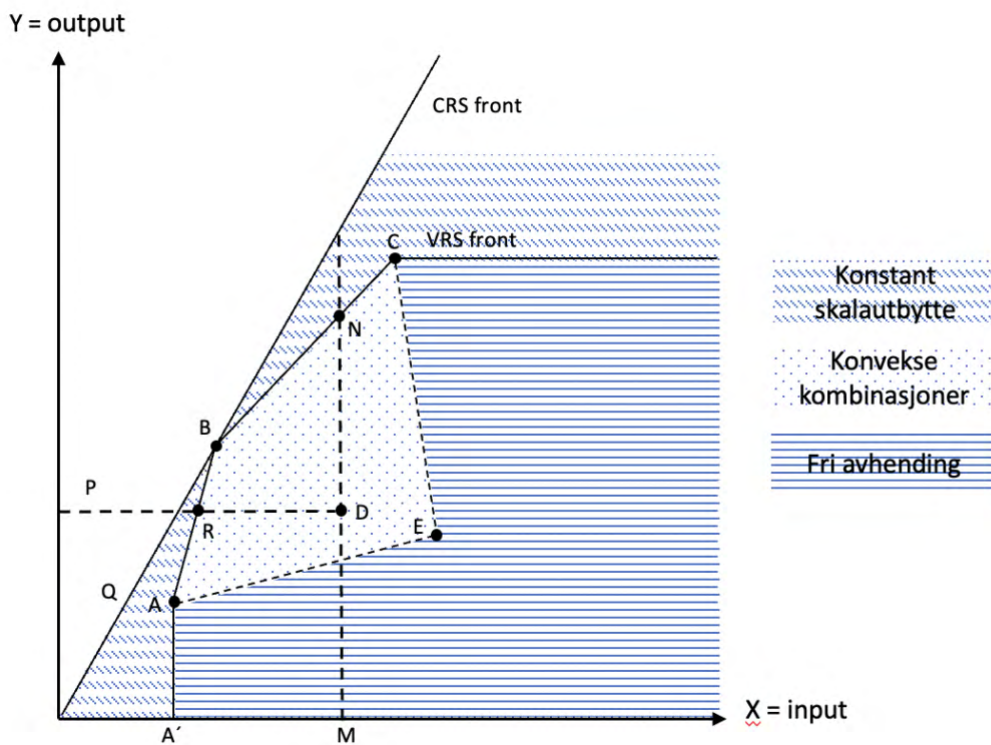


Figur 3-3: Produksjonsmulighetsområde inspirert av (Inspirert av Bogetoft & Otto 2011, s 27)

Et selskap som ikke er effektivt kan bli mer effektivt ved enten å redusere mengde input uten å redusere mengde output, eller å produsere mer output uten å øke mengde input. Effektivitet kan måles både gjennom input-orientering og output-orientering. Ved output-orientert måling av effektivitet måler man faktisk output mot optimal mengde output med en gitt mengde input. Ved input-orientert måling av effektivitet måler en faktisk input mot optimal input, med en gitt mengde output. Et eksempel på et output-orientert mål på effektivitet er å sammenligne forholdet mellom selskap A og B sin output-verdi, ettersom de har lik mengde input. Men, en vil også kunne måle selskap B sin effektivitet gjennom en input-orientert måling, ved å sammenlikne forholdet mellom selskap B og E sin input-verdi ettersom de har lik mengde output. Vi ser at valg av input eller output orientert måling kan ha betydning for hvor effektivt et selskap fremstår, da B vil fremstå mer effektivt ved en input orientert måling i denne illustrasjonen.

### 3.3.2 Måling av effektivitet i DEA-analyse

DEA-analyse tar utgangspunkt i sammenlikning av relativ effektivitet, som beskrevet i forrige delkapittel. De mest effektive selskapene vil danne det som omtales som en effektiv front. Deretter vil selskapene få en relativ måloppnåelse sammenliknet med et syntetisk mønsterselskap. Vi vil videre beskrive forutsetninger for å bruke DEA-analyse, hvordan den effektive fronten dannes og til slutt beskrive ulike mål for effektivitet.



Figur 3-4:DEA, (Inspirert av Bjørndal, Bjørndal, & Fange, 2010, s. 324)

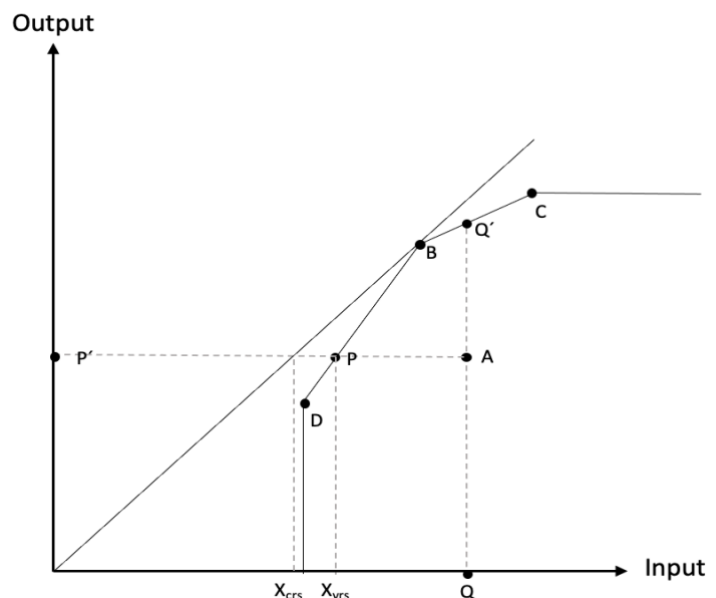
Størrelsen på produksjonsmulighetsområdet i DEA-analysen avgjøres av 3 forutsetninger, illustrert i figur 3-4: fri avhending, konveksitet og antakelser om skalautbytte (Bogetoft & Otto, 2011). Om det er et stort produksjonsmulighetsområde vil det kunne være lang avstand til selskapene som danner effektiv front. Når det antas konveksitet og samtidig fri bruk av innsatsfaktorer åpner det for analyser med variabel skalavkastning. (Bjørndal, Bjørndal, & Fange, 2010).

Analysen gjøres under forutsetning om at dataene som benyttes er virkelige observasjoner og ikke inneholder støy (Bjørndal, Bjørndal, & Fange, 2010). Det legges også til grunn at alle de målte selskaper har felles underliggende teknologi (Bogetoft & Otto, 2011). Produksjonsmulighetsområde sin størrelse er avhengig av de tekniske forutsetninger satt i analysen (Bogetoft & Otto, 2011). De selskapene som er mest effektive vil ligge lengst ut i produksjonsmulighetsområde og utgjøre effektiv front (Bogetoft & Otto, 2011). For DEA-analyse forutsettes det at selskapene langs den effektive front er 100% effektive og selskapene kan brukes som referanse for optimal måloppnåelse (Bogetoft & Otto, 2011).

For den norske modellen har NVE valgt å benytte konstant skalautbytte (Amundsveen & Kvile, 2015). NVE har også valgt å benytte input-orientert effektivitet i sin reguleringsmodell. Konstant skalautbytte er valgt for at alle selskaper skal kunne måles mot hverandre uten skalafordele, selv om den underliggende teknologien har variabelt skalautbytte (Amundsveen & Kvile, 2015). Dette er gjort for å insentivere selskapet til optimal størrelse og at størrelse er et valg selskapet har (Amundsveen & Kvile, 2015). Vi vil nå illustrere tre ulike måter å måle effektivitet ved hjelp av DEA, før vi illustrerer hvordan NVE benytter DEA til å regne ut effektiviteten til selskaper..

### *Teknisk effektivitet*

Den tekniske effektiviteten omhandler selskapets evne til å få størst mulig output med en gitt mengde input (Farrel, 1957). I figur 3-5 har vi output langs y-aksen og input langs x-aksen. Selskap B, C og D danner den effektive fronten og selskap A er et mindre effektivt selskap. P illustrerer her et syntetisk selskap som en referanse for selskap A og er ikke et reelt selskap. Vi kan måle selskap A sin effektivitet både gjennom en input- og output-orientert metode. For å måle A sin effektivitet gjennom en input-orientert metode kan vi



*Figur 3-5: Måling av teknisk effektivitet, input- og output-orientert (Inspirert av Bogetoft & Otto, 2011, s. 26)*



benytte selskap P som den optimale normen, og effektivitetsmålet blir dermed:  $\frac{P'P}{P'A}$ . Skal vi måle selskap A sin effektivitet gjennom en input-orientert metode må vi sette et punkt langs den effektive fronten med lik mengde input som selskap A. Vi finner dermed punkt Q'. Selskap A sin output-orienterte effektivitet kan dermed måles til  $\frac{QA}{Q'Q}$ .

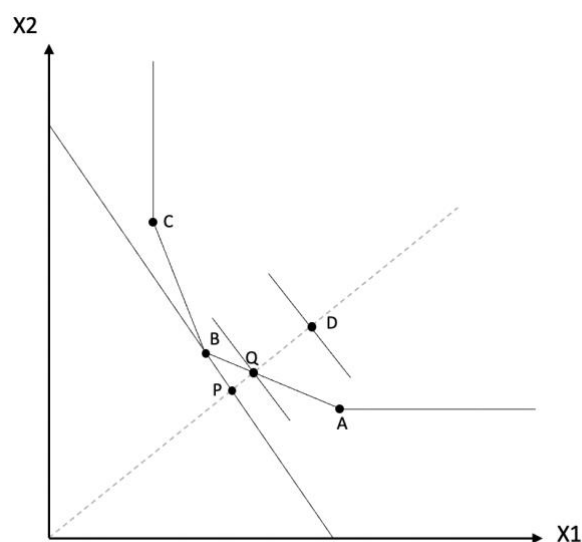
### Allokativ effektivitet

Et selskaps innsatsfaktormiks kan ha betydning for hvor effektivt det selskapet er, og et selskap kan bli mer effektivt ved å endre innsatsfaktormiksen. Dette omtales som allokativ effektivitet. I figur 3-6 har vi selskapene A, B, C og D. Langs y-aksen har vi innsatsfaktor  $x_2$ , og langs x-aksen har vi innsatsfaktor  $x_1$ . Selskap A, B og C danner da den effektive fronten, men de har ulik innsatsfaktormiks fordi de har ulik mengde av innsatsfaktor  $x_1$  og  $x_2$ . Selskap D ligger innenfor effektive fronten. Isokostlinjen til D er tegnet inn, og illustrerer selskap D sin innsatsfaktormiks ved forholdstallet gitt ved

stigningen til isokostlinjen. Forholdet mellom prisene på innsatsfaktorene til isokostlinjen er  $\frac{-x_2}{x_1}$ . Ved å parallellforskyve isokostlinjen fra punkt D til B, og avsette punkt Q ved å trekke en linje fra origo til punkt D vil en kunne finne den allokativ effektiviteten til selskap D. Dette gjør en ved å dele avstand mellom origo og punkt P med avstand mellom origo og punkt Q:

$$\frac{OP}{OQ}$$

Det en finner her er at selskap D ville vært mer effektiv med en annen innsatsfaktormiks, og selskap D burde heller ha allokert seg i punkt B for å bli mer effektiv.



Figur 3-6: Måling av allokativ effektivitet (Inspirert av Bjørndal, Bjørndal, & Fange, 2010, s. 325)

### ***Økonomisk effektivitet***

Den økonomiske effektiviteten omtales ofte som kostnadseffektivitet. En bedrift vil være kostnadseffektiv dersom bedriften betaler minst mulig for sin input, som gir størst mulig mengden output. En kostnadseffektiv bedrift blir ikke kostnadseffektiv av å kun være optimal teknisk effektiv, bedriften må også ha de rette ressursene. Kostnadseffektivitet handler derfor om hvordan man oppnår det beste forholdet mellom input og output, men samtidig har den optimale kombinasjonen av innsatsfaktorer. Økonomisk effektivitet innebærer dermed å velge riktig blanding av innsatsfaktorer, altså være allokativ effektiv, men også å bruke disse på en teknisk effektiv måte (Bogetoft & Otto, 2011).

Den økonomiske effektiviteten kan regnes ut på følgende måte (Bogetoft & Otto, 2011):

$$CE = TE * AE$$

Der:

$$CE = \text{økonomisk effektivitet}$$

$$TE = \text{teknisk effektivitet}$$

$$AE = \text{allokativ effektivitet}$$

### ***Skalaeffektivitet***

Skalaeffektivitet omhandler selskapets størrelse. Selskapets størrelse kan ha betydning for hvor effektivt et selskap er. Ved konstant skalautbytte vil alle selskaper være like skalaeffektive. Men dersom skalautbytte er variabelt vil noen selskapsstørrelser være mer eller mindre effektive enn andre. Er skalautbytte økende vil selskapene bli mer effektive ved å skalere opp. Er skalautbytte avtakende vil selskapene bli mer effektive ved å skalere ned. Eksempelvis kan store selskaper ha stordriftsfordeler dersom de kan fordele administrative kostnader på et større antall enheter enn mindre selskaper. Mindre selskaper vil i dette eksempelet være i en posisjon med økende skalautbytte fordi det lønner seg å skalere opp.

Skalaeffektivitet kan regnes ut på følgende måte (Bogetoft & Otto, 2011):

$$SE = \frac{TE_{crs}}{TE_{vrs}}$$

Der:

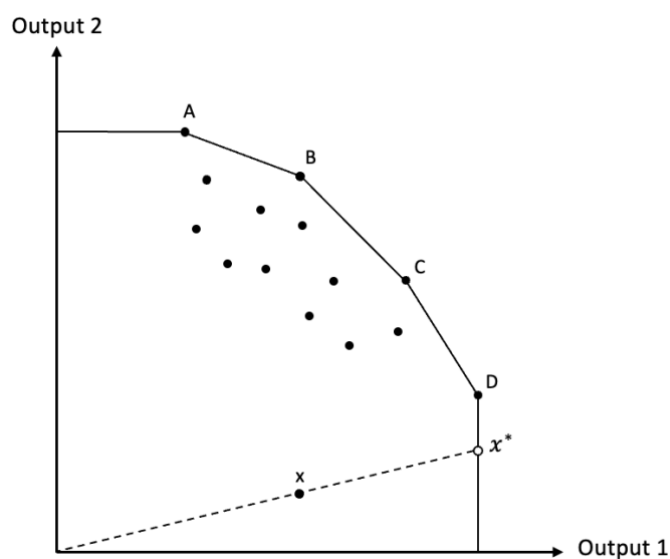
$TE_{crs}$  = teknisk effektivitet med konstant skalautbytte

$TE_{vrs}$  = teknisk effektivitet med variabelt skalautbytte

Man måler med andre ord skalaeffektivitet ved å se på forholdet mellom teknisk effektivitet med konstant og variabelt skalautbytte (Bogetoft & Otto, 2011).

### 3.3.3 Slakk i DEA

NVE benytter DEA-analyse til å måle effektiviteten til nettselskapene. Som tidligere belyst settes den effektive fronten av selskaper som er mest effektive. En utfordring ved DEA oppstår dersom vi har noen selskaper som er veldig ulike resten av selskapene. De mer ulike selskapene vil sammenliknes mot en DEA-front som er satt ut fra et begrenset antall observasjoner og dette kan føre til slakk i modellen. Vi vil nå illustrere denne utfordringen.



Figur 3-7: Slakk i DEA-analyse  
(Inspirert av Wiull, 2008, s 6)

I figur 3-7 ser vi selskapene A, B, C og D. Disse selskapene danner den effektive fronten. Selskapene innenfor fronten er derfor mindre effektive. Fra tidligere vet vi at selskapers effektivitet beregnes ved å måle avstanden mellom selskapet til et fiktivt mønsterselskap langs den effektive fronten.

Figur 3-7 viser også et selskap  $x$ . Dette selskapet er innenfor fronten og er derfor ikke 100% effektiv. For å beregne effektiviteten til dette selskapet måler vi hvor mange prosent selskapet må øke i outputvariablene for at selskapet heller skulle ligget i punkt  $x^*$ . Punkt  $x^*$  er dermed det effektive fiktive mønsterselskapet til selskap  $x$ , og betegnes som like effektiv som selskapene A, B, C, og D. Ser vi imidlertid på forskjellen mellom selskap D og mønsterselskapet  $x^*$  ser vi at mønsterselskapet  $x^*$  produserer like mye output 1, men mindre output 2. Dette er et eksempel på slakk. Med bakgrunn i teorier om effektivitet skulle egentlig selskap A blitt betegnet som mer effektiv enn mønsterselskap  $x^*$ , og vi ser dermed at DEA ikke fanger opp all ineffektiviteten til mønsterselskapet  $x^*$  og selskap  $x$  (Wiull, 2008). Grunnen til at denne svakheten oppstår er at DEA-analysen ikke har nok informasjon om hvor fronten går fra selskap D og til den horisontale aksene, eller fra selskap A og til den vertikale aksene (Wiull, 2008). Det er med andre ord for lite informasjon om den delen av fronten som selskap  $x$  måles mot.

I DEA kan man for hver av selskapene beregne hvor mye den målte effektiviteten til et selskap vil øke med dersom outputvariabelen øker med en enhet (Wiull, 2008). Denne marginale endringen omtales for skyggepris. Dersom skyggeprisen til en outputvariabel er 0 vil det ikke gi noe gevinst for selskapet å øke denne variabelen. For mønsterselskap  $x^*$  vil skyggeprisen ved variabelen output 2 være 0 ettersom det ikke vil gi noe marginal endring til effektiviteten. Det er derfor slakk i modellen. Dette fører til at selskap  $x$  får en bedre kostnadsnormen enn dersom selskap  $x$  ikke hadde slakk i en outputvariabel. Selskap  $x$  vil dermed ha svakere insentiver til å øke output 1 fordi det ikke gir noe kompensasjon i kostnadsnormen.

## 4. Regulering av nettselskaper i Norge

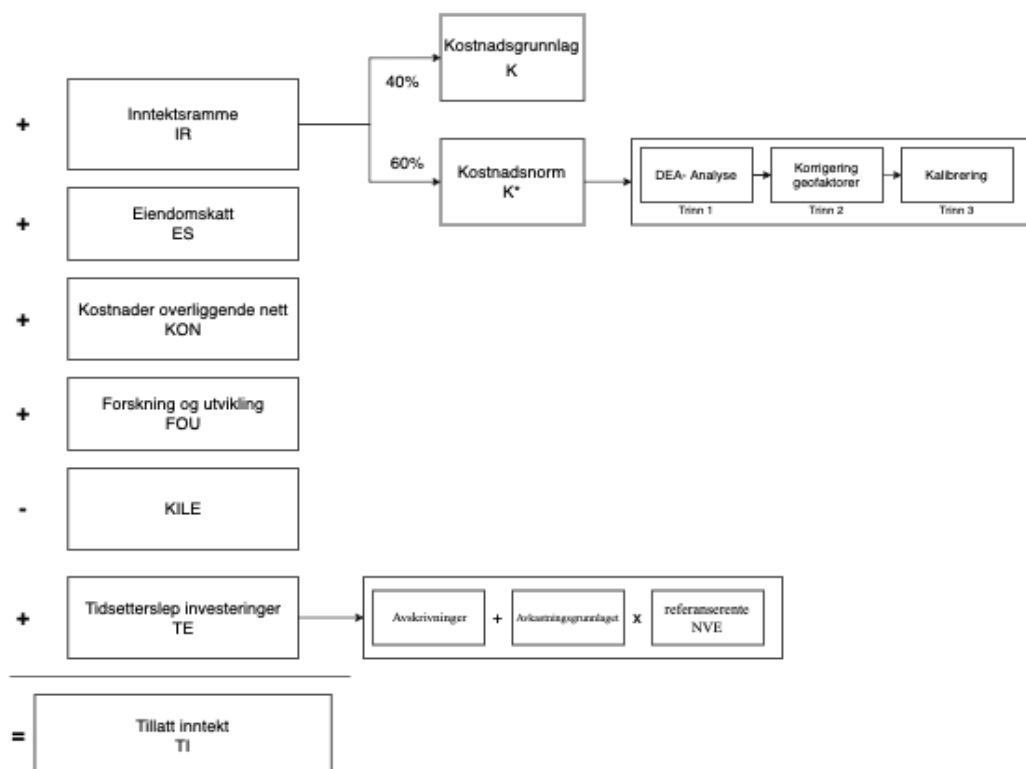
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er ansvarlig for reguleringen av nettselskaper i Norge. Deres formål er å sikre en miljøvennlig forvaltning av vassdrag, fremme effektiv kraftomsetning, kostnadseffektive energisystemer og bidra til effektiv energibruk (NVE, Dette er NVE, 2022). Grunnlaget for reguleringen finner vi i Energiloven a 1990, § 1-2:

*Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

(Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999)

### 4.1 Tillatt inntekt

RME fastsetter årlig et inntektstak som avgjør hvor mye tariffinntekter hvert enkelt nettskap kan hente gjennom nettleieinntekter. Inntektstaket omtales som tillatt inntekt og består av inntektsramme, eiendomsskatt, kostnader til overliggende nett, forskning og utvikling, KILE-



Figur 4-1: Tillatt inntekt

kostnader og tidsetterslep ved investeringer. Oppsettet for disse komponentene er illustrert i figur 4-1.

Inntektsrammen er en omfattende del av tillatt inntekt. Vi vil derfor først gå gjennom tillatt inntekt som helhet, og deretter forklare inntektsrammen nærmere.

Beregningen av tillatt inntekt i år  $t$  kan uttrykkes på følgende måte:

$$TI_t = IR_t + ES_t + KON_t + FOU_t - KILE_t + TE_t$$

Der:

$TI_t$	Tillatt inntekt
$IR_t$	Inntektsramme, mer utdypet lenger nede
$ES_t$	Eiendomsskatt
$KON_t$	Kostnader knyttet til overliggende nett
$FOU_t$	Forsknings- og utviklingsprosjekt
$KILE_t$	Kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke levert energi
$TE_t$	Justering for tidsetterslep på investeringer

Eiendomsskatt      Siden eiendomsskatt er en kostnad selskapene ikke kan påvirke får de hente inn hele beløpet fra sine kunder

---

Kostnader til overliggende nett      De fleste nettkundene i Norge er koblet til det lokale distribusjonsnett. Det er få kunder (stort sett større industribedrifter) som er koblet til de overliggende strømmettene, altså det regionale distribusjonsnett og transmisjonsnett. En del av nettleien som kunder betaler til det lokale distribusjonsnett skal derfor også dekke kostnader i det regionale distribusjonsnett og i transmisjonsnett.

---

Forskning og utvikling      Nettselskapene kan hente inn kostnader knyttet til FoU-prosjekter tilsvarende 0,3 prosent av deres avkastningsgrunnlag gjennom nettleien. Dette forutsetter at

---

---

FoU-prosjektene er forhåndsgodkjent av NVE, og at de har som formål å bidra til mer effektiv drift, utvikling og utnytting av strømmettet.

---

KILE

Kostnader ved ikke levert energi blir trukket fra tillatt inntekt. Et KILE-beløp beregnes for alle strømbrudd, og er basert på hvilke kundetyper som berøres, hvor mye effekt den enkelte kunde tar ut av nettet, tidspunktene strømbruddene oppsto og varigheten av dem. Ved å trekke fra samlet KILE-beløp fra selskapenes tillatte inntekt, sørger vi for at de tar hensyn til de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd. KILE gir dermed nettselskapene insentiver til å unngå strømbrudd så langt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og til å gjenopprette strømforsyningen så fort som mulig når et avbrudd først har funnet sted.

---

Tidsetterslep på investeringer

Inntektsrammen bruker regnskapstall fra to år tilbake i tid. Denne justeringen sørger for at nettselskapene kan hente inn avskrivninger og avkastning fra det året en investering ble aktivert i balansen. Justeringen fører også til at kapitalkostnadene ikke blir benchmarket de to første årene de var i drift. Uten denne justeringen ville nettselskapene hatt svakere investeringsinsentiver. Benytter formel der forskjellen i avskrivning og avkastning multipliseres med NVE referanserate.

$$TE_t = (AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t - AKG_{t-2}) * r_{NVE}$$

---

Forklaring hentet fra (NVE, Om regulering av strømmettselskapenes inntekter, 2021)

---

## 4.2 Inntektsramme

Hvert år fastsetter NVE en individuell inntektsramme til hvert nettselskap (NVE, Inntektsrammer, 2021). Den individuelle inntektsrammen skal dekke selskapets kostnader, avskrivninger, og samtidig gi selskapene en rimelig avkastning på investert kapital. Inntektsrammen utgjør for mange nettselskaper en stor del av tillat inntekt. Den årlige beregningen av individuell inntektsramme baserer seg på både det individuelle nettselskapets egne kostnader, og en kostnadsnorm beregnes ved hjelp av DEA-analyse.

Beregningen av inntektsrammen uttrykkes slik (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å):

$$IR_t = (1 - rho) * K_t + (rho) * K_t^*$$

$K_t$  Kostnadsgrunnlaget basert på nettselskapenes faktiske kostnader to år tilbake i tid. Kostnadsgrunnlaget blir tillagt en vekt på 40%

---

$K_t^*$  Kostnadsnormen som skal gjenspeile kostnadene til et virtuelt selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle selskapet, men som gjennomfører dem til lavest mulig kostnad, altså et virtuelt frontsselskap. Kostnadsnormen blir tillagt en vekt på 60%

---

Rho Rho er en parameter som bestemmer vektingen av kostnadsnormen og kostnadsgrunnlaget. I dag har rho verdien 0.6, hvilket betyr at kostnadsnormen er vektlagt 60% og kostnadsgrunnlaget er vektlagt 40%.<sup>2</sup>

Modellen tar utgangspunkt i at bransjen som helhet skal få dekket sine kostnader gjennom kalibrering, men samtidig justere for individuelle forskjeller på bakgrunn av effektivitet ved hjelp av en effektivitetsscore. Vi vil videre forklare komponentene i inntektsrammen.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> I 2019 kom NVE med et høringsforslag om å endre rho til 0.7 for å styrke insentiver til kostnadseffektivitet.

<sup>3</sup> Inntektsrammen for år t baserer seg på kostnader fra år t-2 (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å). Kostnadene fra år t-2 inflasjonsjusteres og omdannes til et estimat. Dette estimatet fra år t-2 og



## 4.2.1 Kostnadsgrunnlaget

Inntektsrammen er bygd opp av to komponenter med ulik vektning der den første komponenten er kostnadsgrunnlaget. Denne komponenten er summen av et nettselskaps samlede kostnader for et år og vektet inn i inntektsrammen (NVE, Kostnadsgrunnlag, 2021). I tillegg til kostnadene legges det til en referanseavkastning på investert kapital.

Kostnadsgrunnlaget fastsettes i innrapporterte verdier for regnskapsåret to år tilbake i tid og er summen av en rekke kostnader definert av NVE. Utregningen kan skrives på følgende måte:

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) * \left( \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \right) + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

Forkortelse	Forklaring	Inntektsramme 2022 (RME, 2021)
DV	Drifts og vedlikeholdskostnader oppjustert med KPI for å estimere årets nivå gitt 2 år gamle tall.	KPI: 1,063
KILE	Kostnader ved ikke levert energi oppjustert med KPI for å estimere årets nivå gitt 2 år gamle tall.	KPI: 1,053
KPI	SSBs lønnsindeks for inflasjonsjustering. Egen for KILE og DV	
AVS	Avskrivninger på investert nettkapital fra 2 år tilbake.	
AKG	Avkastningsgrunnlaget består at selskapet sine bokførte verdier, tillagt en arbeidskapital på 1 %. Avkastningsgrunnlaget inkluderer ikke bidragsfinansierte anlegg.	

inntektsrammen for år t vil avvike noe og det vil derfor være et avvik mellom inntektsrammen fra år t og de faktiske kostnadene for år t.

$r_{NVE}$	NVE referanserente. Beregnes årlig basert på estimert avkastning på egenkapital og estimert gjeldskostnad i en WACC modell.	5,53%
NT	Nettap i MWh fra to år tilbake i tid. Disse fysiske nettapene skyldes ohmsk motstand i ledninger og transformatorer.	
P	Referansepris på kraft fastsatt av NVE og er en volumveid månedspris tillagt et påslag på 11NOK/MWh der månedsprisen er en gjennomsnittlig aktuell lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.	

I beregningen av kostnadsgrunnlaget er det et tidsetterslep på 2 år fordi modellen benytter offentlig tilgjengelig og godkjente regnskapstall som er 2 år gamle. Dette justerer modellen for ved å inflasjonsjustere drifts og vedlikeholdskostnader og KILE som beskrevet i tabellen over. På den måten estimerer modellen seg frem til årets tall, og benytter dettes om grunnlag.

Referanserenten tilsvarer prosentvis avkastning et gjennomsnittlig effektivt nettselskap vil oppnå gjennom innteksreguleringen. De mest effektive selskapene vil oppnå en avkastning som er høyere enn dette, mens de minst effektive selskapene vil få en lavere avkastning.

### ***Bidragsfinansierte investeringer***

Bidragsfinansiering av investering innebærer at kunden betaler et anleggsbidrag som dekker hele eller deler av investeringen. Bidragsfinansiering skal ikke inngå i kostnadsgrunnlaget ettersom kostnaden direkte dekkes av kunden. Disse investeringene påvirker derfor ikke selskapenes kostnadsgrunnlag (NVE, Kostnadsgrunnlag, 2021). Dersom en kunde blir tilknyttet i løpet av 10 år etter investeringen fant sted, vil anleggsverdiene flyttes ut av de rapporterte kostnadene. Flyttingen kan forekomme når nettselskapet mottar anleggsbidrag i en senere rapporteringsperiode enn perioden for idriftsettelse og rapportering (RME-SSB, 2022). Bidragsfinansierte investeringer vil bli videre belyst i kapittel 4.

## 4.2.2 Kostnadsnorm



Figur 4-2: Kostnadsnorm

Kostnadsnormens hensikt er å skape insentiver til kostnadseffektivitet i strømnettmarkedene (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). Ved å sammenlikne relative ytelsestall, og justere for fundamentale forskjeller, kan man sammenligne nettselskapers effektivitet. På denne måten vil man gjennom en DEA-analyse skape et bilde av hvor effektivt et selskap er i forhold til et virtuelt frontselskap. Et virtuelt frontselskap er et selskap som løser samme oppgaver som det aktuelle selskapet, til lavest mulig kostnad. Dette er fordi NVE benytter seg av input-orientert DEA-analyse.

Kostnadsnormen beregnes gjennom tre trinn (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021):

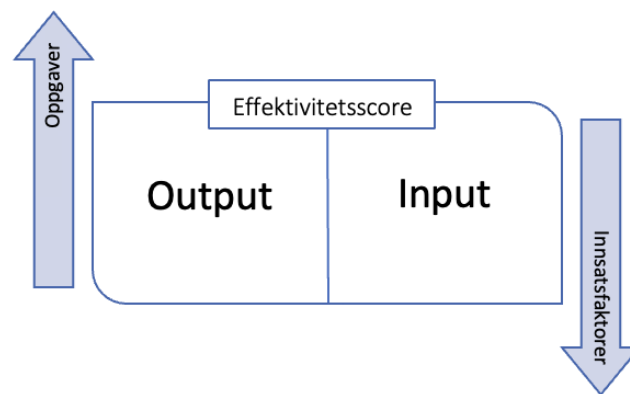
- Trinn 1 Beregne kostnadseffektivitet ved hjelp av DEA-analyse
- Trinn 2 Korrigerer kostnadseffektivitet for forskjeller i rammevilkår
- Trinn 3 Kalibrere kostnadsnormene

Kostnadsnormens trinn 1 består av en DEA-analyse der det for hvert selskap blir beregnet en effektivitetsscore. Denne effektivitetsscoren vil i trinn 2 bli korrigert for ulike rammevilkår og multiplisert med kostnadsgrunnlaget. I trinn 3 legges det til et tillegg for kalibrering som justeres inn i effektivitetsscoren. Dette er for å sikre at nettbransjen i sin helhet får dekket sine kostnader og får en rimelig avkastning på sin kapital (NVE, Om reguleringen av strømnettselskaperes inntekter, u.å). Beregning av kostnadsnormen kan uttrykkes på følgende måte:

$$K_t^* = K_t * \text{effektivitetsscore etter kallibrering}$$

### Trinn 1 – Beregne kostnadseffektivitet ved hjelp av DEA-analyse

Trinn 1 har som formål å analysere og sammenlikne nettselskapenes relative kostnadseffektivitet (NVE, Kostnadsnormen - regionalt distribusjonsnett, 2021). DEA-analysen beregner en individuell effektivitetsscore til hvert selskap, basert på kostnadseffektivitet og oppgaveutførelser (NVE, Om reguleringen av strømmettselskapenes inntekter, u.å). Reguleringsmodellens DEA-analyse sammenlikner selskapene ved å se på forholdet mellom innsatsfaktorer og oppgaver (NVE, Kostnadsnormen - regionalt distribusjonsnett, 2021). For at et selskap skal få en høyere effektivitetsscore må selskapet enten redusere innsatsfaktorer uten å redusere antall oppgaver, eller øke antall oppgaver uten å øke innsatsfaktorer. Videre vil vi i beskrivelsen av kostnadsnormen omtale innsatsfaktorer som mål på input, og oppgaver som mål på output.



Figur 4-3: Effektivitetsscore 1

Reguleringsmodellens DEA-analyse bruker totale kostnader og benytter dette som mål på input. Disse skal signalisere ressursbruken til nettselskapene (NVE, Om reguleringen av strømmettselskapenes inntekter, u.å).

Kostnader som legges sammen til en inputvariabel i DEA-analysen:

- Drifts og vedlikeholdskostnader
- Netttapskostnader
- KILE-kostnader
- Avskrivninger på kapital finansiert med anleggsbidrag og egenfinansiert kapital
- Kapitalkostnader på kapital finansiert med anleggsbidrag og egenfinansiert kapital

---

Totale kostnader tilsvarer kostnader i kostnadsgrunnlaget i tillegg til kapitalkostnader for bidragsfinansiert kapital (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å). Samtidig blir nettapskostnadene fratrukket, da disse i stor grad varierer mellom selskapene på bakgrunn av utenforliggende faktorer. Kapitalkostnadene som inngår i kostnadsnormen er basert på bokførte verdier (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å). Dette vil medføre at selskap med eldre anlegg vil, med alt annet likt, fremstå mer effektive enn de med nye anlegg. NVE bemerker at fordi alle selskaper på et tidspunkt må investere i nye nettanlegg jevnes denne effekten ut (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å).

En viktig forskjell mellom beregning av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen er at kostnadsnormens beregning av avkastningsgrunnlaget inkluderer bidragsfinansierte anlegg (NVE, Kostnadsnormen - regionalt distribusjonsnett, 2021). Dette er fordi bidragsfinansiserte anlegg inngår i outputvariablene og det må derfor samsvare med inputvariabelen i analysen.

Outputvariablene måler hvor mye nettselskapene klarer å levere med de innsatsfaktorene de har. Ideelt sett skulle outputvariablene bestått i stor grad av eksogene forhold for å gi en mest mulig rettmessig pekepinn på hva markedet får av de verdiene nettselskapene klarer å skape (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). I realiteten er det utfordrende å finne gode eksogene variabler. Modellens outputvariabler avhenger av om det er lokalt distribusjonsnett eller regionalt distribusjonsnett:

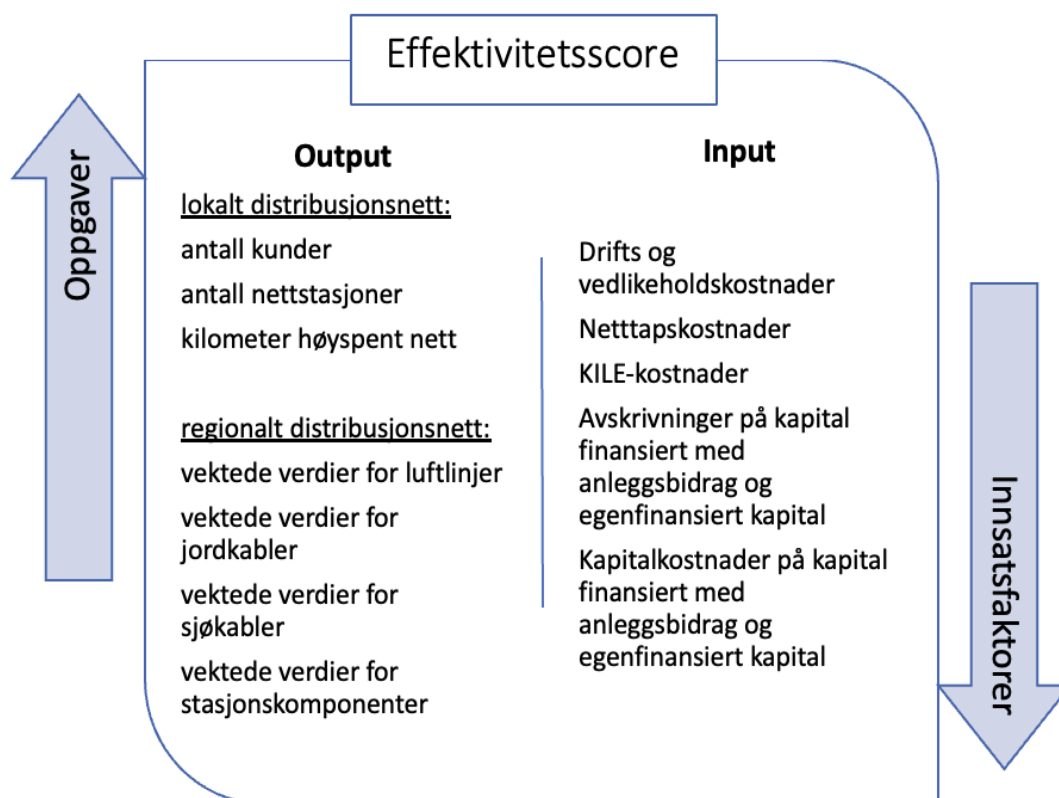
Outputvariabler for lokalt distribusjonsnett

- Antall kunder
- Antall nettstasjoner
- Kilometer høyspent nett

Outputvariabler for regionalt distribusjonsnett:

- Vektete verdier for luftlinjer
- Vektete verdier for jordkabler
- Vektete verdier for sjøkabler
- Vektete verdier for stasjonskomponenter

Beregningen av outputvariabler for regionalt distribusjonsnett baserer seg på innrapporteringer av linje, kabel og transformatorstasjoner fra hvert nettselskap. Deretter regnes de vektete verdiene ut ved å benytte standardiserte kostnadsestimater for ulike egenskaper ved linjen. Dette er eksempelvis egenskaper som spenningsnivå, tverrsnitt, mastetype og antall linjer. Disse standardene er utformet av NVE, og det finnes 230 standardiserte kostnader for en linje som igjen gir 230 mulige kostnader for en linje (NVE, Kostnadsnormen - regionalt distribusjonsnett, 2021).



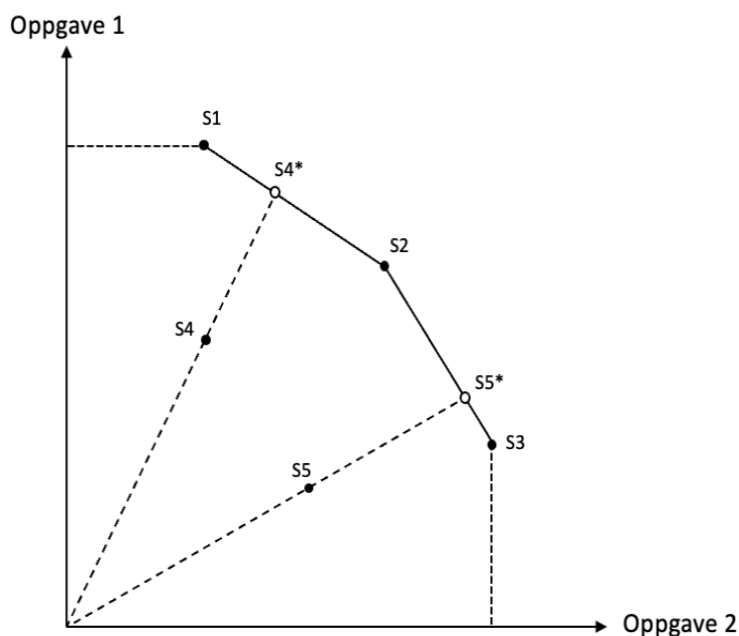
Figur 4-4: Effektivitetsscore 2

For å oppsummere: Forholdet mellom input og output er grunnlaget for effektivitetsscoren. Nettselskaper kan forbedre effektivitetsscoren ved enten å øke oppgavevariablene eller redusere innsatsfaktorene.

Inputvariablene og outputvariablene måles mot en effektiv front basert på et femårig gjennomsnitt (NVE, Om reguleringen av strømnetselskaperens inntekter, u.å). Hensikten med å sammenlikne årlige observasjoner med et femårig gjennomsnitt er å sikre en stabil front.

Figur 4-5 viser en illustrerer en effektiv front i en DEA-analyse. I figuren ser vi at selskapene S1, S2 og S3 danner effektiv front. Den effektive fronten består av selskaper som er mest effektive og betegnes derfor som 100% kostnadseffektive (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). NVE omtaler et virtuelt frontsselskap som et mønsterselskap. Mønsterselskapet S5\* antas å ha like mange kunder og kilometer nett som selskap S5 og er derfor sammenliknbare. Selskap S5\* er den virtuelle effektive versjonen av selskap S5.

DEA-analysen som benyttes i reguleringsmodellen regnes ut som en gjennomsnittsverdi basert på observasjoner de siste fem årene (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). Dette gjør at selskaper kan oppnå effektivitetsresultat på over 100% og sikrer en stabil og forutsigbar front (Amundsveen & Kvile, 2015). Dette gir også effektive selskaper mulighet til å bli mer effektive enn sitt eget 5 årige historiske gjennomsnitt og oppnå en DEA-score høyere enn 100% (Amundsveen & Kvile, 2015).



Figur 4-5: Effektiv front (Inspirert av NVE, Kostnadsnormen – lokalt distribusjonsnett, 2021, s.2)

### Trinn 2 – korrigerer kostnadseffektivitet for forskjeller i rammevilkår

Trinn 2 i kostnadsnormen har som formål å justere for geografiske eller klimatiske utfordringer (NVE, Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter, u.å). Hensikten med å korrigerer kostnadseffektiviteten for forskjeller i rammevilkår er at selskapene blir ulikt påvirket av ytre forhold og det er store forskjeller i miljøene selskapene opererer i. Et nettselskap som har konsesjon i et mer krevende miljø vil naturlig nok ha høyere kostnader tilknyttet investering og vedlikehold av nettet. Ved å justere for forskjeller i geografi, topografi, klima og bebyggelse, vil forholdene selskapene opererer i ikke ha like stor betydning for selskapenes effektivitetsscore (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). På den måten kan selskaper som opererer i mer kostnadskrevende miljøer kunne være like effektive som selskaper i mindre kompliserte miljøer.

---

Justeringene er avhengig av om det er lokalt distribusjonsnett eller regionalt distribusjonsnett.

Rammevilkår som justeres ved lokalt distribusjonsnett:

- Andel jordkabler
- Andel luftlinjer i barskog
- Geo1, en sammensatt variabel som tar hensyn til helning i terrenget, innmating fra småkraftverk og andel luftlinjer i løvskog
- Geo2, en sammensatt variabel som tar hensyn til vind, nærhet til kyst, strømforsyning til øyer og andel sjøkabel
- Geo3, en sammensatt variabel som tar hensyn til temperatur, breddegrad, snømengde og isforhold

Rammevilkår som justeres ved regionalt distribusjonsnett:

- Geo1R, en sammensatt variabel som består av helning i terrenget og andel luftlinjer i skog

Geo1R ble ved beregning av inntektsramme for 2022 funnet ikke signifikant, trolig grunnet endringer i referanseselskaper. Siden koeffisienten for geografivariabelen ikke er signifikant, blir denne satt til null. I praksis vil dette si at det ikke er korrigering for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2022 (RME, 2021).

Beregningen av justeringer i lokalt distribusjonsnett benytter en faktoranalyse for å sette sammen de geografiske variablene (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). Denne statistiske metoden ser på samvariasjon mellom variablene som resulterer i en sammensatt geografisk variabel.

Under korrigeringen for ulike rammevilkår sammenliknes selskapene med selskapenes mønsterselskap (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). Gjennom en regresjonsanalyse beregnes forholdet mellom effektivitetsresultatene og differansen i rammevilkår. Resultatet av denne prosessen er en effektivitetskorrigering per rammevilkår, som summeres til en effektivitetskorrigering.



### Trinn 3 – kalibrere kostnadsnormene

Reguleringsmodellen skal sørge for at bransjen i sin helhet skal få dekket sine kostnader, og inkludere en rimelig avkastning på investert kapital (NVE, Om reguleringen av strømnetselskaperens inntekter, u.å). På sikt skal altså samlet kostnadsnorm være lik kostnadsgrunnlaget. Etter trinn 2 i kostnadsnormen ender en vanligvis opp med en gjennomsnittlig effektivitetsscore på under 100% (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). Dette medfører at uten et tredje trinn vil summen av bransjens tillatt inntekt være mindre enn bransjens totale kostnadsgrunnlag. I trinn 3 blir det derfor kalibrert for at samlet kostnadsnorm skal opp på samme nivå som samlet kostnadsgrunnlag.



Figur 4-6: Kalibreringsgrunnlag, inspirert av (Inspirert av NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021, s. 4)

Kalibreringen går ut på å finne differansen mellom kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen for hele bransjen, for så å fordele differansen mellom selskapene (NVE, Om reguleringen av strømnetselskaperens inntekter, u.å). Fordelingen baserer seg på selskaperens andel av bransjens totale avkastningsgrunnlag (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021). For å sikre symmetri mellom innsatsfaktorer og oppgaver inkluderes bidragsfinansiert kapital i utregningen av selskaperens andel og bransjens totale avkastningsgrunnlag. Det legges opp til at selskaper som er mer effektive enn gjennomsnittet vil kunne få en høyere kostnadsnorm enn sitt eget kostnadsgrunnlag, og på den måten bli belønnet med høyere inntekt (NVE, Om reguleringen av strømnetselskaperens inntekter, u.å). Selskaper som er mindre effektive vil på sin side få en lavere kostnadsnorm enn eget kostnadsgrunnlag.

---

### 4.2.3 Referanserente

Fastsettes årlig av NVE og er forskriftsfestet i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 8-3. Der er det beskrevet at reguleringsmyndigheten for energi skal ved fastsettelsen av årlig inntektsramme benytte en referanserente som fremkommer ved følgende WACC-modell(weighted average cost of capital):

$$r = (1 - G) * \left( \frac{Rf + Infl + \beta_e * MP}{1 - s} \right) + G * (Swap + KP)$$

G Fast gjeldsandel fastsatt til 60%

---

Rf Fast nøytral realrente fastsatt til 1,5%

Inf Årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnittet av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall publisert av SSB. Dersom beregnet gjennomsnitt er negativt settes det til null

---

$\beta_e$  Egenkapitalbeta fastsatt til 0,875

---

MP Fast markedspremie fastsatt til 5%

---

Swap Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente

---

KP Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet

---

S Skattesats lik gjeldene skattesats for nettselskaper

---

I fastsettelsen for 2021 er det brukt følgende tall i beregningen (NVE-RME, 2022):

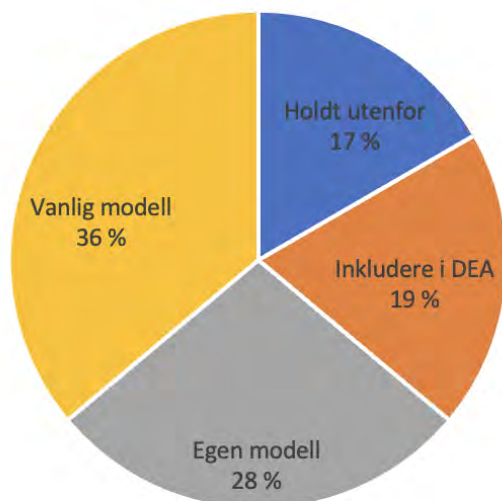
Inflasjon	Inflasjonen var på 1,3 i 2020 og 3,5 i 2021. SSB(Tabell 12880) har anslått en inflasjon på 2,6 i 2022 og 1,5 i 2023. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2020 – 2023 er <b>2,23 %</b>
Swaprente	Gjennomsnittlig swaprente for 2021 var 1,46 %
Kredittrisikopremie	Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2021 var på 0,57 %
Skattesats	Skattesatsen i referanserenten tilsvarer selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: 22%.
Referanserente 2021	Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2021 på 5,37 %
Referanserente 2019 og 2020	Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2019 og de faktiske kostnadene i 2019 blir tillagt renter for 2019 og 2020, som var på hhv. 5,69 % og 5,15 %.

### 4.3 Selskaper med alternativ beregning av kostnadsnorm

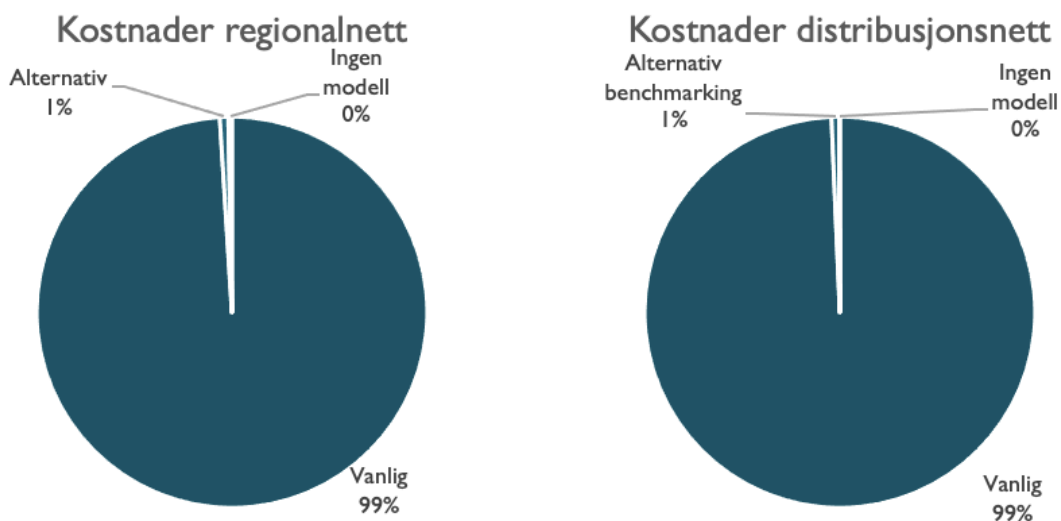
NVE har for små og spesielle selskaper utarbeidet alternative måter å beregne kostnadsnorm og dermed måle effektivitet. Noen selskaper holdes utenfor DEA evaluering i sin helhet, mens andre kan inkluderes i DEA men kan ikke definere front. En siste gruppe selskaper evalueres i en helt egen modell.

Ved forrige evaluering i 2021 var det totalt 72 nettselskaper med regional- og/eller distribusjonsnett. Av disse ble 12 holdt utenfor evaluering, 14 som kan inkluderes i DEA og 20 i egen benchmarking-modell.

### Andel nettselskaper i ulike evalueringsmodeller



Figur 4-7: Andel nettselskaper i ulike evalueringsmodeller (RME, 2021)



Figur 4-8: Kostnader i regionalnett og distribusjonsnett fordelt på alternativ beregning av kostnadsnorm (RME, 2021)

Som illustrert i figuren 4-7 blir hoveddelen av selskapene evaluert utenfor den vanlige reguleringsmodellen. Ser vi derimot på fordelingen av kostnader, som vist i figur 4-8, er det tydelig at dette er i hovedsak mindre selskaper med lave kostnader i forhold til selskapene de sammenliknes med. Selskapene utgjør henholdsvis 1% og 0,6% av de totale kostnadene i beregningen og vil derfor ikke utgjøre noen stor forskjell. Disse selskapene har ofte enkle oppgaver og/eller få kunder. Reguleringsmodellens sammensetning vil derfor i liten grad være i stand til å måle selskapenes effektivitet opp mot andre selskaper og det er utarbeidet alternative beregningsmodeller. Selskapene med alternativ beregning av kostnadsnorm vil ikke vektlegges videre i oppgaven.

## 5. Tariff og anleggsbidrag

Nettselskaper i Norge er underlagt plikter som innebærer at de har plikt til å tilby nye kunder tilknytning til nettet og plikt til å levere strøm til forbrukskunder (NVE, Leveringsplikt, 2022). Pliktene gjelder i det geografiske området nettselskapet har konsesjon i. Dette medfører at nettselskaper har plikt til å tilby nettilknytning til en kunde uavhengig av om det er økonomisk lønnsomt eller ikke.

### *To måter å finansiere nett*

Vi vil i denne delen illustrere hvilke finansieringsalternativ et nettselskap kan benytte seg av ved tilknytning av ny kunde eller oppgradering av nett til en eksisterende kunde. Ethvert prosjekt vil være unikt med egne utfordringer. For å forsøke å kunne favne bredt, vil vi illustrere hvilke alternativ et nettselskap har for finansiering av nettutbygging og nettførsterkning.

En kunde kan ønske å etablere seg i et område. Hvis det hadde vært ledig kapasitet, kunne kunden kostnadsfritt koblet seg til nettet og det på relativt kort tid. Vi forutsetter i stedet at det ikke er ledig kapasitet og at nettselskapet vil være nødt til å gjøre oppgraderinger for å møte den økte etterspørselen av kapasitet.

Nettselskapet har da to alternative måter å finansiere en investering i nettet på:

1. Kategorisere investeringen som reinvestering og finansiere over tariff
2. Kategorisere investeringen som kundeinitiert og finansiere ved anleggsbidrag

Vi vil videre belyse de to finansieringsalternativene, før vi illustrerer hva dette medfører for nettselskapet og for kunden. Merk at begge alternative finansieringsmåter er lovlig ifølge dagens regelverk og viser fleksibiliteten nettselskapet har for å løse behovet for oppgradering i eget nett.

---

## 5.2 Tariff

Et nettselskap kan utfra egen driftsplan og fremtidige prognoser planlegge og gjennomføre generelle reinvesteringer i eget nett der det er kapasitetsutfordringer og/eller eldre anleggsutstyr. Hvis det i stedet blir besluttet å gjennomføre en reinvestering, vil kostnaden for utbyggingen i sin helhet falle på nettselskapet. Det vil da i ettertid ikke være anledning til å kreve noen del av kostnaden som anleggsbidrag.

Nettselskapet må ved valg av dette alternativet selv finansiere investeringen. Investeringen vil avskrives etter fastsatte rammer over avskrivningsperioden, og nettselskapet vil få dekket kostnadene gjennom tillatt inntekt. Tillatt inntekt er belyst i kapittel 3.

## 5.3 Anleggsbidrag

Fra 2019 ble anleggsbidrag obligatorisk for alle nettselskap, på både lokalt distribusjonsnett, regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnettet (NVE, Anleggsbidrag, 2022). Regelverket for anleggsbidrag er forskriftsfestet i forskrift om kontroll av nettvirksomhet, §16-1, som lyder som følger:

*Nettselskapet skal fastsette og kreve inn et anleggsbidrag fra kunden for å få dekket hele eller deler av kostnadsgrunnlaget for investeringen som blir utløst når kunden:*

- a. Blir tilknyttet nettet*
- b. Får økt kapasitet*
- c. Får bedre kapasitet*

*Nettselskapet skal også fastsette og kreve inn et anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller økt kapasitet i nettanlegg som er anleggsbidragsfinansiert. Plikten gjelder ti år fra tidspunktet kunden som utløste investeringen ble tilknyttet eller fikk økt kapasitet.*

(Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999)

Anleggsbidrag er en pris en kunde må betale når kunden utløser en ny nettinvestering eller nettførsterkning (NVE, Anleggsbidrag, 2022). Anleggsbidrag skal dekke kundens andel av kostnadene ved nettinvesteringer eller nettførsterkninger (NVE, Anleggsbidrag, 2022). En kunde utløser en ny nettinvestering eller nettførsterkning når kundens forespørsel om å bli tilknyttet, få økt kapasitet eller bedre kvalitet fører til en investering for nettselskapet.

Proessen ved fastsettelse og utredning av bidragsfinansierte anlegg kan overordnet deles inn i 4 faser<sup>4</sup>. Den første fasen innebærer at kundene henvender seg til nettselskapet. Den neste fasen er fasen der nettselskapet vurderer om det er ledig kapasitet eller ikke. Dersom det ikke er ledig kapasitet må nettselskapet utrede og deretter beregne anleggsbidraget kunden skal betale.



Figur 5-1: Prosessmodell (Inspirert av Løken & Aarrestad, 2021, s. 19)

Når alt er utbygd gjennomføres det et endelige oppgjør med et etterberegnet anleggsbidrag. Dette oppgjøret skal belyse faktiske kostnader påløpt og kan ikke overstige 15% av estimert anleggsbidrag. Hvis det overstiger 15%, må nettselskapet dekke overstigende kostnadene.

### **Anleggsbidragets formål**

Anleggsbidrag har to formål. Det ene formålet er å synliggjøre kostnadene ved kundens tilknytning eller ønske om forbedring av eksisterende nett og hva det medfører for nettselskapet. Ved å synliggjøre kostnadene vil kunden selv vurdere egen nytte av nettinvesteringen og kunne ta en avgjørelse om det er lønnsomt å investere eller ikke. Kunden kan i tillegg vurdere alternative tiltak, som å redusere eget effektbehov, relokalisering til et sted med tilgjengelig nettkapasitet eller til et sted med rimeligere anleggsbidrag. (NVE, Anleggsbidrag, 2022).

<sup>4</sup> Fasene og prosessmodellen er hentet fra Bransjenorm for nettilknytning, (Løken & Aarrestad, 2021) for å beskrive hovedpunktene ved anleggsbidrag. Det er derfor ikke slik at alle nettselskaper følger en lik prosess.



Det andre formålet er å fordele kostnadene mellom kundene som utløser investeringen og de øvrige kunder. Dersom investeringen ikke hadde vært finansiert med anleggsbidrag vil de eksisterende kundene og kundene som utløser investeringen bære både den nye finansieringen og tidligere investeringer likt gjennom økt nettleie. For å sikre rettferdighet mellom de som ber om forbedring eller tilknytning og de som ikke gjør det fastsettes det derfor et anleggsbidrag. (NVE, Anleggsbidrag, 2022)

### 5.3.2 Beregning av anleggsbidrag

Fastsetting av anleggsbidrag baserer seg på å først beregne et kostnadsgrunnlag for investeringen og deretter multiplisere med kundens andel (NVE, Beregning av anleggsbidrag, 2022). Dersom kunden utløser investeringer på flere nettnivåer, skal hvert nettnivå beregne kundens andel av anleggsbidrag for sitt nettnivå og så å sammenstille dette i et samlet anleggsbidrag.

$$\text{anleggsbidrag} = \text{kostnadsgrunnlag} * \text{kundens andel av investeringen}$$

Et nettselskap kan maksimalt kreve anleggsbidrag som dekker kostnadene ved utredningen og kostnadsgrunnlaget av investeringen. Det er ikke tillatt å fastsette et bunnfradrag. Dette er fordi anleggsbidrag skal være obligatorisk. Nettselskapene har rett til å kreve å få utføre gravearbeidene. Hvis det er enighet om det, kan gravearbeidene bli utført av kunden dersom kunden ønsker det. (NVE, Beregning av anleggsbidrag, 2022)

Kostnadsgrunnlaget ved anleggsbidrag utregnes på følgende måte:

#### Beregning av kostnadsgrunnlag

Anleggskostnader
– Reinvesteringskostnader
+ Fremskyndingskostnader
± Utredningskostnader
= Kostnadsgrunnlaget

### ***Anleggskostnader***

Kostnader som inngår i anleggskostnader er de kostnadene som knyttes til etablering eller forsterkning av nettanlegget som kunden ønsker å tilknytte seg eller forbedre. Anleggskostnader skal fastsettes til innkjøpspris og selvkost, og det skal benyttes bokførte verdier dersom de benytter materialer eller komponenter de allerede har.

Som følge av en økonomisk eller rasjonell helhetlig begrunnelse kan nettselskapene under en slik investering i nettet ønske å bygge ut mer enn akkurat det kunden ber om. NVE (2022c) poengterer at nettselskapene skal skille mellom kostnader som oppstår som en direkte følge av kundens tilknytning eller ønske om økt kapasitet og de kostnader som er knyttet til mer helhetlige tiltak. Det er med andre ord kun kostnader som har direkte tilknytning til kunden som skal inkluderes i anleggskostnader.

Nettselskaper skal i tillegg ikke inkludere kostnader som legges til som generelle påslag. Generelle påslag inkluderer ikke potensielle positive eller negative nyttevirksomheter, som eksempelvis endring i forventet KILE. Kostnadene skal kunne knyttes spesifikt til kundens forespørsel om tilknytning eller forbedring av nettet.

Eksempler på slike påslags-kostnader som ikke skal inngå er:

- Påslag for fremtidige driftskostnader
- Lagerkostnader
- Administrasjon og kontorleie
- Transport

### ***Reinvesteringskostnader og fremskyndingskostnader.***

Når en kunde ber om å bli tilknyttet eller å få forbedret kvalitet i nettet vil nettselskapene potensielt måtte investere tidligere enn de ellers hadde gjort uten forespørselen fra kunden. Dette vil medføre et tap for nettselskapet da de må investere i det eksisterende nettanlegget til tross for at levetiden hadde vært lenger. På den andre siden vil anleggsbidrag gjøre at kunden betaler for en investering nettselskapet uansett hadde måttet utføre på ett eller annet tidspunkt og dette vil medføre en gevinst for nettselskapet. Derfor vil man i utregningen av anleggsbidrag trekke fra reinvesteringskostnader ettersom nettselskapene uansett hadde måttet betale dette, og legge til fremskyndingskostnader ettersom nettselskapene nå må investere

tidligere enn forventet levetid i det eksisterende nettet. (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022)

Reinvesteringskostnader skal ikke belaste kundene gjennom anleggsbidrag ettersom nettselskapene uansett hadde måttet gjennomføre en investering når levetiden på nettet utgår (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022). Utregningen av reinvesteringskostnader kan gjennomføres på to måter:

- a) Gjenanskaffelsesverdien til eksisterende nettanlegg som erstattes
- b) Anskaffelsesverdien til nettanlegg som nettselskapet ville bygget ved reinvestering

Fremskyndingskostnader skal belaste kundene gjennom anleggsbidrag ettersom nettselskapet må gjennomføre en reinvestering på et tidligere tidspunkt enn de ville ha gjort (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022). Utregningen av fremskyndingskostnader gjøres ved å sammenligne dagens reinvesteringskostnad og diskontere til nåverdi av fremtidig reinvestering.

$$FK = RI * \left(1 - \frac{1}{(1 + k)^t}\right)$$

Der:

<i>FK</i>	<i>fremskyndingskost</i>
<i>RI</i>	<i>reinvesteringskost</i>
<i>k</i>	<i>kalkulasjonsrente</i>
<i>t</i>	<i>restlevetid til komponenten</i>

(NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022)

Restlevetid og kalkulasjonsrente vil i denne sammenheng spille en rolle i beregningen av fremskyndingskostnader.

Når det kommer til fastsetting av restlevetid, vil det avhenge av om det er lavspent nettanlegg eller høyspent nettanlegg. Ved lavspent nettanlegg skal den økonomiske levetiden ligge til grunn (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022). Med økonomisk levetid

menes antall år fra anlegget ble ferdigstilt til anlegget blir nedskrevet. Ved høyspent nettanlegg skal den tekniske levetiden ligge til grunn (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022). Med teknisk levetid menes antall år fra anlegget ble ferdigstilt til reinvestering er nødvendig på bakgrunn av tekniske årsaker. Den tekniske levetiden kan beregnes enten ved en konkret vurdering av det aktuelle anlegget eller standardverdier for teknisk levetid på de ulike komponentene anlegget består av (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022). Transformatorer skal holdes utenfor fremskyndingskostnadene da disse kan benyttes til ulike formål, men det er anledning til å beregne fremskyndingskostnader som kan knyttes til oppgradering av transformator (NVE, Reinvestering- og fremskyndingskostnader, 2022).

### ***Utredningskostnader***

Ved anleggskostnader i distribusjonsnett skal ikke utredningskostnader inngå, det skal kun kreves utredningskostnader for nettutredninger i regional- og transmisjonsnett (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999). Her skal nettselskapet ta betalt fra kunden for videre utredninger og utarbeidelse av konsesjonssøknad etter å ha avklart om det er driftsmessig forsvarlig å etterkomme kundens bestilling (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999). Kundene skal dekke sin forholdsmessige andel av kostnadene basert på selvkost.

### ***Fastsettelse av kundens andel av kostnadsgrunnlaget***

Når et nettselskap skal investere i nettet som følge av at en eller flere kunder forespør tilknytning eller forbedring av nettet, kan investeringen av naturlige årsaker innebære ytterligere kapasitet eller kvalitet enn det som ble etterspurt. Som beskrevet skal kun kostnader som direkte kan knyttes til etterspørselen tas med i anleggsbidrag. Som følge av dette skal kostnadsgrunnlaget fordeles ut fra kundens forholdsmessige andel (NVE, Hvordan fastsette kundens andel av kostnadsgrunnlag, 2022). Kundens forholdsmessige andel blir ofte omtalt som kundens effektandel.

$$\text{Kundens forholdsmessige andel} = \frac{\text{kundens kapasitetsøkning}}{\text{nettets kapasitetsøkning}}$$

Der:

$$\text{kundens kapasitetsøkning} = \text{etterspurt kapasitetsøkning}$$

Når en kunde utløser en investering kan det av økonomiske og forholdsmessige grunner lønne seg for nettselskapet å investere i større økning i kapasitet enn det kunden etterspør. Kunden

---

skal da kun betale for sin forholdsmessige andel. Hvis det senere kommer flere kunder som ønsker å knytte seg til kan nettselskapet kreve anleggsbidrag tilsvarende de nye kundenes forholdsmessige andel. På den måten forskutterer nettselskapene og krever inn anleggsbidrag etter hvert som kunder ber om tilknytning eller økt kapasitet.

Nettselskapene kan kreve inn anleggsbidrag helt til anlegget er nedskrevet innenfor tiårsregelen (NVE, Hvordan fastsette kundens andel av kostnadsgrunnlag, 2022). Dette vil si at når sum av anleggsbidragene når kostnadsgrunnlaget og anlegget dermed er nedskrevet, kan ikke nettselskapene kreve inn mer anleggsbidrag. Tiårsregelen sier at selv om kostnadsgrunnlaget ikke er dekket inn gjennom anleggsbidrag i løpet ti år, kan ikke nettselskapene kreve anleggsbidrag fra kunder som ønsker tilknytning eller økt kapasitet etter dette.

I noen tilfeller kan kundens forholdsmessige andel tilsvare 100% av kostnadsgrunnlaget (NVE, Hvordan fastsette kundens andel av kostnadsgrunnlag, 2022). Da skal nettselskapet kreve at kunden som utløser investeringen dekker hele kostnadsgrunnlaget. Dette gjelder kun når (NVE, Hvordan fastsette kundens andel av kostnadsgrunnlag, 2022):

- a) Kunden som utløser investeringen, er eneste bruker av nettanlegget
- b) Nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard i forhold til kundens bestilte kapasitet
- c) Nettselskapet vurderer at andre kunder ikke vil bli tilknyttet eller få økt kapasitet innenfor tiårsregelen

I tilfeller der det er flere kunder som utløser en investering og de til sammen enten oppfyller krav b eller c skal disse kundenes anleggsbidrag samlet dekke kostnadsgrunnlaget. Kostnadsgrunnlaget skal da fordeles mellom kundene basert på kundens andel av gruppens etterspurte kapasitet.

Dersom et nettselskap vurderer at kriteriet c er oppfylt, men det i ettertid viser å endre seg skal nettselskapet beregne anleggsbidrag til kundene som utløste investeringen på nytt og betale tilbake mellomlegget. Nettselskapene må da ta en ny vurdering av fremtidig kapasitetsbehov, og kundens andel vil derfor avhenge av nettselskapenes vurdering av fremtidig etterspørsel av kapasitet.

### **Særregler for anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett**

Tidligere gjaldt reglene om anleggsbidrag kun for kundespesifikke nettanlegg på regional- og transmisjonsnett. Ved dagens regelverk skal anleggsbidrag i utgangspunktet fastsettes etter de samme reglene for beregning som i distribusjonsnett. Men, investeringer i regional- og transmisjonsnett har som oftest nyttevirkinger for flere enn kunden som utløser investeringene, og i større grad enn for investeringer i distribusjonsnett (NVE, Anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett, 2021). Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 16-10 beskriver derfor 3 særregler om anleggsbidrag for regional- og transmisjonsnett:

*Kunder med samlet avtalt kapasitet mindre enn 1 MW skal ikke betale anleggsbidrag for investeringer i regional- eller transmisjonsnett.*

*Kostnadsgrunnlaget for investeringer i regional- og transmisjonsnett skal multipliseres med en reduksjonsfaktor lik 0,5. Reduksjonsfaktoren skal ikke benyttes når kundens anleggsbidrag fastsettes etter [§ 16-8](#) eller [§ 16-9](#) tredje ledd.*

*Kostnadsgrunnlaget for investeringer i regional- og transmisjonsnett kan begrenses i særskilte tilfeller.*

(Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999)

---

## 6. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

For å kunne diskutere reguleringsmodellens virkninger ser vi det som hensiktsmessig å belyse nærmere hva som er hensikten med reguleringsmodellen og hvilke markedsmessige utfordringer reguleringsmodellen forsøker å bedre.

Reguleringer på generelt grunnlag har som formål å øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak er et tiltak der summen av de positive virkningene er større enn summen av de negative virkningene for samfunnet som helhet (Direktoratet for økonomistyring, 2018). En negativ samfunnsøkonomisk virkning kan ses på som en kostnad eller et tap for samfunnet.

Nettselskaper i Norge er, som beskrevet i kapittel 2, naturlige monopoler. Uten noen form for regulering vil det som følge av monopolmakt nettselskapene har ovenfor sine kunder foreligge et effektivitetstap for samfunnet. Som beskrevet i kapittel 3 er grunnlaget for energiloven å sikre at produksjon, omfang, overføring, omsetning, foredling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. NVE har på sin side formulert at formålet med den økonomiske reguleringen er å sikre samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet gjennom tilrettelegging av effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet. Det er, som beskrevet i kapittel 1, RME som utfører selve reguleringen av nettselskapene. I følge RME regulerer de nettselskapene slik at kraft skal kunne tilbys med rett leveringskvalitet og pris, samt at strømmettet utvikles på en sikker og samfunnsrasjonell måte (NVE-RME, 2022). Ut fra disse beskrivelsene kan en konkludere med at reguleringen av nettselskapene har spesielt to formål, både å sikre effektiv drift og å lede til utvikling på en samfunnsrasjonell måte.

Som beskrevet i kapittel 2 kan myndighetene enten velge å regulere nettmarkedet eller å ikke regulere nettmarkedet. Spørsmålet er hva som fører til mest effektiv drift. Nærings- og fiskeridepartementet definerer konkurranse er det beste virkemiddelet for å oppnå effektiv ressursbruk (Nærings- og fiskeridepartementet, 2004). I tillegg påpeker de at konkurransekrefter fører til lavere priser, bedre utvalg, innovasjon og vekst (Nærings- og fiskeridepartementet, 2013). Konkurransekrefter kan dermed være en viktig kilde til effektiv drift i en reguleringsmodell.

Det andre hoved-formålet til reguleringsmodellen er å lede utvikling på en samfunnsrasjonell måte. Nettselskaper har, som beskrevet i kapittel 1, en sentral rolle i samfunnet og for

samfunnsutviklingen. En reguleringsmodell i nettbransjen bør derfor både legge til rette for utvikling av strømmettet på en samfunnsrasjonell måte, men også insentivere til at strømmettet skal kunne utøve sin posisjon i samfunnet og bidra til en rasjonell samfunnsutvikling. I og med at strømmett er en kritisk infrastruktur i et samfunn er det avgjørende at regulator er i stand til å skape reguleringer som er i henhold til en samfunnsutvikling for at nettselskaper ikke skal ta valg som går i motsatt retning av samfunnsutviklingen.

Når en skal undersøke om reguleringsmodeller virker til sin hensikt kan det i mange sammenhenger være hensiktsmessig å undersøke alternativkostnader. Direktoratet for økonomistyring har utformet en veileder for hvordan utføre større samfunnsøkonomiske analyser. Den samfunnsøkonomiske analysen skal ikke bare vurdere virkninger for den enkelte statlige virksomhet (Direktoratet for økonomistyring , 2018). Analysen skal i størst mulig grad fange opp alle typer relevante virkninger for alle grupper i samfunnet som blir berørt av et tiltak (Direktoratet for økonomistyring , 2018). Dette er for eksempel virkninger på miljø, næringslivet, private husholdninger, utdanning og helse (Direktoratet for økonomistyring , 2018).

I dette delkapittelet har vi sett på hensikten med reguleringsmodellen i lys av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi finner at det er to hovedformål med reguleringsmodellen, sikre effektiv drift og samfunnsrasjonell utvikling. Vi har også sett på alternativkostnaden ved tiltak og utfordringene med å kartlegge disse.



---

## 7. Diskusjon

I denne delen av oppgaven vil vi diskutere potensielle virkninger av obligatorisk anleggsbidrag på nettutviklingen i Norge. Vi vil benytte vår fremstilling av reguleringsmodellen, tilhørende temaer fra de foregående kapitler og innspill som ble sendt til strømnnettutvalget i 2020, i den påfølgende diskusjon.

Strømnnettutvalget er et offentlig utvalg som ble oppnevnt i 2021 for å vurdere utviklingen av strømnettet. Utvalget ble gitt tre overordnede temaer, deriblant prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømnettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen (Olje- og energidepartementet, 2021). Utvalget ba om eksterne innspill fra nettselskaper og andre interessenter i bransjen.

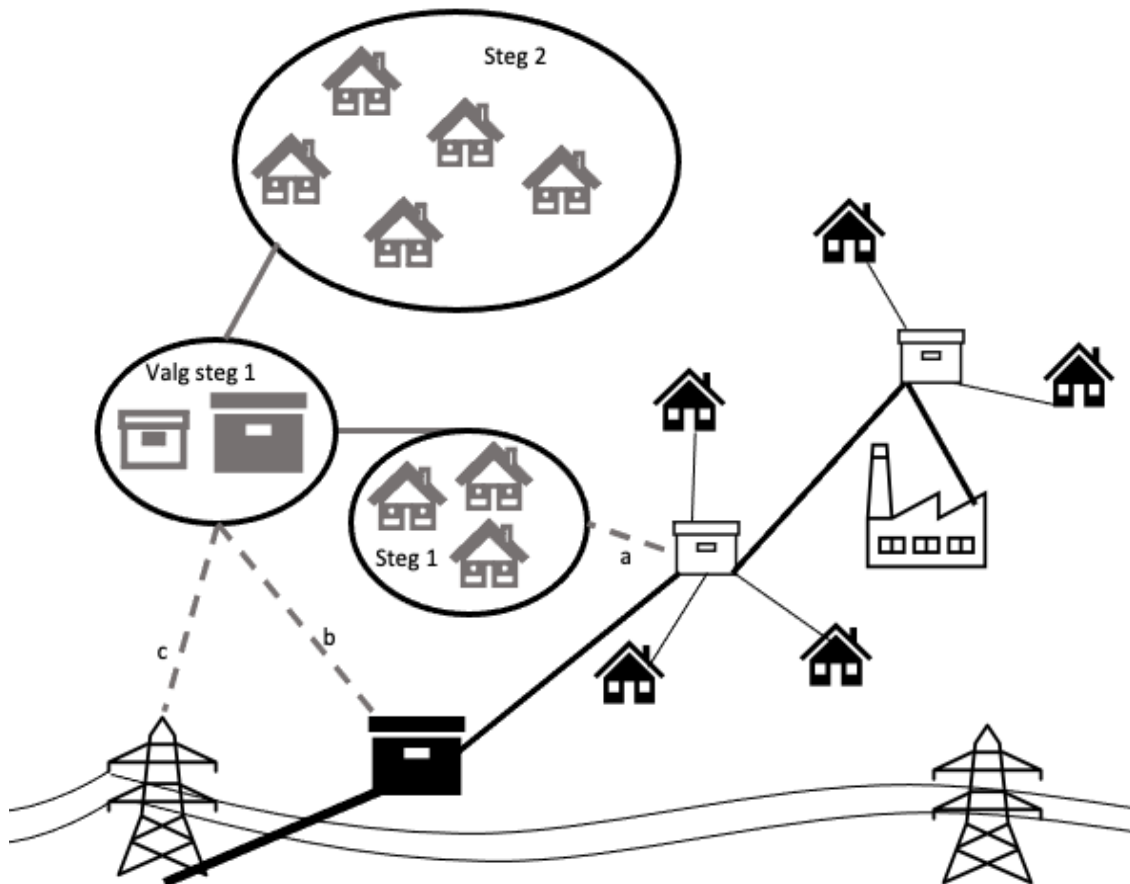
I 2019 innførte NVE en ny regelendring. I den nye regelendringen omtaler NVE anleggsbidrag som obligatorisk (NVE, Anleggsbidrag, 2022). Det at anleggsbidrag defineres som obligatorisk er en endring fra tidligere da nettselskaper kunne velge om de ville kreve anleggsbidrag eller ikke. Ut fra bruken av ordet «obligatorisk» benyttes virker det som at all utbygging og forsterkning skal finansieres med anleggsbidrag. Likevel har nettselskaper fortsatt har lov til å gjennomføre utbygginger og forsterkninger i eget nett ved å kategorisere investeringen som forbedring av eget nett og finansiere over tariff. Dersom de derimot kategoriserer en investering som kundeinitiert skal investeringen finansieres med anleggsbidrag. Vurderinger rundt bruk av anleggsbidrag er med andre ord heller et spørsmål om utbyggingen og vedlikeholdet kategoriseres som kundeinitiert eller som en forbedring av eget nett.

Regelendringen påvirker både den direkte- og den indirekte reguleringen av nettselskaper. Den direkte reguleringen omfatter selve handlingsrommet til nettselskapene. Dette handlingsrommet definerer rammene et nettselskap må forholde seg til. Endring i handlingsrommet vil ha innvirkning på de økonomiske insentivene i den indirekte reguleringen. Videre i vil vi diskutere hvordan obligatorisk anleggsbidrag påvirker nettselskapers handlingsrom og valget mellom anleggsbidrag eller tariff som en økonomisk avveining. Til slutt vil vi ta for oss og diskutere formålet med anleggsbidrag i henhold til samfunsoptimalitet.

## 7.1 Handlingsrom

I Det Norske Veritas sin bransjenorm for nettilknytning påpekes det at nettselskapene har ulik praksis for tilknytning av nye kunde grupper til tross for at regelverket er likt (Løken & Aarrestad, 2021). Det er to ulike måter anleggsbidrag kan praktiseres på ut fra valg nettselskapet kan gjøre. Dette er i beregningen av kundens forholdsmessige andel og i beregningen av anleggsbidragets kostnadsgrunnlag.

Fra NVEs beskrivelse av anleggsbidrag fremkommer det at nettselskapene skal praktisere regelverket objektivt og ikke-diskriminerende, og de må sørge for at de behandler like tilfeller på samme måte (NVE, Anleggsbidrag, 2022). På papiret virker det enkelt å skille mellom egenfinansiering og bidragsfinansiering, samt hvordan fordelingen av anleggsbidraget skal være. I realiteten vil det være mange andre forhold, tolkninger og muligheter for ulik praksis. Nettselskaper har flere valgmuligheter og et bredt handlingsrom. Valgmuligheter og hvilke hvordan ulike valg utspiller seg vil vi belyse ved hjelp av stilisert eksempler. Det tas forbehold



Figur 7-1: Illustrasjon valgmuligheter

---

om at eksemplene er forenklet og at noen av valgene vil innebære konsesjonsbehandling. Dette er ikke hensyntatt i vårt eksempel.

Figur 7-1 viser en illustrasjon av valgmuligheter. Området nederst i figuren skal illustrere en regionalnettslinje. Ut fra denne går det en etablert distribusjonslinje til et allerede etablert område med flere transformatorer. Her er det flere boligområder og industri. Husstandene og industribyggene som allerede er etablert er her markert i svart. Nettselskapet har mottatt søknad om et nytt boligfelt, dette er steg 1 i utbyggingsplanen og er markert i grått. Etter å ha mottatt søknad om nytt boligfelt har nettselskapet flere alternative utbyggingsmuligheter.

Det ene alternativet er illustrert ved stippet linje a. Dette alternativet er å trekke en linje fra eksisterende strømnnett og utnytte det som er av kapasitet her. Det er å regne som utnyttelse av ledig kapasitet. Et annet alternativ er å legge opp en mindre transformator fra eksisterende regionalnettstransformator til å dekke det nye boligområdet. Dette alternativet er markert med stippet linje b. Dette alternativet gir mer kapasitet til det nye boligområdet enn kun å benytte eksisterende kapasitet. Et tredje alternativ er at nettselskapet setter opp en ny transformator fra regionalnettet, og er illustrert ved stippet linje c. Dette vil gi mer enn tilstrekkelig kapasitet for det nye boligfeltet i steg 1.

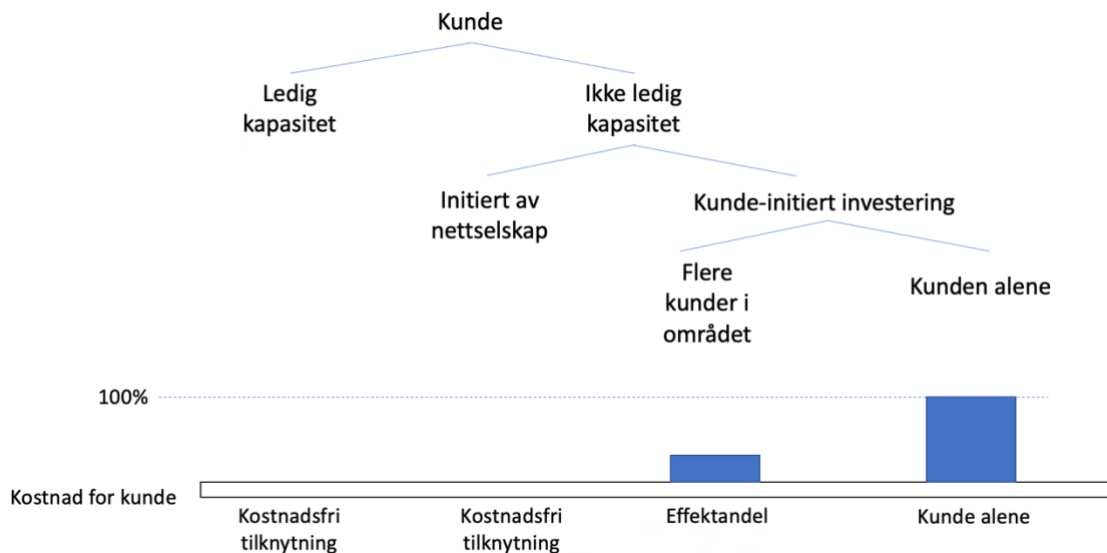
Valget nettselskapet tar vil få betydning for senere utbygging, noe som er illustrert med husstandene i steg 2. Velger nettselskap alternativ 2 vil det være noe ledig kapasitet til flere husstander i steg 2, mens velger nettselskapet alternativ 3 vil det være tilstrekkelig kapasitet til hele steg 2.

Poenget vi ønsker å illustrere, er at det er mange hensyn og mulige løsninger et nettselskap må ta stilling til ved nye tilkoblinger i et område. Et nettselskap kan velge å bygge ut i påvente av fremtidig behov som eksempelvis tar hensyn til steg 2, eller være nøktern og minimere kostnader ved å kun bygge ut for steg 1. I noen sammenhenger vil nettselskapet anse det lønnsomt å bygge ut med større dimensjoner som da kan legge til rette for fremtidige tilknytninger. De økonomiske forholdene vil avgjøre om det er lønnsomt.

Det er som vist nettselskapets valg som kan sette rammer for hvordan hele området kan utvikles. Videre vil vi se på hvordan valgene nettselskapet har ved tilknytning av ny kunde kan påvirke kostnadsfordelingen mellom kunde og nettselskap. For å illustrere kostnadsfordelingen ved ulike valg har vi laget et valgtre som vist i figur 7-2. Dette illustrerer forskjellen mellom de to ytterpunkter. Det ene ytterpunktet er at det ved ledig kapasitet ikke

vil foreligge tilknytningskostnader for en kunde. Det andre ytterpunktet er at en kunde ved tilknytning vil være eneste bruker av nettanlegget og dermed må betale for hele investeringen.

Det som i figur 7-2 kalles kostnadsfri tilknytning, er likevel ikke helt uten kostnad. Kunden vil, i likhet med alle nettkunder, betale nettleie som bidrar til å dekke nettselskapets investeringer. Ved kostnadsfri tilknytning vil kunden oppleve at selve tilknytningen ikke koster noe.



Figur 7-2: Stilisert valgtre ved tilknytning av kunde

Fra figur 7-2 ser vi 4 ulike utslag, der kunden enten ikke betaler noe, betaler en effektandel eller dekker hele investeringen. Effektandel er som beskrevet i kapittel 5.3.2 et annet ord for kundens forholdsmessige andel. Dersom det er ledig kapasitet kan kunden kostnadsfritt knytte seg til nettet. Er det ikke ledig kapasitet er det grunnleggende spørsmålet er om en investering blir kategorisert som en reinvestering i eget nett, eller som en kundeinitiert investering. Ved en kundeinitiert investering skal anleggsbidraget deles på kundens effektandel, men dersom kunden er eneste bruker har nettselskapet mulighet til å kreve opptil 100% av investeringen fra denne kunden.

Vi vil i neste delkapittel illustrere handlingsrommet ved anleggsbidrag. I kapittel 7.1.1 vil vi se på beregning av effektandeler og beregning av kostnadsgrunnlag.

### 7.1.1 Beregning av anleggsbidrag

Beregning av anleggsbidrag består av to deler. Først skal det beregnes et kostnadsgrunnlag, og deretter skal dette fordeles utfra kundens forholdsmessige andel. Vi vil i dette delkapittelet illustrere hvordan dette spiller seg ut. Vi vil først ta for oss beregning av kostnadsgrunnlag og deretter beregning av kundens forholdsmessige andel.

#### *Beregning av kostnadsgrunnlag*

Som illustrert i figur 7-1 og 7-2 har nettselskaper mange alternativer og forhold å ta hensyn til ved en forsterkning eller ny nettilknytning. Beregningen av kostnadsgrunnlaget ble beskrevet i kapittel 5.

#### **Beregning av kostnadsgrunnlag**

Anleggskostnader
– Reinvesteringskostnader
+ Fremskyndingskostnader
± Utredningskostnader
= Kostnadsgrunnlaget

Beregningen av kostnadsgrunnlaget til anleggsbidrag kan virke relativt håndfast på papiret. Kostnadsgrunnlaget består av skisserte kostnader som nettselskapet har ved tilknytning eller forsterkning. Det skal trekkes fra reinvesteringskostnader, og legge til kostnad ved å fremskynde en investering. Utfordringen ved denne utregningen er at nettselskapet må basere kostnadsgrunnlaget på antakelser om fremtiden. Både reinvesteringskostnader og fremskyndingskostnader er estimer av kostnader frem i tid som nettselskapet må ta stilling til ved utredning av anleggsbidrag.

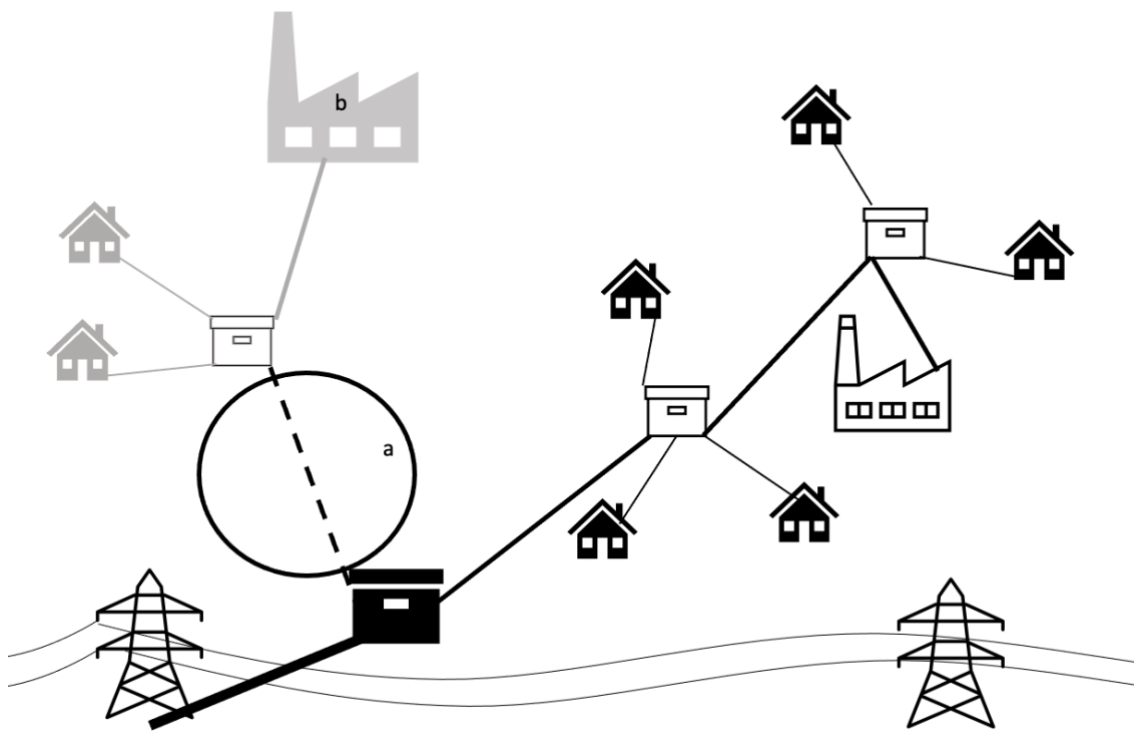
Kompleksiteten i beregningen øker i takt med omfanget av tiltaket og hvilke nettnivå tiltaket berører. Utfordringen ved tiltak i regional- og transmisjonsnettet er at det vanligvis ikke er en spesifikk kunde som utløser behovet for forsterkning eller utbygging, men summen av flere kunder. I masket nett er nettet lagt opp med redundans og endringer vil gi ringvirkninger utover det konkrete behovet. Det blir da komplisert å skille hvilke kostnader som skal tildeles hvilken kunde. Disse faktorene er bakgrunnen for hvorfor noen nettselskaper har omtalt anleggsbidragsordningen som unødvendig komplisert (Strømnettutvalget, 2022).

### Beregning av kundens forholdsmessige andel

Som belyst i kapittel 5 skal nettselskapet beregne kundens andel av kostnadsgrunnlaget.

$$\text{Kundens forholdsmessige andel} = \frac{\text{kundens kapasitetsøkning}}{\text{nettets kapasitetsøkning}}$$

Utregningen av kundens forholdsmessige andel baserer seg på forholdet mellom kundens kapasitetsøkning og nettets kapasitetsøkning. Som belyst i figur 7-1 har nettselskaper ulike alternative kapasitetsøkninger når en kunde kommer med en forespørsel. I dette delkapittelet ønsker vi å belyse hvordan valg av økning i nettkapasitet endrer kostnadene til kunden.



Figur 7-3: Eksempel 1, valg av kapasitet

Figur 7-3 illustrerer en situasjon der det må etableres en ny høyspent-kabel for å supplere etableringen av kundene markert i grått. Det er kundenes etterspurte kapasitet som i sum gir grunn til etableringen og kostnadene skal fordeles etter etterspurt andel av kapasitetsøkning. Nettselskapet har i denne situasjonen flere valgalternativer ved hvilket tverrsnitt av høyspent-kabel som skal etableres, her markert med a. For å holde eksempelet enkelt ser vi her kun på forskjellen i kostnadsgrunnlaget for ulike valg av kabeltverrsnitt, ikke transformatorstasjon og de videre kablene.

Vi vil se på beregningen av industribedriften, markert med b, sin forholdsmessige andel av kostnadsgrunnlaget. I tabellen under har vi satt opp beregningen av kundens anleggsbidrag ved 3 alternativer for valg av tverrsnitt på høyspent-kabel med tilhørende ulik effektkapasitet.

Kunde etterspør 4 MW. Forespørselen omhandler 1000 meter med høyspent-kabel.				
Nettselskapet har mulighet til å bygge ut ulike tverrsnitt:				
	<b>Minste</b>	<b>Normalt</b>	<b>Høyeste</b>	
	<b>tverrsnitt</b>	<b>tverrsnitt</b>	<b>tverrsnitt</b>	
Strømstyrke	240 A	465 A	715A	Ampere
Effekt	8.2 MW	15.9 MW	24.5 MW	Mega Watt
(nettets kapasitetsøkning)				
Kostnad høyspent	230 000	600 000	1 000 000	
Grøftepris	619	619	619	
<b>Sum kostnader</b>	<b>849 000</b>	<b>1 219 000</b>	<b>1 619 000</b>	
Ut fra dette kan vi dermed regne ut kundens forholdsmessige andel, og deretter kundens anleggsbidrag.				
<b>Kundens</b>	<b>49 %</b>	<b>25 %</b>	<b>16 %</b>	
<b>forholdsmessige andel</b>				
<b>Kundens anleggsbidrag</b>	<b>414 146</b>	<b>306 667</b>	<b>264 327</b>	

*Tabell 7-1: Beregning kundens anleggsbidrag*

Beregningen tar utgangspunkt i estimerte priser på høyspentkabler og grøfting. Vi har også tatt forutsetning om at det er identisk pris på grøfting til alle tverrsnitt av kabler.

Tabell 7-1 illustrer at kundens anleggsbidrag varierer med hvilket tverrsnitt et nettselskap velger å etablere. Vi ser at dersom nettselskapet velger det minste tverrsnittet må kunden betale

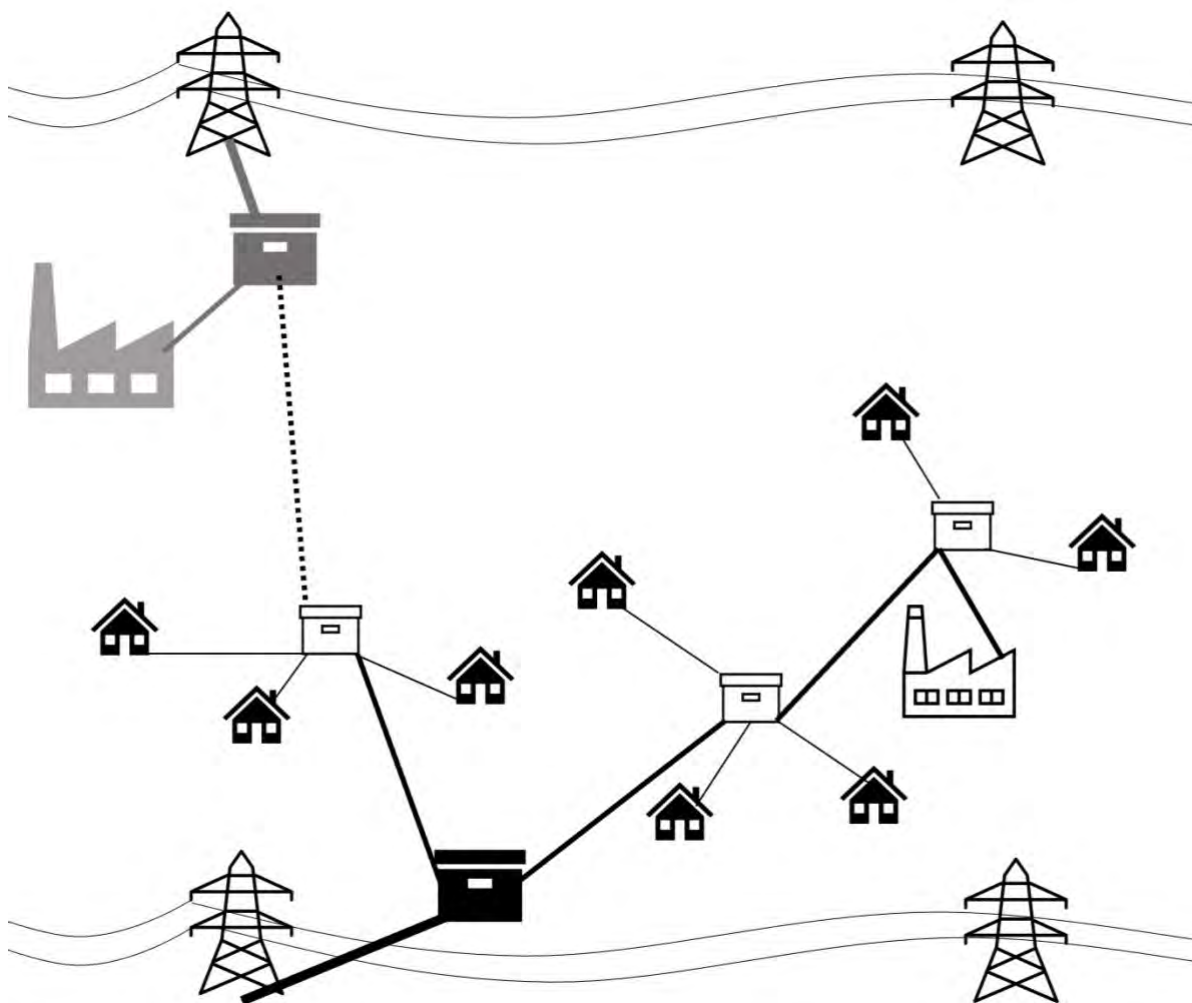
nesten det dobbelte sammenliknet med det største tverrsnittet. Valg av tverrsnitt har med andre ord en stor betydning for kundens anleggsbidrag. Dette er til tross for at hvilket tverrsnitt et nettselskap velger å etablere vil ikke medføre at kunden får et bedre produkt, ettersom kunden etterspør en fast effekt. For en kunde kan prisen på anleggsbidrag være avgjørende for om kunden ønsker å etablere seg eller ikke.

Denne effekten kommer av kostnaden ved økt effekt ikke har en lineær sammenheng med kapasitetsøkningen. Marginalkostnaden ved økt kapasitet går ned når kapasiteten øker. Dette er fordi kostnad ved å grave grøfter er av en signifikant størrelse og uavhengig av kapasiteten som legges. Når kostnaden multipliseres med kundens forholdsmessige andel, vil ulik kostnad ved ulikt tverrsnitt være avgjørende. Valg av tverrsnitt vil derfor være utslagsgivende for kundens anleggsbidrag.

### **7.1.2 Case**

Vi vil avslutte kapittelet om handlingsrom med et case som illustrerer hvordan forskjell i kundens anleggsbidrag er basert på nettselskaps valg. Valget nettselskapet tar vil få stor betydning for kostnadsfordeling av investeringen og ikke minst områdets leveringskvalitet. Her ser vi hvordan reglene for fordeling av effektandel og reduksjon grunnet regionalnett vil spille inn på fordelingen. Dette er et case vi har konstruert for å illustrere bredden i handlingsrommet og mulige utfall.





Figur 7-4: Illustrert eksempel

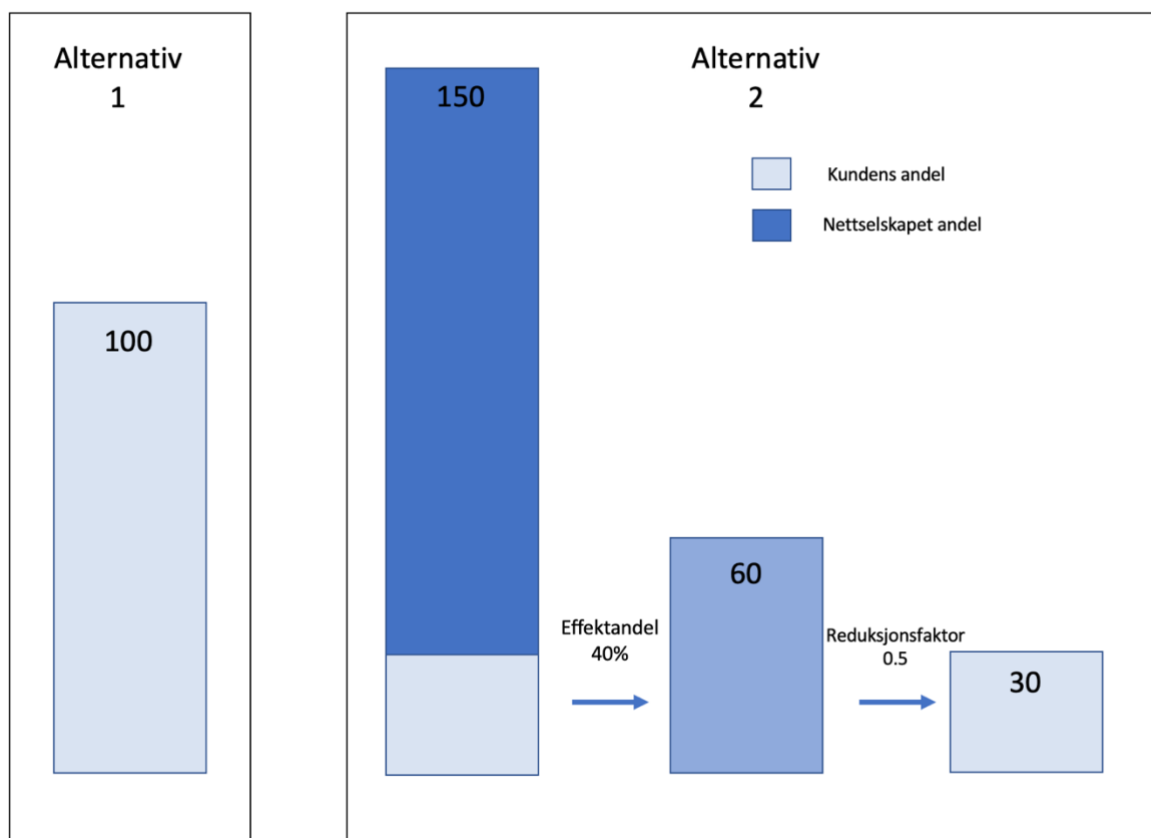
Caset er illustrert i figur 7-5. Her tenker vi oss et landområde mellom to regionalnettsledninger. Ved den nedre regionalnettslinjen er det et eksisterende utbygd område med lokalt distribusjonsnett med husholdninger og industri tilkoblet. En ny industrikunde, som er illustrert i grått ønsker å etablere seg i området og har fått tildelt tomt i nærheten av den øvre regionalnettslinjen. Industrikunden behøver tilstrekkelig kapasitet til å kreve en ny tilknytning til regionalnettet.

Nettselskapet står nå overfor et valg. Den store forskjellen vil ligge i om nettselskapet velger å bruke denne anledningen til å sammenkoble de to regionale nettene eller ikke, som er illustrert ved stiplet linje. Den faktiske kostnaden ved å legge opp transformatorstasjonen og legge kabel imellom har vi i eksempelet satt som 50% mer enn ved kun kundens tilkobling

alene. Denne ekstra linjen er ikke noe nettselskapet må gjøre, men vil kunne gi redundans og bedret leveringskvalitet til det eksisterende området.

Her vil nettselskapet stå ovenfor to alternativer:

1. Kunden tilknyttes som selvstendig enhet og det vil være et 100% kundefinansiert anlegg.
2. Sammenkoblet utbygging mellom de to regionalnettene som gir redundans ut i distribusjonsnett. Dette vil da være et delvis kundefinansiert anlegg.



Figur 7-5: Fordeling kostnader ved alternativene

For å vise effekten av hvordan kostnadene spiller seg ut for kunden ved de to alternativene har vi satt opp illustrasjonen i figur 7-6. Ved alternativ 1 dekker kunden 100 % av kostnadene. Ved alternativ 2 skal kunden kun dekke sin forholdsmessige andel av kapasitetsøkningen. Totale kostnader ved alternativ to vil derfor øke med 50% for ledninger og utvidelse av transformator for å håndtere den øvrige tilkoblingen. Siden det som regel legges økt kapasitet

---

når en først bygger ut har vi satt 40% som kundens andel av kapasitetsøkningen. Dette ble beskrevet i kapittel 5. Deretter vil dette være en investering i regionalnettet som utløser særregelen om reduksjon med reduksjonsfaktor 0.5.

Forskjellen mellom de to valgene i dette eksempelet innebærer 70% kostnadsforskjell i hva en kunde må betale. Det valget som gagnar de fleste kunder, alternativ 2, vil være det mer kapitalkrevende for nettselskapet. En kan også argumentere for at det samfunnsmessig rasjonelle valget er alternativ 2. I den samfunnsmessige vurderingen som må gjøres i utredning før et slikt prosjekt vil tapte forsyningssikkerhet inngå som alternativkostnad dersom alternativ 1 blir valgt. En kan videre argumentere for at en industrikunde vil ha lettere for å etablere seg om oppstartskostnaden er som under alt. 2. I en samfunnsøkonomisk vurdering av alternativene kan eventuelle tapte arbeidsplasser også legges til i beregningen av alternativkostnaden.

Hva slags valg nettselskaper vil ønske å ta kan avhenge av økonomiske avveininger. Hvorvidt nettselskaper ønsker å finansiere over tariff eller med anleggsbidrag kan ha sammenheng med reguleringsmodellen. Dette vil vi diskutere videre i neste kapittel.

## 7.2 Anleggsbidrag eller tariff, en økonomisk avveining

Forrige delkapittel illustrerer hvilket handlingsrom et nettselskap har i utøvelsen av obligatorisk anleggsbidrag. Nettselskaper har mulighet til å finansiere investeringer både gjennom egenfinansiering med tariffinntekter, og gjennom bidragsfinansiering med anleggsbidrag. I dette delkapittelet ønsker vi å diskutere hvordan valget mellom egenfinansiering og bidragsfinansiering, som en økonomisk avveining, påvirker de økonomiske insentivene ved inntektsrammen. Vi vil ta utgangspunkt i å illustrere ytterpunktene, og dermed enten vil alternativene være å finansiere alt over tariff eller gjennom anleggsbidrag.

Som illustrert i kapittel 4.2.2 er inntektsrammen gitt ved:

$$IR_t = (1 - rho) * K_t + rho * K_t^*$$

Bidragsfinansierte anlegg inngår i kostnadsnormen i beregningen av effektivitetsscoren og kalibreringen. Under forutsetningen om kostnaden ved investeringen er lik uavhengig av finansieringsmåte vil valget mellom å finansiere en investering gjennom tariffinntekter eller innkreving av anleggsbidrag ikke påvirke effektivitetsscoren. Om obligatorisk anleggsbidrag derimot endrer insentivene til å være kostnadseffektiv kan obligatorisk anleggsbidrag påvirke forholdet mellom output og input i DEA-analysen og dermed påvirke effektivitetsscoren. Vi vil videre diskutere hvordan valg av anleggsbidrag eller tariff påvirker kostnadsgrunnlaget. Før vi undersøker hvordan obligatorisk anleggsbidrag kan påvirke insentivene til effektivitet.

### 7.2.1 Påvirkning på kostnadsgrunnlag

Bidragsfinansierte anlegg inngår ikke i kostnadsgrunnlaget. Når en investering skal finansieres med anleggsbidrag, og ikke gjennom tariff, vil kostnadsgrunnlaget reduseres som følge av reduksjon i avskrivninger og rentekostnad. Finansieres investeringen 100% av anleggsbidrag vil nettselskapet få en momentan innbetaling ved investeringstidspunktet, og ingen fremtidige innbetalinger gjennom tariffinntekter. For å undersøke om det lønner seg for et nettselskap å velge finansiering gjennom tariff eller anleggsbidrag vil vi derfor belyse sammenhengen mellom endring i kostnadsgrunnlaget og anleggsbidrag.

$$\text{Anleggsbidrag} \leftrightarrow \text{Nåverdi av fremtidig tariffinntekter}$$

Fra inntektsrammen finner vi at en investering med finansiering ved anleggsbidrag reduserer kostnadsgrunnlaget. Kostnadsgrunnlaget utgjør 40% av inntektsrammen som følge av at rho

er 0.6. Selv om bidragsfinansierte anlegg inngår i kostnadsnormen så vil valg av finansiering ha en innvirkning på kostnadsnormen, som utgjør 60% av inntektsrammen. Bakgrunnen for dette finner vi ved å se på formelen for kostnadsnorm:

$$K_t^* = K_t * \text{effektivitetsscore etter kallibrering}$$

Det er kostnadsgrunnlaget som multipliseres med en effektivitetsscore etter kalibrering som utgjør kostnadsnormen. Setter vi dette uttrykket inn i inntektsrammen finner vi derfor:

$$IR_t = (1 - rho) * K_t + rho * K_t * \text{effektivitetsscore etter kalibrering}$$

Ut fra dette kan vi si at valg mellom tariff og anleggsbidrag vil påvirke inntektsrammen både i kostnadsgrunnlaget og i kostnadsnormen. Samtidig ser vi at andelen av kostnadsgrunnlaget i kostnadsnormen blir påvirket av en effektivitetsscore. På bakgrunn av dette vil valg av finansiering avhenge av effektivitetsscoren til selskapet. For å illustrere tar vi for oss et simpelt eksempel der vi ser for oss to selskaper. Det ene selskapet vil ha en effektivitetsscore på over 100% og den andre vil ha en effektivitetsscore på under 100%.

Selskaper med effektivitetsscore på over 100%:

Selskaper med effektivitetsscore på over 100% vil gjennom tariff få dekket 40% av investeringen gjennom kostnadsgrunnlaget, og 60% gjennom kostnadsnormen som justeres opp av effektivitetsscoren. Totalt vil selskapet ha en inntjening på over 100% av kostnadene. Sammenliknet med anleggsbidrag, som gir en 100% kostnadsdekning, vil det derfor lønne seg for selskaper med effektivitetsscore over 100% å finansiere investeringen gjennom tariff.

Selskap med effektivitetsscore på under 100%:

Selskaper med effektivitetsscore på under 100% vil gjennom tariff få dekket 40% av investeringen gjennom kostnadsgrunnlaget, og 60% gjennom kostnadsnormen som justeres ned av effektivitetsscoren. Totalt vil selskapet ha en inntjening på under 100% av kostnadene. Sammenliknet med anleggsbidrag, som gir en 100% kostnadsdekning, vil det derfor lønne seg for selskaper med effektivitetsscore under 100% å kreve anleggsbidrag.

Eksempelet kan oppsummeres på følgende måte:

Selskap med effektivitetsscore over 100%		Selskap med effektivitetsscore under 100%	
Tariff	Bidragsfinansiering	Tariff	Bidragsfinansiering
< 100%	= 100%	>100%	=100%
kostnadsdekning	kostnadsdekning	kostnadsdekning	kostnadsdekning

Tabell 7-2: Effektivitetsscore, tariff eller bidragsfinansiering

I det overnevnte eksempelet sammenlikner vi nettselskapers kostnadsdekning ved egenfinansiering og bidragsfinansiering. Denne enkle illustrasjonen viser at obligatorisk anleggsbidrag er til fordel for selskaper med effektivitetsscore under 100%. Den praktiske forskjellen mellom selskapene er altså at selskaper med effektivitetsscore på under 100% får mindre gjennom kostnadsnormen, og selskaper med effektivitetsscore på over 100% får mer gjennom kostnadsnormen. Denne enkle analysen støttes av en utredning utarbeidet av Eden og Hooper (2010). De undersøkte hvordan vekting av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm slår ut ulikt for selskaper med ulik effektivitetsscore. Analysen konkluderte med at selskaper med effektivitetsscore på over 100% tjener på en sterk vekting av kostnadsnorm, og selskaper med effektivitetsscore på under 100% taper på en sterk vekting av kostnadsnorm (Eden & Hooper, 2010). Vi vil videre diskutere hvordan dette påvirker insentiver til effektivitet.

### 7.2.2 Påvirkning på insentiver til effektivitet

Hensikten med kostnadsnormen og effektivitetsscoren er å benchmarke selskaper for å skape en form for konkurranse. Konkurranse er det beste virkemiddelet for effektiv drift (Nærings- og fiskeridepartementet, 2004). I dette delkapittelet ønsker vi å belyse hvordan obligatorisk anleggsbidrag påvirker insentiver til effektivitet.

I forrige delkapittel fant vi ut at selskaper med effektivitetsscore under 100% vil ha insentiver til å bidragsfinansiere, mens selskaper med effektivitetsscore over 100% vil ha insentiver til å finansiere over tariff. Effektivitetsscoren er altså en utslagsgivende faktor. De mer effektive selskapene er tjent kostnadsnormen, mens de mindre effektive selskapene er ikke tjent med kostnadsnormen. Grunnen til at selskaper med effektivitetsscore under 100% er tjent med bidragsfinansiering er at bidragsfinansiering bidrar til at en mindre andel av kostnadene

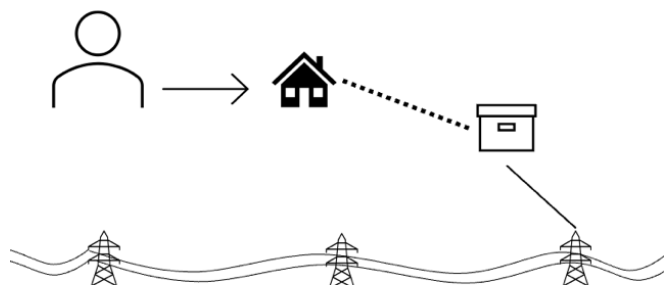
---

påvirkes av effektivitetsscoren. Og motsatt, grunnen til at selskaper med effektivitetsscore over 100% ikke er tjent med bidragsfinansiering er at en mindre andel av kostnadene justeres opp av effektivitetsscoren. Ser vi dette i sammenheng med inntektsrammen kan en økning i bidragsfinansiering faktisk redusere virkningen av effektivitetsscoren, som følge av at en mindre andel av kostnadene inngår i inntektsrammen. En økning i bidragsfinansiering kan ut fra dette være en effekt som reduserer effektiviteten i inntektsrammen.

I kapittel 3.3.3. introduserte vi slakk som en av svakhetene ved DEA-analyse. Som belyst kan slakk i en oppgavevariabel medføre at et selskap har svekket insentiver til å øke denne oppgavevariabelen, sammenliknet med hva som er optimalt. Dette er en følge av at det ikke gir tilstrekkelig avkastning å øke den oppgavevariabelen. En investering kan ha en slakk dersom skyggeprisen til en outputfaktor som er relevant for investeringen, er 0. Dersom selskapet velger å investere vil det med andre ord kun føre til økt input og ikke økt output. Dette vil da føre til en dårligere effektivitetsscore. Sammenhengen mellom slakk og anleggsbidrag er at slakk kan skape sterkere insentiver til å finansiere investeringen med anleggsbidrag, dersom selskapet har en effektivitetsscore på under 100%. Dersom et selskap med effektivitetsscore på under 100% skal gjennomføre en investering som har oppgavevariabler med slakk vil det føre til dårligere effektivitetsscore. Disse selskapene vil ha sterkere insentiver til å bidragsfinansiere.

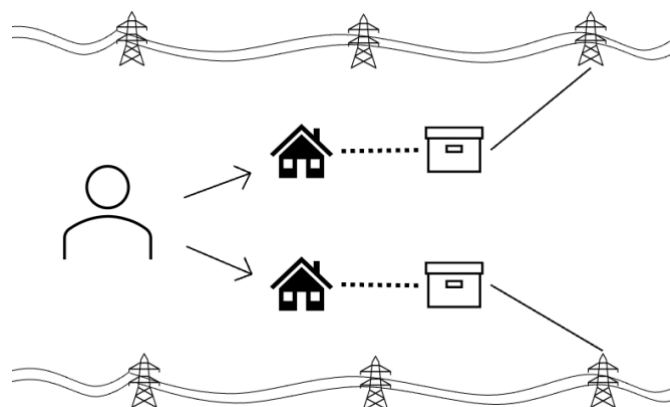
Når en større andel av kostnadsgrunnlaget ikke påvirkes av effektivitetsscoren, kan selskapene ha insentiver til å øke anleggsbidraget. Grunnet til at dette er mulig er at regelverket rundt anleggsbidrag muliggjør handlingsrommet som ble illustrert i kapittel 7.1. Nettselskaper har anledning til å utforme anleggsbidrag mer individuelt, sammenliknet med tariff. På den måten kan nettselskaper i teorien øke sin monopolmakt ovenfor kundene, såfremt kundene ikke har anledningen til å velge mellom ulike lokasjoner. For å illustrere dette kan vi se for oss to scenarioer:

**Scenario 1:** kunde kan ikke velge mellom ulike nettselskaper



*Figur 7-6: kunde som ikke kan velge mellom ulike nettselskaper*

**Scenario 2:** kunde kan velge mellom ulike nettselskaper



*Figur 7-7: kunde som kan velge mellom ulike nettselskaper*

I scenario 1 er kunden avhengig av å etablere seg på et spesifikt sted og kan ikke velge mellom ulike nettselskaper. I dette scenarioet vil nettselskapet ha sterk monopolmakt ovenfor kunden. Nettselskapet har i teorien mulighet til å skreddersy anleggsbidraget til hver enkelt kunde innenfor det gitte handlingsrommet nettselskapene har. Som vi så i kapittel 7.2, har nettselskaper et ganske vidt handlingsrom.

I scenario 2 har vi en situasjon der en kunde kan velge å etablere seg på ulike lokasjoner og kan derfor velge mellom ulike nettselskaper. I dette scenarioet vil nettselskapet ha en svekket monopolposisjon ovenfor kunden sammenliknet med scenario 1. Under forutsetning om at kunden har samme betingelser på ulike lokasjoner, vil kunden velge den lokasjonen med lavest anleggsbidrag. Dette tilsier at nettselskapene konkurrerer om å ha lavest mulig anleggsbidrag. Et nettselskap som velger å ikke kreve anleggsbidrag, vil uansett få dekket inn investeringskostnadene gjennom tariff. I et ekstremt tilfelle kan det tenkes at denne effekten kan sammenliknes med ulempen ved avkastningsregulering, der selskaper har en fast avkastning og insentiver til å øke avkastningsgrunnlaget.

I de to overnevnte scenarioene forutsetter vi at nettselskaper har insentiver til å øke anleggsbidraget. Når en større andel av kostnadsgrunnlaget ikke blir påvirket av effektivitetsscoren, kan selskapene ha insentiver til å øke anleggsbidraget. I realiteten kan en



økning i anleggsbidrag derimot medføre en negativ effekt på det resterende kostnadsgrunnlaget som følge av en reduksjon i effektivitetsscoren. Dette er fordi bidragsfinansierte anlegg inngår i DEA-analysen.

Oppsummert kan vi konkludere med at en økning i andel av investeringer som finansieres med anleggsbidrag fører til en økning av andelen kostnader som ikke påvirkes av effektivitetsscoren. I hvilken grad et nettselskap har insentiver bidragsfinansiere fremfor å egenfinansiere avhenger av hvor mye nettselskapet kan tjener på anleggsbidrag, sammenliknet med hvor mye nettselskapet taper ved å få en lavere effektivitetsscore som multipliseres med det resterende kostnadsgrunnlaget.

### 7.3 Anleggsbidragets formål

Formålet med anleggsbidrag ble belyst i kapittel 4 og består av to hoveddeler. Det ene er å synliggjøre kostnadene ved investeringen, og det andre er å fordele kostnadene mellom kundene som utløser investeringen og øvrige kunder (NVE, Anleggsbidrag, 2022). Anleggsbidragets formål er med andre ord å være et prissignal til kunden for å reflektere kostnaden ved kundens forespørsel. I dette delkapittelet tar vi for oss anleggsbidrag som et prissignal.

Endogen og eksogen er ord som ofte benyttes til å forklare en årsak eller opprinnelse. Endogen benyttes når årsaken eller opprinnelsen er intern. Eksogen benyttes når en hendelse eller årsak genereres på bakgrunn av faktorer utenfor selve systemet. Når en snakker om variabler vil en endogen variabel være en variabel som påvirkes av variablene internt i forklaringsmodellen, mens en eksogen variabel ikke blir påvirket av variablene i forklaringsmodellen (Dahlum, 2022). NVE har omtalt at ideelt sett skulle outputvariablene i kostnadsnormen i stor grad være eksogene for å gi en mest mulig rettmessig pekepinn på hva markedet ser verdi i (NVE, Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett, 2021).

#### *Endogen ↔ Eksogen*

Stort sett er beregningen av anleggsbidrag endogen. Men, anleggsbidrag som et prissignal gir en eksogen indikasjon. Dette prissignalet er altså en indikasjon på om samfunnet er villig til å betale for kostnaden ved utbygging av nett.

Prissignal som en eksogen indikasjon kan være avgjørende for at kun investeringer som gir positiv nytte blir iverksatt. Ved å fastsette og kreve anleggsbidrag som tilsvarer kostnaden ved å bygge ut en ny nettkabel vil kun de investeringene som bare gir positiv nytte bli igangsatt. Dette er fordi ved anleggsbidrag må kunden forholde seg til kostnaden ved utbyggingen mer direkte enn gjennom tariff. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted kan altså anleggsbidrag redusere risikoen for overinvesteringer i nettet. Man kan sikre at samfunnet ikke bærer kostnadene ved igangsettelse av mindre lønnsomme prosjekter for kostnaden ved utbygging ikke var en del av vurderingen.

I tillegg bidrar prissignalet til at en først kan ta en vurdering om å benytte seg av allerede tilgjengelige ressurser, fremfor å bygge ut nye. Ved at kunder må betale for tilknytning vil kunder med mulighet til å benytte ulike lokasjoner lettere velge steder med ledig kapasitet. På

---

den måten vil man i større grad ha behov for å identifisere og benytte seg av ressurser som allerede eksisterer. Samtidig fungerer prissignalet slik at kostnaden ved utbygging i mange tilfeller blir mer rettferdig fordelt. Dersom det ikke fastsettes anleggsbidrag, vil alle kunder dekke alle investeringer gjennom tariff. Eksisterende kunder kan da risikere å få økt nettleie selv om de selv ikke får nytte av en oppgradering i nettet. Uten prissignalet ville eksisterende kunder i tillegg ha risikert å måtte dekke investeringer som ikke ville vært lønnsomme sammenliknet med om kostnaden hadde vært en del av vurderingen av investering eller ikke.

For å oppsummere, anleggsbidrag som prissignal kan gi en god indikasjon på samfunnsutviklingen. Samtidig reflekterer anleggsbidrag kostnaden ved utbygging, og kundene må forholde seg til hva deres forespørsel faktisk koster.

På den andre siden, kan prissignalet skape negative ringvirkninger for samfunnsutviklingen. I høringsinnspillene til strømnnettutvalget uttaler flere nettselskaper at prosessene ved utbygging av strømnnett forsinkes unødvendig. Ved at nettet i stor grad bygges «på bestilling» er det mange nødvendige tiltak som ikke utbedres og gjennomføres fordi ingen har bestilt de mange år i forveien (Strømnnettutvalget, 2022). Anleggsbidrag som et prissignal kan skape forsinkelser i samfunnsutviklingen som følge av at nettselskaper i praksis må ha en kunde som henvender seg før de kan starte utredningen. Alternativet til denne fremgangsmåten er investering basert på prognoser av samfunnsutviklingen og finansiering over tariff, der forskjellen mellom alternativene er om det er kunder eller nettselskap som initierer investeringen. Det kan diskuteres om det er samfunnsøkonomisk mer lønnsomt å ha en helhetlig plan for nettutvikling enn å være styrt av kunders bestillinger. En helhetlig plan vil i mindre grad være basert på kortsiktige variasjoner i markedet. Når forsterkning og utvikling i høyere nettnivåer har ledetid på over 8 år er det viktig med langsiktig planlegging.

Som illustrert i prosessmodellen i figur 5-1 er det først når en kunde henvender seg at selve utredningen starter. Prosessen med anleggsbidrag fører til at nettselskaper i større grad må vente på at kunder skal henvende seg før de kan starte prosessen. I nettnivåer med lang ledetid kan det være for sent å igangsette en utredning når en kunde ber om tilknytting da det kan ta 5-10 år før investeringen er ferdig utbygget. I diskusjonen om fordeler og ulemper ved anleggsbidrag som et prissignal er det derfor viktig å ta hensyn til tidsetterslepet som forekommer ved lange ledetider.

Ledetid avhenger av hvor omfattende en eventuell konsesjonssøknad og utbygging er. I transmisjons- og regionalnett er ledetiden betydelig mye lenger enn ved distribusjonsnett. Dersom det kreves en investering og oppgradering i regional- eller transmisjonsnett kan det medføre at kunden som forespør dette ikke kan etablere seg før det er gått mange år, og dermed ikke velger å gjøre det. Hvis nettilknytning er avgjørende for en kunde må kunden komme med en forespørsel mange år i forkant. Noen nettselskaper har uttrykt at med de ledetidene man opererer med nå, vil obligatorisk anleggsbidrag faktisk føre til at kundene overtar nettplanleggingen ( (Aabø Powerconsulting AS, 2022). Det er med andre ord ikke prissignalet i seg selv som skaper de store forsinkelsene, men det faktum at prosessen ved anleggsbidrag og utbygging er avhengig av en eksogen indikasjon i form av en henvendelse.

Ulempen ved anleggsbidrag som et prissignal er med andre ord ikke prissignalet i seg selv, men det at prosessene starter for sent og de lange ledetidene fører til forsinkelser. Disse forsinkelsene kan skape ringvirkninger i den generelle samfunnsutviklingen og utbyggingen. Dersom ledetiden hadde vært kort, eller kortere ville utfordringene ved anleggsbidrag som prissignal ikke vært like stor.

---

## 7.4 Oppsummering diskusjon

Vi har i dette kapittelet sett på virkninger av obligatorisk anleggsbidrag ved både direkte og indirekte regulering av nettselskaper.

Vi har illustrert handlingsrommet et nettselskap har og illustrert noen utfall ved obligatorisk anleggsbidrag. Dette kapittelet illustrerer at nettselskaper har stort handlingsrom med mange valg ved utvikling av strømmnett. Valgene nettselskapene tar kan ha store konsekvenser for områdets fremtidige utvikling, kundens kostnader og nettets kvalitet. Kundens kostnader kan videre være utslagsgivende for om kunden etablerer seg eller ikke.

I delkapittelet om den økonomiske avveiningen mellom anleggs- eller bidragsfinansiering kommer vi frem til at bidragsfinansiering er en fordel for selskaper med effektivitetsscore under 100%. Bidragsfinansiering fører i tillegg til at en større andel kostnader ikke påvirkes av effektivitetsscoren sammenliknet med finansiering over tariff. Vi belyste to ulike scenarier for å undersøke nettselskapers monopolmakt ovenfor kunden ved fastsetting av anleggsbidrag. Hvis kunden ikke kan velge mellom ulike lokasjoner vil nettselskapet ha monopolmakt ovenfor kunden ved fastsettelse av anleggsbidrag. Dersom kunden kan velge mellom ulike lokasjoner og nettselskapene ønsker flest mulig kunder, vil nettselskapene konkurrere om å tilby lavest mulig anleggsbidrag. Vi ser imidlertid at bidragsfinansiering kan påvirke input og output i DEA-analysen. Nettselskapers insentiver til å benytte seg av den eventuelle monopolmakten ved fastsetting av anleggsbidrag begrenses til hvor mye effektivitetsscoren endres, og hvor stort det resterende kostnadsgrunnlaget er.

I diskusjonen av anleggsbidragets formål finner vi at anleggsbidrag som et prissignal gir en eksogen indikasjon på om samfunnet er villig til å betale for kostnaden ved utbygging av nett. Anleggsbidraget reflekterer kostnaden ved utbygging og kunden er nødt til å forholde seg til hva deres forespørsel faktisk koster.

Vi finner videre at obligatorisk anleggsbidrag bidrar til at nettet i større grad bygges «på bestilling». Det at nettet bygges «på bestilling» skjer fordi nettselskaper venter med utbygging til det er tilstrekkelig etterspørsel og betalingsvilje fra kunder. I prosjekter med lang ledetid kan det skape forsinkelser, som videre kan skape ringvirkninger i samfunnsutviklingen. Det er ikke prissignalet i seg selv som skaper forsinkelsene, men det at utbyggingsprosesser får forsinket oppstart. Dersom ledetiden fra forespørsel til ferdig prosjekt kunne reduseres, ville den forsinkelsen hatt mindre å si.

## 8. Alternativer til anleggsbidrag

Vi har diskutert og demonstrert hvordan beregningen av anleggsbidrag kan fremstå enkel på papiret, men kompleks i utførelse. Den er i liten grad standardisert og nettselskaper opplever et handlingsrom som kan gi store utslag på kostnadsbildet for en kunde.

Komplekse beregninger kan være unødvendig ressurskrevende. En kjent teori for effektivisering av prosesser er Lean-metoden. Den tar utgangspunkt i å identifisere hva som er verdi for kunden (Womack, Jones, & Roos, 2007). Dette gjøres gjennom å se hvilke verdistrømmer som skaper verdi og angripe alle steg som ikke bidrar til verdi. Det anbefales også å ta i bruk standardisering av arbeidet. Hensikten er å kutte i prosesser som ikke gir verdi. Hva som gir verdi må også ses i lys av det samfunnsøkonomiske lønnsomme for samfunnet som helhet.

Nettselskaper gir verdi til samfunnet med å forvalte felleskapets ressurser til å bygge ut og drifte et best mulig strømmnett. Når en skal angripe steg som ikke bidrar til verdi er kompleksiteten i anleggsbidrag et sted å ta tak. I innspill til strømmnettutvalget argumenteres det for at kostnaden ved detaljeringsnivået i anleggsbidraget overgår nytten som den gir (Strømmnettutvalget, 2022). Det er ressurskrevende, og det kan diskuteres om det er hensiktsmessig ved mindre prosjekter der standardiserte avgifter kan være mindre ressurskrevende og enklere å forholde seg til.

Formålet med anleggsbidrag er ifølge NVE todelt. Det ene formålet er å synliggjøre kostnadene og det andre formålet er å fordele kostnadene mellom kunden(e) som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder (NVE, Anleggsbidrag, 2022). Begge disse formålene kan oppnås ved å standardisere kostnadene, men vil være betydelig mindre ressurskrevende og gi større likhet mellom prosjekter og nettselskapet. Ressurser brukt til beregning og re-beregning av fordelingen av anleggsbidraget gir lite verdi i form av mer strømmnett. Det genererer mye arbeid og gir også rom for uenighet. Disse uenighetssakene er også ressurskrevende uten å gi verdi i form av forbedret strømmnett til kunder. Ulempen med standardiserte kostnader er at en mister detaljnivået og det vil være avvik mellom faktisk kostnad og det kunden betaler.

Vi vil i dette avsluttende kapittelet presentere noen alternativer til anleggsbidrag ved tilkobling av nye kunder til strømmettet. Dette er mer standardiserte løsninger som kan være mer effektive og mindre ressurskrevende for nettselskapet å beregne. Mer standardiserte løsninger gir også

---

forutsigbarhet for kunde og vil gjøre det mulig å enklere sammenligne alternative tiltak og lokasjoner.

## 8.1 Tilknytningsavgift

En alternativ metode til detaljberegnet anleggsbidrag er å ta et fastsatt beløp som tilknytningsavgift eller gebyr. Dette kan da være beregnet basert på ønsket kapasitet eller en annen fornuftig grunnlagsdata. Dette er praksis eksempelvis ved tilknytning av nye tomter til vann og avløp. Der beregnes avgiften kun basert på antall kvadratmeter tomt, med egne regler for svært store tomter og midlertidige tilknytninger. Utrekninger blir enkel og både kunde og kommune kan enkelt forholde seg til reglene.

En form for tilknytningsavgift er en sjablong-modell. En sjablong-modell er en standardisert løsning der det følger en gitt mal, som kan ha mange elementer i seg. Dette kan være en fast proSENTSATS eller standardiserte priser for fastsatte kostnader. Eksempelvis bruker noen kommuner en sjablongmetode for taksering av eiendom, der det er fastsatt en standard kvadratmeterpris som så justeres ut fra flere ulike momenter. Det samme kan gjøres ved tilknytninger i strømmettet, der en får en standardpris per ønsket effekt som så justeres for andre forhold og behov. En plusskunde vil eksempelvis gjerne kreve mer av strømmettet og sin tilknytning enn en kunde som kun skal konsumere strøm. Dette må da beregnes inn.

Sverige har for mindre tilknytninger at nettselskaper kan ta betalt i henhold til faste satser anbefalt av den svenske regulatoren ved mindre tilknytninger (Løken & Aarrestad, 2021). Ved mellomstore og store tilknytninger gjøres det individuelle beregninger.

Avstand	Avgift
0-200 meter	Fast sum
200-400 meter	Fast sum + variabel sum / meter
400-600 meter	Fast sum + økt variabel sum / meter

*Tabell 8-1: Tabell inspirert av Vattenfalls pristabell 16-25 ampere (Vattenfall, 2022)*

En kan eksempelvis ha sjablongmessig oppsett på mindre tilknytninger som ikke krever større forsterkninger av strømmettet. Da kan sannsynligvis den administrative ledetiden bli kortere og mindre ressurskrevende. En mister detaljnivået, men det kan argumenteres for at ved forholdsvis små prosjekter kan tidsaspektet og mindre ressursbruk overgå det en vinner på detaljgrad. Større prosjekter som krever forsterkning eller utbygging i regional- eller transmisjonsnettet vil trolig være for komplekse og ulike fra prosjekt til prosjekt for en sjablongløsning.

## 8.2 Ingen anleggsbidrag eller annen tilknytningsavgift

Et annet alternativ er det å ikke kreve noe mer av kunder enn nettleie. Dette vil gi all makt til nettselskapet. En kan fortsette med tilknytnings- og leveringsplikt og nettselskapet vil få dekket sine kostnader over tariff. Da vil nettselskapet kunne planlegge nettutviklingen i sitt konsesjonsområde uten å ta hensyn til om en kunde har tilstrekkelig betalingsvilje. De vil uansett bli styrt av reguleringsmyndigheten via konsesjonsbehandling, men kostnadene i utbygging fordeles over nettleien til alle kunder. Nettleien vil måtte økes for alle kunder tilsvarende det en ville krevd i anleggsbidrag.

Ulempen med ingen bruk av anleggsbidrag er at kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning ikke blir synliggjort. Dette vil kunne føre til at ulønnsomme prosjekter blir gjennomført. Med manglende anleggsbidrag vil kunden ikke få synliggjort kostnadene og miste incentivet til å vurdere andre tiltak og lokasjoner med tanke på kostnaden.



---

## 9. Konklusjon

Formålet med vår masterutredning var å se nærmere på regulering av nettselskaper i et overordnet perspektiv, med vekt på investeringer og anleggsbidrag.

Den direkte reguleringen av nettselskaper legger rammene for hvilke valg et nettselskap kan ta. Den indirekte reguleringen av nettselskapene legger rammene for økonomiske insentiver og har som formål at overføring av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. I 2019 innførte NVE en endring i den direkte reguleringen der nettselskaper skal fastsette og kreve anleggsbidrag ved ny nettilknytning, økt kapasitet eller bedret kvalitet. Nettselskaper kan velge å kategorisere en investering som kundeinitiert eller som investering i eget nett. Det er bare dersom en investering kategoriseres som kundeinitiert det er obligatorisk med anleggsbidrag.

For å undersøke hvordan innføringen av obligatorisk anleggsbidrag påvirker nettutviklingen i Norge har vi tatt for oss kraftmarkedet som en helhet, regulering av monopoler og den norske reguleringsmodellen. Vi har diskutert hensikten med regulering i et samfunnsøkonomisk perspektiv før vi vurderte virkningene av obligatorisk anleggsbidrag. Her tok vi for oss direkte- og indirekte regulering gjennom å beskrive og illustrere handlingsrom og hvordan dette påvirker økonomiske insentiver. Deretter har vi vurdert hensikten med anleggsbidrag i henhold til samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Avslutningsvis ga vi et lite innblikk i alternativer til anleggsbidrag som tilknytningsavgift eller finansiering gjennom tariff.

Vår utredning belyser at nettselskaper har et stort handlingsrom og kan ta valg som gir utslag for områdets fremtidige utvikling, kundens kostnader og nettets kvalitet. Beregningen av anleggsbidrag kan være svært komplisert og ressurskrevende. Dette medfører at det er krevende å likebehandle kunder, og skaper rom for at nettselskaper kan forholde seg ulikt til anleggsbidrag.

Regelendringen i den direkte reguleringen har innvirkning på nettselskapers insentiver. Formålet til inntektsrammen er å bidra til effektiv drift og lede til utvikling på en samfunnsrasjonell måte. Kostnadsnormen er den delen av inntektsrammen som gir insentiver til kostnadseffektivitet. Vår utredning viser at en økning i andel av investeringer som finansieres med anleggsbidrag fører til at andelen av kostnadene som inngår i kostnadsnormen

reduseres. Om nettselskaper har incentiver til å bidragsfinansiere avhenger av selskapets effektivitetsscore.

Formålet med anleggsbidrag er å synliggjøre og fordele kostnaden ved en investering. I henhold til dette skal anleggsbidrag fungere som et prissignal. Vår oppgave erkjenner at et prissignal er formålstjenlig, men identifiserer en uheldig virkning av obligatorisk anleggsbidrag. Lange ledertider kan skape forsinkelser i samfunnsutviklingen, og prosessen ved obligatorisk anleggsbidrag skaper ytterligere forsinkelser fordi prosjektet igangsettes først etter en kunde har henvendt seg.

I en vurdering av om obligatorisk anleggsbidrag er samfunnsøkonomisk lønnsom må en vurdere positive og negative virkninger, samtidig som en også vurderer alternativene til obligatorisk anleggsbidrag. Vår utredning belyser virkninger av anleggsbidrag på nettutvikling i Norge. Alternativene kan være bruk av tilknytningsavgift, kun tariff eller en kombinasjon. En tilknytningsavgift er også et prissignal og vil kunne oppnå formålet med anleggsbidrag. Alternativene til anleggsbidrag kan gi mindre kompliserte og ressurskrevende prosesser utredning av prosjekter. Noe man da eventuelt mister er detaljnivået i beregningen og en mindre presis synliggjøring av de faktiske kostnadene.

## 9.1 Forslag til videre utredninger

På grunn av at vår oppgave har en mer helhetlig vinkling, har vi ikke hatt mulighet til å fordype oss i alle de interessante sider ved anleggsbidrag. Vi vil derfor presentere noen ideer for videre fordypning.

*Alternativer til anleggsbidrag* er et emne som kan utforskes mer. Her kan det være interessant å gjøre en kost/nytte-vurdering av anleggsbidrag sammenliknet med andre alternativer. Det vil her også være interessant å se på kombinasjoner og videre sammenlikne med andre land.

*Undersøke kostnadseffektivitet ved obligatorisk anleggsbidrag.* Det er spennende å se om anleggsbidrag kan redusere incentivene til kostnadseffektivitet, og om regelendringen har virket inn på dette.

*Hvordan nettselskaper forholder seg til regelendringen.* Et annet tema er å se på hvordan nettselskaper faktisk forholder seg til obligatorisk anleggsbidrag. Vi har vist at nettselskaper har et stort handlingsrom og kan derfor i stor grad velge hvordan de finansierer investeringer

og utbygging. Dette vil kunne likne på en tidligere studie av Burheim og Dahl (2016) der de undersøkte om nettselskaper aktivt tar hensyn til deres regulerte inntekt ved drifts eller investeringsbeslutninger (Burheim & Dahl, 2016).

*Endring i finansiering.* Undersøke om regelendringen faktisk har ført til en økning i investeringer som finansiers med anleggsbidrag er et annet område for videre utredning. Her vil det være interessant å se på om regelendringen har endret praksis hos nettselskaper med hensyn til kategorisering av investeringer som kundeintiert eller egenfinansiert.

*Obligatorisk anleggsbidrags påvirkning på utbygging.* Det vil være interessant å se om regelendringen i praksis leder til større forsinkelser i investeringsprosesser, og om nettselskaper faktisk bygger og forsterker nettet kun «på bestilling».

*Anleggsbidrag som en barriere.* Prissignalet har som formål å synliggjøre kostnadene, men det er interessant å undersøke om anleggsbidrag kan fungere som en barriere for noen investeringer. Nelfo har i sitt innspill til strømnnettutvalget vist til et eksempel der 7 av 10 bensinstasjoner som ikke har etablert hurtiglading neppe vil gjøre det, fordi anleggsbidraget gjør dette ulønnsomt (Strandskog, 2022). Nelfo opplever også at operatører innen fergesamband og øvrig kollektivtransport vegrer seg for å tilby elektriske transportløsninger (Strandskog, 2022). Et interessant emnet kan være undersøke om anleggsbidrag kan være en barriere for grønn investering.

## 10. Litteraturliste

(NEM), F. o. (2019, 11 1). *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM)*. Hentet fra Lovdata: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413>

Aabø Powerconsulting AS. (2022, 01). *Innspill til strømnnettutvalget, New Kaupang*. Hentet 2022 fra Regjeringen.no: <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/474/2022/02/New-Kaupang-skriftlig-innspill.pdf>

Agder Energi Nett, Arva, BKK Nett, Elvia, Glitre Energi Nett, Haugaland Kraft Nett (Fagne), . . . Tensio (Nord og Sør). (2022). *Innspill til Strømnnettutvalget*. Hentet fra Regjeringen.no: <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/474/2022/02/Utvidet-Innspill-til-stromnettutvalget-fra-12-nettselskaper.pdf>

Alexander, I., & Shungart, C. (1999). *Risk, Volatility and Smoothing: Regulatory Options for Controlling Prices*. Hentet fra [http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Alexander\\_Risk\\_Volatility\\_and.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Alexander_Risk_Volatility_and.pdf)

Amundsveen, R., & Kvile, H. M. (2015). The development and Application of an Incentive Regulation Model - a Balancing Act. *The ICER Chronicle*(3), ss. 17-23.

Aronsveen, E. (2020). *Insentiver for investering i strømnnett ved ulike kalibreringsgrunnlag*. Norges Handelshøgskole, Finansiell Økonomi.

Bateman, T., & Crant, J. (1993, Mars). The proactive component of organizational behavior: A measure and correlates. *Journal of Organizational Behavior*, ss. 103-118.

Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F., & Haukeli, I. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Bjørndal, E., Bjørndal, M., & Fange, K. (2010). *Benchmarking in regulation of electricity networks in Norway: An overview*. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics* pp. 317-342. Bergen/Gainesville: Springer.

- 
- Bogetoft, P., & Otto, L. (2011). *Benchmarking with DEA, SFA and R*. New York: Springer.
- Fried, H. O., Lovell, C., & Schmidt, S. (1993). *The Measurement of productive efficiency*. New York: Oxford University Press.
- Burheim, E. N., & Dahl, E. I. (2016). *Norske nettselskapers tilpasning til den økonomiske reguleringen*. Bergen: Norges Handelshøyskole.
- Dahlum, S. (2022). *endogen*. Det Store Norske Leksikon.
- Direktoratet for økonomistyring . (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyse*. Oslo: Direktoratet for økonomistyring (DFØ).
- Eden, M.-M., & Hooper , R. (2010). *Distributet Generation in Electricity Network*. Norges Handelshøgskole, Business Analysis and Performance Management.
- Energifakta Norge. (2019). *Strømnettet*. (O. o. Energidepartementet, Produsent) Hentet 2022 fra Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Energifakta Norge. (2021, 11 24). *Kraftforsyningen*. (O. o. Energidepartementet, Produsent) Hentet 2022 fra Kraftproduksjon: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Energifakta Norge. (2021). *Kraftmarkedet*. (O. o. Energidepartementet, Produsent) Hentet 2022 fra Energifakta Norge: [https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/?fbclid=IwAR10WNdGs18ylZt-TQL3dRldLmUy\\_7MfxUda\\_0DcKY3Cjupb5LO3fblCBKE](https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/?fbclid=IwAR10WNdGs18ylZt-TQL3dRldLmUy_7MfxUda_0DcKY3Cjupb5LO3fblCBKE)
- ENTSO-E. (2022). *Single Day-ahead Coupling (SDAC)*. Hentet fra entsoe.eu: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sdac/#background](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/#background)
- Farrel, M. T. (1957). The Measurement of Productive Efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society*(3), ss. 253-290.
- Finansdepartementet. (2015). Grunleggende prinsipper. *Sett pris på miljøet — Rapport fra grønn skattekommissjon*.

- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*. Hentet fra FOR-1999-03-11-302: <https://lovdata.no/forskrift/1999-03-11-302>
- Goalsbee, A., Levitt, S., & Syverson, C. (2013). *Microeconomics*. New York, USA: Worth Publishers .
- Idsø, J. (2021, desember 14). *Stordriftsfordeler*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/stordriftsfordeler>
- Løken, I. B., & Aarrestad, K. (2021). *Bransjenorm for Nettilknytning*. DNV, Energy Markets and Strategy. Det Norske Veritas.
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2004). Konkurransopolitikkens betydning. *Proposisjoner til Stortinget*.
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2013). *Konkurransopolitikk som virkemiddel i den økonomiske politikken*. Hentet 2022 fra Regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/konkurransopolitikk/konkurransopolitikk-og-regulering/konkurransopolitikk-som-virkemiddel-i-den-okonomisk/id445797/>
- NVE-RME. (2022, 01). *Infoskriv RME-Ø 1/2022: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2021*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/media/13324/infoskriv-2021-bokm%C3%A51.pdf>
- NVE-RME. (2022). *Nettvirksomhet*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/>
- NVE, F. (21, 12 14). *Finansieringsordning for kostnader ved forskning og utvikling (FoU)*. Hentet fra Et faktaark i serien om økonomisk regulering av strømmettselskap: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/11021908-7ec7-4eed-99bb-338b30a3bfec/202119109/3425687>
- NVE. (2021, 06 16). *Anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/anleggsbidrag-i-regional-og-transmisjonsnett/>

---

NVE. (2021, 08 02). *Nett*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>

NVE. (2021, 08 17). *Leveringspålitelighet*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/leveringskvalitet/leveringspålitelighet/>

NVE. (2021, desember 14). Om regulering av strømnetselskapenes inntekter. *Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper*. Hentet fra nve.no:

<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/3a569609-2421-4535-8e78-08d956e63ee0/202119109/3425688>

NVE. (2021). *Inntektsrammer for 2021 - vedtak*. Hentet 2022 fra nve.no:

[https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2021-vedtak/?fbclid=IwAR3WP\\_ROEfDiBVyOQHgccLat9E7IEwKn5hPCk\\_wW-8XjM\\_BYJ5xSTdPWWJM](https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2021-vedtak/?fbclid=IwAR3WP_ROEfDiBVyOQHgccLat9E7IEwKn5hPCk_wW-8XjM_BYJ5xSTdPWWJM)

NVE. (2021). *Inntektsrammer. Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper*.

NVE. (2021). *Kostnadsgrunnlag. Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper*.

NVE. (2021). *Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett. Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper*.

NVE. (2021). *Kostnadsnormen - regionalt distribusjonsnett. Faktaark om økonomisk regulering av nettselskaper*.

NVE. (2022, 02 17). *Selskapsmessig og funksjonelt skille*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>

NVE. (2022, april). *Dette er NVE*. Hentet 2022 fra nve.no: [https://www.nve.no/om-nve/dette-](https://www.nve.no/om-nve/dette-ernve/?fbclid=IwAR0NWFxO0o8Yql4GiHsk7b71WkMrVhv4E7dtyz87OymTlxyi8TxD7JejGsc)

[ernve/?fbclid=IwAR0NWFxO0o8Yql4GiHsk7b71WkMrVhv4E7dtyz87OymTlxyi8TxD7JejGsc](https://www.nve.no/om-nve/dette-ernve/?fbclid=IwAR0NWFxO0o8Yql4GiHsk7b71WkMrVhv4E7dtyz87OymTlxyi8TxD7JejGsc)

NVE. (2022). *Anleggsbidrag*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>

NVE. (2022). *Beregning av anleggsbidrag*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/beregning-av-anleggsbidrag/>

NVE. (2022). *Hvordan fastsette kundens andel av kostnadsgrunnlag*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/beregning-av-anleggsbidrag/hvordan-fastsette-kundens-andel-av-kostnadsgrunnlaget/>

NVE. (2022). *Leveringsplikt*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/leveringsplikt/>

NVE. (2022). *Reinvestering- og fremskyndingskostnader*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/beregning-av-anleggsbidrag/reinvesterings-og-fremskyndingskostnader/>

NVE. (u.å). *Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter*. Hentet fra nve.no:

<https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-strømnetselskapenes-inntekter.pdf>

NVE. (2022a). Temakart. [Kartutsnitt Norge med transmisjonsnettet] Hentet 15.04.2022

Hentet fra nve.no: <https://temakart.nve.no/>

NVE. (2022b). Temakart. [Kartutsnitt Bergensområdet med transmisjon-, regional- og ditribusjonsnett] Hentet 15.04.2022. Hentet fra nve.no: <https://temakart.nve.no/>

Olje og Energidepartementet. (2021, 06 15). *Strømnettutvalget*. Hentet fra Strømnettutvalget:

[Strømnettutvalget.no](https://stromnettutvalget.no)

Olje- og energidepartementet. (2021). *Mandat*. Hentet fra Strømnettutvalget:

<https://stromnettutvalget.no/mandat/>



- 
- Reiten, E., Sørgaard, L., Bjella, K., Nesheim, H., Svihus, O., Wiermyhr, K., . . . Harsem, S. E. (2014). *Et bedre organisert strømmnett*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- RME-SSB. (2022, 03 03). *Veiledning og krav til innrapportering av økonomiske og tekniske data*. Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/media/13460/erapp-2021-veileder.pdf>
- RME. (2021, 12 02). *Inntektsrammer for 2022 varsel*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2022-varsel/>
- Rosvold, K. (2021). *Naturlig Monopol* . Hentet fra Store Norske Leksikon : [https://snl.no/naturlig\\_monopol](https://snl.no/naturlig_monopol)
- SNL. (2022, 01 21). *infrastruktur*. Hentet fra snl.no: <https://snl.no/infrastruktur>
- Statnett. (2021). *Nettutviklingsplan 2021*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2021). *Nettutviklingsplan 2021*. Oslo: Statnett.
- Stoltz , G., & Andresen , M. (2021, desember). *Monopol*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/monopol>
- Strandskog, T. (2022, 01 31). *Inspill fra Nelfo til strømmnettutvalget*. Hentet 2022 fra Regjeringen.no: <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/474/2022/02/Nelfo-skriftlig-innspill.pdf>
- Strømmnettutvalget. (2022, Jan). *Innspill*. Hentet fra Strømmnettutvalget: <https://stromnettutvalget.no/innspill/>
- Thronsen, M. (2022, 01 26). *elbil.no*. Hentet fra 100 ekstramillioner øremerket hurtigladerutbygging: <https://elbil.no/100-ekstramillioner-oremerket-utbygging-av-hurtigladenettverket/>
- Viscusi , W., Harrington, Jr, J., & Sappington , D. (2005). *Economics of Regulation and Antitrust* (5. utg.). Cambridge, Massachusetts, London, England: MIT Press.

Wiull, S. (2008). *Innføring av vekstrestriksjoner i NVEs DEA-modell for distribusjonsnettene*. NVE.

Womack, J. P., Jones, T. D., & Roos, D. (2007). *Machine that changed the world*. Massachusetts: Simon & Schuster Ltd.