

# Elsertifikatorordningen: En teoretisk analyse av elsertifikater som subsidie

Eivind Orset

**Masteroppgave**

Masteroppgaven er levert for å fullføre graden

**Master i samfunnsøkonomi**

Universitetet i Bergen, Institutt for økonomi

Juni 2022



UNIVERSITETET I BERGEN

---

## Forord

Denne oppgaven markerer slutten på fem fine år ved Institutt for økonomi. Først og fremst vil jeg rette en stor takk til min veileder, Sigve Tjøtta, for tips til oppgave og gode tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. Det har vært til stor hjelp.

Jeg vil også rette en takk til mine fantastiske medstudenter. Deres vennskap, behjelpelighet, underholdende kaffepauser og intense bordtenniskamper, har gjort de lange dagene på lesesal til en fornøyelse. Jeg har skapt minner med dere jeg ikke ville vært foruten.

Til slutt vil jeg takke mamma og pappa for å alltid være tilgjengelige med oppmuntrende ord når jeg trenger det. Dere er fantastiske!

---

---

## Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å undersøke hvorvidt elsertifikatordningens utforming passer inn i det teoretiske rammeverket til ordinær subsidieteori. Grunnet store negative eksternaliteter forbundet med ikke-fornybar energi, har det i fra myndighetenes side vært ønskelig med økt utbygging av fornybar kraftproduksjon. For å øke kraftprodusenters insentiver til utbygging av fornybar kraft, kom elsertifikatordningen på plass i 2012. For å undersøke hvorvidt elsertifikatordningen som subsidie passer inn med det tradisjonelle rammeverket, tilpasser jeg modellen slik at det tas hensyn til elsertifikater. Ved å gjøre dette, kommer jeg frem til samme prediksjoner som ved det tradisjonelle rammeverket; Økt tilbud og redusert pris. Jeg undersøker så om modellens prediksjoner samsvarer med faktiske observasjoner. Dette gjøres først ved å se på utviklingen i kraftutbygging, produksjonsmiks og strømpriser i Norge før og etter introduksjonen av elsertifikatordningen. Ved å observere utviklingen i installert vindkraftkapasitet og endringen i produksjonsmiks, finner jeg at spesielt vindkraft har hatt en stor ekspansjon i installert kapasitet etter innføringen av elsertifikatordningen. Dette passer godt overens med modellens prediksjoner om økt tilbud. Strømpriser har imidlertid hatt motsatt utvikling sammenliknet med modellens prisprediksjon; strømprisene har økt. Videre undersøker oppgaven hvordan økt utbygging av vindkraft og endret produksjonsmiks kan påvirke strømprisene. Ved å se på utviklingen av den installerte strømkapasiteten i Norge og Europa, finner jeg ikke tilstrekkelig grunnlag for å fastslå at strømprisøkningen er et direkte resultat av elsertifikatordningen. Til tross for at den faktiske strømprisutviklingen ikke stemmer overens med modellens prediksjoner, finner jeg ikke grunnlag for å konkludere med at det teoretiske rammeverket ikke holder.

---

# Innholdsfortegnelse

Innledning.....	1
2 Teoretisk rammeverk.....	3
2.1 Subsidier på kort sikt.....	5
2.2 Subsidier på lang sikt .....	8
3 Strømmarkedet .....	10
3.1 Strøm som produkt .....	10
4 Elsertifikater .....	14
4.1 Bakgrunn .....	14
4.2 Elsertifikatmarkedet .....	15
4.3 Elsertifikatkvoter i Norge .....	17
4.4 Elsertifikatorordningen i det teoretiske rammeverket .....	19
4.5 Europeiske støtteordninger for fornybar kraftproduksjon .....	26
5 Utvikling under elsertifikatorordningen .....	30
5.1 Utbygging .....	30
5.2 Endring i produksjonsmiks.....	33
5.3 Prisutvikling .....	34
6 Kostnader ved vindkraft .....	38
6.1 Investeringskostnader .....	38
6.2 Driftskostnader .....	39
7 Installert strømkapasitet .....	40
7.1 Vindkraft .....	40
7.2 Vannkraft.....	46
7.3 Fossil energi (olje, gass og kull).....	47
7.4 Kjernekraft .....	49
8 Vindkraft for å dekke etterspørselen etter strøm? .....	51
9 Konklusjon .....	53
Referanseliste .....	56

## Figuroversikt

<i>Figur 1: Produsentens tilbudskurve på kort sikt uten subsidie</i> .....	6
<i>Figur 2: Produsentens tilbudskurve på kort sikt med subsidie</i> .....	7
<i>Figur 3: Produsentens og markedets tilbudskurve på lang sikt</i> .....	8
<i>Figur 4: Gjennomsnittlig strømforbruk over døgnet en ukedag</i> .....	12
<i>Figur 5: Tidslinje elsertifikater</i> .....	18
<i>Figur 6: Kvotekurven i Norge (2020-2035)</i> .....	19
<i>Figur 7: Prisdannelse av elsertifikater</i> .....	20
<i>Figur 8: Tilbudskurven til en vindturbin på kort sikt</i> .....	22
<i>Figur 9: Tilbudskurven til en vindturbin</i> .....	24
<i>Figur 10: Aggregert tilbud av vindkraft i markedet</i> .....	25
<i>Figur 11: Tilbud og etterspørsel etter opprinnelsesgarantier i EU (2008-2020)</i> .....	28
<i>Figur 12: Utvikling av installert vindkraftkapasitet i Norge (2005-2022)</i> .....	30
<i>Figur 13: Utvikling av årlig vindkraftproduksjon i Norge (2005-2021)</i> .....	32
<i>Figur 14: Utvikling i produksjonsmikse i Norge (2006-2020)</i> .....	33
<i>Figur 15: Spotprisutvikling for elsertifikater (2012 -2021)</i> .....	35
<i>Figur 16: Strømprisutvikling for husholdninger og kraftintensiv industri i Norge (2012-2020)</i> .....	36
<i>Figur 17: Pristrend for husholdninger og kraftintensiv industri</i> .....	37
<i>Figur 18: Vindkraftproduksjon og vindkraftintensitet</i> .....	41
<i>Figur 19: Vindkraftproduksjon i løpet av en vilkårlig uke</i> .....	42
<i>Figur 20: Månedlig vindkraftproduksjon i løpet av året</i> .....	43
<i>Figur 21: Årlig produksjon i Norge i forhold til året med høyest produksjon</i> .....	44
<i>Figur 22: Maksimal installert vindkraftkapasitet i EU (2000-2019)</i> .....	45
<i>Figur 23: Maksimal installert vannkraftkapasitet i EU (2000-2019)</i> .....	47
<i>Figur 24: Maksimal installert kjernekraftkapasitet i EU (2000-2019)</i> .....	50

## Innledning

Ifølge det tradisjonelle teoretiske rammeverket, vil subsidiering av en vare føre til økt tilbud og redusert pris på den subsidierte varen. Ettersom fornybar kraftproduksjon er en subsidiert vare, predikerer teorien økt strømtilbud og en redusert strømpris. Den siste tiden har vi imidlertid observert at det motsatte har skjedd. Selv om fornybar kraftproduksjon har vært subsidiert gjennom elsertifikater i Norge i over 10 år, har ikke strømprisen gått ned. Tvert imot. Flere steder har det blitt satt prisrekorder på strøm selv om det teoretiske rammeverket predikerer det motsatte.

Helt siden diskusjonen rundt elsertifikatorordningen begynte under Jens Stoltenbergs første regjering på starten av 2000-tallet, har ordningen vært mye omtalt i mediene. «Grønne sertifikater er som gift for kraftmarkedet» sa daværende Norfund-sjef Kjell Roland rett etter elsertifikatorordningens introduksjon i 2012 (Lie, 2012). Det har blant annet blitt pekt på hvordan subsidiering av fornybar kraftproduksjon kan føre til utbygging av overflødig produksjonskapasitet, som igjen fører til overinvestering i overføringskabler til utlandet. Et annet argument er at subsidiering kan føre til utbygging av kraftprosjekter som ellers ikke ville ha blitt bygget. Subsidier kan potensielt føre til at ellers ulønnsomme prosjekter nå med subsidier fremstår som lønnsomme. Et siste argument er at utbyggingen av vindkraft kan føre til økte og mer volatile strømpriser. Kostbar teknologi med liten fleksibilitet, ineffektiv kraftproduksjon og store negative eksternaliteter for omgivelsene har gitt opphav til diskusjon.

Siden introduksjonen av elsertifikatorordningen, har det vært store endringer både i tilbudet av fornybar energi i markedet og i strømprisen. Spesielt har det vært store endringer i tilbudet av vindkraft. Ved å tilpasse det teoretiske rammeverket for å ta hensyn til elsertifikater som subsidien og vindkraft som produktet, kan vi undersøke hvordan dette påvirker modellens prediksjoner. Denne oppgaven kommer til å undersøke hvorvidt det teoretiske rammeverket for subsidier passer overens med elsertifikatorordningen.

For å kunne svare på dette, vil oppgaven først se på det teoretiske rammeverket til subsidier. Deretter vil oppgaven i kapittel 3 se på strømmarkedet for å forstå strøm som produkt. For å undersøke elsertifikater i forhold til en tradisjonell subsidie, vil kapittel 4 bestå av en detaljert gjennomgang av elsertifikatorordningen. Videre vil kapittel 5 se på utviklingen i utbygging av

fornybar energi, produksjonsmiks og strømpriser. Ettersom det kan være store kostnader forbundet med vindkraftproduksjon, tar kapittel 6 for seg assosierte kostnader ved vindkraft. Deretter ser kapittel 7 på installert strømkapasitet i Norge og Europa ved ulike produksjonsmetoder. Til slutt vil oppgaven i kapittel 8 undersøke hvor mye vindkraft som potensielt måtte ha blitt bygd ut for å dekke strømmeterspørselen. Basert på dette, vil oppgaven avslutningsvis forsøke å svare på problemstillingen.

## 2 Teoretisk rammeverk

Utgangspunktet for teorien er eksternaliteter. Negative eksternaliteter er når en aktørs produksjon eller konsum har negative konsekvenser på en annen aktør, og som ikke blir tatt hensyn til i markedet. Siden aktører ikke tar hensyn til negative konsekvenser, og følgelig den ekstra kostnaden de påfører tredjeparter, kan det være nødvendig med offentlig regulering. En form for slik regulering, er subsidiering.

Negative eksternaliteter medfører sosiale kostnader, og dersom denne ekstra sosiale kostnaden ikke tas hensyn til i markedet, oppstår det et effektivitetstap. En måte å gjøre dette på er gjennom såkalte Pigou-avgifter. En Pigou-avgift er en avgift per enhet forurensing som følge av produksjon, og tvinger bedrifter til å internalisere de sosiale kostnadene de påfører samfunnet.

Et spørsmål blir da om en subsidie kan oppnå den samme tilpasningen som ved en pigou-avgift. I motsetning til å betale avgifter for å holde på med en eksternalitetspåførende aktivitet, mottar aktører ved subsidier økonomisk støtte for å endre oppførselen sin i ønsket retning. Det kanskje mest typiske eksempelet på dette, er for myndighetene å gi støtte for å fremme en spesiell type aktivitet eller teknologi. Dette skal så erstatte den aktiviteten eller teknologien som produserer en negativ eksternalitet. For eksempel subsidieres fornybar kraft for å erstatte kraft fra fossile energikilder. På denne måten skal den ønskede aktiviteten motiveres ved at den blir mer lønnsomt relativt til en aktivitet med assosierte eksternaliteter. Markedet vil da sørge for økt utbygging av fornybar kraft fremfor ikke-fornybar kraft. Ved at en større andel av produksjonsmiksen består av fornybar kraft, vil den negative eksternaliteten forbundet med ikke-fornybar kraftproduksjon reduseres.

Selv om klimagassutslipp reguleres ved at kraftprodusenter gis insentiver til å produsere fornybar energi fremfor ikke-fornybar, kan økt produksjon i markedet potensielt medføre økte negative eksternaliteter totalt sett. Dette kommer av andre negative eksternaliteter forbundet med fornybar kraftproduksjon (eks. vindkraft) enn direkte klimagassutslipp. Vindmøllerparker skaper blant annet mye støy og er store synlige inngrep i naturen.

Dermed kan effekten av subsidiering av fornybar kraft på lang sikt være noe usikker ettersom subsidier potensielt går imot det opprinnelige målet om å regulere den negative eksternaliteten



kraftproduksjonen påfører samfunnet. Av denne grunn er effektiviteten av subsidier som virkemiddel for å regulere negative eksternaliteter noe usikker.

Både i boken *Environmental Economics* av Kolstad og *The Theory of Environmental Policy* av Baumol og Oates, sammenliknes pigou-avgifter med subsidier for å redusere og regulere negative eksternaliteter. Det vises hvordan en pigou-avgift og en subsidie vil påvirke kostnadsstrukturen til en bedrift som produserer et gode med assosierte eksternaliteter på ulike måter. Subsidien gis til bedriften dersom de reduserer utslippene sine til et gitt nivå. Ettersom en avgift vil føre til en økt kostnad og en subsidie vil føre til en redusert kostnad, vil de to virkemidlene føre til ulik tilpasning for bedriften. På kort sikt vil utslippene reduseres for hver enkelt bedrift, mens på lang sikt vil en redusert gjennomsnittskostnad i industrien føre til en tilstrømming av nye aktører. Dette gjør at det aggregerte utslippsnivået kan øke (Kolstad, 2000, s. 124-128) (Baumol & Oates, 1988, s. 211-234).

Hovedmotivasjonen for subsidiering av fornybar energi, er å redusere klimagassutslipp knyttet til kraftproduksjon fra kull, olje og gass. Modelleringen i denne oppgaven er i hovedsak inspirert av oppsettet til Kolstad (2000), men det er også hentet inspirasjon fra Baumol og Oates (1988). Hovedforskjellen er at jeg tilpasser modellen slik at subsidien skal fremme produksjon av fornybar kraft, fremfor å redusere utslipp fra ikke-fornybar kraft.

I den teoretiske fremstillingen, ser vi på en situasjon hvor man ønsker å subsidiere fornybar kraftproduksjon for å regulere klimagassutslipp fra ikke-fornybar kraft. Dette i form av en enhetssubsidie ( $S$ ) hvor kraftprodusenten mottar en subsidie per enhet med fornybar energi han produserer. Dersom produsenten produserer ikke-fornybar energi, mottar han følgelig ingen subsidie. Den fornybare kraftprodusentens totale kostnader, noterer vi som  $TC$ . Produsentens totale kostnader blir da:

$$TC(q) = VC(q) + FC - Sq$$

Ved produksjonen av fornybar energi, vil produsentens totale kostnader ( $TC$ ) bestå av variable kostnader som følge av produksjonsprosessen, som følgelig avhenger av mengden strøm produsert ( $VC$ ), samt produsentens faste kostnader ( $FC$ ). Produsentens totale kostnader

reduseres imidlertid ved subsidieoverføringen. Siden han mottar en subsidie ( $S$ ) per produserte enhet, avhenger også subsidieoverføringen av mengde strøm produsert.

Ved å derivere totale kostnader med hensyn på produsert mengde ( $q$ ), finner vi kraftprodusentens marginalkostnad  $\left(\frac{\partial TC}{\partial q}\right)$ .

$$MC(q) = MVC(q) - S$$

Produsentens marginalkostnad ved produksjon av fornybar kraft, avhenger da positivt av deres marginale variable kostnader og negativt av enhetssubsidien. Dersom vi antar at  $S > 0$ , vil subsidien altså føre til en redusert marginalkostnad. I figur 2, illustreres dette ved at MC-kurven skifter fra  $MC_U \rightarrow MC_S$  (hvor ingen subsidie er notert med U og subsidie er notert med S).

Ved å dele kostnadene på mengden strøm produsert, finner vi produsentens gjennomsnittskostnader.

$$AVC(q) = AVC - \frac{S}{q}$$

Produsentens gjennomsnittlige variable kostnader er økende i gjennomsnittlige variable kostnader forbundet med produksjonen, og synkende i subsidien de mottar ved produsert mengde.

Produsentens gjennomsnittskostnader blir da de gjennomsnittlige variable kostandene pluss deres faste kostnader, minus den gjennomsnittlige subsidieoverføringen.

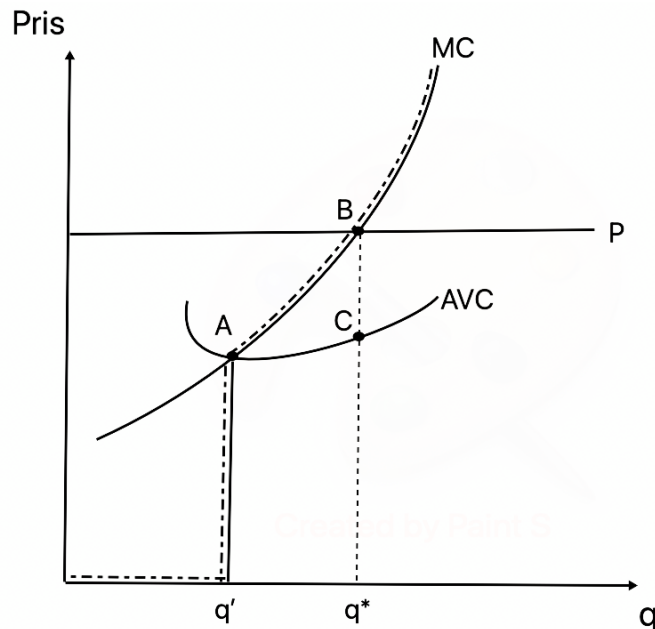
$$AC_S = AVC(q) + \frac{FC}{q} - \frac{S}{q}$$

## 2.1 Subsidier på kort sikt

For å illustrere hvordan en subsidie vil påvirke kraftprodusentens tilpasning på kort sikt, er det hensiktsmessig å først se hvordan en bedrift vil tilpasse seg i et tilfelle uten en subsidie. Dette

er illustrert i figur 1. Vi ser på et tilfelle med en konkurrerende bedrift, hvor prisen er gitt i markedet.

**Figur 1: Produsentens tilbudskurve på kort sikt uten subsidie**



**Figur 1** viser produsentens kortsiktige tilbudskurve uten subsidie. Tilbudskurven er illustrert med stiplet linje. Produsenten vil kun ønske å tilby fra og med punkt A, når  $MC > AVC$ . For en gitt pris  $P$ , vil produsenten tilpasse seg i punkt B og tjene profitt tilsvarende differansen mellom B og C.

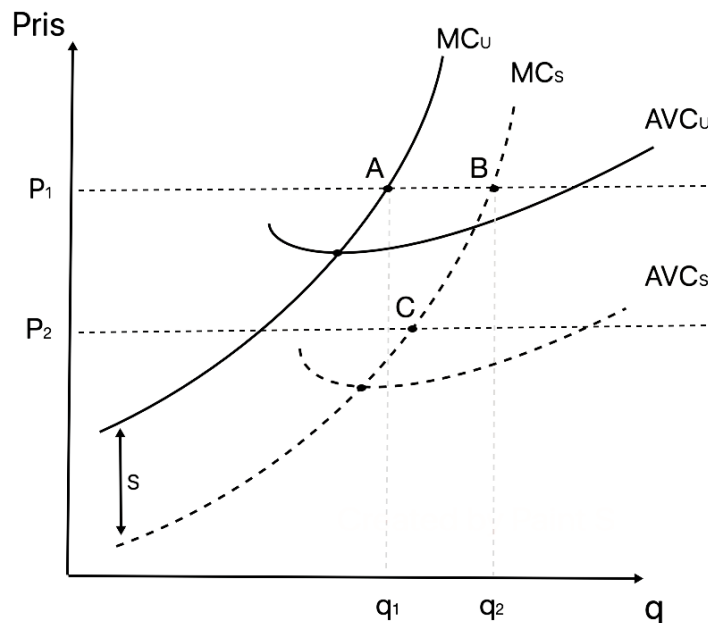
På kort sikt, trenger kun bedriften å dekke variable kostnader for å kunne opprettholde produksjonen sin. Dette betyr at produsenten vil tilby så lenge dens variable kostnader er dekket. Dermed vil bedriftens kortsiktige tilbudskurve være dens marginale kostnadskurve så lenge den er over de gjennomsnittlige kostnadene. Dette er illustrert ved at produsentens tilbudskurve vil tilsvare MC fra og med punkt A og utover (stiplet linje). Dersom MC er lavere enn AVC, dekkes ikke produsentens variable kostnader, og produsenten vil ikke ønske å tilby noe som helst.

Ved en gitt pris lik  $P$ , vil produsenten tilpasse seg i punkt B, der hvor prisen er lik MC. I dette punktet maksimeres profitten til produsenten. Dette tilsvarer området fra punkt B til punkt C.

Siden kraftprodusenten mottar en enhetssubsidie per enhet strøm han produserer, vil dette føre til en redusert marginalkostnad per produserte enhet. Siden subsidieoverføringen avhenger av

produsert mengde, vil det også føre til at variable gjennomsnittskostnader reduseres. Dette er illustrert i Figur 2 hvor marginalkostnadskurven skifter fra  $MC_U \rightarrow MC_S$ . I tillegg skifter den variable gjennomsnittskostnadskurven fra  $AVC_U \rightarrow AVC_S$ .

**Figur 2: Produsentens tilbudskurve på kort sikt med subsidie**



**Figur 2** illustrerer produsentens kortsiktige tilbudskurve med subsidie. Underskrift U noterer en situasjon uten subsidie, S er med subsidie. Produsentens marginale kostnader reduseres ved subsidien,  $s$ . For en gitt pris  $P_1$  vil produsenten tilby et større kvantum med subsidien. Dette er illustrert med å gå fra A til B. For en gitt pris  $P_2$ , vil produsenten kun tilby så lenge han mottar subsidien.

På kort sikt, er bedriftens tilbudskurve bestemt av marginale kostnader. Så lenge prisen er høyere enn den er i skjæringspunktet mellom  $AVC_S$  og  $MC_S$ , vil tilbudskurven være lik MC-kurven. Så lenge produsenten tjener penger, ser vi med andre ord kun på bedriftens marginale kostnader. Dersom prisen er gitt til  $P_1$ , vil tilbudet øke ved subsidien, og produsenten vil produsere en større mengde med subsidien enn den ville ha gjort uten en subsidie.

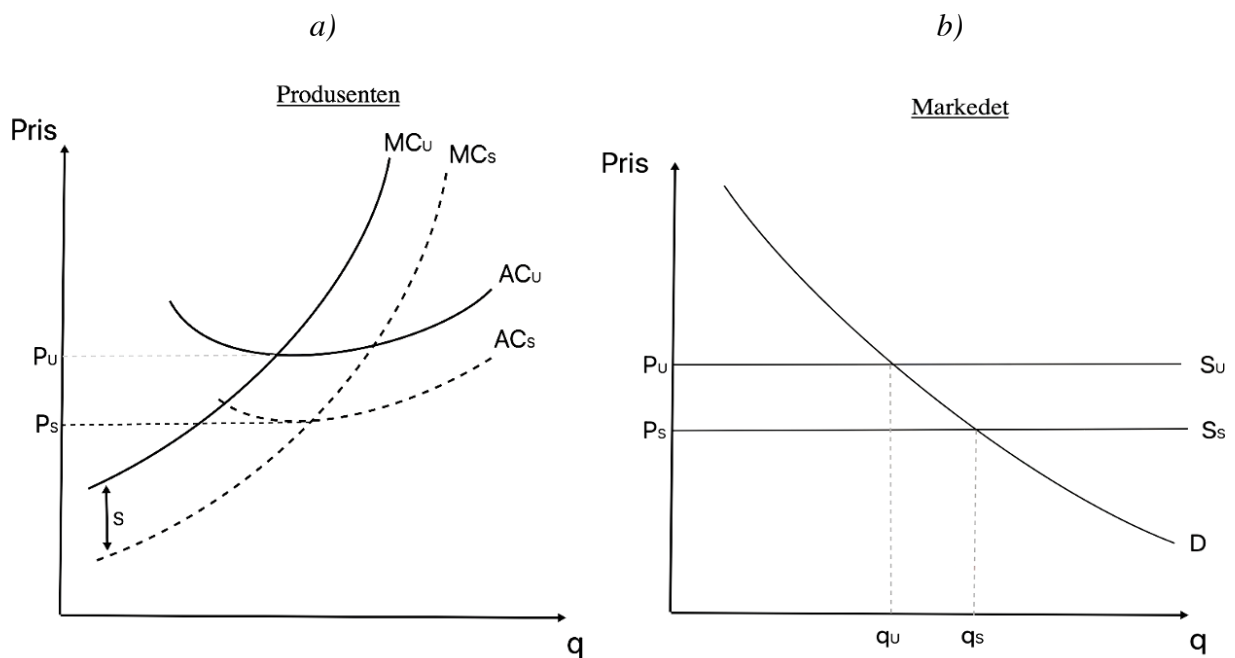
Gjennom markedsprosessen vil de reduserte kostnadene føre til at produksjon av fornybar kraft er mer lønnsomt relativ til ikke-fornybar kraft. Figuren viser at når gjennomsnittlige variable kostnader reduseres, vil produsenter som mottar subsidier tilby til en lavere pris enn produsenter som ikke mottar en subsidie. Til prisen  $P_2$ , vil ikke produsenten uten subsidien være villig til å

tilby noe i det hele tatt. Dermed reguleres den negative eksternaliteten fra kraftproduksjon ved at produksjonen av ikke-fornybar energi blir relativt mindre lønnsom.

## 2.2 Subsidiær på lang sikt

På lang sikt vil et konkurransepreget marked (frikonkurranse) føre til at produsenten produserer ned mot hans gjennomsnittskostnad. Dette blir produsentens profittmaksimerende produksjonsnivå. Ettersom subsidien fører til at produsentens gjennomsnittskostnader ( $AC$ ) reduseres, reduseres følgelig prisen på en enhet strøm relativt til tilfellet for ikke-fornybar energi. Dette illustreres i figur 3a.

**Figur 3: Produsentens og markedets tilbudskurve på lang sikt**



**Figur 3a** illustrerer hvordan subsidien vil føre til at den enkelte bedrift vil tilby et høyere kvantum til en lavere pris  $P_U \rightarrow P_S$ .

**Figur 3b** illustrerer hvordan den reduserte prisen vil medføre økt etterspørsel i markedet og følgelig et økt aggregert kvantum i markedet.

Figur 3b illustrerer hvordan subsidien påvirker markedet på lang sikt. På lang sikt, kan nye kraftprodusenter fritt etablere seg eller gå ut av markedet. Grunnet reduserte gjennomsnittskostnader for bedrifter, vil flere aktører etablere seg i markedet. Redusert pris per enhet fører så til økt aggregert etterspørsel etter energi, og dermed øker følgelig den totale produserte mengden energi i markedet. Når bedrifters gjennomsnittlige kostnader reduseres ved

en subsidie, vil altså tilstrømming av nye aktører kunne føre til at den aggregerte produksjonen i markedet øker.

En enhetssubsidie som følger det teoretiske rammeverket ovenfor, gis ut per enhet produsert. Dette kan for eksempel være per produserte kWh eller MWh. Ettersom disse målene er mengden strømeffekt i løpet av en tidsperiode på en time, vil ikke en slik enhetssubsidie ta hensyn til at produktet som produseres er effekt (kW eller MW). For å forstå dette, tar neste kapittel tar for seg egenskapene til strøm som produkt.

## 3 Strømmarkedet

I strømmarkedet handles strøm mellom produsenter og forbrukere. Markedsprisen på strøm avhenger følgelig av tilbudet og etterspørselen etter strøm. I motsetning til fysiske goder, har strøm visse produktspesifikke egenskaper som gjør at det skiller seg fra andre alminnelige og fysiske goder.

### 3.1 Strøm som produkt

Produktet som etterspørres og selges i strømmarkedet er naturligvis strøm, men det er viktig med et bevisst forhold til strøm som produkt. Strøm måles ofte i tidsenheter, slik som kilowattimer (kWh) eller megawattimer (MWh). Dette er en måleenhet for energi som sier hvor mye energi som produseres på en time med en effekt på 1 kW eller 1 MW.

Ved første øyekast, kan strøm se ut som et homogent gode. En vanlig antakelse er at 1 MW av produktet strøm er det samme uavhengig av hvilken kilde den kommer fra og når den produseres og konsumeres. Denne antakelsen har imidlertid noen begrensninger, ettersom det forutsetter at verdien av 1 MW med strøm er lik over tid.

I motsetning til alminnelige goder som kan lagres for fremtidig konsum, er ikke dette et alternativ med strøm. Det eksisterer ingen effektive batteriteknologier for lagring av strøm i stor skala. Uten gode lagringsmuligheter forsvinner muligheten for å kjøpe og produsere strøm for så å selge på et senere tidspunkt. Foruten naturlige lagringsmuligheter av potensiell strøm (vannmagasiner etc.) er arbitrasjemulighetene svært begrensede. Dette følger av at strøm må konsumeres momentant. Dette betyr at tilbudet av strøm hele tiden må tilsvare etterspørselen (Hirth, Ueckerdt & Edenhofer, 2016).

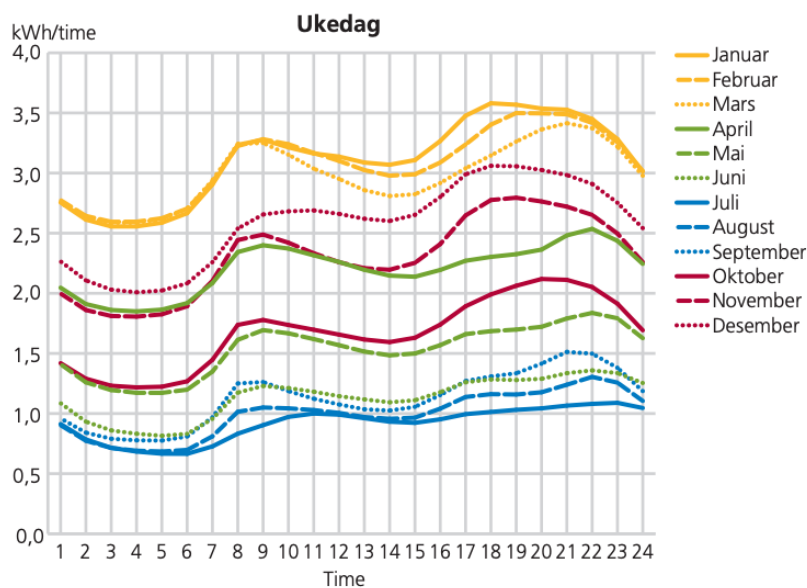
Begrensede lagringsmuligheter hindrer også transportmuligheter og fleksibilitet i produksjonen av strøm. På grunn av at strøm ikke er et fysisk gode, er ikke transport av strøm fra A til B som ved andre goder. Transport av strøm foregår gjennom strømmettet. Når man overfører strøm fra en lokasjon til en annen, vil noe energi gå tapt på veien. Dette kalles for overføringstap, og øker med avstanden. Jo lengre distanse strømmen skal transporteres er, jo større er også overføringstapet. Overføringstapet utgjør om lag 8 prosent av normal årsproduksjon (Olje- og energidepartementet, 2012, s. 12-15).

I tillegg har strømmettet kapasitetsbegrensninger. En sentral egenskap ved strømmettet, er at det er en momentan balanse i systemet. Det må altså være en balanse mellom tilgangen på strøm og forbruket av strøm på et gitt tidspunkt. Dette forholdet kalles for effektbalanse og resulterer i en begrenset effektkapasitet. Systemets komponenter har en såkalt termisk grense som angir hvor mye elektrisk effekt som kan overføres uten en sterk økning i overføringstapet (Olje- og energidepartementet, 2012). Å balansere tilgangen på strøm med forbruket avhenger av fleksibiliteten til produksjonsmetodene. Forskjeller i produksjonsmetoder for hvor raskt man kan redusere eller øke produksjonen for å svare til forbruket, fører følgelig til økonomiske forskjeller mellom strømkilder. Strøm produsert fra en fleksibel kilde (olje, gass, vannkraft med dam) vil følgelig ha andre egenskaper enn strøm produsert fra en ikke-fleksibel kilde (kjernekraft, vindkraft og elvekraft). Dette gjør at strøm vil ha forskjellige attributter avhengig av dens opprinnelse.

Figur 4 viser hvordan husholdningers gjennomsnittlig strømforbruk har sesong- og tidsbaserte forskjeller (Ericson & Halvorsen, 2008, s. 46). Typisk er strømforbruket høyest i morgentimene og på ettermiddagen, og lavest midt på natten. I tillegg vil strømforbruket være vesentlig høyere i vintermånedene sammenliknet med sommermånedene som følge av at mer strøm benyttes til oppvarming.



**Figur 4: Gjennomsnittlig strømforbruk over døgnet en ukedag**



*Figur 4 illustrerer hvordan det gjennomsnittlige strømforbruket i kWh en vilkårlig ukedag varierer i løpet av døgnet og året. Det gjennomsnittlige strømforbruket er høyest i vintermånedene og følgelig lavest i sommermånedene. Kilde: Ericson, T. & Halvorsen, B. (2008). Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer? (Økonomiske analyser). Statistisk sentralbyrå. Hentet fra [https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa\\_200806/ericson.pdf](https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf)*

Tilbudet og etterspørselen av strøm varierer. Tidsforskjeller, geografiske forskjeller samt påvirkning av eksterne faktorer, kan påvirke tilbudet og etterspørselen i stor grad. Dette gjenspeiles ofte i en variabel og uforutsigbar strømpris.

Eksempelvis er Norge delt inn i fem strømregioner (Øst, Sør, Vest, Midt og Nord), og det kan være store geografiske prisforskjeller, hvor strømprisen for eksempel ofte er vesentlig lavere for region Nord (Nord-Norge) enn for region Øst og Vest (NordPool, 2022). Mye av dette er knyttet til geografiske forskjeller i tilbud og etterspørsel. Siden kraftanlegg må bygges der hvor kraftressursene ligger og transport av strøm er ineffektivt over lange avstander, er det naturlig med geografiske forskjeller i tilbudet av strøm. Det vil også kunne eksistere geografiske forskjeller i etterspørsel av strøm. Områder med stor befolkning vil naturlig etterspørre mer strøm enn befolkningsfattige områder ettersom en større befolkning medfører økt forbruk.

Som nevnt tidligere, vil det være store variasjoner i tilbudet og etterspørselen av strøm på ulike tidspunkter i løpet av døgnet. Ved å se på strømforbruket i løpet av et døgn, kan man observere

at strømforbruket typisk er høyest mellom kl. 07 og kl. 09 på morgenen og i 18-tiden på ettermiddagen. På motsatt side er forbruket lavest på nattetid. Dette er illustrert i figur 4. Forskjellene gjenspeiles som regel i strømprisen, hvor strømprisen er høyest i de periodene av døgnet hvor etterspørselen også er størst.

Eksterne faktorerers påvirkning på tilbud og etterspørsel kan være uforutsigbart. Fornybar kraftproduksjon er spesielt sårbart for eksterne faktorer. For eksempel vil vindmengde eller en tørkeperiode påvirke mulighetene for vind- og vannkraftproduksjon. Dette vil følgelig påvirke tilbudet av strøm. Etterspørselen er også sterkt avhengig av slike eksterne faktorer. Typisk vil strømforbruk avhenge tett av temperaturen, hvor lave temperaturer øker etterspørselen etter strøm siden mer strøm brukes til oppvarming. Dermed vil land med en større fornybarandel også være mer sårbar for slike eksterne faktorer.

Mangelen på lagringsmuligheter, store transportkostnader, samt liten grad av fleksibilitet, minimerer arbitrasjemuligheter av strøm. I tillegg varierer verdien av strøm over tid ettersom både tilbuds- og etterspørselskurven ikke er konstant over tid. Av disse grunnene er det mer naturlig å se på strøm som er heterogent gode enn et homogent gode.

## 4 Elsertifikater

### 4.1 Bakgrunn

I EUs direktiv for fornybar energi fra 2001 står det «det er viktig å utnytte markedets styrke for å gjøre fornybar energi konkurransedyktig og attraktivt for Europeiske borgere» (EU, 2001a, s. 121-128). Dette var på samme tidspunkt som mange europeiske land begynte å introdusere eller planlegge for innfasingen av systemer for grønne sertifikater.

I Norge, var det spesielt under Stoltenberg-regjeringen at diskusjonen rundt å få på plass en elsertifikatordning tilspisset seg. I stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) «*Om innenlands bruk av naturgass mv.*», foretok regjeringen en vurdering av et system med grønne sertifikater. Det ble blant annet pekt på fordeler knyttet til å øke andelen fornybar strømproduksjon og store effektivitetsgevinster knyttet til internasjonal handel. Som følge av at elsertifikatordninger enten ble introdusert eller planlagt introdusert i flere Europeiske land for å fremme fornybar strømproduksjon, forelå det en mulighet for å etablere et felles Europeisk sertifikatmarked (Olje- og energidepartementet, 2002, s. 103-114). Grunnet forskjeller i naturgitte forutsetninger for å produsere fornybar strøm mellom land, kan land med gode forutsetninger til å drive med fornybar kraftproduksjon ende opp som nettoeksportører av fornybar strøm, mens land uten de samme forutsetningene kan ende opp som nettoimportører. Etersom Norge har svært gode naturlige forutsetninger for fornybar kraftproduksjon, vil Norge kunne tjene på handel av strøm med andre land.

I stortingsrapporten pekes det både på fordeler og ulemper ved å innføre en elsertifikatordning. En mulig ulempe som ble trukket frem var at et elsertifikatmarked kunne føre til store prissvingninger og lite forutsigbarhet for markedsaktører dersom ordningen kun skulle ha eksistert på nasjonalt nivå. Olje- og energidepartementet la dermed vekt på at de største effektivitetsgevinstene ved et elsertifikatmarked kun ville blitt realisert dersom det ble etablert internasjonal handel med elsertifikater. Positive klimaeffekter ved å redusere utslipp av klimagasser knyttet til bruken av fossil kraftproduksjon ble trukket frem som en viktig fordel ved en slik ordning.

Den 24. juni 2011 ble *Loven om elsertifikater* vedtatt av Stortinget og trådte i kraft 1. januar 2012. Formålet med forskriften var å øke fornybar kraftproduksjon (Elsertifikatloven, 2011b), hvor det spesifikke målet var at Sverige og Norge skal øke fornybar kraftproduksjon frem til 2020 med 28,4 TWh (NVE, 2015). Dette målet ble oppnådd i mai 2019 (NVE, 2020b). Siden introduksjonen har loven bli endret flere ganger hvor de mest omfattende endringene har vært i form av endrede kriterier for hvilke kraftanlegg som har rett til å motta sertifikater for sin fornybare strømproduksjon (Elsertifikatloven, 2015). Elsertifikatordningen er planlagt å vare frem til 2035, hvor elsertifikater kan utstedes for produksjon av fornybar strøm frem til 31. desember 2035.

## **4.2 Elsertifikatmarkedet**

Elsertifikatordningen er felles for Norge og Sverige. I Norge utstedes elsertifikater av Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE). Sertifikater gis til kraftprodusenter. Dette er et verdipapir for at det er produsert én megawatttime (MWh) med fornybar strøm. Fornybare kraftprodusenter mottar dermed ett sertifikat per MWh med fornybar strøm de produserer gitt at anleggene er elsertifikatberettigede.

For at et kraftanlegg skal bli elsertifikatberettiget, må anleggene sende en søknad som må godkjennes av NVE. Det er dermed NVE som bestemmer hvilke anlegg som får tildelt elsertifikater for produksjonen sin, og hvilke som ikke skal få det (Elsertifikatloven, 2011b).

Elsertifikatordningen skiller ikke mellom ulike produksjonsteknologier så lenge strømmen som blir produsert er fornybar. Med andre ord skilles det ikke mellom energikilder som vindkraft, vannkraft, solenergi osv. Ordningen skiller dog mellom hvilke anlegg som er støtteberettiget basert på tidspunkt for anleggenes byggestart. Etter en endring i forskriften om elsertifikater fra 2015, vil følgende kraftverk ha rett til elsertifikater: Alle fornybare kraftverk som har hatt byggestart etter 7. september 2009, eksisterende vannkraftanlegg basert på fornybare energikilder som varig øker sin kraftproduksjon med byggestart etter 7.9.2009 eller kraftverk som varig øker sin fornybare strømproduksjon med byggestart etter 7. september 2009. I tillegg til dette, må samtidig anleggene ha vært satt i drift innen 31. desember 2021 (Elsertifikatloven, 2011b). Anlegg som oppfyller disse kravene, er så berettigede til å motta elsertifikater for sin fornybare strømproduksjon i maksimalt 15 år. Følgelig vil elsertifikatordningen opphøre i 2036.

Sertifikatene gis til produsenter den 15. hver måned, hvor antall sertifikater en produsent mottar avhenger av mengden MWh de produserte foregående kalendermåned (Statnett, 2022). Mottatte elsertifikater registreres i elsertifikatregisteret (NECS). Elsertifikatregisteret inneholder informasjon om utstedelse, beholdning, overdragelse, omsetningspris og annullering av elsertifikater. Dette må gjøres for at sertifikatene skal kunne omsettes i markedet.

Elsertifikatene omsettes på det felles elsertifikatmarkedet mellom Norge og Sverige. Her handler kraftprodusenter og kraftleverandører elsertifikater mellom seg. Etter at kraftprodusentene mottar verdipapirer for produksjonen sin, kan produsentene videregjøre disse verdipapirene. Kraftprodusenter blir da selgere i markedet for elsertifikater. Elsertifikatene har ingen bestemt utløpsdato, og kan ses på finansielle aktiva som kan lagres (Bye, Olsen & Skytte, 2002).

Det handles i hovedsak to ulike kontrakter for elsertifikater. Dette er spotpriskontrakter og terminkontrakter (marskontrakter). For begge typene, fastsettes prisen ved avtaletidspunktet. Hovedforskjellen mellom de to kontraktstypene er tidspunkt for overføring og betaling av elsertifikatene. Ved spotpriskontrakter, skjer overføringen og betalingen innen 5-10 virkedager fra handelstidspunkt, mens terminkontrakter er tilgjengelig for de fem neste årene, slik at elsertifikatpliktige kan sikre seg en elsertifikatpris for et fremtidig tidspunkt (mars hvert år) (NVE, 2020b).

Kraftleverandører har på sin side elsertifikatplikt og er dermed pliktig til å kjøpe disse verdipapirene fra kraftprodusentene. Dette gjøres på vegne av forbrukerne og må tilsvare en bestemt andel av den totale strømmen levert til sluttforbruker.

Det gjøres imidlertid unntak fra elsertifikatplikten for kraftintensiv industriell virksomhet. For at industrielle virksomheter skal kunne få unntak fra elsertifikatplikten, må virksomheten falle innenfor Norsk standard for næringsgruppering (SN2007) 17.1, 20.1, 24.1 eller 24.4 (Elsertifikatloven, 2011a).

Ved at strømleverandører plikter seg til å kjøpe elsertifikater fra strømprodusentene (elsertifikatplikten), tjener produsentene på salg av elsertifikater i tillegg til det direkte strømsalget. Intensjonen er at dette skal bidra til økt fornybar strømproduksjon ettersom lønnsomheten ved produksjon øker.

Strømlleverandører får på sin side en ekstra kostnad ved kjøp av elsertifikater. Denne veltes over på forbrukerne gjennom strømprisen. Ved at elsertifikatene inngår i den endelige strømprisen, veltes finansieringen av elsertifikatordningen over på forbrukerne.

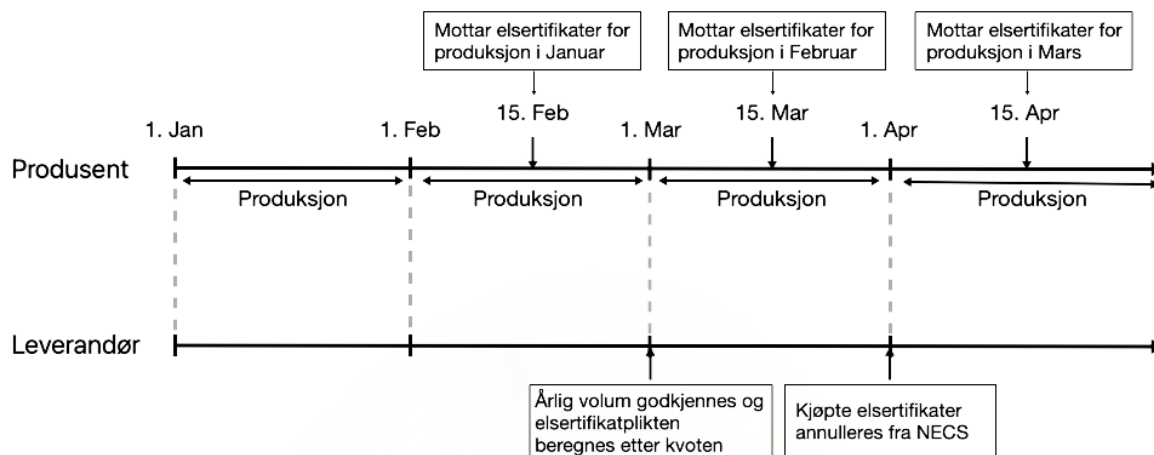
### **4.3 Elsertifikatkvoter i Norge**

Elsertifikatkvoten sier noe om hvor stor andel av strømvolumet kraftleverandører selger til forbruker som skal være dekket av elsertifikater. Dette betyr at alle kraftleverandører må kjøpe elsertifikater for en bestemt andel av strømmen de leverer til sluttforbruker. Dette følger av elsertifikatplikten. I 2021, utgjorde denne andelen 0,193, noe som betyr at 19,3 prosent av strømmen kraftleverandøren leverer til forbrukere må være dekket av elsertifikater. Andelskravet gjelder for hver leverandør, og må oppfylles månedlig. Andelen følger den myndighetspålagte kvotekurven frem til 2035, som fastsatt in elsertifikatforskriften (NVE, 2020a).

Videre må elsertifikatpliktige aktører (kraftleverandører) annullere deres kjøpte elsertifikater for å opprettholde elsertifikatplikten. Annullering av elsertifikater innebærer at de slettes fra elsertifikatregisteret (NECS). Dette gjøres ved at nettselskapene (operatørene av strømnettet) hvert kvartal sender inn en oversikt over elsertifikatpliktig forbruk til NECS. Det innrapporterte volumet må så godkjennes av de elsertifikatpliktige 1. mars hvert år. Dette danner grunnlag for å beregne elsertifikatplikten.

Den 1. april sletter så registeransvarlig (Statnett) elsertifikater tilsvarende den andelen av beregningsrelevant strømforbruk som skal være dekket av elsertifikater (elsertifikatkvoten). Annullering av elsertifikater er nødvendig for å forsikre om at kraftleverandørene overholder elsertifikatplikten (overholder kvoten) deres hvert år.

**Figur 5: Tidslinje elsertifikater**



**Figur 5** viser tidslinjen for produsenter og leverandører i forbindelse med elsertifikater. Den 15. hver måned mottar produsenter elsertifikater tilsvarende deres produksjon foregående kalendermåned. Den 1. mars hvert år godkjenner elsertifikatpliktige beregningsrelevant volum. Basert på kvoten, bestemmes så mengden elsertifikater leverandører må kjøpe for å dekke deres salg av strøm. 1. april hvert år slettes så kjøpte elsertifikater fra NECS.

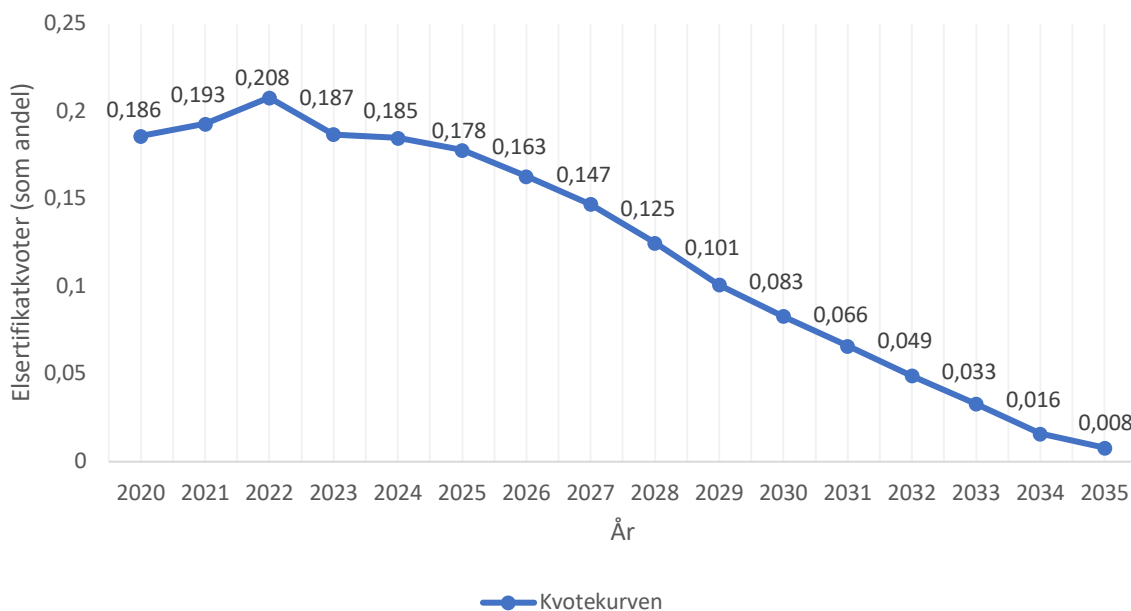
Dersom de elsertifikatpliktige aktørene ikke har annullert elsertifikater i henhold til kvoten, vil de bli ilagt en avgift per elsertifikat de mangler for å kunne overholde elsertifikatplikten. Denne avgiften er beregnet som 150 prosent av den gjennomsnittlige prisen på et elsertifikat registrert i NECS i perioden 1. april 2021 til og med 31. mars 2022. Ettersom den gjennomsnittlige engrosprisen per elsertifikat var på 9,87 NOK per sertifikat i denne perioden, vil avgiften for å ikke overholde elsertifikatplikten være på 14,8 NOK per elsertifikat ( $1,5 \cdot 9,87$ ) (NVE, 2022a).

Elsertifikatkvoten følger en fastsatt, myndighetspålagt kvotekurve som skal gjelde til og med 2035. Denne er utarbeidet slik at Norge skal sikre overholdelse av finansieringsforpliktelsen. Forpliktelsen innebærer at Norge forpliktes til å finansiere elsertifikater tilsvarende all fornybar strømproduksjon fra støtteberettigede produsenter. Dermed må det annulleres en tilstrekkelig mengde elsertifikater.

Den bestemte mengden av sertifikater som skal annulleres, bestemmes som sagt av kvotekurven til elsertifikater. Dette skal tilsvare kvotens andel av elsertifikatpliktig strømforbruk. Med andre ord, sier kvotekurven hvor stor andel av strømmen strømleverandører selger til forbrukere som

skal være dekket av elsertifikater. Strømleverandører må så kjøpe elsertifikater fra produsenter for å svare til denne andelen. Figur 6 viser kvotekurven frem mot 2035.

**Figur 6: Kvotekurven i Norge (2020-2035)**



**Figur 6** illustrerer kvotekurven. Kvotekurven viser andelen av strømmen en strømleverandør selger som skal være dekket av elsertifikater. Andelen er synkende frem mot 2035, når elsertifikatordningen er planlagt å opphøre. Data hentet fra NVE. (2020). Elsertifikatkvoter. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/statistikk-og-publikasjoner/elsertifikatkvoter/>

Mengden elsertifikater som annulleres forteller hvor mye av den fornybare strømproduksjonen som finansieres med elsertifikater. Dette gjøres ved at annullerte elsertifikater hos norske produsenter innløses i elsertifikatregisteret (NECS) som opereres av Statnett (NVE, 2020a).

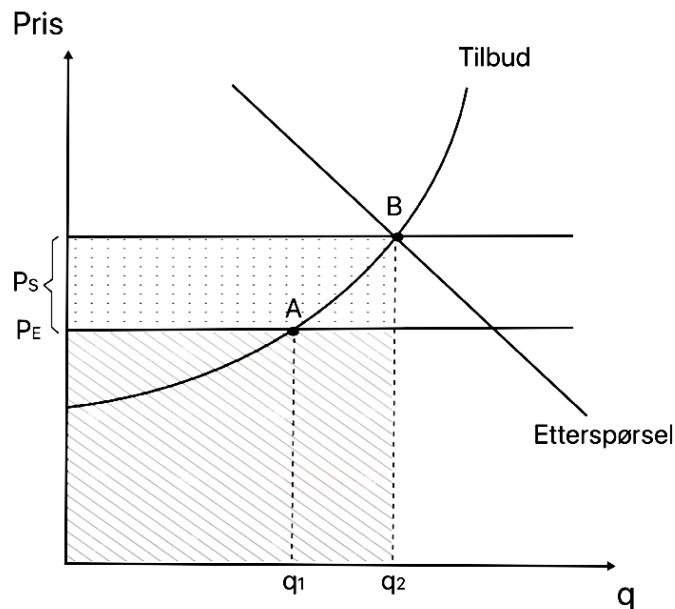
#### 4.4 Elsertifikatordningen i det teoretiske rammeverket

Når vi skal analysere hvordan elsertifikatordningen kan påvirke produksjonen av fornybar kraft, må vi se på ordningen i lys av det teoretiske rammeverket til subsidier. Som vi nå skal vise, skiller elsertifikatordningen seg fra et vanlig subsidieprogram på flere måter. For å illustrere dette, vises først prisdannelsen til elsertifikater. Deretter presenteres en vindturbin tilbudskurve på kort og lang sikt. Ved å gjøre dette, kan vi undersøke hvorvidt elsertifikater



som subsidie vil føre til samme prediksjoner som det teoretiske rammeverket presentert i kapittel 2.

**Figur 7: Prisdannelse av elsertifikater**



**Figur 7** illustrerer prisdannelsen av elsertifikater. Figuren viser tilbud og etterspørsel etter fornybar kraft. For en gitt pris  $P_E$ , vil tilpasningen være i punkt A, kvantum produsert vil være i  $q_1$ . For å oppnå ønsket mengde  $q_2$ , må produsenter motta et beløp tilsvarende  $P_S$ . Dette er da elsertifikatprisen som må til for å havne i punkt B. Kilde: Bye, T., Olsen, O. J. & Skytte, K. (2002). Grønne sertifikater - design og funksjon (Rapporter 2002/11). SSB. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/gronne-sertifikater-design-og-funksjon>

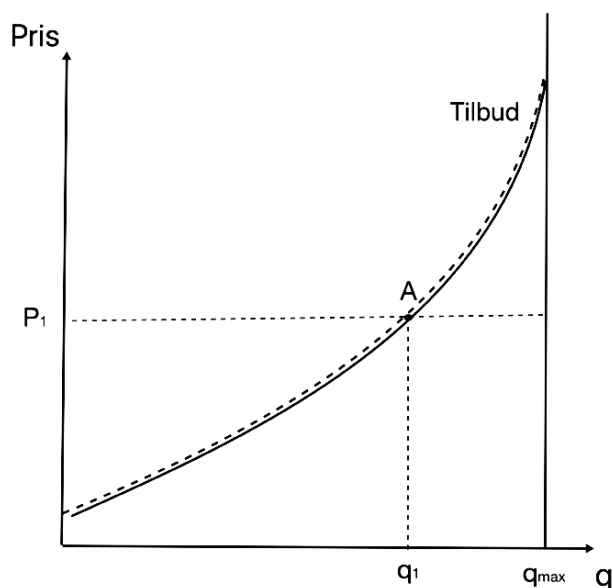
Figur 7 viser prisdannelsen til elsertifikater (Bye et al., 2002, s. 8-10). Som nevnt, mottar elsertifikatberettigede produsenter av fornybar kraft elsertifikater etter hvor mange MWh de har produsert i løpet av en kalendermåned. Dermed følger tilbudet av elsertifikater tilbudet av fornybar strøm i markedet (fra elsertifikatberettigede produsenter). Etterspørselen etter elsertifikater i markedet er fastsatt av myndighetene, og bestemmes ut ifra elsertifikatkvoten som sier hvor mye av strømmen strømlleverandører selger som skal være dekket av elsertifikater. Siden dette er en fastsatt andel av strømmen som selges, vil følgelig etterspørselen etter elsertifikater følge etterspørselen etter strøm. Dersom kvoten for eksempel er 20 prosent, må alltid 20 prosent av den fornybare strømmen som selges være dekket av elsertifikater uavhengig av produksjonsvolum.

$P_E$  er prisen for den fysiske strømmen, og vi antar at denne er eksogent gitt. Figuren viser at dersom produsenter av fornybar energi kun mottok inntekter fra strømprisen alene, ville de ha produsert og tilbudt mengden  $q_1$ . For at vi skal havne i punkt B, kreves et ekstra beløp utover markedsprisen på strøm. Dette ekstrabeløpet svarer til  $P_S$  per enhet. Dette er da prisen på et elsertifikat. Samlet sett vil da markedsverdien som kommer fra fornybar energi tilsvare arealet mellom punktet  $q_2$  og  $P_E$ . Samtidig vil det samlede nødvendige inntektsbidraget som kreves for å oppnå fornybar strømproduksjon tilsvarende  $q_2$  tilsvare arealet fra ønsket kvantum  $q_2$  og elsertifikatprisen  $P_S$ .

Ettersom strøm er momentant, vil verdien av strøm variere med tid og rom. Siden strømprisen  $P_E$  er eksogent gitt og strømprisen naturlig har store variasjoner, vil dette også kunne føre til varierende priser på elsertifikater. Størrelsen på  $P_S$  vil dermed variere etter hvor mye som kreves for å oppnå ønsket mengde  $q_2$ . At strøm er momentant, tas ikke hensyn til ved utstedelse av elsertifikater siden elsertifikater utstedes på bakgrunn av aggregert strømproduksjon i løpet av et intervall på en måned. Verdien av elsertifikater er med andre ord uavhengig av når på døgnet og året den faktiske strømmen produseres. Dette betyr at verdien av elsertifikater avhenger av verdien til energien, og ikke verdien av strøm. Siden strømprisen varierer med tilbud og etterspørsel, vil også den relative verdien til elsertifikater i forhold til strøm variere.

På kort sikt, antar vi at en vindturbin ikke har noen marginalkostnad ved produksjonen sin. Når vindturbinen allerede er operasjonell og investeringsbeslutningen er tatt, vil vindturbinen på kort sikt kunne produsere strøm opp mot kapasiteten sin uten noen marginalkostnad. Dermed vil vindkraftprodusenten ønske å øke produksjonen sin når prisen øker. Ved en strømpris på  $P_1$ , vil vindturbinen ideelt sett produsere kvantumet  $q_1$ , gitt at vindmengden tillater dette.

**Figur 8: Tilbudskurven til en vindturbin på kort sikt**



**Figur 8** illustrerer den kortsiktige tilbudskurven til en vindturbin. Denne er markert med stiptet linje. Vindturbinen har en maksimal effektkapasitet, og kan produsere opp til  $q_{max}$ . For en gitt pris  $P_1$ , vil vindturbinen ideelt sett tilpasse seg i punkt A og produsere mengden  $q_1$ .

Dersom vi ser på lang sikt, vil vindkraftprodusenten ha marginalkostnader ved produksjonen. Dette kan for eksempel være i form av slitasje på vindturbinen eller lønn til arbeidere som jobber på vindturbinen. Et viktig skille å gjøre mellom elsertifikatordningen og det teoretiske rammeverket til subsidier, er man ikke mottar en enhetssubsidie på den måten som er illustrert tidligere. I kapittel 2 mottar produsenten en enhetssubsidie for hver enhet han produserer. Dermed følger subsidien kvantumet  $q$  som blir produsert. Ved elsertifikatordningen, er imidlertid subsidieoverføringen basert på aggregerte størrelser. Dette innebærer at vindturbinen mottar elsertifikater som svarer til produksjonsvolumet man hadde foregående kalendermåned. Vi antar videre at størrelsen på subsidien (elsertifikatprisen) er eksogent gitt. Dermed vil vindturbinen ha en total kostnad som ser slik ut:

$$TC(q) = VC(q) + FC - sQ$$

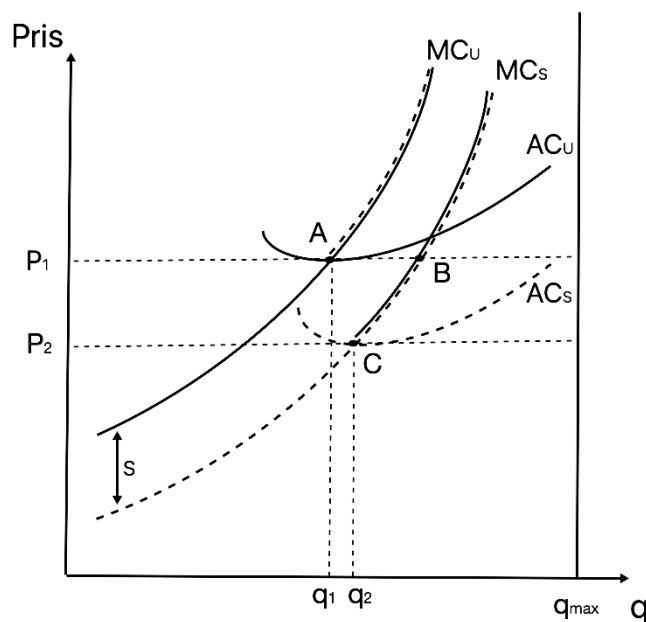
Hvor  $Q$  er gitt som:

$$Q = \sum_{t=1}^{720} (q_1 + q_2 + \dots + q_{720}), \quad t = 1, 2, \dots, 720$$

$Q$  omtaler aggregert produksjon over et intervall på en kalendermåned (30 dager eller 720 timer). Dette er da summen av alle  $q_t$ , som vi for enkelthetens skyld sier at er kraftproduksjonen i løpet av én time. Det er viktig å gjøre et bestemt skille her mellom en enhetssubsidie ettersom størrelsen på subsidieoverføringen vil avhenge av to ulike størrelser. Dette innebærer at elsertifikatsubsidien er uavhengig av når strømmen produseres fordi den kun tar hensyn til mengden strøm produsert i løpet av en måned. For å illustrere hvordan elsertifikater vil påvirke en bedrifts tilbudskurve, finner vi vindturbinens marginalkostnad. Dette er fordi bedriftens tilbudskurve vil være der  $MC > AC$ .

$$MC = \frac{\partial TC}{\partial qt} = MVC - S$$

**Figur 9: Tilbudskurven til en vindturbin**



**Figur 9** viser vindturbinens tilbudskurver med subsidie ( $S$ ) og uten subsidie ( $U$ ). Tilbudskurvene er illustrert med stiplet linje. Vindturbinen kan produsere opp til dens kapasitet  $q_{max}$ . Frikonkurranse fører til tilpasning der  $MC = AC$ . Subsidien vil gjøre at tilpasningen går fra punkt  $A$  til punkt  $C$ . Prisen reduseres fra  $P_1$  til  $P_2$ , og kvantum øker fra  $q_1$  til  $q_2$ .

På samme måte som ved det teoretiske rammeverket presentert tidligere, vil et elsertifikat føre til en reduksjon i kostnadskurvene. Dette vil føre til bedre lønnsomhet for vindturbinen. Vi antar at det er fullkommen konkurranse i strømmarkedet. Dette innebærer at alle produsenter er pristakere og vil tilpasse seg i kryssningspunktet mellom  $MC$  og  $AC$ . En redusert kostnad ved produksjon som følge av elsertifikater, vil føre til at prisen vil bli redusert fra  $P_1$  og til  $P_2$ . Samtidig vil kvantum øke fra  $q_1$  til  $q_2$ .

Det er imidlertid verdt å nevne at siden vindturbiners produksjon bestemmes av vindintensitet, vil ikke nødvendigvis en subsidie direkte gi mer produksjon for en individuell vindturbin ettersom produksjonsmengden ikke direkte kan justeres for å øke produksjonen. Under en antakelse om at en vindturbin vil maksimere produksjonen sin, kan vi derfor si at kvantum produsert er eksogent gitt. I tillegg har en vindturbin en maksimal kapasitet som ikke kan overstiges, markert som  $q_{max}$ .

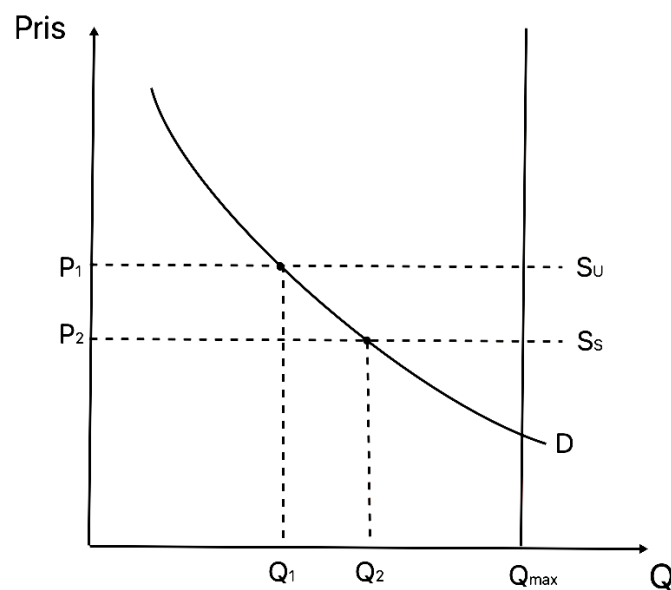
En vindturbin vil ha følgende profittfunksjon:

$$\pi = p_t q_t - C q_t + sQ$$

Profitten avhenger følgelig positivt av strømprisen i periode t ganger kvantum produsert i periode t, negativt av kostnadene assosiert med kvantum produsert i periode t og positivt av subsidieoverføringen assosiert med mengden strøm man har produsert i foregående måned. Med andre ord, øker subsidien profitten til vindturbinen.

Videre kan det vises hvordan dette vil påvirke det aggregerte tilbudet av fornybar strøm i markedet. Dette vises i figur 10.

**Figur 10: Aggregert tilbud av vindkraft i markedet**



**Figur 10** illustrerer det aggregerte tilbudet i markedet. Det er kan produseres opp til  $Q_{max}$ , som er den aggregerte vindkraftkapasiteten i markedet. Subsidien fører til en prisreduksjon fra  $P_1$  til  $P_2$ , noe som vil føre til økt etterspørsel. Dermed øker det aggregerte tilbudet i markedet fra  $Q_1$  til  $Q_2$ .

Under antakelsen om fullkommen konkurranse i strømmarkedet, vil det aggregerte tilbudet i markedet følge den markedsgitte prisen. Dermed vil tilbudskurven til vindkraft i markedet være horisontal. Som vist ovenfor, vil en redusert pris på vindkraft føre til et økt tilbud. Dette gjør at tilgangen på vindkraft i markedet vil øke. Dermed vil det teoretiske rammeverket, justert for

elsertifikatordningen, gi samme prediksjon som ved en standard enhetssubsidie. Elsertifikater kan dermed gjøre det mer lønnsomt for kraftprodusenter å investere i fornybar energi, noe som vil føre til et økt aggregert tilbud av vindkraft i markedet.

Grunnet elsertifikatordningen utforming, vil trolig elsertifikatene i størst grad påvirke produsenters investeringsbeslutninger. På investeringspunktet, vil produsenter fokusere på mengden energi de vil få elsertifikater for, og ikke den faktiske strømmen de produserer (effekten). Hvis en produsent forventer at en vindturbin vil produsere ca. 7 GWh (7000 MWh) i året, vil de ha 7000 elsertifikater de kan selge. Utfra elsertifikatkvoten og forventet strømforbruk, kan de beregne en ekstra inntekt i tillegg til den inntekten de vil få ved å produsere og selge strøm alene. Elsertifikater vil følgelig vri insentivene i retning av energi, og ikke strøm. Som argumentert for i kapittel 3, er strøm et momentant gode ettersom selve produktet strøm varierer over tid og rom. Dermed blir ikke strømmens variabilitet tatt hensyn til i investeringsbeslutningen.

#### **4.5 Europeiske støtteordninger for fornybar kraftproduksjon**

Det finnes flere ulike støtteordninger i Europa for å fremme fornybar kraftproduksjon. De mest brukte av disse er Feed-in-tariffs (FIT) hvor man tilbyr langsiktige kontrakter til produsenter av fornybar energi, Feed-in-Premiums (FIP) hvor man gir en premium i tillegg til salgsprisen til produsenter av fornybar energi og elsertifikater (Banja, Jegard, Monforti & Dallemann, 2017, s. 12-13).

I EUs direktiv om å fremme bruk av fornybar energi fra 2001, står det at EUs medlemsland må sørge for at en støtteordning for fornybar energi kommer på plass. En av støtteordningene som blir trukket frem, er elsertifikatordninger (EU, 2001b, s. 1-5). EECs (European Energy Certificate System) er en standard utarbeidet av AIB (Association of Issuing Bodies) for å danne en regulert plattform for elsertifikater i EU. Ordningen ble introdusert i 2001 og det er for øyeblikket 16 medlemsland i ordningen.

EUs elsertifikatordning (EECS) innebærer at produsenter i medlemslandene av fornybar strøm mottar et elsertifikat per MWh med fornybar strøm de produserer. Disse sertifikatene blir så omsatt i det Europeiske sertifikatmarkedet, hvor strømleverandører kjøper disse sertifikatene på vegne av deres kunder. For at strømleverandører i medlemsland skal kunne kalle strømmen

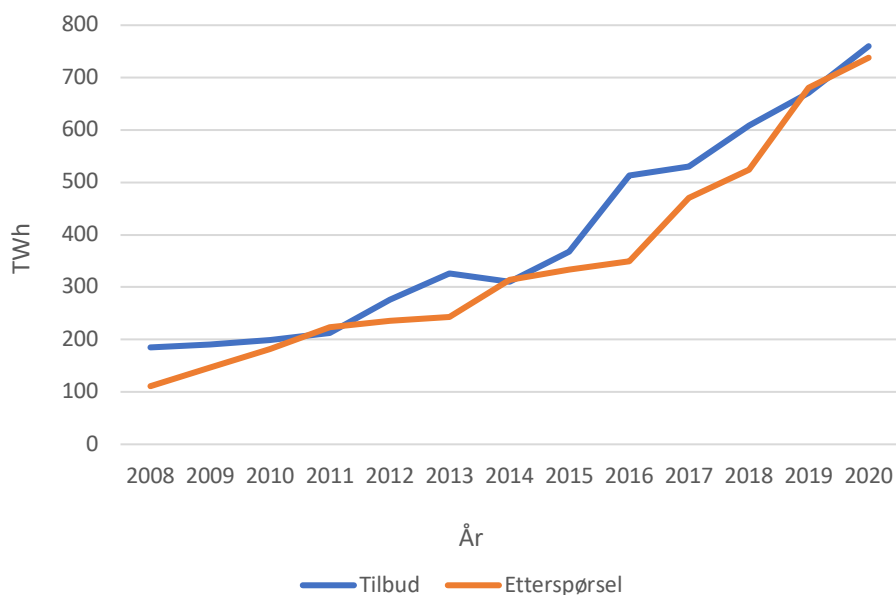
de selger for fornybar, er det obligatorisk å kjøpe disse sertifikatene. Forbrukere kan da være sikre på at strømleverandøren har kjøpt strøm fra en produsent av fornybar strøm. Siden strømmettet består av både fornybar og ikke-fornybar strøm, er det ikke er mulig å skille mellom hvilken kilde strømmen de konsumerer er fra. Det forbrukere imidlertid oppnår ved å kjøpe strøm med opprinnelsesgaranti, er at man er sikker på at strømleverandøren har kjøpt strøm fra en fornybar produsent. Dermed bidrar man til at den fornybare andelen strøm på strømmettet øker.

I motsetning til den norsk-svenske elsertifikatordningen, er det ikke pliktig for europeiske forbrukere å kjøpe strøm med opprinnelsesgarantier. Forbrukere kan selv velge å kjøpe strøm som er kjøpt fra fornybare eller ikke-fornybare produsenter. Etterspørselen etter opprinnelsesgarantier kommer da fra et ønske om å være mer klimavennlig (Oslo Economics, 2017, s. 11-15). Konsumenter har ulike preferanser, og dermed ulik betalingsvilje for fornybar energi enn andre aktører. Forskjellig grad av gjennomsiktighet fra strømleverandører, gjør imidlertid at kunder ikke alltid har full informasjon om den faktiske prisen på «attributtet» fornybar energi.

Figur 11 viser utviklingen i tilbud og etterspørsel etter opprinnelsesgarantier i EU mellom 2008 og 2020 (Lindberg, 2021). Figuren viser en tett sammenheng mellom tilbudet og etterspørsel av opprinnelsesgarantier. Ser vi på tilbudet av opprinnelsesgarantier i forhold til mengden fornybar strømproduksjon i EU, finner vi at en økende andel av den fornybare strømproduksjonen er dekket av opprinnelsesgarantier. I 2009 var andelen om lag 33,3, i 2015 var den 39,6 prosent og i 2019 var den utviklet seg til 67,6 prosent (Eurostat, 2021b).



**Figur 11: Tilbud og etterspørsel etter opprinnelsesgarantier i EU (2008-2020)**



**Figur 11** viser det aggregerte tilbudet og etterspørselen etter opprinnelsesgarantier i EU i perioden 2008-2020. Mengden er målt i TWh. Opprinnelsesgarantier gis per MWh som produseres, slik at Y-aksen viser antall opprinnelsesgarantier utsted dividert med 1000. Kilde: Lindberg, T. (2021). A paradigm shift in the making for renewable energy demand? Hentet fra <https://www.ecohz.com/press-releases/the-european-market-for-renewable-energy-a-paradigm-shift-in-the-demand>

Både private husholdninger og kommersielle aktører kan ha sterke incentiver til å kjøpe strøm med opprinnelsesgarantier ettersom det kan gi sterke signaleffekter. Bedrifter kan redusere deres egne utslipp og dermed møte bærekraftmål, de kan vise kunder, investorer og andre finansielle partnere at de tar klimaansvar eller de kan bli tilbydere til andre bedrifter med sterke klimamålsetninger. Bedrifter kan derfor ha sterke incentiver til å dokumentere at de kjøper fornybar strøm grunnet deres omdømme (Andrews, u.å.).

I sluttmarkedet, mottar ofte forbrukere opprinnelsesgarantiene som en del av den totale strømprisen, noe som betyr at prisen på en opprinnelsesgaranti ikke er oppgitt eksplisitt. I mange tilfeller er opprinnelsesgarantiene bakt inn i prisen på strømvartalen til konsumentene. Dermed vil strømprisen med opprinnelsesgarantier naturlig være høyere enn strømprisen uten slike garantier som en del av prisen. Dette prispåslaget er dog ikke stort, og i 2017 lå prisen for et opprinnelsesgaranti mellom 1 til 3 øre/kWh (EUR/NOK = 0,989) (Oslo Economics, 2017, s. 11-15). Dette vil dermed utgjøre svært lite per kWh for sluttforbruker. Dersom vi antar at

gjennomsnittlig årlig strømforbruk for en husholdning i EU er mellom 2500 kWh og 5000 kWh (Energifaktanorge, 2021), og vi antar en pris mellom 1 øre og 3 øre per kWh, vil dette kun utgjøre mellom 25 kr og 150 kr i ekstra strømutgifter i året.

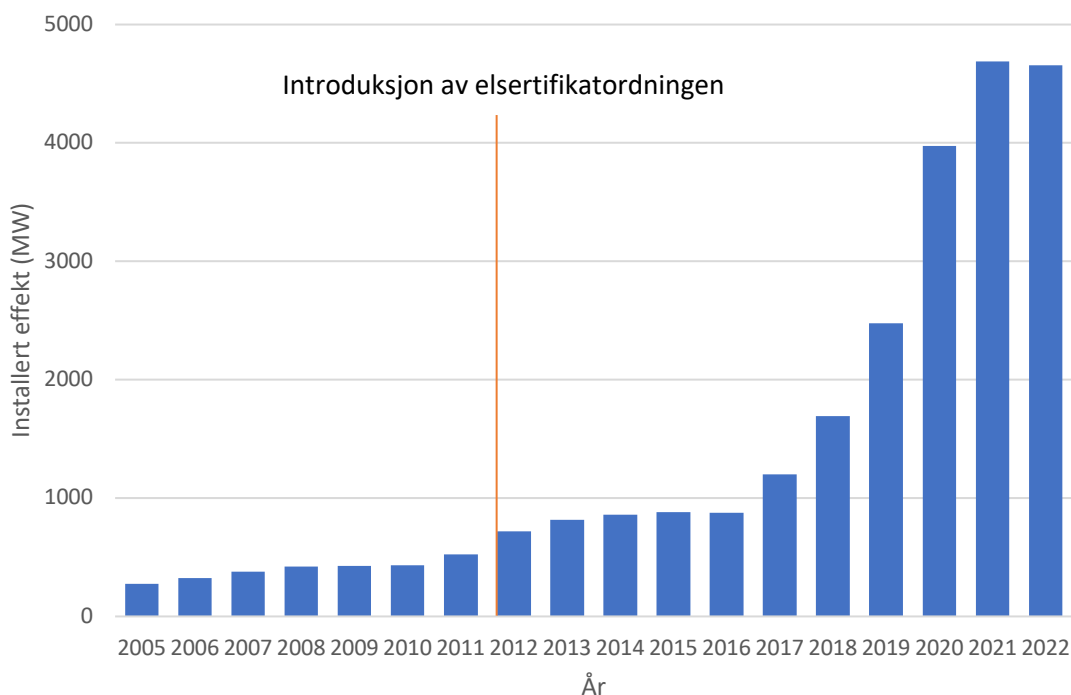
Det er dermed mange likhetstrekk med den norsk-svenske ordningen, hvor hovedforskjellen er hvorvidt systemet er obligatorisk eller frivillig. I tillegg er det verdt å nevne at EECS kun en av flere støtteordninger for fornybar energi i EU. Dermed er det naturlig om den direkte effekten ordningen har på utbyggingen av fornybar kraft er noe mindre enn i Norge.

## 5 Utvikling under elsertifikatorordningen

### 5.1 Utbygging

Siden introduksjonen av elsertifikatorordningen, har man sett en stor endring i landskapet til fornybare kraftprodusenter. Et av hovedmålene ved elsertifikatorordningen har vært å øke andelen fornybar strømproduksjon, og det er tydelig at investeringer i ny kraftproduksjon har økt etter elsertifikatorordningens introduksjon. Dette illustreres i figur 12, hvor man kan se hvordan den installerte effektkapasiteten har utviklet seg i Norge fra før og etter introduksjonen av elsertifikatorordningen. Figur 12 ser vi den samlede totale installerte vindkraftkapasiteten fra 2005 til og med 2022 (NVE, 2022c).

**Figur 12: Utvikling av installert vindkraftkapasitet i Norge (2005-2022)**



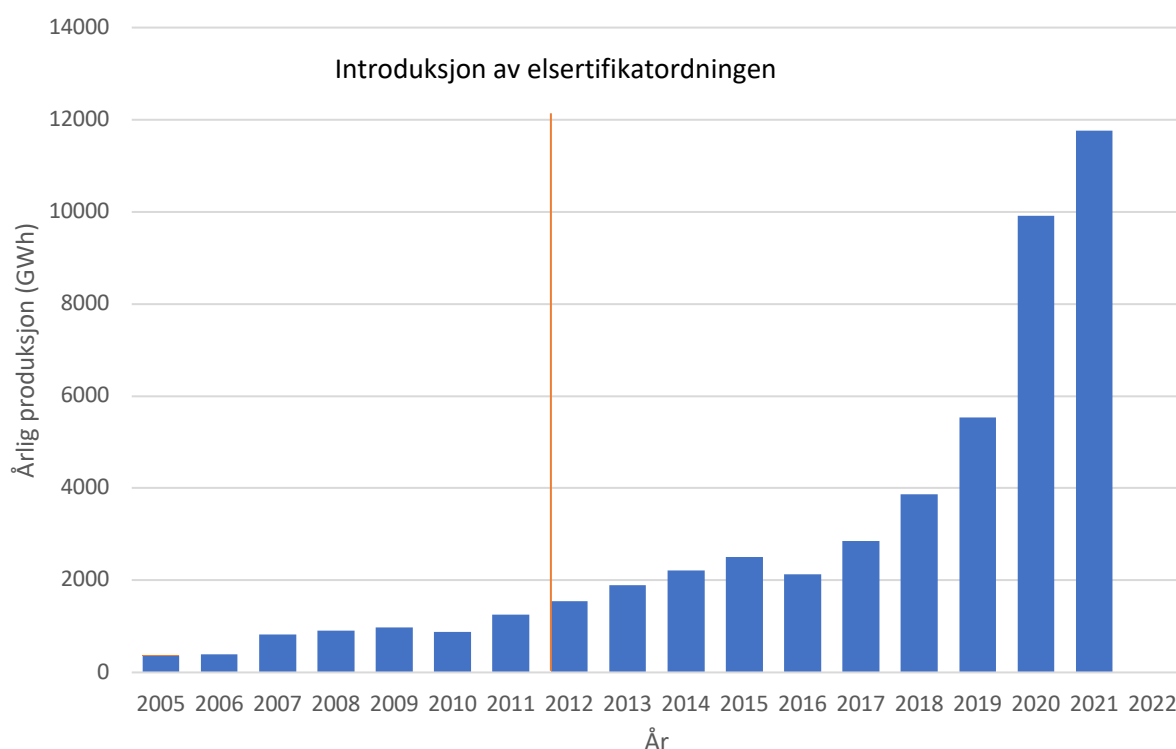
**Figur 12** viser utviklingen av installert vindkraftkapasitet i Norge mellom 2005 og 2022. Installert effekt er målt i MW. Den lodrette linjen illustrerer introduksjonen av elsertifikatorordningen. Data hentet fra SSB. 08307: Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950 – 2020. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>.

Vi kan se at før elsertifikatorordningen kom på plass i 2012, var det også en økning i den installerte vindkraftkapasiteten i Norge. I 2005 var det totalt 273,15 MW med installert

vindkraftkapasitet, mens i 2011 var det 522,3 MW med installert effekt. Dermed økte den installerte vindkraftkapasiteten med rett under 250 MW i løpet av denne perioden. Vi kan imidlertid se at den installerte kapasiteten økte kraftig etter 2012. I 2012 var elsertifikatordningen på plass, og i løpet av 2012 var den totale installerte kapasiteten 717,1 MW, noe som er en økning på 194,8 MW fra året før. Dette er en betydelig årlig økning i den installerte kapasiteten ettersom den gjennomsnittlige årlige økningen i installert kapasitet var på 48,8 MW. Fra og med 2012 kan vi observere en nesten eksponentiell økning i den installerte vindkraftkapasiteten, hvor det per april 2022 er en total installert vindkraftkapasitet på 4 654,78 MW (NVE, 2022c).

Ved å se på utviklingen i strømproduksjonen til godkjente elsertifikatberettigede produsenter, kan vi se at det har vært en kraftig økning i den produserte mengden fornybar strøm samlet sett for Norge og Sverige. Figur 13 viser hvordan årlig strømproduksjon har utviklet seg hvert år siden 2005 (NVE, 2022c).

**Figur 13: Utvikling av årlig vindkraftproduksjon i Norge (2005-2021)**



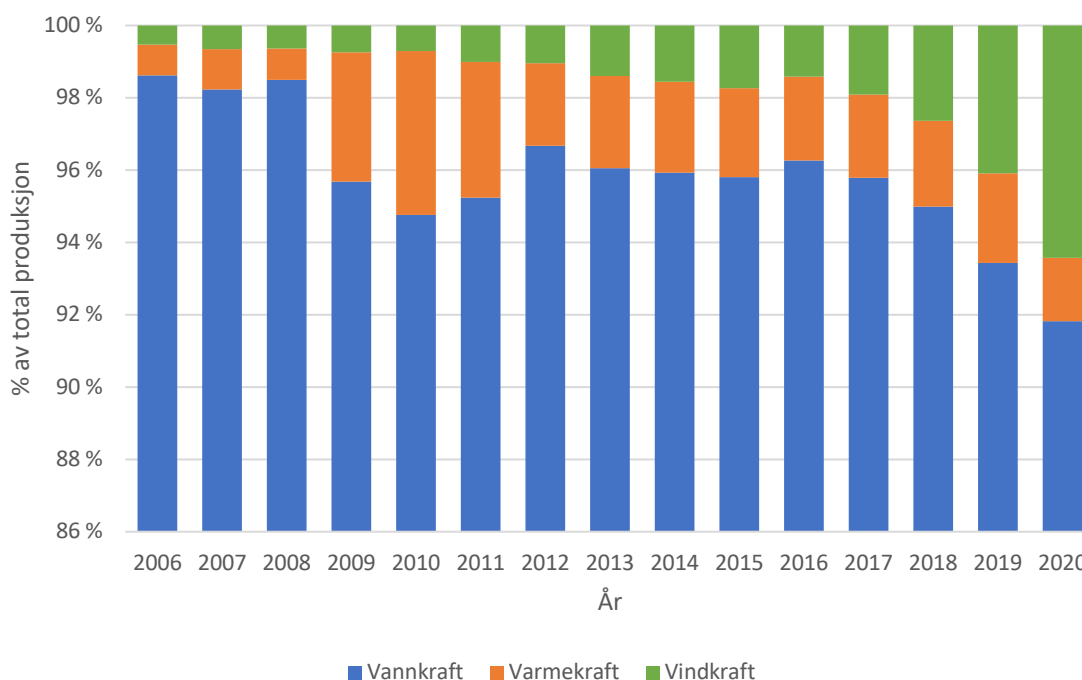
**Figur 13** viser utvikling i årlig vindkraftproduksjon i perioden 2005-2021. Mengden er målt i GWh. Den lodrette linjen illustrerer introduksjonen av elsertifikatordningen. Data hentet fra SSB. 08307: Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950 – 2020. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>.

Figur 13 viser at utviklingen i årlig produksjon ser relativt lik ut som utviklingen i installert vindkraftkapasitet. Fra og med 2005 til 2012 var den en jevn økning i årlig produksjon, noe som sammenfaller med den jevne økningen i installert kapasitet i samme periode. I 2012 var den samlede fornybare strømproduksjonen 3,2 TWh, og utviklet seg til 49,3 TWh i 2021 (NVE, 2021). Fra og med 2011-2012 begynte produksjonen å øke med større volum enn tidligere. Fra 2005 til 2011, var den gjennomsnittlige årlige økning i produksjon på 126 GWh, mens fra 2012 til 2019 var den gjennomsnittlige årlige økningen i produksjon på nærmere 569 GWh (NVE, 2022c). Mengden fornybar strømproduksjon har ikke bare økt, men overgått det opprinnelige samlede målet på 28,4 TWh for Norge og Sverige. Grunnet dette, har også beholdningen med elsertifikater i NECS økt betydelig.

## 5.2 Endring i produksjonsmiks

For å undersøke hvordan den økte vindkraftkapasiteten har utviklet seg i forhold til andre produksjonsmetoder for strøm, kan en se på hvordan produksjonsmiksen har endret seg. Dette er altså om andelen av total strømproduksjon som er vindkraft. Figur 14 viser utviklingen i produksjonsmiks fra 2006 og til 2020 (SSB, 2022a).

**Figur 14: Utvikling i produksjonsmiks i Norge (2006-2020)**



**Figur 14** viser utviklingen i produksjonsmiks i Norge i årsperioden 2006-2020. Y-aksen viser prosentandel av årlig total kraftproduksjon. Data hentet fra SSB. 08307: Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950 – 2020. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>.

Figur 14 viser at selv om vannkraft fremdeles er den dominerende produksjonsmetoden i Norge, blir vindkraft en stadig større andel av den totale produksjonsmiksen. Utviklingen av vindkraftproduksjon relativt til både varme- og vannkraft fra og med 2012 tilsier at det er vindkraft som har hatt den største utbyggingen etter introduksjonen av elsertifikatordningen.

### 5.3 Prisutvikling

Samtidig som at det har vært en kraftig utbygging og økning i produksjonsvolum av fornybar kraftproduksjon, har den gjennomsnittlige månedlige spotprisen på elsertifikater falt betydelig siden introduksjonen av ordningen. Da ordningen ble introdusert i 2012, lå prisen per elsertifikat (per MWh) nærmere 200 nok (per september 2012). Dette ville ha utgjort om lag 2 øre/kWh. Per september 2021, tilsvarte imidlertid prisen per sertifikat kun 1,6 nok (per september 2021). Dette vil kun utgjøre et prispåslag på 0,16 øre/kWh for en forbruker. Foruten et kortvarig positivt prissjokk i 2018, har elsertifikatprisen altså hatt en jevn nedgang fra 2012 til 2021 (NVE, 2021), noe som fører til at elsertifikater stadig utgjør en mindre andel av strømregningen til forbrukere. Dette sammenfaller med NVEs kvotekurve som sier at en stadig mindre andel av elsertifikatpliktig strøm skal være dekket av elsertifikater. Med andre ord blir etterspørselen etter elsertifikater mindre for hvert år. I tillegg vil tilbudet av elsertifikater avhenge av mengden elsertifikatberettiget fornybar kraftproduksjon. Etersom mengden fornybar kraftproduksjon har økt kraftig siden introduksjonen av elsertifikater, vil dette også føre til at flere elsertifikater utstedes. Når det er mange elsertifikater i omløp grunnet mye produksjon, vil følgelig prisen på elsertifikater i markedet reduseres. I 2021 ble det utstedt til sammen 52,7 millioner elsertifikater til produsenter til fornybar kraft. Dermed økte beholdningen elsertifikater med 12,5 millioner i 2021. Av denne grunn, er en redusert elsertifikatpris å forvente.

Figur 15 illustrerer den gjennomsnittlige månedlige spotprisutviklingen for elsertifikater i perioden 2012-2021. Siden kostnadene av elsertifikatene i hovedsak veltes over på kunder, er det nærliggende å tro at elsertifikatprisen vil kunne påvirke strømprisen i stor grad.

**Figur 15: Spotprisutvikling for elsertifikater (2012 -2021)**

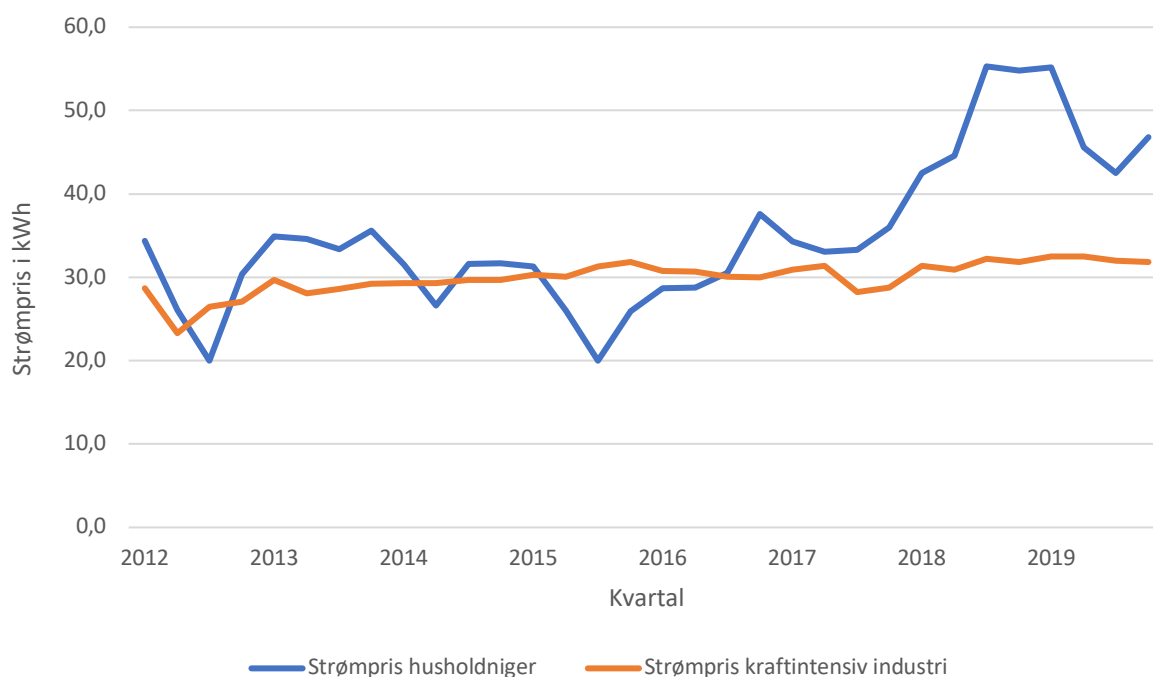


**Figur 15** viser den gjennomsnittlige spotprisutviklingen per elsertifikat i perioden 2012-2021. Hentet fra NVE. (2021). Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 3 2021. Norges Vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra [https://www.nve.no/media/13115/3kv2021\\_kvartalsrapport-for-elsertifikatorordningen.pdf](https://www.nve.no/media/13115/3kv2021_kvartalsrapport-for-elsertifikatorordningen.pdf)

Figur 16 viser strømprisutviklingen for husholdninger og kraftintensiv industri i Norge i perioden 2012 til 2019. Ettersom det gjøres unntak fra elsertifikatorordningen for kraftintensiv industri, kan forskjeller i strømprisutviklingen til kraftintensiv industri med husholdninger potensielt si noe om hvordan elsertifikater har påvirket strømprisen. Strømprisutviklingen i de to sektorene illustreres i figur 16 (SSB, 2022b). Grunnet svært store variasjoner i strømprisen i 2020 og 2021, er ikke disse med i figuren.



**Figur 16: Strømprisutvikling for husholdninger og kraftintensiv industri i Norge (2012-2020)**



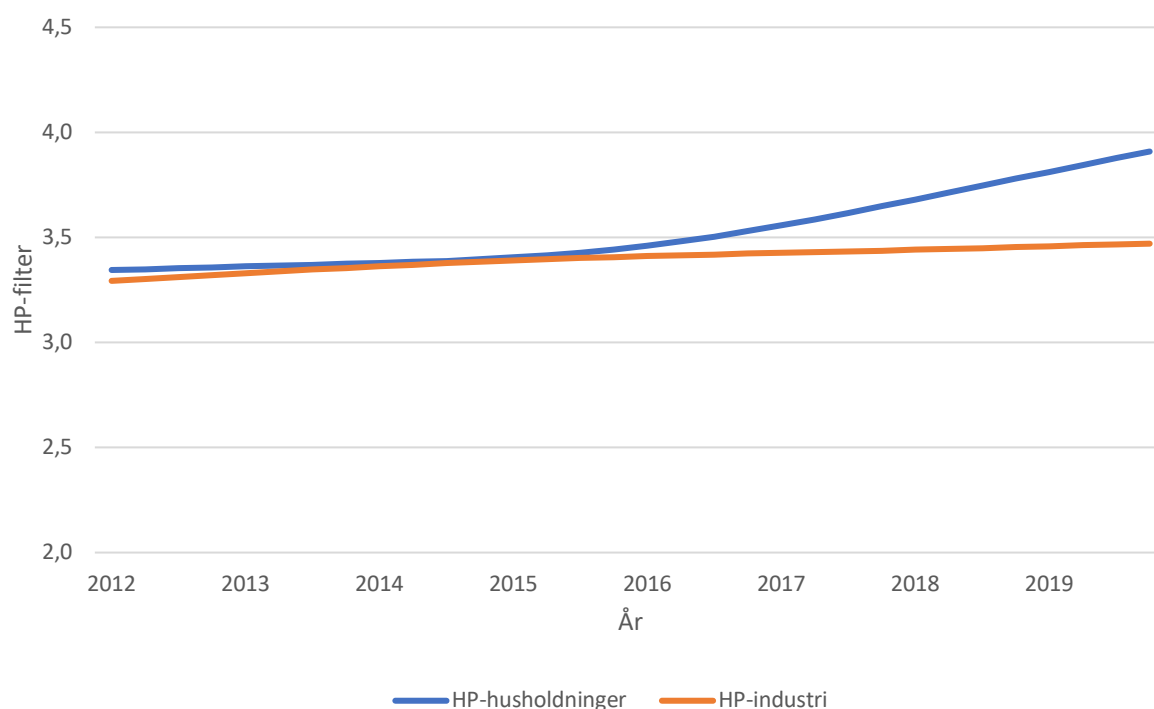
**Figur 16** viser utviklingen i strømpriser per kWh for husholdninger og kraftintensiv industri i perioden 2012-2020. Blå linje illustrerer utviklingen for husholdninger. Oransje linje illustrerer utviklingen for kraftintensiv industri. Data hentet fra SSB 09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter statistikkvariabel, kvartal og kontraktstype. I SSB (Red.). Statistisk Sentralbyrå. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/tableViewLayout1/>

Figur 16 viser at strømprisen for husholdninger har vært vesentlig mer volatil enn strømprisen for kraftindustri. Selv om spotprisutviklingen til elsertifikater har falt betydelig siden 2012, har strømprisen for husholdninger økt siden 2012. Som vist ovenfor, predikerer det teoretiske rammeverket justert for elsertifikater at strømprisen vil reduseres. Dermed er det trolig andre faktorer enn den direkte elsertifikatprisen som har ført til den observerte økningen i strømprisen. Strømprisen hadde imidlertid en topp mellom 2018 og 2019. Dette skjedde samtidig som det var et stort prishopp i spotprisen for elsertifikater. Hvorvidt dette er et direkte resultat av elsertifikatordningen, er dog usikkert.

For å illustrere utviklingen i strømpriser, har jeg i figur 17 benyttet et Hodrick-Prescott-filter for å sammenlikne trenden i strømprisutvikling mellom husholdninger og kraftintensiv industri. Ved å glatte ut prisen, ser vi at husholdningers strømpris har en brattere trend enn kraftintensiv

industri. Dette er som nevnt interessant ettersom kraftintensiv industri er unntatt fra elsertifikatordningen. Dermed trenger ikke industri å dekke strømforbruket sitt med elsertifikater. De observerte forskjellene trenger imidlertid ikke å komme fra elsertifikater. Det kan for eksempel være avgiftsforskjeller eller ulike skattesatser som kan være med å påvirke strømprisene ulikt i de to sektorene.

**Figur 17: Pristrend for husholdninger og kraftintensiv industri**



Ved bruk av HP-filter, viser **figur 17** forskjellen i trendutviklingen i strømpriser for husholdninger og kraftintensiv industri. Blå linje viser trenden til husholdninger, oransje linje viser trenden til kraftintensiv industri. Data hentet fra SSB 09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter statistikkvariabel, kvartal og kontraktstype. I SSB (Red.). Statistisk Sentralbyrå. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/tableViewLayout1/>

## 6 Kostnader ved vindkraft

Vindkraft innebærer store kostnader, både i form av investeringer og kostnader forbundet med driften av vindturbiner. Disse kostnadene kan potensielt bli veltet over på konsumenter. Siden elsertifikatorordningen er utformet for å gi kraftprodusenter insentiver til å bygge ut fornybar kraft og det har vært en stor kapasitetsøkning i vindkraft siden år 2000, er det hensiktsmessig å se på kostnadene forbundet med utbygging av vindkraft.

### 6.1 Investeringskostnader

En betydelig andel av kostnadene assosiert med utbygging av vindkraft, er investeringskostnader. En slik type investeringskostnad, er den direkte kostnaden av å kjøpe en vindturbin. Etter hvert som teknologien har blitt mer og mer tilgjengelig, har kostnadene forbundet med innkjøp av vindturbiner også blitt redusert. Disse er imidlertid fremdeles betydelige. En vindturbin kan typisk koste 12,5 millioner NOK per MW (USD/NOK = 9,63) (Blewett, 2021). Dersom vi går ut ifra antakelsen om at en gjennomsnittlig vindturbin har en installert kapasitet på 2-3 MW, vil dermed kostnaden for en vindturbin være mellom 25 millioner NOK og 37,5 millioner NOK.

I tillegg til den direkte kostnaden av å kjøpe vindturbiner, er det mange andre kostnader forbundet med etableringsfasen av et vindkraftanlegg. Stedsanalyser, tilrettelegging for utbygging, transformatorer, måleutstyr samt administrative utgifter kan også utgjøre store kostnader. Det vil imidlertid kunne være kraftige stordriftsfordeler assosiert med disse kostnadene, slik at enhetskostnadene reduseres med kraftanleggets størrelse.

Vi må imidlertid se på disse kostnadene med hensyn på en vindturbinens forventede levetid. For å gjøre dette, bruker vi noe som heter LCOE. Dette står for «Levelised cost of energy», og er et mål på de totale kostnadene for et kraftverk delt på all produksjon gjennom kraftverkets levetid. En beregner som regel levetiden til en vindturbin til 25 år. I følge tall fra NVE, har landbasert vindkraft en LCOE ved investering på ca. 20 øre/kWh, bunnfast havvind har LCOE ved investering på 49 øre/kWh mens flytende havvind er på 84 øre/kWh (NVE, 2019).

## 6.2 Driftskostnader

Selv om de største kostnadene ved vindkraft er forbundet med utbygging, er det også vesentlige kostnader assosiert med driften av vindkraftanlegg. Siden vindkraft er en fornybar energikilde, og ikke behøver noen form for drivstoff eller brensel, er driftskostnadene i hovedsak forbundet med vedlikeholds- og reparasjonsarbeid. NVE har laget estimater driftskostnadene til vindturbiner, men disse kan være usikre.

Også når en ser på kostnader ved selve driften, burde vi se på kostandene i sammenheng med levetiden til vindturbinen. Hvis vi ser på LCOE ved driften, ser vi at landbasert vindkraft har en LCOE ved drift på 10 øre/kWh, bunnfast havvind har en LCOE ved driften på 20 øre/kWh, mens flytende havvind har en LCOE ved driften på 32 kWh/øre. LCOE ved å holde vindkraft operativt er relativt høyt sammenliknet med andre kraftproduksjonsmetoder. Kun kjernekraft har en høyere LCOE ved driften enn landbasert vindkraft på 13 øre/kWh dersom vi ser bort fra kostnader forbundet med brensel (NVE, 2019). Mye av dette er grunnet vedlikeholdskostnader. Å holde vindturbiner i drift, krever vedlikehold og kontroll av elektronikk og mekaniske deler. Dette gjøres typisk ca. to ganger i året.

I tillegg til generelt vedlikeholdsarbeid, er det også en del reparasjonsarbeid forbundet med vindturbiner. Vindparker er ofte plassert steder hvor det er værhardt, slik at vindturbinene skal kunne produsere strøm mest mulig effektivt. En konsekvens av dette er imidlertid at en vindturbinene blir utsatt for stor belastning og slitasje. Elektriske komponenter, sensorer og hydraulikk er mer utsatt for feil enn mekaniske komponenter, men er også enklere å reparere. Feil på mekaniske komponenter som rotorblader, gir eller generatorer inntreffer sjeldnere, men innebærer mer komplekst reparasjonsarbeid, noe som gjerne resulterer i mer nedetid. Reparasjonskostnader består dermed av skadefrekvens, nedetid per reparasjon, komponentutskiftninger samt monteringskostnader (BWE, u.å.).

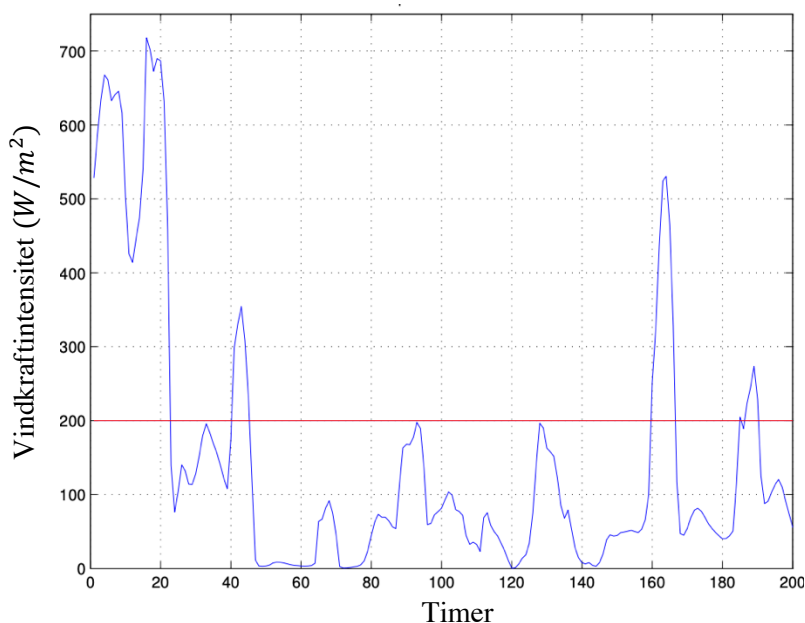
## 7 Installert strømkapasitet

For å undersøke hvordan vindkraft har utviklet seg relativt til andre produksjonsmetoder, kan det være interessant å se på utviklingen i den installerte strømkapasiteten i Norge og Europa de siste 20 årene. Installert kapasitet innebærer hvor mye et kraftanlegg maksimalt har kapasitet til å produsere (MW) på et gitt tidspunkt, mens total strømproduksjon er et mål for hvor mye strøm som er produsert over tid (MWh). Dette kan potensielt hjelpe oss i å forklare noen av de observasjonene vi ser som avviker fra det teoretiske rammeverkets prediksjoner. Dette kapitlet ser på ulike produksjonsmetoder for strøm og ser på installert kapasitet og samlet produksjon mellom ulike produksjonsmetoder i Norge og Europa.

### 7.1 Vindkraft

Vindkraft produserer strøm ved at en vindturbin omdanner bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Den vanligste typen vindturbiner har tre rotorbladene som er festet på en horisontal aksel. Vindenergien får rotorbladene til å dreie rundt, og denne omdreiningen omgjøres så i generatoren til elektrisk energi. Av denne grunn, er vindturbiner avhengig av gunstige vindforhold for å kunne produsere strøm. Siden det sjelden vil være en konstant og jevn vind, vil det dermed kunne være store variasjoner i mengden strøm et vindkraftanlegg produserer på ulike tidspunkter. Installert kapasitet og strøm produsert vil som regel ikke tilsvare hverandre ettersom kapasitetsfaktoren aldri vil tilsvare 100 prosent. Brukstiden (hvor mange timer av et år et kraftverk ville ha vært i drift med full effekt for å oppnå den faktiske årsproduksjonen) vil som regel alltid være lavere enn det totale tilgjengelige antallet timer i et år (NVE, 2022b).

**Figur 18: Vindkraftproduksjon og vindkraftintensitet**

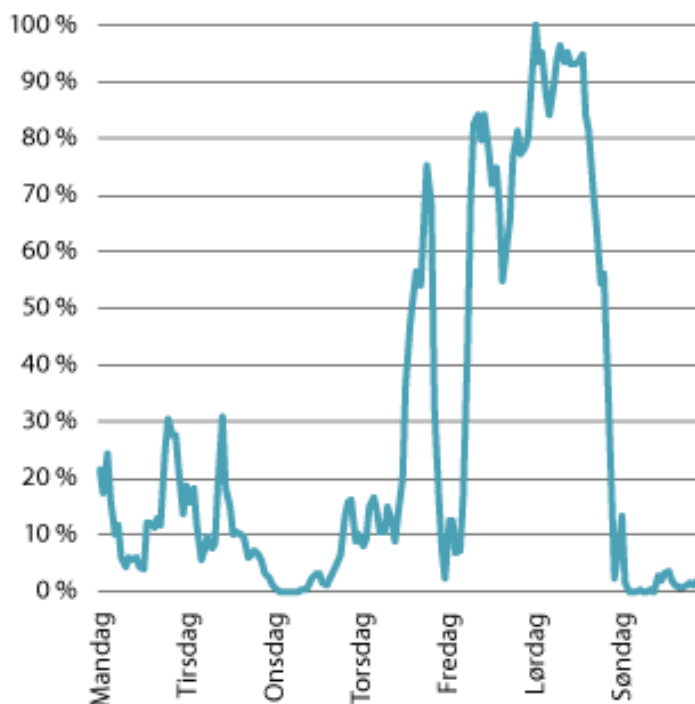


**Figur 18** viser sammenhengen mellom vindkraftintensitet og vindkraftproduksjon over et intervall på 200 vilkårlige timer i det sentrale USA. Den blå linjen viser hvordan vindkraftintensiteten varierer på tvers av de 200 timene. Den horisontale røde linjen viser den nedre grensen for vindkraftintensitet som må til for at en vindturbin skal produsere strøm. Kilde: Gunturu, U. B. & Schlosser, C. A. (2011). *Characterization of Wind Power Resource in the United States and its Intermittency*. MIT. Hentet fra [https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/70557/MITJPSPGC\\_Rpt209.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/70557/MITJPSPGC_Rpt209.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

I 2011 gjennomførte Gunturu og Schlosser ved MIT en studie hvor de undersøkte vindkraftintensiteten ( $\frac{W}{m^2}$ ) ved et «grid-point» i det sentrale USA. Vindkraftintensiteten ble så observert over en tidshorisont 200 sammenhengende timer (ca. 8 døgn). I figur 18 ser vi hvordan vindkraftintensiteten fluktuerte over de 200 timene. Når vindkraftintensiteten er under den røde, vannrette linjen (vindkraftintensitet  $< 200 W/m^2$ ), kan det ikke produseres strøm. Dette er fordi vindenergien ikke er sterk nok til at den kan utnyttes av turbinen. Med andre ord er den røde vannrette linjen den nedre grensen for vindkraftintensitet som må til for å kunne produsere strøm (Gunturu & Schlosser, 2011, s. 9-10). En kan se at grunnet store fluktuasjoner i vindkraftintensiteten, vil det kunne være store variasjoner i produksjonen.

Figur 19 viser hvordan produksjonen av strøm kan variere over enkelttimer og døgn ved å vise produksjonen per time over en vilkårlig uke i 2019 (Olje- og energidepartementet, 2020, s. 46-50). Som vist tidligere, samsvarer ikke produksjonskurven til vindkraft med forbruket når vi ser på timer og døgn.

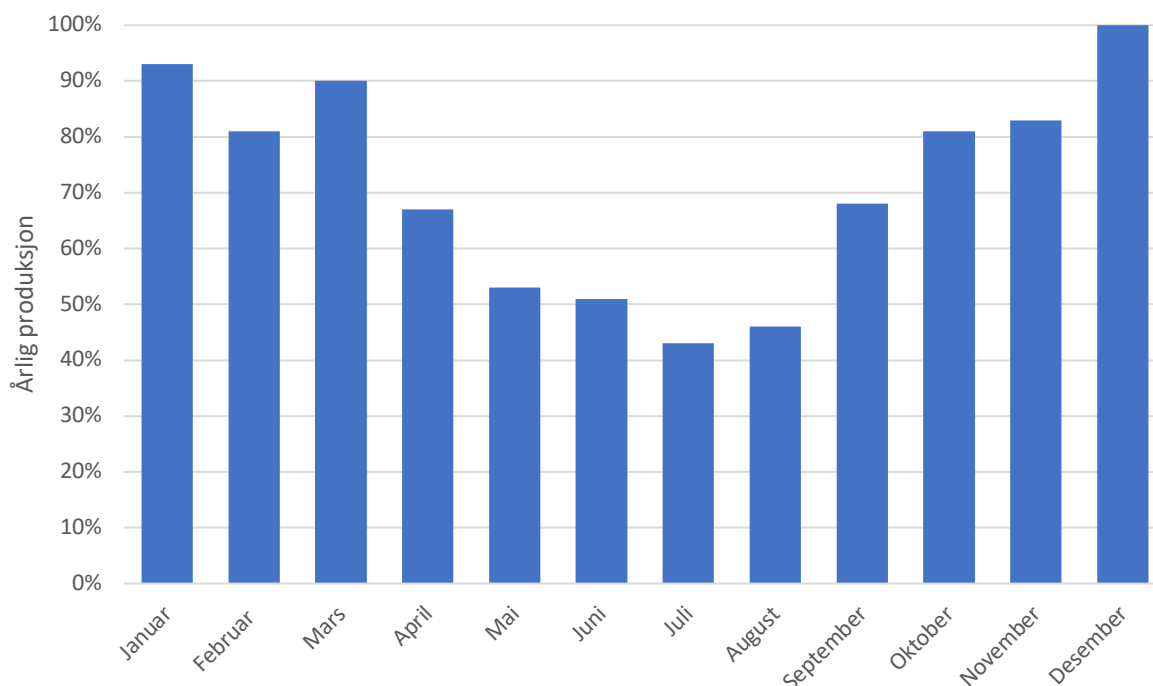
**Figur 19: Vindkraftproduksjon i løpet av en vilkårlig uke**



Figur 19 illustrerer variasjonen i vindkraftproduksjon i løpet av en vilkårlig uke i forhold til tidspunktet med høyest produksjon (lørdag = 100 prosent). Kilde: «Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen» (Meld. St. 28 (2019-2020)). Regjeringen.no: Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>

Typisk blåser det mer i Norge om vinteren enn på sommeren, og dette gjenspeiles i mengde vindkraftproduksjon mellom måneder. Figur 20 viser hvordan vindkraftproduksjonen varierer mellom måneder over et helt år. Dette samsvarer i større grad med hvordan strømforbruket varierer i løpet av året (Olje- og energidepartementet, 2020, s. 46-50).

**Figur 20: Månedlig vindkraftproduksjon i løpet av året**



**Figur 20** viser månedlig vindkraftproduksjon i løpet av året i forhold til måneden med størst produksjon (desember = 100 prosent). Kilde: «Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen» (Meld. St. 28 (2019-2020)). Regjeringen.no: Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>

Som nevnt tidligere, har den samlede fornybare strømproduksjonen økt i Norge etter introduksjonen av elsertifikatordningen. Av den totale kraftproduksjonen i Norge, sto vindkraft for om lag 7,5 prosent av den samlede kraftproduksjonen i Norge i 2021. Dette tilsvarte 15,4 TWh i 2021. Samlet installert effektkapasitet var på 4 649 MW i 2021 (NVE, 2022b).

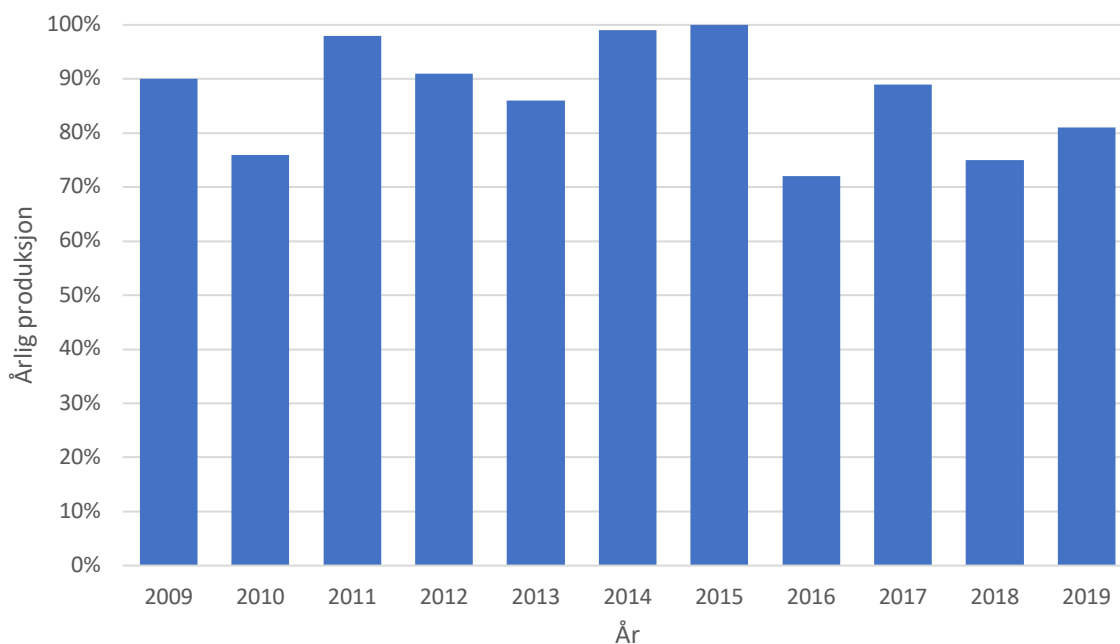
Grunnet vindkrafts avhengighet av gunstige værforhold, vil det naturlig være tidspunkter hvor vindkraftanlegg ikke vil kunne produsere strøm. Dersom vi ser på kapasitetsfaktoren, ser vi hvor mange brukstimer norske vindkraftanlegg hadde i 2021 i forhold til totalt antall timer tilgjengelig. I 2021 var brukstiden på 2875 timer. Dersom vi deler dette på 8760 (antall timer i et år), finner vi at kapasitetsfaktoren i Norge i 2021 var på 32,8 prosent. Med andre ord, produserte et vindkraftanlegg strøm om lag 33 prosent av den tilgjengelige tiden i 2021. Dette tallet sier imidlertid lite om den faktiske utnyttelsen av den totale installerte kapasiteten. Dette gjøres ved å dividere årlig faktisk produksjon med den teoretiske mulige produksjonen dersom



all kapasitet hadde vært utnyttet. Ettersom den totale installerte kapasiteten var på 4 649 MW og den totale produksjonen var på 15 400 000 MWh (15,4 TWh) i 2021, får vi regnestykket  $\frac{15400000 \text{ MWh}}{4649 \text{ MW} * 8760 \text{ timer}} = 0,378$ . Det vil si at i 2021 ble 37,8 prosent av den totale installerte kapasiteten utnyttet.

Brukstiden er tett knyttet til værforholdene. Dersom det er år med mye vind, vil følgelig bruksgraden være høyere enn den vil være et år med lite vind. Figur 21 viser årlig produksjon relativt til 2015. 2015 var et år med svært mye vind, og dermed gunstige forhold for vindkraftproduksjon. Figur 21 viser hvordan vindkraftproduksjon vil kunne variere mellom år.

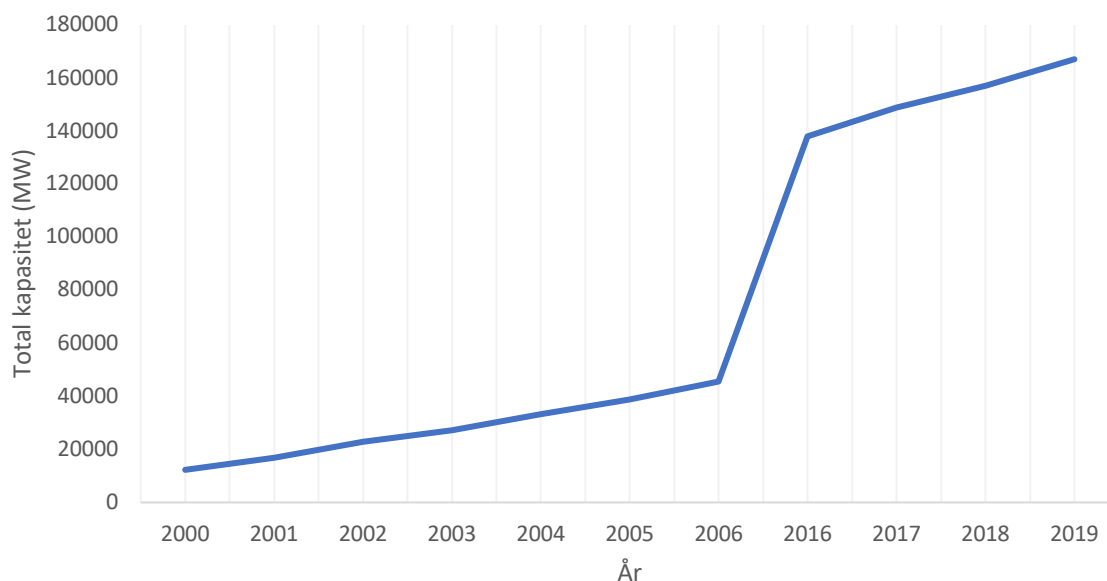
**Figur 21: Årlig produksjon i Norge i forhold til året med høyest produksjon**



**Figur 21** viser årlig vindkraftproduksjon i perioden 2009-2019 i forhold til året med størst produksjon (2015 = 100 prosent). Kilde: «Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen» (Meld. St. 28 (2019-2020)). Regjeringen.no: Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>

Også i Europa har det vært en stor ekspansjon i utbygging av vindkraft de siste 10 årene. Bare i 2021 ble det installert 17 400 MW med effektkapasitet i Europa. Dette er det meste av alle tidligere år. Dette betyr at det i 2021 var 236 GW (236 000 MW) med installert vindkraftkapasitet. I figur 22 kan vi se hvordan den totale vindkraftkapasiteten har utviklet seg fra år 2000 og til år 2019.

**Figur 22: Maksimal installert vindkraftkapasitet i EU (2000-2019)**



**Figur 22** viser utviklingen i installert vindkraftkapasitet i MW i EU i perioden 2000-2019. Data hentet fra Eurostat: «Electricity and heat statistics». Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_and\\_heat\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics)

Det har vært en jevn, men kraftig utbygging og økning i den totale vindkraftkapasiteten i Europa (Eurostat, 2021b). Selv om det er mange Europeiske land med installert vindkraftkapasitet, var 64 prosent av all av Europas installerte vindkraftkapasitet kun fordelt mellom fem land (Tyskland, Spania, Storbritannia, Frankrike og Sverige).

Totalt ble det produsert 437 TWh (437 000 000 MWh) med strøm fra europeiske vindkraftanlegg i 2021. Etersom den installerte kapasiteten i 2021 var på 236 000 MW, kan vi regne ut kapasitetsfaktoren. Dette kan gjøres ved å dividere faktisk årlig produksjon på maksimal produksjonskapasitet. Vi får da  $\frac{437000000}{236000 \cdot 8760} = 0,21$ . Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på om lag 21 prosent for 2021. Dette innebærer at europeiske vindkraftanlegg

kun produserte 21 prosent av sin maksimale kapasitet. Dette er om lag 15 prosentpoeng mindre enn kapasitetsfaktoren i Norge.

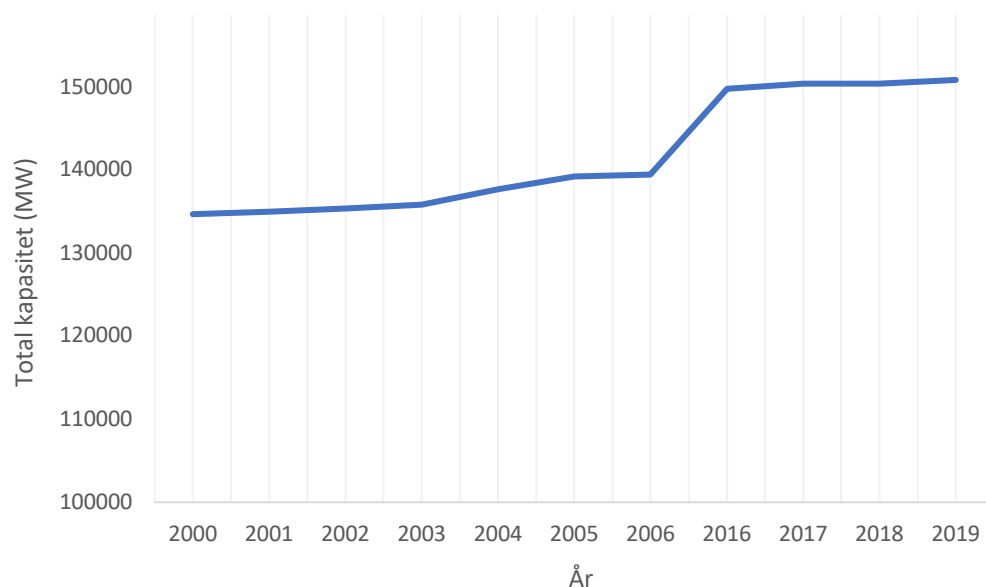
## 7.2 Vannkraft

Vannkraft utgjør den største delen av den norske produksjonsmiksen. Om lag 90 prosent av all strøm produsert i Norge kommer fra vannkraft. Ved vannkraftproduksjon, lagres det som regel vann i magasiner, som følgelig kan tappes og brukes til å produsere strøm for å svare til etterspørselen. Dersom etterspørselen er høy, kan man enkelt produsere strøm som svarer til dette. I følge EIA, kan de aller fleste vannkraftverk gå fra null produksjon til full produksjonseffekt på under 10 minutter (Comstock, 2020). Samtidig er vannkraft mindre sårbar for eksterne faktorer enn mange andre fornybare energikilder siden vann (potensiell energi) kan lagres i vannmagasiner. Dermed er vannkraft ved bruk av vannmagasiner både en stabil og en fleksibel produksjonsmetode for strøm. Det eksisterer også elvekraftverk hvor kraftproduksjonen foregår ved å utnytte energien til den naturlige og kontinuerlige gjennomstrømningen fra elver. Dette er imidlertid mindre utbredt enn kraftproduksjon ved bruk av vannmagasiner.

I 2021 ble det installert 378 MW med vannkraftkapasitet i Norge. Ved inngangen til 2022 er det en installert effekt på 33 403 MW med vannkraft.. Vannkraftsystemet hadde ved inngangen et normalproduksjonsår på 137,9 TWh. Dette innebærer en kapasitetsutnyttelse på 47,1 prosent ( $\frac{137\,900\,000\text{ MWh}}{33403\text{ MW}\cdot 8760} = 0,471$ ). En produksjon på 137,9 TWh, gjør Norge til den største produsenten av vannkraft i Europa. Dette omtales som midlere årlig produksjon og sier noe om den gjennomsnittlige årlige produksjonsevnen basert på en historisk referanseperiode på 30 år. Dette kan benyttes som et anslag for fremtidig forventet produksjon.

Vannkraft spiller også en sentral rolle ellers i Europa. Det har vært en jevn og kraftig utbygging, hvor 3032 MW med ny kapasitet kom på plass i løpet av året 2020. Ved inngangen til 2021 var det 254 GW med installert kapasitet. Figur 23 viser utviklingen av installert kapasitet av vannkraft i Europa fra år 2000 til 2019. Vi kan her se at det har vært en jevn økning i den installerte kapasiteten hvert år (Eurostat, 2021b).

**Figur 23: Maksimal installert vannkraftkapasitet i EU (2000-2019)**



**Figur 23** viser utviklingen i installert vannkraftkapasitet i MW i EU i perioden 2000-2019. Data hentet fra Eurostat: «Electricity and heat statistics». Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_and\\_heat\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics)

Det ble også i løpet av året 2020 produsert 676 000 MWh med strøm (IHA, 2021, s. 30-34). I 2019 utgjorde vannkraftproduksjon 12,2 prosent av netto strømproduksjon i EU (Eurostat, 2021c).

### **7.3 Fossil energi (olje, gass og kull)**

Fossil energi er en av verdens viktigste kilder til strøm. Ifølge tall fra IEA, sto fossile energikilder for om lag 63,3 prosent av all strømproduksjon i verden i 2019 (36,7 prosent fra kull, 23,5 prosent fra gass, 3,1 prosent fra olje) (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Selv om disse ikke er fornybare energikilder, benyttes disse energikildene i stor grad for å dekke en økende strømeterspørsel.

Strømproduksjon ved bruk av fossile kilder foregår ved forbrenning. Dette brukes så til å danne varme avgasser som driver gassturbiner for å generere strøm. Denne varmen kan også brukes til å danne damp, som dermed benytter dampturbiner til å generere strøm. Ved bruk av olje og gass er det ved moderne kraftverk ofte en kombinasjon av gass- og dampturbiner for økt effektivitet. Dette gjør strømproduksjonen lite avhengig av andre faktorer enn selve tilgangen

på olje, gass og kull. Dette gjør strømproduksjonen svært pålitelig. I tillegg er det en relativt fleksibel produksjonsmetode. Ifølge EIA, kan de fleste kraftverk som baserer seg på olje og gass for å produsere strøm, gå fra null til full produksjon på under 1 time. Dette gjør at man i relativt stor grad kan tilpasse strømproduksjonen for å svare til etterspørselen. Kullkraftverk er imidlertid vesentlig mindre fleksible ettersom slike kraftverk kun benytter dampturbiner for å produsere strøm. Derfor kan det ta over 12 timer for et kullkraftverk å gå fra null til full produksjon (Comstock, 2020).

Olje og gass har flere andre fordeler sett i lys av strømproduksjon. En av disse fordelene er at olje og gass er et relative enkle produkter å transportere. Strømproduksjonen kan dermed foregå der det er behov. På den måten slipper man å transportere ferdig strøm, noe som kan innebære vesentlige overføringskostnader.

Norge har en fornybarandel på om lag 98 prosent, noe som betyr at Norge i hovedsak kun produserer strøm fra fornybare kilder. Selv om Norge produserer store mengder med olje og gass, blir svært lite av dette brukt til strømproduksjon i Norge. Norges gode forutsetninger for fornybar strømproduksjon, gjør at Norges olje- og gassproduksjon i hovedsak går til eksport.

Kraftproduksjon ved bruk av gass er svært utbredt i Europa. I 2019 var den installerte kapasiteten til strømproduksjon ved forbrenning (olje, gass og kull) på 396 936 MW. Dette utgjorde 41,9 prosent av den totale installerte kapasiteten i EU (Eurostat, 2021b). Denne kapasiteten har holdt seg relativt stabil siden år 2000. I 2000 var den samlede totale kapasiteten 340 088 MW, mens i 2019 var den på 396 936 MW. Samtidig har EU innført planer for å fase ut kullkraftproduksjon grunnet store negative eksternaliteter forbundet med forbrenning av kull. Som følge av at EU helt siden 1990-tallet har beveget seg bort fra kull (Eurostat, 2021a), er det nærliggende å tro at utfasing av kullkraft sammen med økt utbygging i kraftproduksjon fra olje og gass har ført til at den maksimale kapasiteten blant fossile energikilder har holdt seg såpass stabil siden år 2000.

I 2019 ble det produsert om lag 599 539 GWh med strøm fra gass innad i EU. Dette utgjør om lag 20,6 prosent av den totale strømproduksjonen i EU i 2020 (Eurostat, 2021b). Strømproduksjon ved forbrenning av olje er noe mindre utbredt enn ved forbrenning av gass. I 2019 ble det om lag produsert 51 954 GWh med strøm ved olje som kilde. Dette utgjorde ca.

1,8 prosent av den totale strømproduksjonen i EU (Eurostat, 2021b). I 2019 ble det produsert 450 935 GWh med strøm fra kullkraft.

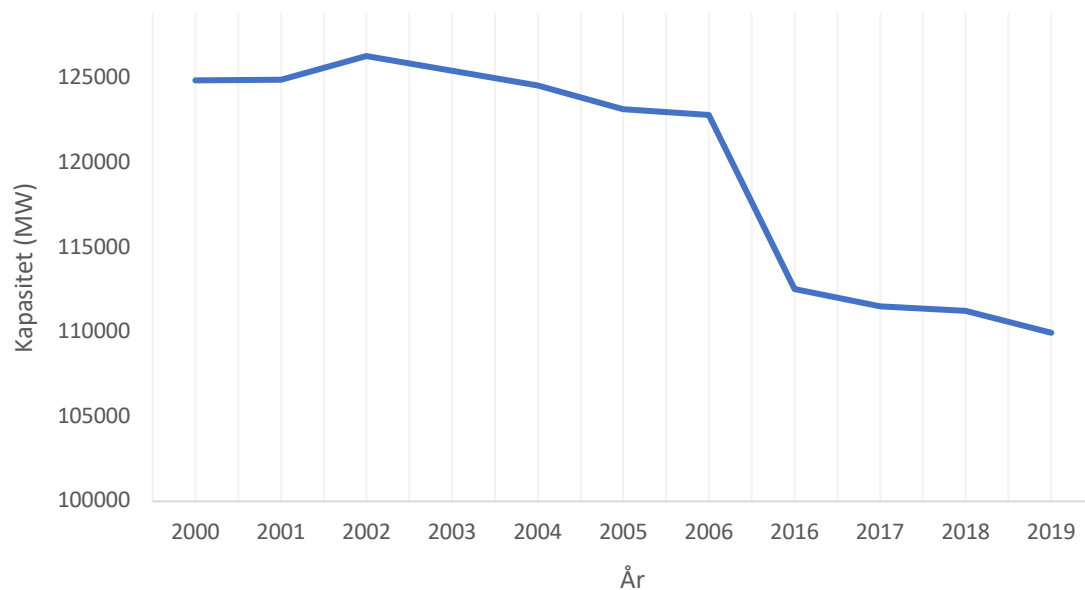
## **7.4 Kjernekraft**

Kjernekraft fungerer ved at å benytte kjernefysisk varme for å produsere strøm. Dette gjøres ved fusjon eller fisjon av kjernefysisk brensel i kjernefysiske reaktorer. Selv om kjernekraft involverer forbrenning, er det kun damp som slippes ut i atmosfæren. Dermed er det ingen direkte klimagassutslipp forbundet ved kjernefysisk strømproduksjon. Selv om behovet for utslippsfrie energikilder har økt, har det vært en reduksjon i denne typen strømproduksjon i flere år.

Kjernekraft er en pålitelig produksjonsmetode og kan produsere en jevn mengde med strøm over lang tid. Det er imidlertid begrensinger ved fleksibiliteten til kjernekraft. Det er i hovedsak to metoder som kan benyttes til å kontrollere hvor mye strøm reaktoren genererer. Den ene metoden for å kontrollere mengden strøm som blir produsert, ved å kontrollere mengden damp som går gjennom turbinen. Dette er fleksibelt og kan enkelt justeres for å svare til strømeterspørselen. Den andre metoden er å kontrollere den selve kjernefysiske reaksjonen i reaktoren. Dette er en mer komplisert prosess ettersom man må kontrollere det kjernefysiske drivstoffet. Selv om nye reaktorer har mer fleksibilitet, må alle reaktorer gjennom en oppstartsprosess som i nesten alle tilfeller trenger mer enn 12 timer for å operere med maksimal effekt (Comstock, 2020).

I 2019, var det 109 954 MW med installert kjernefysisk kapasitet i EU. Per 2019 ble det produsert 765 338 GWh med kjernefysisk strøm innad i EU. Ved å følge samme utregningsmetode for kapasitetsfaktor som tidligere, finner vi en kapasitetsfaktor for kjernekraft på 79,5 prosent. Dermed blir kapasiteten til kjernekraft utnyttet i større grad relativt til andre produksjonsmetodene for strøm. Kjernekraft utgjør om lag 26,4 prosent av den totale strømproduksjonen i EU. Dermed er kjernekraft en av de største energikildene i EU. Det har imidlertid vært en nedgang i den maksimale kapasiteten til kjernekraft i EU siden år 2000. Fra figur 24 ser vi hvordan den maksimale kapasiteten til kjernekraft har endret seg siden 2000 og til 2019.

**Figur 24: Maksimal installert kjernekraftkapasitet i EU (2000-2019)**



**Figur 24** viser utviklingen i installert vannkraftkapasitet i MW i EU i perioden 2000-2019. Data hentet fra Eurostat: «Electricity and heat statistics». Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_and\\_heat\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics)

Det har vært en gradvis utfasing av kjernekraft i EU siden 2000. Ifølge Eurostat, har det vært en 25 prosent reduksjon i kjernefysisk strømproduksjon siden 2006 i EU (Eurostat, 2021b). Ettersom kjernekraft er en stabil, forutsigbar og relativt fleksibel, samtidig som det er en stor andel av den totale produksjonsmiksen i Europa, kan utfasing av kjernekraft potensielt ha konsekvenser for det Europeiske strømmarkedet.

## 8 Vindkraft for å dekke etterspørselen etter strøm?

Som vist ovenfor, har det vært en svært stor økning i den installerte vindkraftkapasiteten i både Norge og EU siden år 2000. Derfor er det verdt å stille spørsmålet om hvorvidt vindkraft egner seg til å alene dekke strømmeterspørselen. For å undersøke dette, kan vi gjøre et tankeeksperiment. Slike tankeeksperiment kan være interessante for å se på hvor mye utbygging av vindkraft som trolig må til for å dekke etterspørselen etter strøm. Vi kan tenke oss et eksempel fra Norge. I 2020, var det totale nettoforbruket av strøm i Norge 126 422 GWh (SSB, 2022a). Samtidig var den totale produksjonen på 154 197 GWh, hvorav 9 911 GWh ble produsert med vindkraft. Dette utgjør en vindkraftandel på 6,42 prosent av den totale produksjon.

Ifølge NVE, produserte en vindturbin som ble satt i drift i 2012 ca. 7 GWh i året, mens en vindturbin som ble bygget i 2019 kunne forventes å produsere ca. 14 GWh i året. Ifølge «U.S. Wind Turbine Database», er den gjennomsnittlige kapasiteten til en vindturbin i USA per 2020 2,75 MW. Det er nærliggende å anta at teknologien er relativt lik i Norge. Ved antakelsen om at den gjennomsnittlige kapasiteten til en vindturbin er 2,75 MW, vil en vindturbin maksimalt være i stand til å produsere 24 090 MWh (ca. 24 GWh) i året ( $2,75 MW * 8760 \text{ timer}$ ). En vindturbin vil imidlertid ikke kunne produsere strøm jevnt hele tiden. Dette er som nevnt grunnet store variasjoner i vindkraftintensitet. Vi må derfor ta hensyn til kapasitetsfaktoren. I 2021, lå denne på 37,8 prosent i Norge. Med andre ord produserte vindturbiner i Norge i gjennomsnitt kun 37,8 prosent av vindturbinenes totale kapasitet. Dette betyr at vi kan forvente at en vindturbin i gjennomsnitt vil produsere om lag 9 106 MWh (9,1 GWh) med strøm i året.

Dersom vi dividerer totalt strømforbruk i året på en vindturbinns forventede årsproduksjon, får vi tallet 13 883, noe som tilsier at en det vil kreves 13 883 vindturbiner for å dekke Norges strømmeterspørsel. Vi kan imidlertid ikke trekke denne konklusjonen uten videre. Selv om en kan forvente at den samlede produksjonen til en vindturbin vil være på ca. 9,1 GWh i året, produserer som nevnt ikke vindturbin dette volumet jevnt. Dette betyr at det ikke alltid vil være en stabil tilgang på strøm på strømmettet. I tillegg vil etterspørselen etter strøm variere over døgnet og året. Dersom det for eksempel er en periode med svært kalde temperaturer, vil etterspørselen etter strøm være høy. I et slikt tilfelle er det nødvendig at produksjonen av strøm øker slik at man oppnår effektbalanse på strømmettet, men grunnet fraværet av fleksibilitet ved



vindkraft er ikke dette nødvendigvis mulig. Dersom økt etterspørsel sammenfaller med en vindfattig periode, vil ikke etterspørselen kunne dekkes av vindkraftproduksjonen. Siden det ikke eksisterer gode lagringsmuligheter for ferdigprodusert strøm, må produksjonen tilsvare etterspørselen for å oppnå effektbalanse i strømmettet.

Ettersom det er store fluktuasjoner og volatilitet i produksjonen av vindkraft og i etterspørselen etter strøm, måtte det potensielt ha vært satt i drift langt flere vindturbiner enn hva som hadde krevdes dersom det ikke var variasjoner i tilbudet og etterspørselen. I et tilfelle med lite vind og stor etterspørsel, måtte det ha eksistert svært mange vindturbiner hvor de akkumulert sett svarer til etterspørselen selv om hver enkelt vindturbin produserer med liten effekt.

Å kun ha et strømmnett basert på vindkraft kan derfor innebære store kostnader ettersom man må ha installert nok kapasitet for å kunne svare til etterspørselen på ethvert tidspunkt. Det kan derfor være problematisk at fleksible og stabile energikilder som fossil energi og kjernekraft gradvis fases ut til fordel for vindkraft.

## 9 Konklusjon

Det teoretiske rammeverket til subsidier er klart. Reduserte produksjonskostnader for produsenter, vil føre til økt tilbud og lavere pris. Ved å tilpasse det teoretiske rammeverket for å ta hensyn til elsertifikater og vindkraft, kan vi undersøke hvorvidt elsertifikatordningen passer det teoretiske rammeverket til subsidier. Etter å ha gjort dette, finner vi samme prediksjon som tidligere. Tilbudet av fornybar energi vil på lang sikt øke, og prisen på kraft vil reduseres.

Siden elsertifikatordningen ble introdusert i 2012, har både utbyggingen av fornybar energi og produksjonsmiksen endret seg. Målet om at elsertifikatordningen skulle bidra til å oppnå en samlet fornybar kraftproduksjon på 28,4 TWh ble forbigått allerede i 2019. Dermed har den samlede utbyggingen av fornybar strømproduksjon overgått det opprinnelige målet. Hvorvidt utbyggingen kan tilskrives elsertifikatordningen alene er usikkert, men det er nærliggende å tro at elsertifikater har spilt en viktig rolle i beslutningsgrunnlaget for investeringer i utbygging av fornybar kraftproduksjon. Dette har spesielt påvirket utbyggingen av vindkraft. EU har også innført flere støtteordninger for å gi insentiver til å bygge ut fornybar kraft. Ser vi på utviklingen av installert kapasitet fra fornybare energikilder, har det også her vært en kraftig utbygging i løpet av de siste 20 årene. Modellen for subsidier predikerer økt tilbud av den subsidierte varen, og ved å se på utviklingen i den totale installerte kapasiteten av fornybar kraftproduksjon, passer dette overens med det teoretiske rammeverket.

I tillegg til økt tilbud, predikerer det teoretiske rammeverket en redusert pris. Vi har imidlertid observert en økende strømpris de siste 10 årene, men det er lite som tyder på at dette er direkte tilknyttet elsertifikatordningen.

For det første kan det se ut som om elsertifikatprisen har hatt motsatt utvikling i forhold til strømprisen. Som følge av at mengden fornybar strømproduksjon har økt etter introduksjonen av elsertifikatordningen, har også mengden elsertifikater økt i markedet. Dette har bidratt til en svært lav elsertifikatpris, som gjør at kostnadene av elsertifikater vil utgjøre en liten andel av husholdningers strømutgifter.

I tillegg skiller strøm som produkt seg fra andre goder ved at det er et momentant gode. Mangel på lagringsmuligheter i tillegg til strømmnettets egenskaper, gjør at det må være en balanse

mellom produksjon og forbruk på ethvert tidspunkt. Derfor vil verdien av strøm variere over tid og rom.

Siden vindkraft er relativt enkelt å bygge ut og ikke krever spesielle naturgitte forutsetninger slik som for eksempel vannkraft (elver, oppdemming), har støtteordninger for utbygging av fornybar kraft i størst grad påvirket utbygging av vindkraft. Dette gjelder både i Norge gjennom elsertifikatorordningen og i EU gjennom ulike støtteordninger. Vindkraft har dermed blitt en større andel av den totale produksjonsmiksen av strøm. Dette kan ha flere konsekvenser for strømmettet. Etersom strøm er momentant, vil en økt produksjonsmiks av vindkraft kunne gjøre strømmettet mer sårbart for eksterne faktorer som for eksempel vær- eller temperaturendringer. Som følge av at vindkraft er en lite fleksibel form for strømproduksjon, sammen med at en stadig økende andel av produksjonsmiksen blir vindkraft, kan dette potensielt ha innvirkninger på strømprisen. Dersom det etterspørres mye strøm på tidspunkter med lite produksjon som følge av lite gunstige vindforhold, vil dette kunne drive strømprisen opp.

Grunnet egenskapene til vindkraftproduksjon, måtte det potensielt ha vært bygd ut svært store mengder med vindturbiner for å dekke etterspørselen etter strøm. Siden det er store kostnader forbundet med investeringer i vindkraft, vil dette potensielt bidra til en ytterligere økning i strømprisen.

I tillegg til utbygging av fornybar kraft, har det vært en jevn nedgang i installert kjernekraftkapasitet. Etersom produksjonen fra kjernekraft er både jevn og forutsigbar, kan en reduksjon i kjernekraft bidra til et mer volatilt og sårbart strømmett. Dette kan videre bidra til økte strømpriser dersom høy kraftetterspørsel sammenfaller med lav vindkraftproduksjon.

Elsertifikatorordningen tar som nevnt ikke hensyn til varierende verdi av strøm. Som følge av at elsertifikater blir utstedt etter den akkumulerte produksjonen i løpet av et intervall på en måned, vil den relative verdien av elsertifikater i forhold til strøm også variere. Dette ser imidlertid ikke ut til å ha store implikasjoner for modellens prediksjoner.

Det kan dermed være mange sammensatte grunner til at vi har observert en økt strømpris de siste årene. Selv om det har vært en økning i strømprisen som kan se ut til å sammenfalle med introduksjonen av elsertifikatorordningen, er det ikke gitt at det er noen form for kausalitet. Vi kan derfor ikke konkludere med at det teoretiske rammeverket ikke holder.

Selv om prisøkningen på strøm går imot modellens prediksjoner, er dette trolig grunnet andre faktorer enn selve elsertifikatordningen. Selv om modellens prediksjon om redusert pris ikke støttes av faktiske observasjoner, betyr ikke dette modellen justert for elsertifikater ikke holder. På samme tidspunkt har det totale tilbudet av fornybar kraft i markedet økt kraftig, noe som følger modellens prediksjoner. Ettersom det ikke lenger utstedes elsertifikater til nye kraftanlegg, og at en stadig mindre del av strømforbruket skal være dekket av elsertifikater, vil den direkte betydningen av elsertifikater trolig gradvis reduseres.

Det vil derfor være interessant følge den videre utviklingen av fornybar kraftutbygging i tillegg til strømprisen. Selv om det opprinnelige målet for utbygging av fornybar energi har blitt forbigått, vil det fremdeles være behov for ytterligere utbygging av fornybar kraft i Norge og Europa grunnet økt etterspørsel etter fornybar kraft som følge av elektrifisering og nedbygging av ikke-fornybare energikilder. Hvorvidt fraværet av en støtteordning som elsertifikatordningen vil har store innvirkninger på videre utbygging, vil dermed bli interessant å følge med på.

## Referanseliste

- Andrews, M. (u.å.). *Guarantees of Origin: Ensuring 100 percent renewable power in Europe*. Statkraft: Statkraft. Hentet fra <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/guarantees-of-origin-ensuring-100-per-cent-renewable-power-in-europe/>
- Banja, M., Jegard, M., Monforti, F. & Dallemand, J. F. (2017). *Renewables in the EU - an overview of support schemes and measures (JRC science for policy report)*. Publications Office of the European Union.
- Baumol, W. J. & Oates, W. E. (1988). *The theory of environmental policy* Cambridge University Press.
- Blewett, D. (2021). Wind Turbine Cost: How Much? Are They Worth It In 2022? Hentet fra <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/>
- BWE. (u.å.). Sicherer Betrieb durch Wartung und Instandhaltung. Hentet fra <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/betrieb/wartung-und-instandhaltung/>
- Bye, T., Olsen, O. J. & Skytte, K. (2002). *Grønne sertifikater - design og funksjon* (Rapporter 2002/11). SSB.no: Statistisk sentralbyrå. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/gronne-sertifikater-design-og-funksjon>
- Comstock, O. (2020). *About 25% of U.S. power plants can start up within an hour* (Annual Electric Generator Inventory). EIA: U.S. Energy Information Administration. Hentet fra <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45956>
- Elsertifikatloven. (2011a). Forskrift om elsertifikater (FOR-2011-12-16-1398). Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2011-12-16-1398>
- Elsertifikatloven. (2011b). Lov om elsertifikater (LOV-2011-06-24-39). Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39>
- Elsertifikatloven. (2015). Forskrift om endring i forskrift om elsertifikater (FOR-2015-12-17-1695). Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2015-12-17-1695>
- Energifaktanorge. (2021). *Energy Use by Sector*. Energifaktanorge: Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/>

- Ericson, T. & Halvorsen, B. (2008). *Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?* (Økonomiske analyser ). Statistisk sentralbyrå. Hentet fra [https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa\\_200806/ericson.pdf](https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf)
- EU. (2001a). *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. EUR-Lex: European Union. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX%3A32001L0077>
- EU. (2001b). *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. *Official Journal of the European Communities*, 44, 1-5. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32001L0077>
- Eurostat. (2021a). *Coal production and consumption statistics*. Eurostat: Eurostat. Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal\\_production\\_and\\_consumption\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Coal_production_and_consumption_statistics)
- Eurostat. (2021b). *Electricity and heat statistics*. Eurostat: Eurostat. Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_and\\_heat\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics)
- Eurostat. (2021c). *Electricity production, consumption and market overview*. Eurostat Eurostat. Hentet fra [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview)
- Gunturu, U. B. & Schlosser, C. A. (2011). *Characterization of Wind Power Resource in the United States and its Intermittency*. MIT. Hentet fra [https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/70557/MITJPSPGC\\_Rpt209.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/70557/MITJPSPGC_Rpt209.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Hirth, L., Ueckerdt, F. & Edenhofer, O. (2016). Why Wind Is Not Coal: On the Economics of Electricity Generation. *The Energy Journal*, 37(3), 1-27.
- IHA. (2021). *Hydropower status report*. hydropower.org: International hydropower association. Hentet fra <https://www.hydropower.org/publications/2021-hydropower-status-report>
- Kolstad, C. D. (2000). *Environmental Economics* Oxford University Press, Inc.

- Lie, Ø. (2012). De grønne sertifikatene er som gift for kraftmarkedet. *Teknisk Ukeblad*.  
Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/de-gronne-sertifikatene-er-som-gift-for-kraftmarkedet/244886>
- Lindberg, T. (2021). A paradigm shift in the making for renewable energy demand? Hentet fra <https://www.ecohz.com/press-releases/the-european-market-for-renewable-energy-a-paradigm-shift-in-the-demand>
- NordPool. (2022). Day-ahead volumes. I. NordPoolGroup. Hentet fra <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data/Dayahead/Volumes/NO/Hourly1/?view=chart>
- NVE. (2015, 10.01.2022). Elsertifikater. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/>
- NVE. (2019). Kostnader for kraftproduksjon. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2020a). Elsertifikatkvoter. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/statistikk-og-publikasjoner/elsertifikatkvoter/>
- NVE. (2020b). *Et norsk-svensk elsertifikatmarked - ÅRSRAPPORT FOR 2020*. Norges Vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2021). *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 3 2021*. Norges Vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra [https://www.nve.no/media/13115/3kv2021\\_kvartalsrapport-for-elsertifikatordningen.pdf](https://www.nve.no/media/13115/3kv2021_kvartalsrapport-for-elsertifikatordningen.pdf)
- NVE. (2022a). Annullering av 40,2 millioner elsertifikater. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/siste-nytt-om-elsertifikater/annullering-av-40-2-millioner-elsertifikater/>
- NVE. (2022b). Vindkraft. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/>
- NVE. (2022c). Vindkraft: Tall og fakta. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/tall-og-fakta/>
- Olje- og energidepartementet. (2002). *Om innlands bruk av naturgass (Meld. St. 9 (2002-2003))*. Regjeringen.no. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Stmeld-nr-9-2002-2003-/id196515/>
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet (Meld. St. nr. 14 (2011-2012))*.

- Olje- og energidepartementet. (2020). *Vindkraft på land - Endringer i konsesjonsbehandlingen (Meld. St. 28 (2019-2020))*. Regjeringen.no: Olje- og energidepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/>
- Oslo Economics. (2017). *Analysis of the trade in Guarantees of Origin*. Energi Norge: Oslo Economics. Hentet fra <https://osloeconomics.no/wp-content/uploads/2018/02/Analysis-of-the-trade-in-GOs.-Oslo-Economics.pdf>
- Ritchie, H., Roser, M. & Rosado, P. (2020). Electricity Mix. Hentet fra <https://ourworldindata.org/energy>
- SSB. (2022a). *08307: Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh) 1950 - 2020*. Statistisk sentralbyrå: Statistisk sentralbyrå. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>
- SSB. (2022b). 09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter statistikkvariabel, kvartal og kontraktstype. I SSB (Red.). Statistisk Sentralbyrå. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2022). About elcertificates. Hentet 28.04.2022 2022 fra <https://necs.statnett.no/elcertabout>