Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon

NVE

September 2026

Innhold

Metode og forutsetninger for beregning av kostnader for kraftproduksjon 1
1 Dette dokumentet beskriver forutsetningene brukt i kostnader for kraftproduksjon ... 3
2 Metode for ulike produksjonsteknologier 4
2.1 Vannkraft 4
2.2 Vindkraft på land 7
2.3 Havvind 8
2.4 Solkraft 9
2.5 Kjernekraft 10
2.6 Kullkraft 12
2.7 Gasskraft 13
3 Verdifaktorjustert energikostnad 14
4 Framskrivning 2030 16
5 Energikostnader - LCOE 17
5.1 Formel og definisjon av energikostnader 18
5.2 Definisjon av begreper 18
5.3 Valuta 20

1 Dette dokumentet beskriver forutsetningene brukt i kostnader for kraftproduksjon

NVE har som oppgave å ha kunnskap om utvikling av kostnader for kraftproduksjon. Dette dokumentet beskriver de gjeldende forutsetninger som er lagt til grunn for de kostnadstallene som publiseres på NVEs nettside «Kostnader for kraftproduksjon»[1].

Vi oppgir energikostnaden over levetiden for ulike teknologier. Energikostnaden er beregnet som Levelised Cost of Energy (LCOE). For de teknologiene vi har tilstrekkelig med innrapporteringer og søknader for kraftverk, brukes et produksjonsvektet gjennomsnitt av disse. Lavt og høyt anslag for energikostnad er oppgitt som 25 og 75 persentiler av dette kildegrunnlaget. For produksjonsteknologier vi ikke har egne data for (havvind, kull, gass og kjernekraft), brukes eksternt kildegrunnlag og en annen metode for å estimere energikostnad. Alle estimater inkluderer nettkostnader og bruker 6 prosent diskonteringsrente og byggetidsrente.

[1] Kostnader for kraftproduksjon - NVE

2 Metode for ulike produksjonsteknologier

I dette kapittelet beskrives kildegrunnlag og antakelser tatt for de ulike produksjonsteknologiene vi gir anslag på.

2.1 Vannkraft

Kostnadene for vannkraft er basert på innrapporterte investeringskostnader og driftskostnader for nye kraftverk de siste årene. Kostnadene inkluderer nettanlegg for tilknytning til eksisterende kraftnett. Anleggsbidrag er inkludert i kostnadene. Produksjonstallene som er brukt til beregning av LCOE er basert på sum av mildere årsproduksjon delt på sum av kapasitet for enkelkraftverkene som brukes fra datagrunnlaget. Midlere årsproduksjon referert til perioden 1991-2020 og hentet fra NVEs vannkraftdatabase[2].

Både investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader er oppgitt som produksjonsvektet gjennomsnitt.

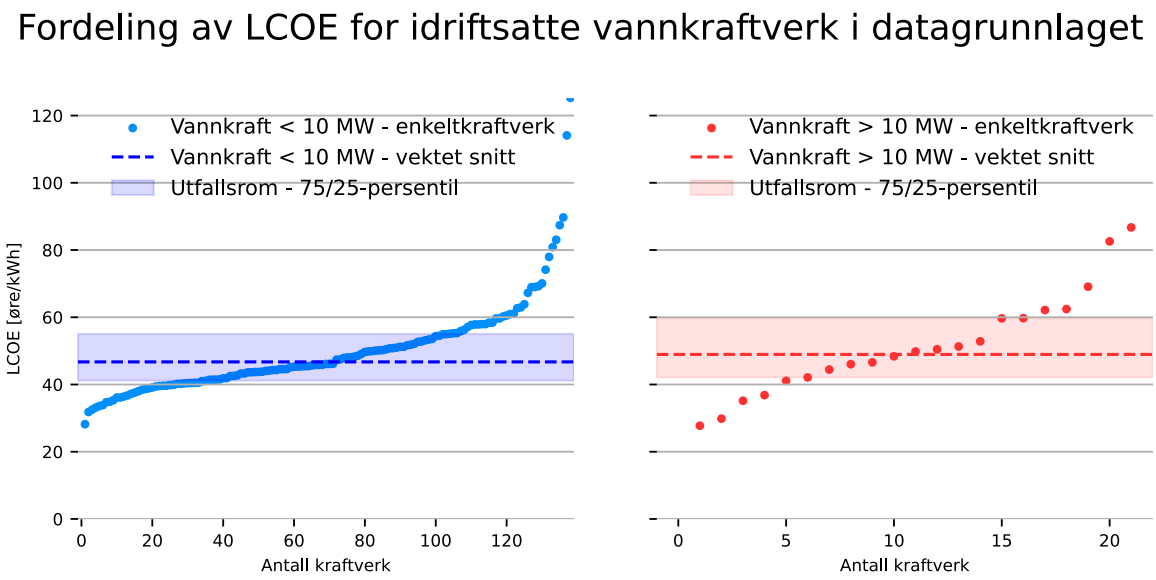
Kostnadene reflekterer prisnivået for nye anlegg. Opprustnings- og utvidelsestiltak, som effekt- og pumpekraftprosjekter, er ikke inkludert i kostnadstallene.

Vi bruker innrapporterte investeringskostnader for en lengre periode for vannkraft >10 MW

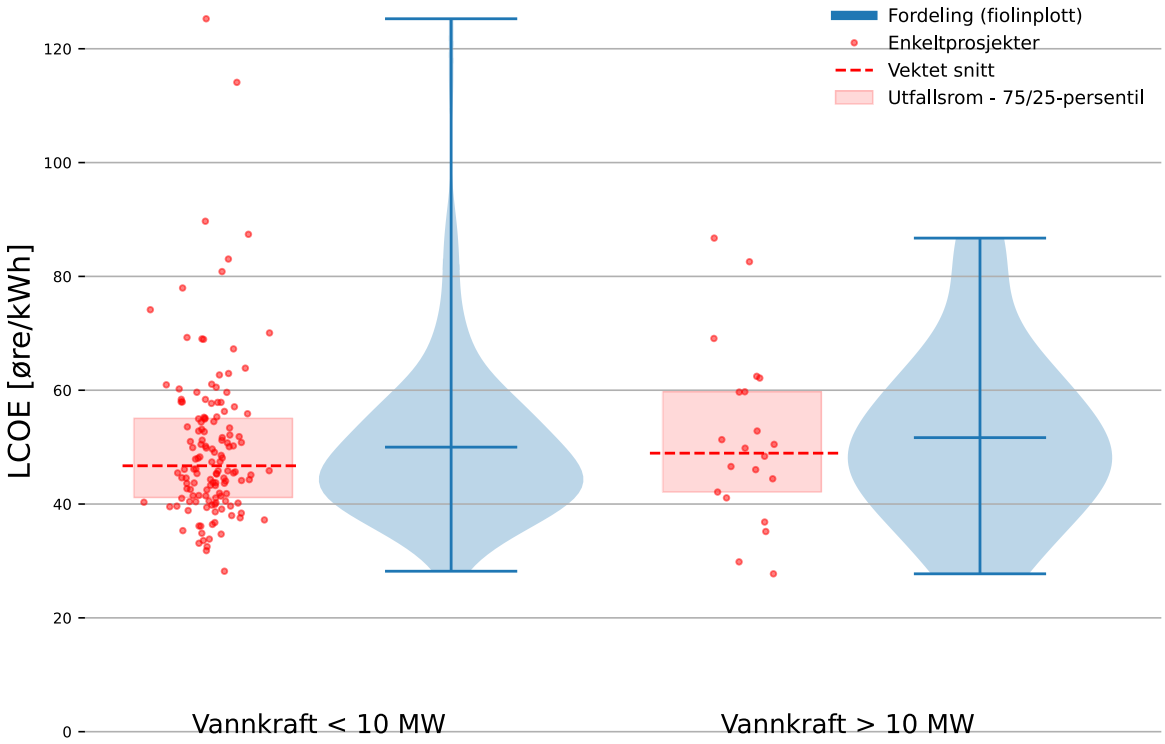
- For vannkraftverk mindre enn 10 MW (småkraftverk) beregner vi LCOE ut fra innsamlede investeringskostnader for prosjekter satt i drift i perioden 2021-2025.
- For vannkraftverk større enn 10 MW beregner vi LCOE ut fra prosjekter satt i drift i perioden 2011-2025. Dette gjør vi for å få et bredere og mer representativt grunnlag ettersom det ikke er satt i drift mange større kraftverk i perioden 2021-2025.

Kostnadene varierer mye fra prosjekt til prosjekt, noe Figur 1 og Figur 2 viser.
Lavt og høyt anslag er oppgitt som 25 og 75 persentiler.

[2] Oversikt over vannkraft - NVE



Figur 1: Fordeling av energikostnader (LCOE) i datagrunnlaget.



Figur 2: Fiolinplott av fordeling av energikostnader (LCOE) i datagrunnlaget.

Innrapporterte investeringskostnader er indeksjustert til prisnivå 1.1.2025
Kraftverkene i grunnlaget vi har brukt er bygget over en lengre perioder, og i denne perioden har prisnivået økt. Vi indeksjusterer alle kostnadene til 1.1.2025 ved hjelp av NVEs kostnadsindekser for vannkraftverk, som er utarbeidet av Norconsult. Kostnadsindeksene er tilgjengelig på NVEs nettsider[3]. Vi bruker ulik vekting av indeksene for vannkraftverk under og over 10 MW:

- For vannkraft under 10 MW har bruker vi en indeks som består av: 25 % maskin, 25 % elektro, 16,67 % bygg generelt, 16,67 % tunneler og 16,67 % dammer
- For vannkraft over 10 MW har vi bruker vi en indeks som består av: 12 % maskin, 13 % elektro, 25 % bygg generelt, 25 % tunneler og 25 % dammer

Vi antar at prisnivået for de investeringskostnadene vi har samlet inn tilsvarer prisnivået i det året kraftverkene ble satt i drift.

Drifts- og vedlikeholdskostnader er satt til 7 øre/kWh for alle vannkraftverk
Vi bruker innrapporterte kostnader fra fastsettelse av konsesjonskraftprisen for både småkraft og stor vannkraft. Denne har økt fra 6 til 7 øre/kWh siden oppdateringen i 2024. Utfallsrommet gitt av 25 og 75 persentilene for drifts- og vedlikeholdskostnad er på henholdsvis 5 og 10 øre/kWh.

I datagrunnlaget utgjør drifts- og vedlikeholdskostnaden kun en del av konsesjonskraftprisen. Dette skyldes at konsesjonskraftprisen[4] også omfatter andre kostnadsposter, og er derfor høyere.

Vi antar økonomisk levetid på 40 år for nye vannkraftverk
Vi bruker en økonomisk levetid på 40 år for alle vannkraftverk. I praksis vil økonomisk levetid variere fra vannkraftverk til vannkraftverk og mellom ulike komponenter i kraftverkene. Vi antar ingen degradering av komponenter i løpet av den økonomiske levetiden på grunn av manglende data av kvalitet.

Etter økonomisk levetid vil det være behov for større reinvesteringer i kraftverkene for videre drift, som bytte av løpehjul og generator. Større reinvesteringer er derfor ikke inkludert i beregningene av energikostnader, hverken i investeringskostnader eller drift- og vedlikeholdskostnader.

[3] https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/kostnadsgrunnlag-for-vasskraftverk/
[4] Konsesjonskraftpris - NVE

2.2 Vindkraft på land

Innrapporterte investeringskostnader er indeksjustert til prisnivå 2025
Vi bruker et grunnlag med innrapporterte kostnader fra vindkraftverk satt i drift i Norge. Kostnadene inkluderer blant annet anleggsbidrag for oppgradering av nett, turbiner, vei, anlegg og prosjekteringskostnader direkte knyttet til utbygging. Kostnadene inkluderer ikke prosjektutvikling, tidligfase planlegging eller nødvendige utbedringer av eksempelvis kaianlegg for mottak eller eksisterende veistammer for transport.

Kostnadene er indeksjustert ved å bruke kostnadsindeks fra BloombergNEF for turbinkostnader, anleggsindeks for veietableringskostnader[5] og øvrige kostnader er justert med KPI[6]. Kostnadene er vektet etter produksjon, spennet i kostnadene er regnet ut som 25 og 75 persentiler av datagrunnlaget. Vi antar at prisnivået for de utbyggingskostnadene vi har samlet inn tilsvarer prisnivået i det året kraftverkene ble satt i drift.

Vi har antatt en byggetid på 2 år for vindkraftverk. Byggetiden er brukt til å beregne byggetidsrenter, som inngår i investeringskostnaden. Brukstiden som er lagt til grunn for energikostnadene er 3357 timer, som er gjennomsnittet for eksisterende vindkraftverk i Norge i dag. De beste vindkraftverkene i Norge som har brukstider over 4000 timer.

Det er antatt en slitasje av vindkraftverket med et tap på 0,15 % av kapasitetsfaktor årlig over levetiden. Verdien 0,15 prosentpoeng er hentet fra Energiforsk[7]. Når vi legger 3357 brukstimer til grunn gir det et tap i energiproduksjon på 0.42 prosent årlig.

Drifts- og vedlikeholdskostnader settes til et vektet snitt for innrapporterte kostander for 2025
Vi har brukt innrapporterte kostnader fra årlig innsamling fra norske vindkraftverk. Kostnader innrapportert i andre valutaer en norske kroner justeres med kurser fra Norges Bank – se Tabell 3 for valutakurser. Tallene er vektet etter produksjon. Spennet i kostnadene er regnet ut som 25 og 75 persentiler av datagrunnlaget.

Drift og vedlikeholdskostnader inkluderer normalt vedlikehold av turbiner og kraftverk. Det omfatter også kostnader knyttet til administrasjon, grunnleie og forsikringer. Større reinvesteringer, skatter og avgifter eller nettkostnader inngår ikke.

Vi antar økonomisk levetid på 30 år for nye vindkraftverk

---

[5] Byggekostnadsindeks for veganlegg – SSB
[6] Konsumprisindeksen – SSB
[7] Wind Turbine Performance Decline 2017-436 | Energiforsk

Etter økonomisk levetid vil det være behov for større reinvesteringer i kraftverkene for videre drift. Større reinvesteringer er derfor ikke inkludert i beregningene av energikostnader, hverken i investeringskostnader eller drift- og vedlikeholdskostnader.

Vi ser i dag at konsesjonssøknader for vindkraft søkes for en periode på 30 år. Det er eksempler på eksisterende konsesjoner med varighet på 25 år som søker forlengelse uten å gjøre større investeringer og utskiftninger av komponenter. I dag leverer vindturbinprodusenter produkter med garantier og estimerte tekniske levetider på 30 år.

2.3 Havvind

Kostnadsestimatene for havvind er basert på et variert kildegrunnlag. De åpne kildene benyttet er DNV ETO 2025[8], GTOWF 2025 (BVGa)[9], GTOFWF 2025 (BVGa) [10], Statnett[11], IET[12] og kostnadsgrunnlaget fra AFRY[13] som ble brukt i vår strategiske konsekvensutredning. De proprietære kildene er blant annet Bloomberg New Energy Finance (BNEF) og S&P. Dataene i kildegrunnlaget er – om nødvendig – indeksjustert frem til 2025 og regnet om til 2025 NOK. Kostnadene er spesielt usikre for flytende havvind fordi vi det er ikke realisert flytende havvind i størrelsesorden 500 MW i verden per nå og kildegrunnlaget er derfor mindre.

Det er antatt en byggeperiode på 3 år for vindkraftverket der det er benyttet en rente på 6 prosent på investeringskostnadene til kraftverket og nettilknytningen som løper under byggeperioden. Produksjonsestimatene som er benyttet er basert på fagutredningene av relevante områder fra vår strategiske konsekvensutredning[14]. Vi legger brukstider på 4467 og 4242 timer til grunn for henholdsvis bunnfast og flytende havvind. Det er antatt en forringelse av vindkraftverket med et tap på 0,15 prosentpoeng av kapasitetsfaktor årlig over levetiden.[15] Når vi legger brukstidene til grunn gir det et tap i energiproduksjon på henholdsvis 0,31 og 0,32 prosent årlig for bunnfast og flytende havvind.

De høye og lave estimatene for energikostnad er satt til –20 prosent og +30 prosent på investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader for å gjenspeile spredningen observert i kildegrunnlaget. Det er betydelig usikkerhet rundt kostnader for havvind, samt variasjon i teknologivalg og lokasjon. Dette gjenspeiles i at utfallsrommet økes der det øvre estimatet økes fra +20 prosent på basisestimatet til +30 prosent.

---

[8] Global Energy Transition Outlook 2025
[9] Wind farm costs | Guide to an offshore wind farm
[10] Wind farm costs | Guide to a floating offshore wind farm
[11] Ny utredning om nettkonsepter for havvind i Nordsjøen | Statnett
[12] A comparison of electricity transmission technologies: Costs and characteristics
[13] https://veiledere.nve.no/media/fxgltoej/kostadsrapport_publisert.pdf
[14] Kraftproduksjon og vindregime
[15] Wind Turbine Performance Decline 2017-436 | Energiforsk

Vi antar økonomisk levetid på 30 år for nye vindkraftverk til havs
Det er vanskelig å forutsi faktisk levetid til vindkraftverk til havs, særlig for flytende havvind. Tidligere har levetiden til vindkraftverket vært satt til vindturbinens tekniske levetid, som turbinprodusentene selv ofte oppgir som 25 – 30 år, samtidig som det promoteres vedlikeholdsprogrammer for livsforlengelse utover dette. NVE erfarer at utviklere for havvind planlegger for 30 års livstid på bunnfast havvind. Dette sammenfaller med konsesjonslengde etter havenergiloven. NVE velger å anta 30 års økonomisk levetid for nye vindkraftverk til havs.

De tekniske forutsetningene er i den grad mulig tilpasset norske forhold
I kildegrunnlaget er det gjort et utvalg av spesielt nettkostnader for å gjøre estimatene så relevante til norske forhold som mulig. For eksempel er det kun brukt kostnadsestimater for likestrømstilknytning for bunnfast havvind og nettkostnaden for flytende havvind inkluderer ikke flytende transformatorstasjon. Dette gjenspeiler våre antakelser av tekniske løsninger for Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord.

2.4 Solkraft

For solkraftverk beregner vi energikostnader for tre kategorier, disse er bakkemonterte solkraftverk, solceller på hustak og solceller på store, flate tak. Det er ulike antakelser og kildegrunnlag for de ulike teknologiene.

Kostnader for solkraftanlegg på hustak er basert på søknader til Enova i 2025
Datagrunnlaget for solkraft på hustak er basert på kostnadsdokumentasjon i forbindelse med innsendte søknader til Enova. Dokumentasjonen inkluderer totale investeringskostnader og tilhørende installert effekt. Det er tatt utgangspunkt i søknadene fra 2025. Merverdiavgiften er ikke inkludert i kostnadene. Investeringskostnaden er oppgitt som produksjonsvektet gjennomsnitt. Spennet i energikostnad er estimert ved å bruke 25 og 75 persentiler av datagrunnlaget for investeringskostnadene.

Gjennomsnittlig ytelse for anleggene er 11,5 kW. Brukstiden som er lagt til grunn er på 900 timer, basert på NVEs solprofiler for hustak. Økonomisk levetid er satt til 30 år og byggetid er satt til 0 år (kun noen uker). Slitasje igjennom levetiden er satt til 0,3% per år.

Vi har beregnet årlig drift- og vedlikeholdskostnader som 0,5 % av investeringskostnad. Denne antagelsen er basert på Enovas kostnadsstudie fra 2013 og potensialstudiet til Enova og Multiconsult fra 2023. Dette er basert på et vektet snitt av simuleringer av anlegg montert mot sør med 35 graders helling i et utvalg av områder for å være representativt for Norge. Brukstid for enkeltanlegg vil variere avhengig av lokasjon.

Kostnader for solkraftanlegg på store flate tak er basert på Multiconsult sin markedsundersøkelse for 2025, skrevet på oppdrag fra NVE og Enova
Gjennomsnittlig ytelse for anleggene er 240 kW. Økonomisk levetid for anleggene er satt til 30 år. Slitasje igjennom levetiden er satt til 0,3% per år.

Drifts- og vedlikeholdskostnader for er satt til 1% av investeringskostnad. Dette er basert på Enovas kostnadsstudie fra 2013 og nyere anslag fra Enova og Multiconsult i denne rapporten fra 2023.

Brukstiden vi har lagt til grunn er på 760 fullasttimer per år. Dette er basert på NVEs solprofiler for store, flate tak, som er basert på et vektet snitt av simuleringer av anlegg montert øst-vest med 10 graders helling i et utvalg av områder, som til sammen er representative for Norge. Konfigurasjonen til slike anlegg gir produksjonstopper på formiddag og ettermiddag når behovet for kraft som regel er størst, men til sammen produseres det mindre energi per kilowatt enn anlegg med sørvendt 35 graders helling. Anlegg på store flate tak får derfor en lavere brukstid enn anlegg på hustak.

Vi bruker kostnadsanslag fra konsesjonssøkte prosjekter for bakkemontert solkraft og solkraftanlegg i drift

For bakkemonterte solkraftanlegg bruker vi kostnadsanslag som er oppgitt i innsendte konsesjonssøknader og innrapporteringer i tidsspennet 2024-2026, og indeksjustert til 2025 nivå. Investerings-, drifts og vedlikeholdskostnader er gitt som produksjonsvektet gjennomsnitt, men utfallsrommet er gitt ved 25 og 75 persentiler beregnet for å fastsette høye og lave energikostnader.

Vi legger til grunn en gjennomsnittlig ytelse på anleggene på 13 MW og brukstid på 1057 fullasttimer per år basert på datagrunnlaget med gyldige konsesjoner. Økonomisk levetid for bakkemonterte anlegg har vi økt fra 30 til 40 år. Dette er for å være på linje med levetiden som brukes i konsesjonsbehandling for bakkemonterte solkraftverk. Byggetid er satt til ett år og slitasje igjennom levetiden er satt til 0,3% per år.

Drifts- og vedlikeholdskostnader hentes fra innrapporterte kostnader og konsesjonssøknader.

2.5 Kjernekraft

For kjernekraft representerer den beregnede energikostnaden et konvensjonelt stort kjernekraftverk på 1 600 MW. Kraftverket er basert på lettvannteknologi og benytter

lavanriket uran. Energikostnad er kun regnet for elkraft, og ikke eventuell varme som genereres fra kraftverket.[16]

Vi bruker datagrunnlag fra BloombergNEF for investerings, drift- og vedlikeholdskostnader

Kostnadene til BloombergNEF er datert andre halvdel av 2025. Fra datasettet til BloombergNEF har vi brukt investeringskostnader fra tre europeiske land, Frankrike, Finland og Storbritannia. For å regne ut et utfallsrom for investeringskostnader i Norge har vi tatt et gjennomsnitt av BloombergNEF sine lave, medium og høye investeringskostnader fra de overnevnte landene.

Investeringskostnadene til BloombergNEF er basert på nylig finansierte prosjekter og inkluderer eventuelle overskridelser. Investeringskostnaden dekker både eierkostnader og byggekostnader.

Vi har lagt til grunn en kapasitetsfaktor på 90 prosent for kjernekraft, det samme som BloombergNEF. Dette er en høyere kapasitetsfaktor enn det som ble oppnådd i 2024 i Sverige (80,4 prosent), Finland (81,3 prosent), Storbritannia (72,5 prosent) og Frankrike (65,5 prosent), men lavere enn det som ble oppnådd i USA (92,1 prosent).

For drift- og vedlikeholdskostnader bruker vi BloombergNEF sine tall fra Frankrike, Finland og Storbritannia. Drift- og vedlikeholdskostnad består av faste og variable utgifter, som blant annet påvirkes av kapasitetsfaktoren til kraftverket. En høy kapasitetsfaktor reduserer drift- og vedlikeholdskostnadene per kWh.

Økonomisk levetid er satt 40 år for kjernekraft

Den faktiske levetiden kan i mange tilfeller være lengre enn 40 år, inntil 80 år, men dette vil være forbundet med en eller flere større reinvesteringer for å forlenge levetiden.

Vi har lagt til grunn en lineær slitasje på 0,1 prosent per år for termiske kraftverk. Det er tap som følge av forventet slitasje i bevegelige deler og deler utsatt for høyt trykk og temperatur.

Vi har antatt en byggetid på 10 år. Det er høyere enn median byggetid globalt som var på 7,6 og 8,4 år for de to periodene 2016–2020 og 2021–2024[17]. Årsaken til at vi antar lengre byggetid, er at det er første gang et kjernekraftverk bygges i Norge, og at de siste utbyggingene i Europa har blitt rammet av forsinkelser og alle har brukt lengre tid enn den globale medianen.

Brenselskostnader hentes fra USA

---

[16] I underkant av en promille av produksjon fra verdens kjernekraftverk i 2025 gikk til varmeformål, https://pris-stats.iaea.org/.

[17] https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-45_web.pdf

Vi har tatt utgangspunkt i brenselskostnader for amerikanske kjernekraftverk[18]. Årsaken er at USA er landet med flest kjernekraftverk og har et godt datagrunnlag. De faktiske brenselskostnadene for et kjernekraftverk i Norge vil avhenge av teknologivalg og markedssituasjonen, som tilgang til uran og anrikningstjenester, i driftsperioden. Basert på data fra USA har vi antatt tre scenarioer, med lave, medium og høye brenselspriser, der de lave og høye scenarioene svarer til de laveste og høyeste prisene som er rapportert fra USA mellom 2002 og 2024, og medium er ett gjennomsnitt av alle prisene. Det gir en brenselskostnad på henholdsvis 5,7, 7,5 og 10,0 øre/kWh.

Kostnader for mellomlagring og deponering hentes fra Sverige
I Sverige har SKB ansvar for å håndtere brukt brensel fra svenske kjernekraftverk. Svenske aktører betaler inn en årlig avgift per kWh til SKB. Denne avgiften skal dekke både kostnader til nedlegging av kjernekraftverk og deponeringskostander av brukt brensel. For perioden 2024–2026 var avgiften på 7,3 svenske øre/kWh.[19] Basert på svenske tall antar vi at omtrent 75 prosent av avgiften går til håndtering av brukt brensel. Håndtering omfatter mellomlagring, transport og deponering.[20] Vi antar at Norge kan benytte tilsvarende løsninger og priser som i Sverige og antar tre scenario med lave, medium og høye priser, på henholdsvis 3, 6 og 9 øre/kWh.

Nivået på en avgift på brukt brensel er nært knyttet til den totale mengden kjernekraft som bygges ut. En større utbygging vil gi en lavere avgift fordi flere kan dele på kostnadene. I Sverige er det antatt at en fremtidig avgift for ny kjernekraft kan variere mellom 6,7 til 20,5 svenske øre/kWh avhengig av om det bygges ut 1 250 MW eller 7 500 MW med ny kapasitet, og om de driftes i 50 eller 60 år.[21]

2.6 Kullkraft

For kullkraftverk har vi beregnet kostnaden for et kullfyrt kondenskraftverk uten CO_2-fangst og lagring på 740 MW. Energikostnad er kun regnet for elkraft, og ikke eventuell varmekraft som genereres fra kraftverket.

Økonomisk levetid er satt til 25 år for kullkraftverk
Den økonomiske levetiden er satt til 25 år for kullkraftverk. Den faktiske levetiden kan i mange tilfeller være lengre, men dette vil ofte være forbundet med en investeringer for å forlenge levetiden.

[18] https://www.nei.org/resources/reports-briefs/nuclear-costs-in-context
[19] https://skb.se/nyhet/skb-kommenterar-forslag-till-ny-karnavfallsavgift-2/
[20] https://skb.com/publication/2520615/TR-25-02.pdf
[21] https://www.riksgalden.se/globalassets/dokument_sve/karnavfall---yttranden-och-rapporter/delredovisning-av-uppdrag-att-utreda-finansiering-av-karnavfall-fran-nya-reaktorer.pdf

Vi bruker datagrunnlag fra BloombergNEF for investerings, drift- og vedlikeholdskostnader
Kostnadene til BloombergNEF er datert andre halvdel av 2025. Fra datasettet til BloombergNEF har vi brukt investeringskostnader fra to europeiske land, Hellas og Polen. For å regne ut et utfallsrom for investeringskostnader i Norge har vi tatt et gjennomsnitt av BloombergNEF sine lave, medium og høye investeringskostnader fra de overnevnte landene. Investeringskostnaden dekker eierkostnader og byggekostnader.
Drift- og vedlikeholdskostnad består av faste og variable kostnader. De påvirkes av oppnådd kapasitetsfaktor. En høy kapasitetsfaktor reduserer drift- og vedlikeholdskostnadene per kWh. Når vi bruker kapasitstsfaktorene oppgitt av BloombergNEF på 53, 65 og 78 prosent, gir det drift- og vedlikeholdskostnader på henholdsvis 12,4, 14,2 og 16,8 øre/kWh for lav, basis og høy.

Vi har lagt til grunn en lineær slitasje for de tre teknologiene på 0,1 prosent per år som følge av forventet slitasje i bevegelige deler og deler utsatt for høyt trykk og temperatur.

Brenselskostnader er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse
NVE har antatt en basispris for kull på 15, 13, 12 og 9 euro/MWh for henholdsvis 2030, 2035, 2040 og 2050. I vår analyse har vi forenklet antatt en gjennomsnittsverdi på 12,25 euro/MWh i hele levetiden til kraftverket. Med en virkningsgrad på 46 prosent, gir det en brenselskostnad på 31,5 øre/kWh.

NO_X-avgift og CO_2-kvoteavgift er regnet inn i energikostnad
Det påløper også NO_X-avgift og CO_2-kvoteavgift. NO_X-avgiften i 2026 var på 26,94 kr/kg. CO_2-kvoteprisen er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. NVE har antatt stigende kvotepriser for et lavt, basis og høyt scenario fra 2030 frem til 2050. I vår analyse har vi antatt en gjennomsnittlig kvotepris for de tre scenarioene på henholdsvis 56, 112 og 167 euro/tonn CO_2. Til sammen gir dette en utslippskostnad på henholdsvis 49,2, 98,7 og 146,3 øre/kWh. CO_2-kvoteprisen er den dominerende størrelsen av disse avgiftene.

2.7 Gasskraft

For gasskraft har vi beregnet kostnaden for et gassfyrt kombikraftverk uten CO2-fangst og lagring på 450 MW. Til forskjell fra et rent gasskraftverk, gjenvinner denne typen kraftverk eksosvarmen fra en gassturbin i en dampkjel. Dette produserer damp som igjen brukes i en dampturbin. Dermed produseres kraft gjennom to trinn, først i en gassturbin og deretter i en dampturbin. Energikostnad er kun regnet for elkraft, og ikke eventuell varmekraft som genereres fra kraftverket.

Økonomisk levetid er satt til 25 år

Den økonomiske levetiden er satt til 25 år for gasskraftverk. Den faktiske levetiden kan i mange tilfeller være lengre, men dette vil ofte være forbundet med en investeringer for å forlenge levetiden.

Vi bruker datagrunnlag fra BloombergNEF for investerings, drift- og vedlikeholdskostnader
Kostnadene til BloombergNEF er datert andre halvdel av 2025. Fra datasettet til BloombergNEF har vi brukt investeringskostnader fra fem europeiske land, Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Hellas og Polen. For å regne ut investeringskostnaden for våre lav, basis og det høye estimater bruker vi gjennomsnitt av BloombergNEF sine lave, medium og høye investeringskostnader for de overnevnte landene. Investeringskostnaden dekker eierkostnader og byggekostnader.

Drift- og vedlikeholdskostnad består av faste og variable kostnader. De påvirkes av oppnådd kapasitetsfaktor. En høy kapasitetsfaktor reduserer drift- og vedlikeholdskostnadene per kWh. Når vi bruker kapasitetsfaktorene på henholdsvis 53, 58 og 61 prosent, gir det drift- og vedlikeholdskostnader på henholdsvis 8,5, 9,2 og 10,1 øre/kWh for lav, medium og høy.

Det er brukt en lineær slitasje på 0,1 % per år som følge av forventet slitasje i bevegelige deler og deler utsatt for høyt trykk og temperatur.

Brenselskostnader er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse
I NVEs analyser er det antatt tre ulike scenario, 12, 24 og 36 euro/MWh for henholdsvis lav, basis og høye gasspriser i perioden 2025 til 2050. Med en virkningsgrad på 57 prosent, gir det en brenselskostnad på 27,6, 55,2 og 82,2 øre/kWh for lave, medium og høye gasspriser.

NO_X-avgift og CO_2-kvoteavgift er regnet inn i energikostnad
Det påløper også NO_X-avgift og CO_2-kvoteavgift for gasskraftverk uten rensing. NO_X-avgiften i 2026 var på 26,94 kr/kg. CO_2-kvoteprisen er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. NVE har antatt en stigende kvotepriser i et lavt, basis og høyt scenario fra 2030 frem til 2050. I vår analyse har vi antatt en gjennomsnittlig kvotepris for de tre scenarioene på henholdsvis 56, 112 og 167 euro/tonn CO_2. Til sammen gir dette en utslippskostnad på henholdsvis 23, 45 og 67 øre/kWh, hvorav kvoteprisen er den dominerende størrelsen.

3 Verdifaktorjustert energikostnad

Verdifaktor er oppnådd kraftpris for produksjonsteknologien delt på gjennomsnittlig kraftpris. Verdifaktorjustert energikostnad er LCOE delt på verdifaktor. Denne sier noe om

hvilken kraftpris en produksjonsteknologi trenger for å gå i null over den økonomiske levetiden, når man tar hensyn til sammenhengen mellom produksjonsprofil og kraftpris. Uregulerbare produksjonsteknologier, som elvekraft, vindkraft og solkraft, oppnår gjerne en verdifaktor som er lavere enn 1 fordi de produserer mer når prisene er lavere enn gjennomsnittet. Regulerbare kraftverk kan gjerne oppnå en verdifaktor som er høyere enn 1 ved å produsere mer når prisene er høyere. En verdifaktor på eksempelvis 1,1 betyr at en teknologi har en oppnådd kraftpris som er 10 % høyere enn gjennomsnittlig kraftpris. Hvis du ønsker å lese mer om den teorien bak verdifaktorjustert energikostnad anbefales det å lese arbeidet til Mowers og Mai[22].

Verdifaktorer er hentet fra historiske kraftmarkedsdata og NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025

I vår langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025[23] har vi beregnet oppnådd kraftpris for ulike teknologier i framtidige modellår (2030, 2035, 2040 og 2050). Modellerte priser har lavere prisvariasjon enn det vi observerer i kraftmarkedet. I beregning av verdifaktor gjennom økonomisk levetid for kraftverket bruker vi derfor en kombinasjon av historisk verdifaktor i kraftmarkedet og utvikling i verdifaktor fra markedsanalysen:

- Historisk verdifaktor er produksjonsvektet snitt av verdifaktor per prisområde for årene 2023-2025.
- Modellert verdifaktorutvikling er beregnet basert på oppnådd pris for hver teknologi i fremtidige modellår fra vår langsiktige kraftmarkedsanalyse. Vi har skalert de modellerte verdifaktorene slik at modellert verdifaktor i startåret samsvarer med historiske verdifaktorer
- Vi har deretter brukt et vektet snitt av verdifaktoren over levetiden til hver teknologi, slik at verdifaktoren de første årene får størst vekt. Vi har antatt at kraftverkene for ulike produksjonsteknologier settes i drift i 2027 for å være konsekvent, selv om det tar ulik tid å realisere og bygge kraftverk av ulik produksjonsteknologi.

For gasskraft og kullkraft har vi beregnet historisk verdifaktor med produksjonsserier fra Tyskland for 2023-2025 sammen med priser fra prisområde NO2. For kjernekraft har vi beregnet den historiske verdifaktoren basert på produksjonsserier fra Sverige for 2023-2025 sammen med priser fra prisområde NO2. Dette er en tilnærming til å beregne hva disse produksjonsteknologiene hadde tjent dersom de hadde produsert i Norge. For

[22] An evaluation of electricity system technology competitiveness metrics: The case for profitability - ScienceDirect, A relative value framework: Why do different electricity system technologies have different economic value? - ScienceDirect
[23] Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 - NVE

havvind har vi ikke historiske verdifaktorer og bruker bare de modellerte prisene fra vår langsiktige kraftmarkedsanalyse.

Tabell 1: Verdifaktorer for produksjonsteknologier

Teknologi	Verdifaktor LCOE	Historisk verdifaktor
Vannkraft (<10MW)	0,84	0,85
Vannkraft (>10MW)	1,26	1,16
Vindkraft på land	0,88	0,91
Bunnfast havvind	0,96	-
Flytende havvind	0,96	-
Solkraft hustak (RM)	0,62	0,79
Solkraft store flate tak (FRM)	0,58	0,76
Bakkemontert solkraftverk (FT)	0,61	0,78
Kullkraft	1,11	1,11
Gassfyrt kombikraftverk	1,16	1,16
Kjernekraft - storskala	1,02	1,02

4 Framskrivning 2030

Noen teknologier regner vi som modne og vi forventer ingen større kostnadsutvikling utover normal prisvekst og eventuelle endringer i brenselskostnader frem mot 2030. For disse teknologiene er framskrivningen er flat. Dette gjelder vannkraft og termiske kraftverk – inkludert kjernekraft.

Vi forventer ikke endringer i termiske energikostnader i 2030
Kull og gasskraftverk er ansett som modne produksjonsteknologier med begrenset muligheter for forbedring frem til 2030. Kildegrunnlaget vårt forventer ikke noen reduksjon i investeringskostnad for kull og gasskraftverk frem til 2030. Vi velger å ha lik investeringskostnad for kull og gass i 2024 og 2030.

Konvensjonelle kjernekraftverk er også ansett som en moden produksjonsteknologi. Prisutviklingen frem mot 2030 er usikker fordi bygging av kjernekraftverk i Vest-Europa har blitt dyrere enn forutsatt grunnet forsinkelser og kostnadsoverskridelser. I andre regioner har bygging av kjernekraftverk derimot gått raskere og rimeligere, noe som har resultert i lavere energikostnad. Vi ser ingen klar trend i kildegrunnlaget vårt og mener vi ikke har tilstrekkelig informasjon til å si noe om kostnadsnivået for bygging av konvensjonell kjernekraft i Vest-Europa vil øke eller avta fram mot 2030. Derfor velger vi å la investeringskostnaden være lik frem mot 2030.

Vi gjør framskrivninger for vindkraft og solkraft
For disse teknologiene forventer vi kostnadsendringer utover normal prisvekst Her baserer vi framskrivningen på fire kilder. Disse er IEA WEO 2025[24], DNV ETO 2025[25], S&P Global – Europe Levelized Cost of Electricity (2026-2050) og BNEF – Levelized cost of electricity 2026. Felles for kildene er at de gir framskrivninger på CAPEX og OPEX – med unntak for DNV – frem til 2050. For å gjøre framskrivningen har vi tatt minimums-, median- og maks-verdien av prosentvis endring fra 2025 til 2030 i CAPEX og OPEX. Deretter har vi bruk disse prosentvise endringene i CAPEX og OPEX på basisestimatet vårt for 2025 for å regne ut nye LCOE verdier. Den prosentvise endringen er gitt i Tabell 2.

Tabell 2: Endring i Capex og Opex i basisestimat for framskrivning av energikostnader i 2030.

Teknologi	Kategori	Lav	Mid	Høy
Bunnfast havvind	Capex	-15%	3%	6%
Flytende havvind	Capex	-15%	0%	4%
Bakkemontert solkraft	Capex	-24%	-18%	-9%
Solkraft hustak	Capex	-25%	-20%	-9%
Solkraft store flate tak	Capex	-24%	-19%	-9%
Vindkraft på land	Capex	-8%	-6%	-2%
Bunnfast havvind	Opex	-13%	2%	5%
Flytende havvind	Opex	-16%	2%	5%
Bakkemontert solkraft	Opex	-10%	-10%	-2%
Solkraft hustak	Opex	-10%	-10%	0%
Solkraft store flate tak	Opex	-10%	-10%	0%
Vindkraft på land	Opex	-11%	-8%	-2%

5 Energikostnader - LCOE

Energikostnader over levetid, gjerne kjent som forkortelsen av levelised cost of energy (LCOE), er kort forklart totalkostnaden av en utbygning og drift av et kraftverk over levetiden delt på den samlede kraftproduksjonen fra kraftverket over levetiden. Det er en mye benyttet måltall for å sammenlikne produksjonskostnaden av en kWh eller MWh fra forskjellige produksjonsteknologier. Den største svakheten til måltallet er at det ikke tar hensyn til når eller hvor kraften produserer.

[24] World Energy Outlook 2025 – Analysis - IEA
[25] Global Energy Transition Outlook 2025

5.1 Formel og definisjon av energikostnader

Beregningene av LCOE er gjort ved bruk av følgende formel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t(1-d)^t}{(1+r)^t}} = \frac{Totalkostnad\ over\ levetid}{Samlet\ produksjon\ over\ levetiden}$$

Hvor:

- I_0 er investeringskostnadene i år 0
- M_t er drifts- og vedlikeholdskostnadene i år (t)
- F_t er brenselkostnadene i år (t)
- E_t er den produserte energien i år (t)
- r er diskonteringsrate
- d er slitasjesrate
- T er anleggets økonomiske levetid

5.2 Definisjon av begreper

Investeringskostnader er kostnader for komponenter, byggetidsrenter, arbeid og prosesser ved oppføring av anlegget. Inkluderer, men er ikke begrenset til: fundamentering, massehåndtering, vei/anlegg, internt nett, eksternt nett, grunnervervelse og prosjektering/planlegging.

Byggetiden er hvor lang tid det tar fra man får finansiering og starter med å bygge til kraftverket starter å produsere energi. Byggetidsrente er rentekostnaden som løper i samme periode. Dette inkluderer ikke tid til prosjektering, søknad, utredninger etc. Denne tiden påvirker kostnader en del siden det er en periode uten inntjening. Byggtidsrenten er den samme som diskonteringsrenten – 6%, og rentekostnaden regnes ut basert på investeringskostnader og byggetiden.

Drift- og vedlikeholdskostnader er kostnader for drift og vedlikehold av kraftverket, og inneholder følgende, arbeidskraft (f.eks. lønn til driftspersonell), materiell (f.eks. kostnader forbundet med bruk og vedlikehold av maskiner og utstyr), transport (f.eks. vei og anlegg, drivstoff), andre varer og tjenester (f.eks. forsikringer, serviceavtaler). Kostnader som skal

ekskluderes er grunnerstatninger, falleie, konsesjonsavgift, elavgift, produksjonsavgift, skatter, avskrivninger, produksjonsrelaterte nettkostnader og punkttariffer/innmatingsavgift. Drift og vedlikeholdskostnader inkluderer mindre reinvesteringer som er nødvendig for å drift kraftverket innenfor den økonomiske levetiden.

Brenselskostnad er kostnaden ved å kjøpe brensel til kraftproduksjonen. Det kan være gass til gasskraftverk eller uran til kjernekraftverk. Brenselskostnaden til kull- og gasskraftverk påvirkes av CO_2-priser som settes for å gjøre kraftproduksjon med klimagassutslipp dyrere.

Diskonteringsrente er en måte å vurdere hvor mye fremtidige inntekter er verdt i dagens penger. Diskonteringsrente kan omfatte blant annet risiko, inflasjon, avkastningskrav og rentenivå på lån, og påvirker energikostnaden i stor grad. Derfor vil ulike LCOE-anslag variere ut fra hvilken rente som er brukt.

NVE bruker en diskonteringsrente på 6 prosent. Vi holder denne faktoren lik for alle produksjonsteknologier for å kunne sammenligne prosjekter, både over tid og på tvers av teknologier. Avkastningskravet som en utbygger benytter, vil blant annet variere ut fra hvor moden teknologien er og hvor mye risiko de ønsker å ta. NVEs anslag må derfor ikke anses som en fasit for de faktiske kostnadene en utbygger vil ha for å bygge ut ny kraftproduksjon. Renten vi bruker er reell rente.

Levetid er hvor lenge det er økonomisk forsvarlig å drifte et kraftverk, før det må legges ned eller at det må gjøres større investeringer for å drifte kraftverket videre. Dette gjenspeiles også i lengden på konsesjonsperioder.

Slitasje beskriver hvordan normal slitasje og aldring som reduserer produksjonsevnen til kraftverket.

Produksjon er hvor mange kilowattimer(kWh) kraftverket vil produsere i løpet av sin levetid.

Brukstid er et mål på hvor mange timer et kraftverk må produsere på sin merkeeffekt over en tidsperiode for å produsere en gitt mengde kraft. Tallet er gitt i timer, og perioden i dette dokumenter er ett år. Ett annet begrep for brukstid er fullasttimer.

Kapasitetsfaktor er et forholdstall som viser hvor mye et kraftverk faktisk produserer i løpet av en tidsperiode, sammenlignet med om det hadde gått på merkeeffekt hele tiden. Tallet er gitt i prosent, og perioden i dette dokumentet er ett år.

5.3 Valuta

Alle verdier i kildegrunnlaget vårt som er gitt i annen valuta, regnes om og oppgis i reelle 2025 norske kroner, med mindre annet er spesifisert i teknologikapittelet. Valutakurser er hentet fra Norges Bank[26]. Vi har brukt snittverdier for 2025.

Tabell 3: Valutakurser benyttet i arbeidet, hentet fra Norges Bank.

År	GBP	USD	EUR
2020	12,05	9,40	10,72
2021	11,83	8,60	10,16
2022	11,85	9,62	10,10
2023	13,13	10,56	11,42
2024	13,74	10,74	11,63
2025	13,68	10,39	11,72

[26] Norges Bank - Valutakurser