

Verdien av fleksibilitet hos store strømkunder



Foto: iStock: Narai Chal

Forord

På oppdrag for Energidepartementet har Menon Economics og Multiconsult beregnet potensialet for og gevinstene ved forbrukerfleksibilitet hos store strømkunder.

Ansvarlig for prosjektet hos Menon har vært Even Winje, mens Piotr Śpiewanowski har vært prosjektleder. Prosjektmedarbeidere fra Menon har vært Ada Lunde, Mikael Storhaug Amari og Aljoscha Schöpfer. Prosjektmedarbeidere fra Multiconsult har vært Håkon Person, Torje Evensen, Trond Ivar Bøhn, Johnny Andreas Sannes og Lise Hveem Krogsti. Mette Kristine Kanestrøm (Multiconsult) har vært kvalitetssikrer.

Vi takker Energidepartementet for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Menon står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

September 2026

Even Winje
Prosjektansvarlig
Menon Economics

September 2026

Piotr Śpiewanowski
Prosjektleder
Menon Economics

Om Menon Economics

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et konsultantselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked.

Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt.

Les mer om vårt arbeid på menon.no.

Om Multiconsult

Multiconsult ASA er et ledende norsk ingeniør- og arkitekturselskap. Med nærmere 3000 høyt kompetente medarbeidere fordelt på sterke fagområder kan Multiconsult påta seg de mest komplekse prosjektene markedet har å tilby. Multiconsult har lang erfaring med prosjekter for offentlige og private kunder innen bygg og eiendom, energi og industri og anlegg. Multiconsults rådgivning dekker et bredt spekter av fagområder, blant annet energiledelse og energieffektivisering, fornybare energiproduksjon, transport og klimagassutslipp og klimagassreduksjon med kjent og ny teknologi.

Om Energidepartementet

Energidepartementets hovedoppgave er å tilrettelegge en samordnet og helhetlig energipolitikk. Et overordnet mål er å sikre høy verdiskaping gjennom effektiv, sikker og miljøvennlig forvaltning av energiresursene.

Innhold

Sammendrag	4
1 Innledning og bakgrunn	7
1.1 Vårt mandat	7
1.2 Leserveiledning	7
2 Identifisering av relevante kundegrupper og fleksibilitetsressurser	9
2.1 Metodikk: Fra bygg- og ressursnivå til kundegrupper	9
2.2 Identifiserte kundegrupper og fleksibilitetsressurser	10
2.3 Usikkerhet i beregningene	12
3 Inntekts- og kostnadsgrunnlag	14
3.1 Dagens inntektsgrunnlag for fleksible forbrukere	14
3.2 Langsiktig inntektspotensial	17
3.3 Modellering av inntekter	21
3.4 Modellering av kostnader	22
4 Verdien av fleksibilitet	24
4.1 Lønnsomheten i dagens marked	24
4.2 Aggregert potensial og betydning for kraftsystemet	28
4.3 Utviklingen frem mot 2035	29
4.4 Sensitivitetsanalyse	30
5 Sluttbrukeres kunnskap og regulatoriske barrierer	38
5.1 Kunnskapsrelaterte barrierer for skalering av store fleksible laster i det norske kraftsystemet	38
5.2 Markedstilgang, modenhet og regulatoriske barrierer	44
5.3 Industriens tilpasning til strømprisen	48
Referanser	50
Vedlegg A: Utfyllende detaljer – oppsett for identifiserte kundegrupper og fleksibilitetsressurser	51
Utfyllende beskrivelse av beregningssteg	51
Utfyllende tabeller	54
Vedlegg B: Detaljert beskrivelse av verdiberegningene	55
Balansemarkeder	55
Lokale fleksibilitetsmarkeder	55
Vedlegg C	57
Vedlegg C1: Netto fleksibilitetsinntekt per år i ulike prisområder	57
Vedlegg C2: Redusert strømmregning i prosent, per prisområde	59
Vedlegg C3: Antall bygg etter årlig fleksibilitetsinntekt	60
Vedlegg C4: Lønnsomhet per byggkategori ved halvert og doblet inntektsgrunnlag	61
Vedlegg C5: Fordeling av fleksibilitetsinntekten per marked	62
Vedlegg C6: Netto fleksibilitetsinntekt per år i 2035-situasjonen, kroner.	63
Vedlegg D: Om bruk av resultatene i kraftmarkedsmodellering	64

Sammendrag

På oppdrag for Energidepartementet har Menon Economics, sammen med Multiconsult, kartlagt hvor mye fleksibilitet store strømkunder kan tilby med begrensede investeringer, og hva denne fleksibiliteten er verdt. Med fleksibilitet mener vi at en kunde optimaliserer strømforbruket sitt over tid, men uten å redusere samlet energibruk. Mange næringsbygg har laster som egner seg godt til dette, som oppvarming, varmtvann og elbillading, og som kan styres time for time uten at det merkes på driften eller komforten i bygget.

Forbrukerfleksibilitet blir stadig viktigere i kraftsystemet. Når mer av kraften kommer fra vind og sol, svinger både produksjon og priser mer, noe som øker verdien av å tilpasse forbruket. Økt fleksibilitet kan dempe pristoppene, redusere balansekostnader og utsette kostbare nettinvesteringer. Til tross for disse gevinstene, er det samfunnsøkonomiske potensialet i liten grad utnyttet. En viktig grunn er at fleksibilitet ligger utenfor kjernevirksomheten til de fleste kundene, og at kunnskapen om funksjonalitet og verdi fortsatt er lav. Denne rapporten adresserer dette kunnskapsgapet.

Analysen er bygd opp nedenfra og opp, i tre trinn. Vi kartlegger først hvilke kundegrupper som er relevante og hvilke fleksible laster de har. Deretter beregner vi hva fleksibiliteten er verdt i de markedene den kan selges i. Til slutt kobler vi de to elementene sammen og estimerer inntjeningspotensialet per representativt bygg for ulike kundegrupper. Beregningene bygger på data for alle norske bygg fra matrikkelen, markedspriser og standardiserte lastprofiler, kombinert med kostnadstall for smarte styringssystemer og erfaringer fra gjennomførte og pågående pilotprosjekter. Vi kartlegger også sentrale barrierer for at potensialet tas i bruk, gjennom en spørreundersøkelse blant store bedriftskunder og intervjuer med kraftintensiv industri.

Fokuset i analysen er store strømkunder som har tilgang til fleksibilitet som kan realiseres uten store kostnader, finansielt eller driftsmessig. De viktigste fleksibilitetsressursene som oppfyller kriteriet om begrensede kostnader, er varmepumper, elkjeler, varmtvannsberedere og elbilladere. De mest relevante kundegruppene innenfor dette segmentet er kontor, forretningsbygg, skoler, universiteter og høyskoler, sykehus, sykehjem, hotell, kultur- og idrettsbygg samt lett industri og lagre og boligblokker. Til sammen utgjør disse byggekategoriene over 120 000 bygg, som står for om lag 18 prosent av Norges samlede kraftforbruk. Samlet utgjør det tekniske fleksibilitetspotensialet rundt 8 600 GWh i året, det vil si den mengden forbruk som er «flyttbart». Dette tilsvarer om lag en tredel av det samlede strømforbruket i byggene vi har analysert. Det finnes også betydelige fleksibilitetspotensialer i husholdninger og industri, men disse segmentene ligger utenfor rammen av denne analysen.

Hva fleksibiliteten er verdt, avhenger av prisene i markedene den kan delta i. Vi har identifisert fire inntektsstrømmer for sluttbrukeren, spotmarkedet, effekttariffen i nettleien, Statnetts reservemarkeder og lokale fleksibilitetsmarkeder. Hovedresultatene er beregnet med dagens priser og dagens markedstilgang. Aggregerte laster har foreløpig ikke adgang til Statnetts balansemarkeder eller de lokale fleksibilitetsmarkedene, og inntekten kommer derfor fra redusert nettleie og lavere spotpriskostnad. Per i dag ligger denne inntekten på om lag én million kroner per MW.

For en kunde som skal investere, er det likevel inntekten over tid som er avgjørende. Vi ser derfor også på inntektspotensialet i et 2035-perspektiv. Da legger vi til grunn at aggregerte laster har fått adgang til Statnetts balansemarkeder, i første rekke mFRR, og til lokale fleksibilitetsmarkeder. Samtidig venter vi at prisene faller etter hvert som tilbudet av fleksibilitet øker, både fra forbrukssiden, batterier og andre konkurrerende løsninger. Som proxy for denne utviklingen har vi tatt utgangspunkt i inntektsbehovet for batteriinstallasjoner, som kan skaleres raskt så lenge avkastningen er tilstrekkelig. Break-even-kostnaden for batterier representerer i så måte et tak for fleksibilitetsinntektene som

genereres på tvers av spot- og balansemarkedene samt de lokale fleksibilitetsmarkedene. Med dette som utgangspunkt finner vi at inntektsgrunnlaget fra disse markedene faller til om lag en firedel av dagens nivå frem mot 2035, tilsvarende om lag 0,5 millioner kroner per MW per år for et batteri. Effektleddet i nettleien holdes utenfor denne reduksjonen fordi batterier ikke vurderes som like skalerbare «bak måleren» og fordi den samlede nettartiffen i praksis settes eksternt av RME. Bredere markedsadgang og lavere priser trekker i hver sin retning, men prisfallet veier tyngst. Inntekten per bygg blir derfor liggende noe lavere enn i dag.

Om det faktisk lønner seg å gjøre lastene i et bygg styrbare, avhenger av om fleksibilitetsinntektene dekker det det koster å installere styring og kommunikasjon. Den terskelen er lav. I de gunstigste kategoriene er det nok at bygget er rundt 220 kvadratmeter, mens terskelen i de minst gunstige ligger på om lag 690 kvadratmeter. På tvers av kategoriene er 40 prosent av byggene, om lag 49 000 bygg, store nok til å komme over terskelen. Fordi byggene som faller utenfor er små, er likevel 94 prosent av det tekniske potensialet lønnsomt å utnytte. Samlet gir dette om lag 2 420 MW lønnsom fleksibilitet. Det tilsvarer om lag ti prosent av effekttoppen i det norske kraftsystemet, og er om lag på størrelse med Statnetts reservemarkeder. Den årlige nettoverdien for byggeierne, i dagens marked, er estimert til om lag 2,0 milliarder kroner etter at investeringen i styring og kommunikasjon er trukket fra, tilsvarende rundt ni prosent av aktørenes strømkostnader. Redusert nettleie står for 77 prosent av denne gevinsten. Frem mot 2035, med full markedstilgang og et modent prisnivå, faller nettoverdien til om lag 1,8 milliarder kroner, og antallet lønnsomme bygg til om lag 47 000. Prisfallet i spot-, balanse- og de lokale fleksibilitetsmarkedene er med andre ord større enn verdien av den økte markedsadgangen, men inntektene holder seg relativt stabile. Verdien som genereres er konsentrert om noen få kategorier. Forretningsbygg, kontor, skole og kultur- og idrettsbygg står til sammen for nesten 75 prosent av verdien, og forretningsbygg alene for om lag en firedel, jamfør Tabell A. Geografisk er potensialet også konsentrert, og NO1 og NO2 står for nær to tredeler av både effekten og verdien.

Tabell A: Lønnsomhet av fleksibilitet per byggkategori i dagens marked. Kilde: Menon og Multiconsult

Byggkategori	Minste lønnsomme størrelse (m ²)	Andel av teknisk potensial som er lønnsomt	Samlet nettoverdi (MNOK/år)
Boligblokk	644	95 %	139
Kontorbygning	420	97 %	395
Skolebygning	382	95 %	271
Universitet/høyskole	539	99 %	41
Sykehus	584	99 %	38
Sykehjem	694	94 %	49
Hotellbygning	318	94 %	134
Kultur/idrett	218	94 %	350
Forretningsbygning	402	96 %	516
Lett industri/lager/verksted	684	80 %	134
Sum/snitt	489	93 %	2 068

Det meste av forbruket ligger i store bygg, der kostnaden ved å installere fleksibilitet er liten sammenlignet med gevinsten. Det gjør ressursgrunnlaget robust. Sensitivitetsanalysen viser at volumet av lønnsom fleksibilitet er nær uavhengig av prisnivået, mens den samlede verdien naturlig nok følger prisnivået. Halveres inntektene, faller den lønnsomme effekten med under ti prosent, til om lag 2 200 MW, noe som innebærer at om lag 85 prosent av det tekniske potensialet er fortsatt lønnsomt. Usikkerhet om fremtidige priser treffer altså verdien av fleksibiliteten, men påvirker i liten grad

lønnsomhetsvurderingen. Tabell B viser netto-inntekt for ulike byggstørrelser per byggkategori i dagens marked.

Tabell B: Netto fleksibilitetsinntekt per år med dagens priser og dagens markedstilgang, kroner. Gjennomsnitt for landet. Kilde: Menon og Multiconsult

Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	4 857	18 046	57 617	123 566
Kontorbygning	11 650	31 633	91 583	191 500
Skolebygning	13 688	35 709	101 772	211 878
Universitet/høyskole	7 353	23 039	70 098	148 529
Sykehus	6 149	20 631	64 079	136 491
Sykehjem	3 897	16 127	52 819	113 971
Hotellbygning	18 162	44 658	124 145	256 624
Kultur/idrett	30 228	68 790	184 475	377 283
Forretningsbygning	12 574	33 481	96 202	200 738
Lett industri/lager/verksted	3 994	16 321	53 303	114 940
Sum/snitt	11 255	30 844	89 609	187 552

Som vi ser er det betydelige gevinster man kan realisere, spesielt for de største byggene. Erfaring fra leverandører og pilotprosjekter viser imidlertid at det er utfordrende å realisere dette potensialet. Våre analyser viser at en sentral barriere ligger på kundesiden. Kunnskapen om fleksibilitet er fortsatt lav, og mange kunder er usikre på om det å la forbruket styres vil gå ut over egen drift og kontroll. Det gjør kundene avventende, og leverandørene av fleksibilitet bruker mye tid på å bygge tillit og rekruttere nye kunder. En spørreundersøkelse blant store bedriftskunder gjennomført av Norce peker i samme retning, om enn med lav svarprosent. Om lag 42 prosent er interessert i å flytte forbruk, men bare 24 prosent tror de faktisk vil gjøre det i løpet av de neste tre årene. Videre peker flere på at sterkere økonomiske insentiver vil ha stor påvirkning på investeringsviljen. Behovet for økonomiske insentiver står i sterk kontrast til våre funn, og tyder på at kunnskapen om inntekspotensialet er begrenset. Sistnevnte reflekteres også i at innsikten i relevante støtteordninger er lav blant aktørene. Samlet sett peker spørreundersøkelsen på et betydelig gap mellom interesse og handling. For å adressere dette gapet er man avhengig av å spre informasjon både om hvordan fleksibilitet fungerer, og hva den kan være verdt.

1 Innledning og bakgrunn

Strømprisene varierer mer enn før, både gjennom døgnet og mellom prisområder. Det skyldes i første rekke at en økende andel av kraftproduksjonen i Norden er uregulerbar vind- og solkraft, og at utvekslingskapasiteten mot nabolandene har økt. Samtidig øker presset på strømmettet. Nettet har alltid vært dimensjonert for de høyeste forbrukstoppene, men elektrifisering og ny forbruksvekst løfter toppene og fremskynder behovet for ny kapasitet. Begge deler øker verdien av fleksibelt strømforbruk, altså at kunder kan flytte eller styre forbruket sitt når strømmen er dyr, eller når nettet og kraftsystemet er anstrengt.

Det ligger betydelige samfunnsøkonomiske verdier i å utnytte denne fleksibiliteten. I evalueringen av Enovas storskala demonstrasjonsprogram anslo Menon Economics og AFRY (2026) at forbrukerfleksibilitet kan redusere forbruksdrevne nettinvesteringer med mellom 2 og 7 milliarder kroner over en tjueårsperiode, i regional- og distribusjonsnettet alene. For kunden representerer de fleksible ressursene en mulighet til å redusere egen strømregning. I tillegg kan fleksibiliteten selges i dedikerte markeder, der nettselskaper eller systemansvarlig Statnett betaler kunder for å tilpasse forbruket i bestemte perioder. Slike løsninger vil gradvis bli tilgjengelige for flere typer strømkunder.

Mange store strømkunder har en betydelig andel fleksible ressurser i varme- og kjølesystemer, ventilasjonsanlegg og elbillading. Mye av denne fleksibiliteten kan aktiveres uten merkbar påvirkning på arbeidsmiljø eller komfort, og ofte til lav marginalkostnad. Samtidig har de tekniske løsningene som trengs for å styre forbruket, nådd et relativt høyt modenhetsnivå. Likevel er potensialet foreløpig i liten grad realisert, og det mangler en helhetlig analyse av inntektsgrunnlaget som foreligger.

Energidepartementet ønsker derfor å få belyst hvor mye ulike typer store strømkunder kan redusere strømkostnadene sine ved å utnytte fleksibilitet de allerede har, med begrensede investeringer. Departementet ønsker samtidig kartlagt hva som hindrer at fleksibiliteten faktisk tas i bruk. Som et tillegg ønsker de også å få kartlagt hvilken grad kraftintensiv industri allerede tilpasser forbruket sitt til spotprisen.

1.1 Vårt mandat

Mandatet til Menon og Multiconsult har vært å utarbeide et beslutningsrelevant kunnskapsgrunnlag for relevante markedsaktører, samtidig som analysene skal kunne brukes aktivt i departementets videre arbeid. Som nevnt fokuserer oppdraget kun på kunder som, i stor grad, kan installere styringssystemer direkte i sine eksisterende energiløsninger. Det utelukker blant annet industriell virksomhet med omfattende prosessering. Analysen holder også utenfor tiltak som krever større investeringer eller vesentlige inngrep i driften, som batterier og stans av produksjonsprosesser. Mandatet favner fire spørsmål. Hvilke kunder og ressurser er relevante? Hvor mye fleksibelt forbruk har de? Hvor mye er denne fleksibiliteten verdt? Og hva hindrer at den tas i bruk?

1.2 Leserveiledning

Resten av rapporten er bygget opp for å svare på disse spørsmålene. Kapittel 2 kartlegger hvilke kundegrupper og fleksibilitetsressurser som er relevante, og anslår hvor mye fleksibelt forbruk de har. Kapittel 3 tallfester hva fleksibiliteten er verdt i markedene den kan delta i, og hva det koster å gjøre lastene styrbare. Kapittel 4 setter inntektene opp mot kostnadene og viser hvor mye av potensialet som er lønnsomt, per byggkategori og per prisområde, i dag og frem mot 2035. Kapittelet avsluttes med faktaark for seks byggkategorier. Kapittel 5 ser på hva sluttbrukerne vet om fleksibilitet, hvilke

regulatoriske barrierer som står igjen, og i hvilken grad kraftintensiv industri allerede tilpasser forbruket til spotprisen. Hovedkapitlene fokuser på å formidle hovedfunnene løpende for hver delanalyse. Detaljerte metodebeskrivelser er lagt i egne vedlegg. Hvordan potensialet kan legges inn i en kraftmarkedsmodell, drøfter vi i Vedlegg D.

2 Identifisering av relevante kundegrupper og fleksibilitetsressurser

Hvor mye fleksibilitet store strømkunder kan tilby, avhenger av hvilke fleksible ressurser de har, og størrelsen på effekt- og energibehovet. I dette kapittelet kartlegger vi dette nedenfra og opp. Vi identifiserer ti bygningskategorier som de mest relevante for forbrukerfleksibilitet. Dette er boligblokker, kontor, forretningsbygg, skoler, universitet og høyskoler, sykehus, sykehjem, hotell, kultur- og idrettsbygg samt lett industri og lager. Til sammen utgjør dette over 120 000 bygg med et samlet areal på om lag 128 millioner kvadratmeter. Byggene står for rundt 18 prosent av Norges kraftforbruk. For hver kategori fastsetter vi deretter hvilke laster som kan flyttes uten å påvirke drift eller komfort nevneverdig. Det gir et teknisk fleksibilitetspotensial på om lag 8 600 GWh, tilsvarende rundt en tredel av strømforbruket i disse byggene. Fire kategorier står for nær to tredeler av potensialet og er særlig viktige: forretningsbygg, kultur- og idrettsbygg, kontor og boligblokk, med forretningsbygg som det klart største enkeltsegmentet.

Dette kapittelet danner det empiriske grunnlaget for lønnsomhetsberegningene senere i rapporten. Vi beskriver først vår metodiske tilnærming for å gå fra bygg- og ressursnivå til aggregerte kundegrupper og fleksibilitetskilder. Deretter presenterer vi nøkkeldata for de respektive kundegruppene og fleksibilitetsressursene de besitter. Analysen bygger på erfaringer fra gjennomførte og pågående pilotprosjekter, lastprofiler fra PROFet, en klimaavhengig lastprofilestimator utviklet ved SINTEF og NTNU (Andersen et al., 2021), og bygningsdata fra matrikkelen. Potensialet vi anslår her, er det tekniske fleksibilitetspotensialet. Hvor stor del av det som faktisk er bedriftsøkonomisk lønnsom, og hvilket inntjeningspotensial det representerer, analyserer vi videre i kapittel 3 og 4.

2.1 Metodikk: Fra bygg- og ressursnivå til kundegrupper

Vår analyse tar utgangspunkt i en bottom-up-metodikk der potensialet aggregeres opp basert på detaljerte data på bygningsnivå. Bakgrunnen for denne tilnærmingen er at fleksibiliteten, og de aktuelle ressursene, er tett knyttet til byggenes tekniske installasjoner. Vi bruker derfor byggkategorien som analyseenhet og lar den representere relevante kundesegmenter.

Lastgrunnlaget kartlegges med matrikkelen som utgangspunkt. Matrikkelen er det offisielle registeret over norske eiendommer med informasjon om beliggenhet, areal og bygningstype. De mange bygningstypene i matrikkelen samles til ti kategorier basert på byggstandarden NS 3031, som deler bygg inn etter bruk, for eksempel kontorbygg, skole eller sykehjem. Bygg i samme kategori har tilnærmet lik bruk og energiprofil, noe som gjør det mulig å beregne et representativt energiforbruk for hver av dem. For å beregne fleksibilitetspotensialet beregner vi først energibehovet per bygg for de ulike byggkategoriene, og skiller ut andelen av behovet som forsynes fra de ulike fleksible forbrukslastene. Deretter estimerer vi behovet for levert strøm (energi og effekt) til de fleksible forbrukslastene per bygg, før vi aggregerer opp med antall bygg i hele bygningsmassen. De tre første trinnene settes opp for et representativt bygg i hver byggkategori, mens det siste trinnet aggregerer opp det totale fleksibilitetspotensialet. Hvert arbeidssteg er dokumentert nærmere i et eget underkapittel under *Vedlegg A: Utfyllende detaljer – oppsett for identifiserte kundegrupper og fleksibilitetsressurser*.

De fleksible ressursene vi fokuserer på, er laster som allerede finnes i bygningsmassen, og som kan flyttes i tid uten merkbar effekt på drift, komfort eller verdiskaping. Tyngdepunktet ligger i de termiske lastene: romoppvarming, ventilasjon, kjøling, oppvarming av tappevann gjennom varmtvannsbereder

og elbillading. De termiske lastene har stor termisk treghet, slik at forbruket kan forskyves fra minutter til timer uten at innetemperatur eller varmtvannstilgang påvirkes nevneverdig, og for elbillading kan ladetidspunktet styres innenfor vide rammer så lenge bilen er fulladet til bruk. Marginalkostnaden ved aktivering er derfor lav for begge. Erfaringene fra pilotprosjektene¹ viser at nettopp ventilasjon, elbillading og varmtvannsberedere ofte kan aktiveres uten at brukerne merker det. Varmepumper og termiske lagre utvider handlingsrommet ytterligere. Felles for ressursene er at de kan tas i bruk med begrensede investeringer.

2.2 Identifiserte kundegrupper og fleksibilitetsressurser

Basert på metodikken beskrevet over har vi identifisert de ti byggkategoriene vi benytter videre i analysen av store strømkunder. Disse er:

- boligblokk
- kontorbygning
- skolebygning
- universitet/høyskole
- sykehus
- sykehjem
- hotellbygning
- kultur/idrett
- forretningsbygning
- lett industri/lager/verksted

Til sammen utgjør de ti kategoriene om lag 123 000 bygg og 128 millioner m², med et samlet energiforbruk på rundt 26 TWh, tilsvarende om lag 18 prosent av Norges totale strømforbruk. Forbruket fra fleksible energikilder utgjør om lag 8,6 TWh, eller 34 prosent av forbruket i disse byggene. Den nærmere fordelingen per kategori er vist i Tabell 2-1.

Tekstboks 2-1 Hvorfor disse ti byggkategoriene:

Utvalget av kategorier er avgrenset av oppdragets fokus på store strømkunder, med vekt på det potensialet som kan forløses gjennom en standardisert og skalerbar tilnærming. De ti kategoriene samsvarer med næringsbyggkategoriene i NS 3031, den norske standarden for energiberegninger i bygg, noe som gjør inndelingen gjenkjennelig og etterprøvbart.

Byggene i disse kategoriene har flere fellestrekk som gjør dem særlig egnet for en slik tilnærming. Energibruken til prosess er lav, og driften handler i stor grad om å skape et godt innemiljø for menneskene som oppholder seg i bygget, samt å tilrettelegge for deres transport til og fra. Dette gir samtidig en høy andel fleksibelt forbruk fra laster som anses ikke-kritiske: oppvarming, tappevann og lading utgjør en stor del av både energi- og effektbruken, og de samme typer tekniske systemer går igjen på tvers av kategoriene. Det er nettopp denne likheten i bruksmønster og systemvalg som gjør kategoriene godt egnet for en standardisert tilnærming til å forløse fleksibilitetspotensialet

Bygningskategoriene er svært ulike, både i størrelse og i hvor stor andel av forbruket som kan flyttes. Fleksibilitetspotensialet bestemmes av begge: arealet, som energibruken i stor grad følger, og den

¹ Eksempelvis innenfor storskala demonstrasjonsprogrammet og Euroflex.

fleksible andelen. Disse to trekker ikke alltid i samme retning. Arealet spenner fra under 3 millioner m² for universitet/høyskole og sykehus til over 30 millioner m² for forretningsbygg.

Tallene i Tabell 2-1 og Tabell 2-2 forutsetter at det representative bygget som er modellert i studien — med kombinert varmepumpe og elkjel til romoppvarming og tappevann, og elbilladeanlegg med energistyring — er representativt for et norsk gjennomsnittsbygg i sin kategori. Potensialet i tabellene bør derfor leses som et anslag på størrelsesorden, ikke som et eksakt tall. Vi drøfter usikkerheten nærmere i delkapittel 2.3.

Tabell 2-1: Forbruk og fleksibelt forbruk hos store kunder per byggkategori. Kilde: Menon og Multiconsult

Byggkategori	Antall bygg	Areal (mill. m ²)	Strømforbruk (GWh/år)	Flekspotensial (GWh/år)	Andel fleksibel energi	Fleks per m ² (kWh/m ²)
Boligblokk	6 750	13,3	1 630	1 110	68 %	80
Kontorbygning	11 570	22,3	5 070	1 090	21 %	50
Skolebygning	15 860	15,7	1 780	880	49 %	60
Universitet/høyskole	870	2,9	700	230	33 %	80
Sykehus	450	2,8	930	280	30 %	100
Sykehjem	3 160	5,2	1 020	440	43 %	80
Hotellbygning	6 640	6,3	1 330	510	38 %	80
Kultur/idrett	23 850	11,3	3 060	1 190	39 %	110
Forretningsbygning	20 370	30,2	6 530	1 860	28 %	60
Lett industri/lager/verksted	33 880	18,3	3 560	1 030	29 %	60
Summert	123 400	128,2	25 610	8 620	34 %	70

Forretningsbygg, som blant annet omfatter kjøpesenter, varehus og butikk, er størst på alle tre målene, med 30 millioner m², et strømforbruk på 6 500 GWh og det største fleksibilitetspotensialet, om lag 1 900 GWh, eller drøyt en femtedel av det samlede potensialet. Kontorbygg er nest størst i areal og energibruk, men her stopper sammenhengen opp. Andelen av forbruket som er fleksibel, varierer nemlig mye mellom kategoriene, fra 21 prosent i kontorbygg til 68 prosent i boligblokk. I kontorbygg går en stor del av forbruket til utstyr og belysning som ikke kan styres, og det fleksible potensialet ender derfor på om lag 1 090 GWh, samme nivå som i kultur- og idrettsbygg (1 190 GWh) og boligblokk (1 110 GWh). Disse to har mindre samlet areal enn kontorbygg, men veier opp med en langt høyere fleksibel andel. Målt per kvadratmeter er potensialet størst i kultur- og idrettsbygg, med 110 kWh/m², mot 50 kWh/m² i kontorbygg.

Byggenes fleksible strømforbruk kan i all hovedsak spores tilbake til fire ressurser: varmepumper til grunnlastoppvarming, elkjeler til spisslastoppvarming, smarte varmtvannsberedere og elbilladere. For de tre termiske ressursene er det ingen forskjell mellom energibruk og fleksibilitetspotensial, ettersom disse lastene i sin helhet kan forskyves i tid uten å gå på kompromiss med funksjon eller velferd. For elbillading skilles det mellom en fleksibel og en ikke-fleksibel andel: lading av firmabiler og gjesteparkering er forutsatt å ligge utenfor det som kan styres etter prissignaler. Tabell 2-2 viser samlet fleksibelt energibruk for næringsbyggene i de ti kategoriene, fordelt på hver av de fleksible

forbrukslastene. Effektbehovet er oppgitt for den årlige topplasttiden til hver last, og det er også forutsatt en samtidighetsfaktor på 40 prosent, ettersom ikke alle lastene har topplast i samme time.²

Tabell 2-2: Aggregert forbruk og fleksibelt forbruk for norske næringsbygg, per fleksibilitetsressurs. Kilde: Menon og Multiconsult

Ressurs	Strømforbruk (GWh/år)	Flekspotensial (GWh/år)	Effektbruk [MW]*	Fleksibel effektbruk [MW]*
Varmepumpe grunnlast oppvarming	4 180	4 180	370	370
Elkjel spisslast oppvarming	1 070	1 070	790	790
Tappevann	1 990	1 990	150	150
Elbillading	2 370	1 370	2 410	1 270
Summert	9 640	8 620	3 750	2 580

*For oppgitt effektforbruk på aggregert nivå (nasjonalt nivå, prissonenivå) er det tatt utgangspunkt i en antatt samtidighetsfaktor mellom lastene på 40 %. Eksempelvis vil ikke alle landets elbilladere lade helt samtidig. Dette er på linje med samtidighetsfaktorer som historisk har blitt benyttet for dimensjonering av nettinfrastruktur.

Tabell 2-2 viser hvor mye last som kan flyttes, fordelt på ressurs. Effektpotensialet er størst for elbillading, etterfulgt av elkjel, mens varmepumpene står for det største energivolumet. Så langt har vi imidlertid ikke vurdert frekvensen, altså hvor ofte lasten kan flyttes og hvor raskt den kan aktiveres. Tabellen sier heller ikke noe om varighet, det vil si hvor lenge lasten tåler å være forskjøvet før den må hentes inn igjen. Forskjellene er store. Varmepumper og varmtvannsberedere er begge fleksible, men de kan flytte last over svært ulike tidsrom og med ulik responstid. Disse forskjellene er avgjørende for hvilke markeder den enkelte ressursen kan levere inn i, og hvor ofte. Dette kommer vi tilbake til i modelleringen av hvordan fleksibiliteten kan avlønnes i de ulike markedene, i kapittel 3.

2.3 Usikkerhet i beregningene

En aggregeringsmetodikk som den vi bruker her, er alltid forbundet med usikkerhet. Tre forhold betyr mest:

- Aggregering fra representativt til faktisk bygg. Modellen legger til grunn én representativ teknisk energiforsyningsløsning per byggkategori (jf. steg 4), men den vanligste løsningen i en kategori er ikke nødvendigvis et gjennomsnitt som kan aggregeres direkte opp til hele bygningsmassen.
- Størrelsen på elbilladeanlegget. Omfanget av ladeinfrastruktur er i praksis et fritt valg i det enkelte byggeprosjektet, og varierer trolig mer mellom enkeltbygg enn en representativ betraktning fanger opp.
- Reell energibruk. Energibruken i det enkelte bygget avhenger av byggets alder, bruk, tekniske anlegg og hvor godt anlegget driftes, og kan avvike fra det modellerte gjennomsnittet i begge retninger.

Den første feilkilden slår ut i begge retninger. Fjernvarme utgjør anslagsvis 10–15 prosent av oppvarmingsbehovet i store næringsbygg, og disse byggene har ikke et strømbasert oppvarmingsanlegg som kan tilby fleksibilitet.³ Isolert sett taler det for å skalere ned potensialet ved aggregering. Samtidig

² Samtidighetsfaktoren angir hvor stor andel av lastenes samlede topplast som inntreffer samtidig. En faktor på 40 prosent betyr at den aggregerte effekttoppen er satt til 40 prosent av summen av de enkelte lastenes topplast, fordi toppene faller på ulike tidspunkter. Nivået er på linje med det nettselskapene bruker ved dimensjonering av nettet.

³ Estimert fra Norsk fjernvarme

har flere næringsbygg direkte elektrisk oppvarming, der levert energi er høyere enn fra det kombinerte varmepumpe- og elkjelanlegget vi legger til grunn, og det trekker potensialet opp. Innslaget av fjernvarme påvirker også hvor fleksibilitet er mest aktuelt å utnytte. I områder med fjernvarmekonsesjon og tilknytningsplikt er overgang til fjernvarme normalt den mest permanente og effektive måten å avlaste strømmettet på. I øvrige områder er fleksibilitet en god løsning, både for samfunnet og for lønnsomheten i det enkelte bygget.

Utfordringen er at det ikke finnes fullstendig offentlig statistikk over hvilke energiforsyningsløsninger de ulike byggkategoriene benytter. Den mest relevante kilden vi kjenner til, er SSBs tabell over energibruk etter bygningstype og type varmesentral fra 20114, som må anses som utdatert. Tilsvarende gjelder elbillading, der vi har brukt ekspertvurderinger og erfaringsdata fra enkeltprosjekter for å etablere representative anlegg per bygg.

Eksemplene illustrerer den iboende usikkerheten i denne typen bottom-up-analyser, men også at de viktigste feilkildene trekker i hver sin retning, slik at nettoutslaget på det aggregerte potensialet blir mindre enn hver av dem isolert. Analysen bygger på de beste kildene som er tilgjengelige, kombinert med forenklede betraktninger basert på de store talls lov, og gir et anslag på potensialets størrelsesorden. Som robusthetsskontroll har vi gjennomført et uavhengig topp-ned-anslag, der offentlig energibruksstatistikk på næringsnivå er fordelt på tilhørende bygningsmasse. De to tilnærmingene gir i hovedsak sammenfallende resultater, noe som styrker tilliten til lastgrunnlaget. Modellens forutsetninger er videre transparente og etterprøvbare på byggnivå, noe som gjør det enkelt å justere forutsetningene om man vil gjøre egne byggespesifikke anslag.

⁴ [SSBs tabell over energibruk etter bygningstype og type varmesentral](#)

3 Inntekts- og kostnadsgrunnlag

Byggeiere og andre fleksibilitetsleverandører kan hente inntekter fra fire kilder: spotpris, effektleddet i nettleien, Statnetts balansemarkeder og lokale fleksibilitetsmarkeder. Per i dag er det bare spotprisen og nettleien som er tilgjengelige for aktørene vi ser på i denne studien, og det er reduksjonen i nettleien som står for det aller meste av gevinsten ved lastflytting. For et gjennomsnittlig lønnsomt bygg utgjør den 77 prosent. I løpet av få år forventes Statnetts balansemarkeder å åpne for aggregerte laster, samtidig som de lokale fleksibilitetsmarkedene blir mer kommersielt modne. Begge deler øker inntektsgrunnlaget for byggeierne. Muligheten for å skalere konkurrerende fleksibilitetsteknologi, særlig batteriløsninger, trekker i motsatt retning: vi anslår at inntektspotensialet fra disse markedene faller med om lag 75 prosent frem mot 2035. Beparelser knyttet til nettleie vil imidlertid i liten grad påvirkes, noe som gir robusthet for inntektsgrunnlaget for norske byggeiere. I hvilken grad økt markedstilgang kan veie opp for prisfallet på det resterende inntektsgrunnlaget, avhenger av hvordan man lykkes med å optimalisere verdistablingen på tvers av markedene, noe vi ser nærmere på i neste kapittel. Lønnsomhetsterskelen er uansett lav. Et bygg trenger bare å generere en nettoinntekt på 8 300 kroner i året for å tilfredsstille kravet til nedbetalingstid på seks år.

I dette kapittelet kartlegger vi inntekts- og kostnadsgrunnlaget for de fleksible ressursene som preger effekt- og energibruken i byggkategoriene fra kapittel 2. Først tallfester vi dagens inntektsgrunnlag i spotmarkedet og nettleien (delkapittel 3.1), deretter de fremtidige markedsmulighetene og det langsiktige prisnivået (delkapittel 3.2). Til slutt kobler vi markedsverdiene til den enkelte ressursens driftstid, treffrate og installerte kapasitet for å anslå inntektspotensialet per ressurs (delkapittel 3.3). Deretter setter vi det opp mot kostnaden ved å gjøre lastene styrbare (delkapittel 3.4). Lønnsomheten per bygg og for bygningsmassen samlet presenteres i kapittel 4.

3.1 Dagens inntektsgrunnlag for fleksible forbrukere

Dette delkapittelet tallfester inntektsgrunnlaget i de to markedene som i dag er tilgjengelige for alle store strømkunder: effektleddet i nettleien og spotmarkedet. For hvert av dem redegjør vi for hvordan vi beregner verdien per MW, til dagens priser og differensiert på prisområder. Reservemarkedene og de lokale fleksibilitetsmarkedene omtales i delkapittel 3.2, ettersom tilgangen for byggrelatert fleksibilitet først ventes å materialisere seg i de nærmeste årene.

3.1.1 Nettleie

Fleksibilitet kan redusere nettleien, nærmere bestemt effekttariffen. Dette er den klart største inntektskilden for byggene i analysen, og den er tilgjengelig for alle i dag. Bedriftskunder med årlig forbruk over 100 000 kWh, samt kunder tilknyttet regional- eller transmisjonsnett, avregnes etter en nettleiemodell med tre ledd: fastledd, energiledd og effektledd. Effektleddet i nettleien beregnes ut fra de timene i måneden der kunden har høyest effektuttak. Et bygg betaler altså for sin egen topplast, uavhengig av forbruket resten av tiden. Kunden kan derfor redusere nettleien ved å dempe uttaket i nettopp disse timene, men uten å endre det totale energiforbruket nevneverdig. Sparepotensialet beregnes derfor som reduksjonen i effekttariffen som følger av en lavere effekttopp, ikke som spart energi.

Tariffsatsene som ligger til grunn i denne analysen, er basert på et vektet snitt av de store norske nettselskapenes gjeldende praksis i hvert prisområde, hentet fra selskapenes prislister for 2025. For

kunder over 100 000 kWh er effektleddet hos de store selskapene en fast sats per kW, differensiert etter sesong og spenningsnivå. Verdien av å redusere effekttoppen med én kilowatt er derfor lik satsen. Vi har lagt lavspenntariffen til grunn. Siden kraftnettet dimensjoneres for effekttoppene i vinterhalvåret, er effektleddet om vinteren vesentlig høyere enn om sommeren. For landsgjennomsnittet er satsen om lag 78 kroner per kW per måned om vinteren (oktober–mars) mot om lag 46 kroner om sommeren (april–september). Satsene per prisområde fremgår av Tabell 3-1. Forskjellene mellom prisområdene er små. Samlet årlig sats varierer fra om lag 682 000 kroner per MW i NO3 til om lag 780 000 kroner per MW i NO5, en forskjell på under 15 prosent.

Tabell 3-1 Gevinster fra effekttariff inkludert i modellering. Kilde: Menon og Multiconsult

Prissone	Effekt-tariff sum vintermåneder (kr/MW/år)	Effekt-tariff sum sommermåneder (kr/MW/år)
NO1	486 000	230 000
NO2	487 500	261 000
NO3	416 000	266 000
NO4	522 000	255 000
NO5	420 000	360 000
Landsgjennomsnitt	466 300	274 400

Med disse satsene er én kilowatt lavere effekttopp i alle årets måneder verdt om lag 740 kroner i året ($6 \times 78 + 6 \times 46$). Gjelder reduksjonen bare vinterhalvåret, er verdien om lag 470 kroner. Et kontorbygg på 3 400 kvadratmeter har en effekttopp på i underkant av 300 kW. Reduseres toppen med 20 kW, for eksempel ved at elbillading og elkjel ikke går samtidig med det øvrige forbruket i den dyreste timen, sparer bygget om lag 15 000 kroner i året i nettleie. Energiforbruket er uendret. I kapittel 4 beregner vi hva systematisk styring av alle de fleksible lastene gir per bygg. For et gjennomsnittlig bygg står nettleien for 70–85 prosent av fleksibilitetsinntekten, jf. Vedlegg C5.

3.1.2 Spotpris

Spotmarkedet er en inntektskilde som er tilgjengelig for alle fleksible strømkunder. Evnen til å flytte forbruk fra dyre til billige timer er derfor del av inntektsgrunnlaget i denne analysen. Spotprisen settes hvert kvarter i det nordiske kraftmarkedet (Nord Pool) og reflekterer balansen mellom tilgjengelig produksjon og forbruk i det enkelte kvarteret. Ulike forbrukslaster har ulike forutsetninger for å utnytte spotprisvariasjonene, og vi beskriver i det følgende hvordan inntektsmuligheten er vurdert og beregnet per ressurs.

For å beregne verdien av spotprisfleksibilitet på en måte som er realistisk for hver enkelt ressurs, benytter vi to kategorier: peakarbitrasje og volumarbitrasje. Peakarbitrasjen reflekterer situasjonen der en kunde bare kan flytte et begrenset forbruksvolum mellom to enkelttimer i døgnet. Da er den optimale strategien å flytte fra den dyreste til den billigste timen. Gevinsten beregnes som differansen mellom disse to timene per døgn, basert på historiske spotprisdata for 2025.⁵ Gjennomsnittet av de daglige prisspredningene omregnes til en årlig gevinst per kilowatttime som kan flyttes daglig på denne måten. Peakarbitrasje kan for eksempel være aktuelt for romoppvarmingssystemer og styring av elbillading for ansatte. Her er det aktuelt å unngå den dyreste strømpristimen, men det er ikke ansett

⁵ Kilde spotpriser: ENTSO-E. Norge og resten av Europa gikk samlet over til 15 minutters tidsoppløsning i døgnetmarkedet 1. oktober 2025. For de fleste husholdninger og næringsbygg avregnes likevel fortsatt per time, ved at kraftleverandørene benytter en gjennomsnittlig timespris beregnet fra de fire kvartersprisene. I vår analyse har vi brukt timesoppløste strømpriser.

som en attraktiv prioritering å sette elbillading på pause i mange timer for å utnytte strømprisvariasjoner.

Volumarbitrasjen reflekterer situasjonen der kunden kan flytte større forbruksvolumer over lengre tid uten ulemper, og derfor kan velge fritt blant de billigste timene i døgnet. Gevinsten per kilowattime beregnes som differansen mellom gjennomsnittet av de tolv dyreste og de tolv billigste timene per døgnet, og den årlige gevinsten fremkommer ved å aggregere disse daglige differansene over året. Prisgevinsten per kilowattime er lavere enn ved peakarbitrasje, siden man sammenligner gjennomsnittet av mange timer fremfor de to ytterpunktene, men ettersom en større andel av lasten kan flyttes, blir den samlede årlige gevinsten høyere. Volumarbitrasje kan være aktuelt for fleksibel elbillading og oppvarming av tappevann. Tekstboks 3-1 illustrerer besparelspotensialet gjennom et konkret eksempeldøgnet.

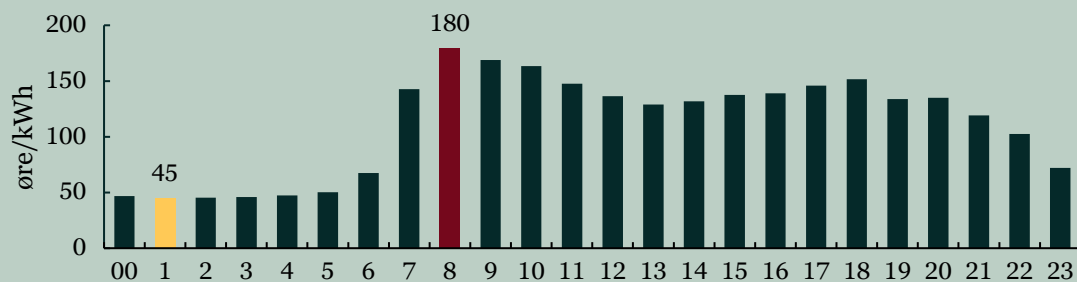
Tekstboks 3-1: Eksempelberegning av prisvariasjon 9. januar 2025.

Peakarbitrasje. Ved å flytte én kilowattimes forbruk fra den dyreste timen (kl. 08, 180 øre per kWh) til den billigste (kl. 01, 45 øre per kWh) den 9. januar 2025 var det mulig å spare 135 øre per kilowattime. Dette er et eksempel på hva det er mulig å spare på prisvariasjoner i løpet av dagen gjennom peakarbitrasje.

Volumarbitrasje. De åtte billigste timene den 9. januar 2025 (kl. 00–06 og kl. 23) hadde en gjennomsnittlig pris på 52 øre per kWh, mens de åtte dyreste timene (kl. 07–11 og kl. 16–18) hadde en gjennomsnittlig pris på 155 øre per kWh. Ved å fordele ett kilowattimes forbruk over de åtte billigste timene fremfor de åtte dyreste var det mulig å spare om lag 100 øre per kilowattime.

Volumarbitrasjen på 100 øre/kWh er lavere enn peakarbitrasjen på 135 øre/kWh fordi fleksibelt forbruk i praksis må fordeles over flere timer, ikke konsentreres til én enkelttime.

Figur 3-1: Strømprisen 9 januar 2025. Kilde: *Hvakosterstrømmen.no*



Tabell 3-2 viser det teoretiske gevinstgrunnlaget fra spotmarkedet gjennom peak- og volumarbitrasje i de ulike prissonene. Den gjennomsnittlige daglige prisspredningen i prisområde NO1 var om lag 70 øre per kWh i 2025.

Tabell 3-2 Gevinster fra spotmarkedet inkludert i modellering. Kilde: Menon og Multiconsult

Prissone	Peakarbitrasje (kr/MW/år)	Volumarbitrasje (kr/MW/år)
NO1	250 000	112 000
NO2	257 000	112 000
NO3	110 000	51 000
NO4	56 000	27 000
NO5	250 000	112 000
Landsgjennomsnitt	185 000	83 000

3.2 Langsiktig inntekspotensial

Inntektene fra fleksibilitet bestemmes av to forhold: hvor mye ressursen kan tjene i hvert enkelt marked, og hvilke markeder den faktisk har tilgang til. Begge endrer seg over tid. Som nevnt over kan aktørene i dag hente gevinster gjennom spotprisarbitrasje og optimalisering av effektuttaket via nettleien.⁶ Dette delkapittelet beskriver de to markedene som ventes å åpne for byggregulert fleksibilitet de nærmeste årene, nærmere bestemt Statnetts balansemarkeder og de lokale fleksibilitetsmarkedene. Når vi ser fremover, må vi også vurdere hva som vil være et langsiktig, modent prisenivå. Under redegjør vi først for dagens inntjeningsmuligheter, og deretter for hvordan vi forventer at prisene vil utvikle seg over tid på tvers av de adresserbare markedene.

3.2.1 Statnetts balansemarkeder

Balansemarkedene er en tredje inntektskilde for fleksible laster. Kraftsystemet krever kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk, sekund for sekund, og som systemansvarlig kjøper Statnett kapasitet og energi fra aktører som raskt kan justere produksjonen eller forbruket sitt. Disse produktene kalles systemtjenester eller balanseringstjenester og omsettes i egne markeder, der det viktigste for forbrukslaster er markedet for manuelle frekvensgjenopprettingsreserver (mFRR). En fleksibel last kan selge slik kapasitet og dermed hente inntekter som supplerer besparelsene i spotmarkedet og på nettleien.

Tilgangen til de fleste balansemarkedene er per i dag forbeholdt store forbrukere. Det forventes imidlertid at også mindre laster (under 1 MW) vil få tilgang innen relativt kort tid. De regulatoriske prosessene knyttet til dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.2. Balansemarkedene skiller seg fra hverandre langs to dimensjoner: aktiveringshastighet og betalingsstruktur. I noen markeder aktiveres fleksibiliteten automatisk i løpet av sekunder, i andre aktiverer Statnett manuelt med noen minutters varsel. Betalingen kan være for å holde kapasitet tilgjengelig, for faktisk levert energi, eller begge deler. Disse egenskapene avgjør hvilke markeder som er aktuelle for lastene i denne studien. Tabell 3-3 oppsummerer markedene og deres relevans for byggregulert fleksibilitet.

⁶ Balansemarkedene er forbeholdt større forbrukere. Minstebudet i mFRR er redusert til 1 MW, men aggregering av laster under denne grensen er ennå ikke tillatt, og Statnett har samtidig innført tak på hvor mye regulerbar fleksibilitet som kan prequalifiseres per kapasitetsområde. Enkelte bygg kan likevel delta i lokale fleksibilitetsmarkeder, avhengig av lokale nettforhold.

Som vi redegjør for under er det i praksis bare mFRR-kapasitetsmarkedet som er relevant for fleksibilitetsressursene vi analyserer i denne rapporten. Dette skyldes hovedsakelig krav til responstid og varighet. Til dagens priser gir mFRR-kapasitetsmarkedet i størrelsesorden 0,9 millioner kroner per MW per år for en ressurs som er tilgjengelig alle årets timer. Hvor mye en forbrukslast faktisk kan hente ut, avhenger av to forhold. Det ene er hvor mange timer i året lasten er i drift og kan by inn kapasitet, som vi behandler i delkapittel 3.3. Det andre er det fremtidige prisnivået når markedene åpnes for flere tilbydere, som vi anslår i delkapittel 3.2.3.

En detaljert beskrivelse av verdiberegningene finnes i vedlegg B.

Tabell 3-3: Inntektsgrunnlag i Statnetts balansemarkeder i 2024. Kilde: RME (2025)⁷

Marked	Kort forklaring	Relevans for byggregulert fleksibilitet	2024 Volum	2024 verdi (mill. kr)
FFR (Profil + Flex)	Profil min. 1 MW; Flex min. 5 MW. Svært rask reserve, aktiveres ved store frekvensfall — typisk innen ca. ett sek.	Lite aktuelt. Krever laster som kan kobles ut ekstremt raskt og gjerne utenfor normal driftstid for et næringsbygg.	148 MW	24
FCR (N + D opp + D ned)	Min. 0,1 MW. Automatisk primærrespons på frekvensavvik.	Lite relevant, grunnet krav til rask og spontan respons, med 100 % varighet opp til 1 time.	1 297 MW	549
aFRR (opp + ned)	Min. 1 MW. Automatisk sekundærregulering basert på signaler fra Statnett.	Teknisk krevende, stiller strenge krav til responstid, kontinuerlig regulering, leveranselengde og presisjon. Egnet for reservekraftaggregater.	267 MW	525
mFRR kapasitet	Min. 1 MW, koblet til mFRR. Betaling for å holde kapasitet tilgjengelig. Har i praksis erstattet RKOM Uke/Helg.	Markedet som er klart best egnet for vanlige forbrukslaste som varmtvann, elbillading og oppvarming. Krav til aktiveringstid og leveransetid anses håndterlige. Store innkjøpsvolumer. Det er denne Statnett prioriterer å åpne først for aggregerte fleksibilitetsgrupper (Juni 2026)	2 120 MW	2 573
Sum				3 671

3.2.2 Lokale fleksibilitetsmarkeder

Balansemarkedene beskrevet i forrige delkapittel er nasjonale og administreres av Statnett for å holde kraftsystemet i balanse på frekvens- og systemnivå. I tillegg til disse finnes lokale fleksibilitetsmarkeder, der nettselskapene kjøper fleksibilitet fra sluttbrukere for å avlaste lokale

⁷ RME (2025). Driften av kraftsystemet 2024. Tilgjengelig [her](#).

flaskehalser i distribusjonsnettet. Disse markedene er fortsatt i en piloteringsfase i Norge, og utbredelsen er derfor begrenset.

Norges eneste operative markedsplass for lokal fleksibilitet i bygg er forskningsprosjektet Euroflex, drevet av åtte norske nettselskaper på NODES-plattformen. Prosjektpartnerne blant nettselskapene er Elvia, GlitreNett, Norgesnett, Lnett, Fagne, BKK, Linja og Tensio. Minimumsbudstørrelsen er én kilowatt⁸, vesentlig lavere enn i Statnetts balansemarkeder. Næringskunder og privatkunder deltar i praksis via aggregatorer.

Per i dag tilbys det tre produkter med ulik aktiverings- og betalingsstruktur, oppsummert i Tabell 3-4.

Tabell 3-4: Beskrivelse av markedene i Euroflex

Produkt	Forklaring	Betalingsstruktur	Relevans for næringsbygg
LongFlex	Kapasitetsprodukt. Nettselskapet betaler for at kapasitet stilles til disposisjon i en definert periode.	Reservasjonsbetaling per MWh tilgjengelig kapasitet.	God tilgjengelighet for bygg med forutsigbar laststyringsevne. Det å kunne tilby respons fordrer at en har et forbruk å skru av. Lav aktiveringsrate historisk.
ShortFlex	Aktiveringsprodukt. Nettselskapet betaler for faktisk reduksjon av strømforbruk ved aktivering.	Aktiveringsbetaling per MWh levert. Markedet er kontinuerlig og stenger én time før levering.	Som LongFlex. En LongFlex-kontrakt innebærer forpliktelse om å tilby kapasitet i aktiveringsmarkedet. En kan også delta direkte uten å gå via LongFlex-kontrakt.
MaxUsage	Virtuell sikring. Betaling for å holde strømforbruket under et avtalt nivå i gitte perioder.	Betaling per MWh tilgjengelig kapasitet under taket.	Interessant for bygg med høy effekttopp i morgen- og ettermiddagsrushet, siden disse tidspunktene overlapper med nettets kritiske perioder. Ettersom det er tilstrekkelig å holde forbruket under en grense, er dette markedet enklest å delta i.

Euroflex har innført en mekanisme som gjør det lokale markedet attraktivt også for ressurser som kvalifiserer til Statnetts balansemarkeder. Nettselskapet må innen en frist varsle at det kan komme til å bruke en LongFlex- eller MaxUsage-kontrakt i den kommende perioden, og fristen er satt til stengingstidspunktet i Statnetts markeder. Kommer det ikke noe varsel, står ressursen fritt til å by inn i balansemarkedene, mens leverandøren beholder reservasjonsbetalingen fra Euroflex-kontrakten. Fordi nettselskaper i praksis bare trenger faktisk aktivering et begrenset antall timer i sesongen, kan ressursene hente inntekter fra begge markeder i det meste av perioden, noe som er sentralt i forretningsmodellen.⁹ Inntektsmuligheten for lokal fleksibilitet er i våre beregninger satt til 120 000 kroner per MW per år i alle prissoner, i tråd med representative data fra Euroflex-prosjektet i et høyt priset nettområde. Som i balansemarkedene avhenger imidlertid realisert inntekt av hvor mange av markedets timer lasten kan levere i, og ikke minst den langsiktige prisutviklingen.

3.2.3 Prisnivået i et modent marked

Prisene i fleksibilitetsmarkedene bestemmes av tilbud og etterspørsel i de respektive markedene. På tilbudssiden finner vi kraftprodusenter, batterier, kraftintensiv industri og alternative kilder som sluttbrukerfleksibilitet. Fleksibilitetspotensialet vi har identifisert i analysearbeidet, er stort

⁸ NODES, Euroflex – Norway. (2026). Tilgjengelig [her](#).

⁹ NODES™ (2026). *Whitepaper - Flexibility Market - a solution to the grid challenges*

sammenlignet med dagens markedsdybde, men etterspørselen vokser også, drevet av mer uregulerbar kraftproduksjon og elektrifisering. Fremtidige priser er derfor usikre. Økonomisk teori gir likevel grunnlag for å anslå hvor de vil ligge på sikt.

Batterier er en teknologi som lett kan skaleres på tilbudssiden, og med prisutviklingen man nå ser i markedet, er de også blitt et relevant alternativ til de tradisjonelle fleksibilitetsressursene. Det er derfor naturlig å anta at profittsøkende aktører vil bygge ut batterikapasitet så lenge det gir høyere inntekt enn det koster å levere den. I et velfungerende marked, uten eksterne barrierer, kan man anta at utbyggingen vil fortsette til inntekten per MW er presset ned til batterienes levetidskostnad, LCOFlex. LCOFlex inkluderer både kapital- og driftskostnader samt nødvendig avkastning på investert kapital. Gitt resonnementet over kan man tolke LCOFlex som en proxy for «taket» på de langsiktige markedsinntektene per MW fleksibilitet. Fordi batteriet kan verdistable, er levetidskostnaden bindende på tvers av de relevante markedene. Batterikapasitet vil søke seg dit betalingen er høyest, slik at inntektene presses mot LCOFlex både i spotmarkedet, i balansemarkedene og i de lokale fleksibilitetsmarkedene. Prisen kan bli lavere dersom det finnes rimeligere fleksibilitet, for eksempel forbrukerfleksibilitet med lav marginalkostnad, men den kan ikke ligge vedvarende høyere om vi antar at teknologien kan skaleres. Basert på tilgjengelige markedsutviklingsscenarier anslår vi LCOFlex i 2035 til om lag 0,48 MNOK per MW per år for et batteri klargjort for anvendelse i kraftsystemet.¹⁰

Våre analyser viser at en batteriinstallasjon kan hente inn en fortjeneste på om lag 1,8 MNOK per MW per år med utgangspunkt i dagens spot- og fleksibilitetsmarked, nær fire ganger fremtidig LCOFlex. Hovedresultatene i kapittel 4 beregnes til dagens priser og med dagens markedstilgang. Analysen over viser imidlertid at prisnivået neppe er bærekraftig over tid. En kunde som investerer i styring, bør ikke legge det til grunn for hele investeringsens levetid. Vi beregner derfor også inntjeningspotensialet for store strømkunder i en 2035-situasjon, der markedene er åpnet for aggregerte laster og de samlede fleksibilitetsinntektene har konvergert mot break-even-nivået for batterier. For balansemarkedene og de lokale fleksibilitetsmarkedene betyr det at prisen per MW faller. For spotmarkedet er det ikke prisnivået som betyr noe, men prisforskjellen mellom dyre og billige timer, siden det er denne differansen fleksibiliteten tjener på. Batterier og annen fleksibilitet som kjøper i billige timer og selger i dyre, presser denne differansen sammen, på samme måte som de presser prisen i balansemarkedene. Vi legger derfor til grunn at arbitrasjeverdien i spotmarkedet, prisen i balansemarkedene og prisen i de lokale fleksibilitetsmarkedene alle faller med en felles faktor, til om lag en firedel av dagens nivå. Det samlede inntektspotensialet fra disse markedene faller da fra 1,8 til 0,48 MNOK per MW per år. Sensitivitetsanalyser rundt dette nivået presenteres i kapittel 4.4.

For de lokale fleksibilitetsmarkedene er den felles reduksjonen en forenklet antagelse snarere enn en likevektsbetraktning. Disse markedene er geografisk avgrensede og i utgangspunktet midlertidige, siden behovet faller bort når nettet forsterkes, og prisen begrenses uansett oppad av nettselskapets alternativkostnad ved å fremskynde investeringen. Et vedvarende høyt prisnivå er derfor lite sannsynlig, og med et inntektsgrunnlag på 120 000 kroner per MW per år i dag har antagelsen liten betydning for de overordnede resultatene.

Effektledet i nettleien holdes utenfor reduksjonen i begge situasjoner, ettersom vi mener at skalering av batterier bak strømmåleren ikke har samme investeringsrasjonale som batterier som kan etableres «direkte» i strømsystemet. For effekttariffen er den langsiktige likevektseffekten også begrenset, med drivere som peker i forskjellige retninger. Under dagens regulering har nettselskapene godkjente inntektsrammer som i stor grad er uavhengige av effektuttaket. Lavere effekttopper innebærer dermed at den samme inntekten fordeles på færre kilowatt, noe som isolert sett fører til noe høyere nettleie per kW over tid, og større inntjeningspotensial for dem som er fleksible. Denne effekten kan imidlertid

¹⁰ Basert på NREL (2025) "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update", BNEF og ekspertvurderinger.

motvirkes av at flere kan tilknyttes nettet, og/eller at man kan utsette fremtidige investeringer. For spotmarkedet ligger den langsiktige likevektseffekten implisitt i konvergensen. Økt fleksibilitet demper prisvariasjonen gjennom døgnet og dermed selve arbitrasjegrunnelaget.

3.3 Modellering av inntekter

For å komme fra markedsverdiene i delkapittel 3.1 og 3.2, til et inntektsanslag per bygg kobler vi sammen tre komponenter. Den første er andelen av inntektsgrunnelaget den enkelte ressursen realistisk kan hente ut, oppsummert i Tabell 3-5. Den andre er inntektsgrunnelaget per MW i hvert marked, oppsummert i Tabell 3-6 for begge prissituasjoner. Den tredje er ressursens installerte fleksible kapasitet i bygget, altså det tekniske potensialet fra kapittel 2. Inntekten fra ett marked er produktet av de tre, og ressursens samlede inntekt er summen over markedene den deltar i.

Andelene som presenteres i tabell 3-5 kombinerer to forhold. Det ene er hvor stor del av markedets timer ressursen faktisk er i drift og kan by inn kapasitet. Eksempelvis er en varmepumpe i drift store deler av året, mens en elbillader bare er i drift noen hundre timer. Det andre er treffraten, andelen av verdien ressursen kan realisere i timene den er tilgjengelig, gitt sine tekniske egenskaper. Driftstidene følger av lastprofilene i kapittel 2, mens treffratene er satt på grunnlag av ekspertvurderinger og erfaringsdata fra piloter. Fordi den samme ressursen ikke kan delta i alle markeder samtidig, har vi utviklet en optimaliseringsmodell som fordeler ressursens kapasitet på de markedene som gir høyest verdi. Treffratene under reflekterer utfallet av denne optimaliseringsmodelleringen¹¹. Andelene reduserer inntekten per MW, ikke det tekniske potensialet.

Tabell 3-5: Realiserbar andel av inntektsgrunnelaget per ressurs og marked (treffrate × tilgjengelighet)¹². Kilde: Menon Economics og Multiconsult

Asset	aFRR OPP EAM + CM	mFRR OPP EAM + CM	Lokalt nett - potensiell † ¹³	Effekt- tariff Vinter	Effekt- tariff Sommer	Spotpris peakarbit rasje	Spotpris volumarb itrasje
Varmepumpe grunnlast oppvarming	0 %	29 %	50 %	0 %	0 %	16 %	0 %
Elkjøl spisslast oppvarming	0 %	4 %	10 %	25 %	0 %	8 %	0 %
Varmtvannsb ereder smart	0 %	61 %	30 %	100 %	100 %	0 %	50 %
Elbillader normal - sentralanlegg	0 %	6 %	30 %	100 %	50 %	55 %	0 %

¹¹ Driftstidene følger av lastprofilene i kapittel 2. Modellen er utviklet basert på ekspertvurderinger og erfaringsdata.

¹² Varmepumpen og elkjelen ønskes kun styrt unntaksvis og i maks en time av gangen: De bidrar hovedsakelig annenhver time i beredskapsmarkeder med liten sjanse for aktivering, og peakarbitrasje i driftstimene/varmesesong. Varmtvannsbereeder og elbillader styres aktivt mot både mFRR-markedene, effekttariff og spotpris – tilpasset assetenes driftstid og driftsmønstre.

¹³ Av timene nettselskapene kjøper fleksibilitet - morgen - og ettermiddagspeak hverdager i vintermnd

Tabell 3-6: Per-marked inntekt i 2025 og i 2035 ved 100 prosent treffrate og deltakelse i alle timer (NOK/MW/år, snitt NO1-NO5)

Marked	2025	2035
mFRR	909 000	241 000
Lokalt nett – potensielt	120 000	32 000
Effekttariff vinter	466 000	466 000
Effekttariff sommer	274 000	274 000
Spotpris peakarbitrasje	185 000	49 000
Spotpris volumarbitrasje	83 000	22 000

Tabellene over viser at mFRR-kapasitetsmarkedet har det største inntektsgrunnlaget etter effekttariffen i 2025, men også at forbrukslastene bare kan realisere en begrenset andel av dette. Videre ser vi at inntektspotensialet pr marked faller betydelig, i tråd med analysene av langsiktig likevektsnivå. Effektleddet i nettleien ligger fast på om lag 740 000 kroner per MW per år og er den klart største inntektskilden i begge situasjoner.

3.4 Modellering av kostnader

Inntektene fra fleksibilitet må veies mot kostnadene ved å gjøre lastene styrbare. Kostnadene består av to deler. Den ene er en fast kostnad per bygg, til systemintegrasjon mot styringssystemer og eventuell fysisk installasjon. Den andre er en kostnad per påkoblingspunkt. Et typisk bygg i analysen har fire fleksible laster, men bare tre påkoblingspunkter. Varmepumpen og elbilladeanlegget har hvert sitt, mens varmtvannsberederen styres via samme punkt som elkjelen og varmeanlegget. Med en fast kostnad per bygg på 20 000 kroner og 10 000 kroner per påkoblingspunkt blir den samlede investeringen for et slikt bygg om lag 50 000 kroner. Kostnaden gjelder i hovedsak å integrere ett sentralt styringspunkt per tilkobling og avhenger lite av byggets størrelse eller type næringsbygg: både små og store bygg trenger i utgangspunktet de samme tilkoblingene. Vi forutsetter derfor samme kostnad uavhengig av byggstørrelse. Tallene bygger på erfaringstall fra pilotprosjektene og innspill fra bransjeaktører. Forutsetningene er oppsummert i Tabell 3-7.

Tabell 3-7: Kostnadsforutsetninger for å aktivere fleksibilitet. Kilde: Menon Economics og Multiconsult.

Forutsetning	Verdi	Enhet
Påkoblingspunkter per bygg	3	punkter
Bygnings-CAPEX (terskelpris)	20 000	NOK/bygg
Asset-CAPEX	10 000	NOK/tilkoblingspunkt
Fleksleverandørens cut av inntekter	15	%
Kundens krav til nedbetalingstid	6	år
Årlig kostnad per bygg, basert på parameterne over	8 300	NOK/år
Årlig inntekt fra fleksibilitetsmarkedene som kreves for å kunne påkoble et bygg, inkludert fleksleverandørens cut på 15 %	9 800	NOK/år

Investeringen fordeles over tid til en årlig kostnad. Vi legger til grunn at den skal være nedbetalt i løpet av seks år. Nedbetalingstiden setter krav til lønnsomhet per bygg og påvirker derfor hvilke ressurser som inkluderes i analysene. Bransjeaktører peker på at forventningene til nedbetalingstid i dag ligger mellom to og fire år avhengig av aktør, fordi usikkerheten om den videre markedsutviklingen er stor.

Samtidig peker de fleste på at de forventer at lønnsomhetskravet vil reduseres (og nedbetalingstiden øke) ettersom markedet modnes både på tilbuds- og etterspørselssiden. Enkelte peker på at et nedbetalingskrav opp mot ti år kan være tilstrekkelig i et modent marked, men at utviklingen er usikker. Vi har derfor valgt å legge oss på seks års nedbetalingstid. Dette er på linje med en kapitalkostnadsberegning med et avkastningskrav (WACC) på ti prosent over en levetid på drøyt ti år.

Et bygg er aktuelt å koble på først når ressursene til sammen genererer nok inntekt til å dekke den årlige kostnaden. For et bygg med tre påkoblingspunkter betyr dette en samlet investering på 50 000 kroner, fordelt over seks år til om lag 8 300 kroner i året. Når 15 prosent av inntekten går til fleksleverandøren, må bygget tjene om lag 9 800 kroner i året i fleksibilitetsmarkedene for at de resterende 85 prosentene skal dekke kostnaden. Det er dette beløpet som er terskelen i analysen for å skille ut det lønnsomme fleksibilitetspotensialet.

4 Verdien av fleksibilitet

Det aller meste av fleksibilitetspotensialet hos store strømkunder er lønnsomt allerede i dag, med observerte priser og inntekter bare fra de markedene som er tilgjengelige nå: spotmarkedet og effektledet i nettleien. Om lag 49 000 av 123 000 bygg er lønnsomme, gitt et nedbetalingskrav på seks år. Disse byggene står for 93 prosent av det tekniske potensialet. For et typisk lønnsomt bygg kan investeringen på om lag 50 000 kroner nedbetales i løpet av ett til tre år. Samlet utgjør det lønnsomme potensialet om lag 2 420 MW fleksibel effekt, med en årlig bedriftsøkonomisk verdi på om lag 2,0 milliarder kroner, tilsvarende rundt ni prosent av strømkostnadene for de samme kundene. Potensialet er geografisk konsentrert, og NO1 og NO2 står for nær to tredeler av både effekten og verdien. Frem mot 2035 gir økt markedstilgang flere inntektsstrømmen, men kostnadsreduksjonen for konkurrerende teknologier trekker i motsatt retning. Prisfallet veier tyngst. Våre analyser viser at inntekten for norske byggeiere faller med over ti prosent til 1,8 milliarder kroner. Stabile inntekter fra nettleien og nye markedsmuligheter demper prisfallet. Det lønnsomme potensialet er også svært robust mot variasjon på inntektssiden. Selv om inntektene halveres, faller det lønnsomme volumet med bare åtte prosent. Årsaken er at ressursgrunnlaget domineres av store bygg som ligger langt over lønnsomhetsterskelen.

I dette kapittelet beregner vi lønnsomheten av fleksibilitet for det enkelte bygg og for bygningsmassen samlet, ved å kombinere det tekniske potensialet fra kapittel 2 med inntekts- og kostnadsgrunnlaget fra kapittel 3. Hovedresultatene gjelder dagens situasjon, mens utviklingen frem mot 2035 beregnes som et tilleggsscenario. Delkapittel 4.1 viser lønnsomheten per byggkategori, byggstørrelse og prisområde i dagens marked, og delkapittel 4.2 hva potensialet utgjør for kraftsystemet. Delkapittel 4.3 viser utviklingen frem mot 2035, og delkapittel 4.4 belyser følsomheten i resultatene. Til slutt i kapittelet samler vi hovedtallene i faktaark for seks byggkategorier. Hvert ark viser forbruk, effekttopp, fleksibel kapasitet og årlig nettoinntekt for et gjennomsnittlig lønnsomt bygg.

4.1 Lønnsomheten i dagens marked

Nesten hele fleksibilitetspotensialet hos store strømkunder er lønnsomt å utnytte i dag. Balansemarkedene og de lokale fleksibilitetsmarkedene er ennå ikke åpnet for aggregerte laster, jf. delkapittel 5.2. Med dagens priser, og med inntjening bare fra nettleie og spotmarkedet, er 40 prosent av byggene og 93 prosent av det tekniske fleksibilitetspotensialet i de ti byggkategoriene lønnsomme. Anslagene fremkommer ved å kombinere byggenes tekniske potensial fra kapittel 2 med inntektsgrunnlaget og kostnadene fra kapittel 3. For hvert bygg beregner vi netto fleksibilitetsinntekt, det vil si inntekten etter at leverandørandelen og investeringskostnaden er trukket fra, gitt byggets ressurser, størrelse og prisområde. Leverandørandelen er den delen av inntekten som tilfaller leverandøren av styrings- og markedstjenesten, satt til 15 prosent i analysen, jf. delkapittel 3.4. Byggene der inntekten dekker kostnaden, tilsvarende at investeringen er nedbetalt innenfor kravet på seks år, utgjør det lønnsomme potensialet. Forskjellen mellom andelen bygg og andelen av fleksibilitetspotensialet følger av at byggene som faller utenfor, er små. Med dagens teknologikostnader og inntektsgrunnlag er bygg ned mot 200 kvadratmeter store nok til å dekke kostnaden i de gunstigste kategoriene, mens terskelen i de minst gunstige ligger på over 800 kvadratmeter.

Forskjellen i terskelverdi reflekterer at fleksibilitetsinntekten per kvadratmeter varierer betydelig mellom byggkategoriene, fra om lag 12 kroner per kvadratmeter i sykehjem og i lett industri til om lag 38 kroner i kultur- og idrettsbygg. Forskjellene følger av hvilke ressurser byggene har, og hvor stor del

av forbruket disse utgjør. Målt mot byggenes samlede strømkostnad utgjør inntekten i størrelsesorden åtte til ti prosent i de fleste kategoriene.¹⁴

Tekstboks 4-1 Slik kan du bruke resultatene til å vurdere fleksibilitetspotensialet i ditt bygg:

Studien er utformet slik at en enkelt byggeier skal kunne bruke resultatene til å identifisere fleksibilitetsmuligheten i sitt eget bygg.

Hva avgjør om bygget er representativt? Generelt gjelder det at jo nærmere ditt bygg er det representative bygget i kategorien, jo mer direkte overføringsverdi har resultatene. Det som i størst grad avgjør dette, er om bygget har strømbasert oppvarming fra et sentralt, vannbårent anlegg (varmepumpe med elkjel som spisslast), om det samme anlegget også dekker oppvarming av tappevann (eventuelt at dette dekkes separat av store elektriske varmtvannsberedere), og om bygget har et elbilladeanlegg. Resultatene skiller mellom bidraget fra hver av disse ressurstypene, slik at du som byggeier kan summere bidraget fra nettopp de ressursene som er relevante for ditt eget bygg.

Hvordan bruke per bygg-resultatene? Resultatene per byggkategori er beregnet for et gjennomsnittlig lønnsomt bygg, der arealet er oppgitt per byggkategori og prisområde. Dersom arealet på ditt bygg avviker fra dette, kan resultatene i prinsippet skaleres direkte basert på areal, ettersom beregningene bygger på en per-enhet-tilnærming.

Hvilket tidsperspektiv er relevant for deg? Ønsker du å vurdere hvilken praktisk mulighet du har i dag, basert på dagens markedspriser og markeder du allerede har garantert tilgang til, se kapittel 4.1. Ønsker du i stedet å vurdere mulighetene i et lengre tidsperspektiv, med et modent 2035-prisnivå og forutsatt tilgang til alle fleksibilitetsmarkedene, se kapittel 4.3.

Hva kan du bruke dette til – og hva bør du gjøre videre? Ettersom intet enkeltbygg er helt gjennomsnittlig, er det viktig å være tydelig på hva beregningene i denne rapporten faktisk egner seg til. Formålet er ikke å gi grunnlag for enkle og treffsikre beregninger som kan legges direkte til grunn som investeringsbeslutning. Underlaget gir likevel klare indikasjoner på om du sannsynligvis har et bygg med lønnsomt fleksibilitetspotensial. Dersom dette er tilfellet, anbefaler vi at du tar kontakt med en leverandør eller rådgiver med kompetanse på fleksibilitetsløsninger, som kan hjelpe deg med å ytterligere konkretisere og utløse det potensialet som gjelder for akkurat din case eller portefølje.

4.1.1 Lønnsomhet per byggkategori og byggstørrelse

Tabell 4-1 viser netto fleksibilitetsinntekt per år for de ti byggkategoriene for fire utvalgte byggstørrelser. Nettoinntektene reflekterer et landsgjennomsnitt for hva byggeieren sitter igjen med etter at betalingen til fleksibilitetsleverandøren og investeringskostnaden er trukket fra¹⁵. Hver ekstra kvadratmeter gir det samme kronebeløpet i økt nettoinntekt, slik at mellomliggende byggstørrelser kan leses ved interpolasjon mellom kolonnene. Investeringskostnaden er derimot den samme uansett byggstørrelse, og veier derfor tyngst for de minste byggene. Tall per prisområde er gjengitt i vedlegg C.

Beløpene er betydelige for de større byggene. Et bygg på 5 000 kvadratmeter sitter igjen med mellom 53 000 og 184 000 kroner i året avhengig av kategori. For et gjennomsnittlig lønnsomt kontorbygg på om lag 3 400 kvadratmeter ligger nettoinntekten på 60 000 kroner per år, etter at den årlige

¹⁴ Med strømkostnad mener vi byggets samlede årlige kostnad for kraft og nett, det vil si spotpris, nettleie og elavgift. Alle beløp er oppgitt eksklusive merverdiavgift, som er fradragsberettiget for disse kundegruppene. Prisene er 2025-priser.

¹⁵ Annualisert investeringskostnad gitt en avskrivningsperiode på 6 år som skal reflektere teknisk levetid.

investeringskostnaden på 8 300 kroner er trukket fra. Besparelsen før investeringskostnad er dermed om lag 68 300 kroner i året, og investeringen på 50 000 kroner er tjent inn på om lag ni måneder. Målt mot byggenes samlede strømkostnad utgjør gevinsten i størrelsesorden åtte til ti prosent i de fleste kategoriene

Tabell 4-1: Netto fleksibilitetsinntekt per år med dagens priser og dagens markedstilgang, kroner. Gjennomsnitt for landet. Kilde: Menon og Multiconsult

Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	4 900	18 000	57 600	123 600
Kontorbygning	11 700	31 600	91 600	191 500
Skolebygning	13 700	35 700	101 800	211 900
Universitet/høyskole	7 400	23 000	70 100	148 500
Sykehus	6 100	20 600	64 100	136 500
Sykehjem	3 900	16 100	52 800	114 000
Hotellbygning	18 200	44 700	124 100	256 600
Kultur/idrett	30 200	68 800	184 500	377 300
Forretningsbygning	12 600	33 500	96 200	200 700
Lett industri/lager/verksted	4 000	16 300	53 300	114 900

Forskjellene mellom byggkategoriene er derimot store. Brutto fleksibilitetsinntekt per kvadratmeter er om lag tre ganger høyere i kultur- og idrettsbygg enn i sykehjem og lett industri, jf. Tabell 4-2. Fordi investeringskostnaden er den samme uavhengig av byggstørrelse, forsterkes forskjellen for de minste byggene: For et bygg på 1 000 kvadratmeter er netto fleksibilitetsinntekt nær åtte ganger høyere i øverste enn i nederste rad i tabellen, mens forholdet faller mot tre for de største byggene. Det samme kommer til uttrykk i lønnsomhetsterskelen, som varierer fra om lag 200 kvadratmeter i den gunstigste kategorien til over 800 i de minst gunstige. Forskjellene skyldes ulikheter i byggenes forbruksprofiler og i sammensetningen av de fleksible ressursene.

4.1.2 Inntektsgrunnlag og geografisk variasjon

Redusert nettleie utgjør det aller meste av gevinsten. For et gjennomsnittlig lønnsomt bygg står nettleien for 77 prosent av besparelsen i dagens marked, og lavere spotpriskostnad for de resterende 23 prosentene. Fordelingen per byggkategori, i dag og i 2035, er gjengitt i Vedlegg C5. Effekttoppen, og dermed effektleddet, kan reduseres med om lag 15 prosent.

Tabell 4-2: Fleksibilitetsinntekt, lønnsomhetsterskel og lønnsom andel av potensialet. Spenn mellom prisområdene NO1–NO5 med dagens priser. Kilde: Menon og Multiconsult¹⁶

Byggkategori	Fleksibilitetsinntekt, brutto (kr/m ²)	Minste lønnsomme størrelse (m ²)	Andel av potensialet som er lønnsomt
Boligblokk	11–15	565–765	86–98 %
Kontorbygning	17–22	385–490	93–98 %
Skolebygning	19–24	345–445	93–96 %
Universitet/høyskole	13–17	480–635	98–99 %
Sykehus	12–16	515–695	99–100 %
Sykehjem	10–14	605–825	92–95 %
Hotellbygning	23–29	290–370	91–96 %
Kultur/idrett	33–42	200–250	90–96 %
Forretningsbygning	18–23	365–470	93–97 %

¹⁶ Fullstendige tabeller per prisområde er gjengitt i vedlegg C.

Byggkategori	Fleksibilitetsinntekt, brutto (kr/m ²)	Minste lønnsomme størrelse (m ²)	Andel av potensialet som er lønnsomt
Lett industri/lager/verksted	10–14	610–805	72–86 %
Alle kategorier	17–22	435–575	89–96 %

Ettersom besparelsen er knyttet til nettleien, og i mindre grad spotprisen, avhenger inntjeningspotensialet av utformingen av nettariffen og av prisvariasjonen i spotmarkedet. Begge varierer geografisk, men den geografiske variasjonen er mindre enn variasjonen mellom byggkategorier. Forskjellen i inntjening mellom høyeste og laveste prisområde er på om lag 25 prosent, med NO1, NO2 og NO5 i den høye enden og NO3 og NO4 i den lave. Forskjellen følger av lavere prisvariasjon i spotmarkedet og lavere effektledd i Midt-Norge og Nord-Norge. Aktørenes inntjening varierer med andre ord geografisk. De samme tallene uttrykt som andel av byggets årlige strømregning er gjengitt i Vedlegg C2.

Andelen av fleksibilitetspotensialet som er lønnsom, varierer lite mellom prisområdene, selv om inntekten per bygg varierer med om lag 25 prosent. Terskelen for lønnsom byggstørrelse speiler inntekten direkte: Lavere inntekt per kvadratmeter gir tilsvarende høyere terskel, mellom 50 og 220 kvadratmeter avhengig av byggkategori. Den lønnsomme andelen av potensialet endres likevel med bare 1 til 6 prosentpoeng i åtte av ti kategorier. Forklaringen er at det meste av potensialet ligger i bygg som er langt større enn terskelen, slik at lite potensial står på marginen. Unntakene er lett industri, lager og verksted samt boligblokk, der mange små bygg ligger nær terskelen, og andelen varierer med henholdsvis 14 og 12 prosentpoeng. Andelen av byggene som er lønnsomme, er mer følsom, ettersom de marginale byggene er mange og små. Prisområdet avgjør dermed i første rekke hvor mye et bygg tjener, ikke hvor stor del av potensialet som kan utnyttes lønnsomt.

Det er også variasjon internt i prisområdene, fordi effektleddet fastsettes av det enkelte nettselskap, ikke per prisområde. Effektleddet varierer mer mellom nettselskaper enn mellom prisområder. Blant de tolv største selskapene gir det høyeste effektleddet om lag 20 prosent høyere fleksibilitetsinntekt enn gjennomsnittet, og det laveste om lag 15 prosent lavere.¹⁷ Beregningene bygger på et gjennomsnitt per prisområde og fanger derfor ikke opp denne variasjonen.

4.1.3 Hvor de lønnsomme byggene er, og hvor mange de er

For en leverandør av fleksibilitetstjenester er det ikke nok å vite at potensialet er lønnsomt. Det avgjørende er hvor de lønnsomme byggene ligger, og hvor mange de er og hva omsetningspotensialet for leverandører utgjør. Det bestemmer hvor det er verdt å bygge kundeportefølje og hvor stor porteføljen kan bli. Hva potensialet utgjør i fleksibel effekt per prisområde, kommer vi tilbake til i delkapittel 4.2.

Tabell 4-3: Lønnsomme bygg per prisområde og leverandørverdi. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Menon og Multiconsult

Prisområde	Bygg i alt	Lønnsomme bygg	Leverandørverdi CAPEX (Total) MNOK	Leverandørverdi drift (per år) MNOK
NO1	42 000	17 600	880	189
NO2	30 300	12 300	615	100
NO3	23 100	8 300	415	55
NO4	17 000	6 300	315	40

¹⁷ Basert på Menons og Multiconsults kartlegging av effektleddene hos de tolv største nettselskapene.

Prisområde	Bygg i alt	Lønnsomme bygg	Leverandørverdi CAPEX (Total) MNOK	Leverandørverdi drift (per år) MNOK
NO5	10 900	4 800	240	46
Sum	123 300	49 300	2465	428

Et bygg regnes som lønnsomt når den årlige fleksibilitetsinntekten dekker den annualiserte investeringen i styring og kommunikasjon. Det svarer til lønnsomhetskriteriet om seks års nedbetalingstid. Jmfør tabellen over oppfyller om lag 49 000 bygg dette kriteriet noe som tilsvarer drøyt fire av ti bygg i de ti kategoriene. NO1 alene står for 17 600 av dem, og NO1 og NO2 til sammen for om lag 60 prosent. Samlet representerer disse byggene et marked på 2,5 milliarder i investeringsfasen og over 400 millioner årlig i leverandørandel gitt våre forutsetninger. Om leverandørene har behov for en større andel for å dekke inn sine egne investeringer, er det rom for det. Leverandørandelen utgjør i våre analyser bare 15 prosent av de årlige inntektene, og en reduksjon på inntektssiden påvirker i liten grad hvor mange bygg som er lønnsomme. Det ser vi av det begrensede utfallsrommet i Tabell 4-2 og av sensitivitetsanalysen i kapittel 4.4. Handlingsrommet til å ta en større andel er derfor betydelig, i det minste i en oppskaleringsfase. Fordelingen av lønnsomme bygg per byggkategori er gjengitt i vedlegg C.

4.2 Aggregert potensial og betydning for kraftsystemet

For å vise hva fleksibiliteten betyr for kraftsystemet, aggregerer vi det lønnsomme potensialet fra delkapittel 4.1 opp til prisområdenivå. Tabell 4-4 viser samlet lønnsom fleksibilitet og tilhørende verdi per prisområde, sett opp mot effektbehovet i hvert område.

Tabell 4-4: Effektbehov og lønnsom fleksibilitet per prisområde. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Multiconsult, Menon og Elhub

Prisområde	Effekttopp, samlet forbruk (MW)	Effekttopp, tjenesteytende sektor (MW)	Effekttopp, store strømkunder (MW)*	Lønnsom fleksibel effekt (MW)	Nettoverdi (MNOK/år)
NO1 (Sørøst)	7 540	2 280	1 906	1 003	923
NO2 (Sørvest)	6 335	1 263	1 060	531	482
NO3 (Midt-Norge)	4 626	1 009	777	388	262
NO4 (Nord-Norge)	3 222	741	507	253	182
NO5 (Vest)	2 775	543	475	244	220
Sum	24 498	5 836	4 725	2 419	2 068

* Det er forutsatt en samtidighetsfaktor på 40 prosent, ettersom effekttoppen skal gjenspeile et antatt aggregert nivå på høyere nettnivåer.

Det lønnsomme fleksibilitetspotensialet hos store strømkunder summerer seg til om lag 2 420 MW, med en samlet årlig verdi på rundt 2 milliarder kroner. Til sammenligning er det samlede fleksible effektbruket i de ti byggkategoriene anslått til om lag 2 580 MW, jf. Tabell 2-2. Verdien er beregnet ut fra besparelser i spotmarkedet og effektleddet i nettleien. Den tilsvarer om lag ni prosent av de samlede strømkostnadene for de samme kundegruppene, som er anslått til rundt 23 milliarder kroner. Verdiene er modellert som beskrevet i kapittel 3, og anslagene arver usikkerheten i det tekniske potensialet fra kapittel 2.3 og i inntekts- og kostnadsforutsetningene, som vi belyser i følsomhetsanalysen nedenfor.

Effekttoppen hos store kunder, slik de er definert i denne rapporten, utgjør om lag 20 prosent av effekttoppen i Norge. Hvor det lønnsomme potensialet ligger, avhenger av hvor de store kundene befinner seg. I NO1 utgjør tjenesteytende sektor den høyeste andelen av samlet effekt av alle prisområder, nær 30 prosent, mot rundt 20 prosent i de øvrige sonene. Det er derfor ikke overraskende at potensialet er størst her. Den lønnsomme fleksible lasten i NO1 er på nær 1 000 MW, tilsvarende om lag 13 prosent av maksimallasten i området. I de andre prisområdene ligger andelen på 8 til 9 prosent.

Frem mot 2035 venter vi at det lønnsomme volumet faller marginalt, fordi lavere inntekt per kvadratmeter hever terskelen for hvilke bygg som er lønnsomme. Endringen er likevel liten sett mot usikkerheten i anslagene.

Volumet er samtidig stort målt mot markedene som åpnes. 2 420 MW er i samme størrelsesorden som Statnetts samlede reservemarkeder i dag,¹⁸ og dersom en vesentlig del bys inn når markedene åpner, vil det presse prisene nedover med mindre behovet vokser tilsvarende. Det er en slik utvikling prisscenarioet forsøker å fange, der inntektene konvergerer mot levetidskostnaden for batterier, men konvergensen er lagt inn som et eksogent prisscenario, ikke modellert som en respons på volumet her. De langsiktige likevektseffektene på prisene kan derfor være undervurdert. For byggeiernes lønnsomhet betyr det mindre, siden nettleien er den aller viktigste inntektskilden. For bruk i kraftmarkedsanalyser er det spotarbitrasjen som er den relevante delen av potensialet. Vedlegg D beskriver hvordan den kan representeres i en kraftmarkedsmodell.

En siste presisering gjelder den geografiske oppløsningen. Reservemarkedene klareres i dag for sammenslåtte prisområder, NO1, NO2 og NO5 under ett og NO3 og NO4 under ett, ikke for hvert prisområde separat. Fordelingen per prisområde i tabellen viser derfor hvor potensialet fysisk befinner seg, men ikke nødvendigvis hvordan det vil bli priset inn i de markedene som finnes i dag.

4.3 Utviklingen frem mot 2035

Frem mot 2035 ventes aggregerte laster å få tilgang til Statnetts balansemarked samt lokale fleksibilitetsmarkeder. Samtidig styrkes den kommersielle og teknologiske modningen av batteriløsninger og andre konkurrerende fleksibilitetsløsninger, noe som presser prisene nedover. I beregningene legger vi til grunn at prisene i spotmarkedet, balansemarkedene og de lokale fleksibilitetsmarkedene faller til om lag en firedel av dagens nivå, tilsvarende kostnaden ved å levere den samme fleksibiliteten med batterier. Vi forventer ikke at effektleddet i nettleien, som bærer det aller meste av gevinsten, påvirkes i tilsvarende grad av fremveksten av batteriteknologi, jf. delkapittel 3.2.3.¹⁹ Det demper utslaget, men veier ikke fullt opp for prisetilfallet i de øvrige markedene.

Våre analyser viser at verdien av lønnsom fleksibilitet hos store strømkunder er om lag 2,0 milliarder kroner med dagens priser og dagens markedstilgang. Frem mot 2035 faller den til om lag 1,8 milliarder. Bredere markedsadgang trekker i positiv retning, men prisetilfallet i spot-, balanse- og de lokale fleksibilitetsmarkedene veier tyngre. Et bygg som er lønnsomt i dag, vil likevel i all hovedsak også være lønnsomt i 2035. Det er viktig for aktørene som skal eie løsningene over lengre tid.

¹⁸ Reservemarkedene klareres i dag for sammenslåtte prisområder (NO1, NO2 og NO5 under ett, NO3 og NO4 under ett). Fordelingen per prisområde viser hvor potensialet fysisk befinner seg, ikke nødvendigvis hvordan det prises inn i dagens markeder.

¹⁹ Nivået på effektleddet frem mot 2035 er likevel usikkert, og kreftene trekker i hver sin retning. Nettselskapene står foran betydelige investeringer i nettet, og siden inntektsrammene er knyttet til bokført nettkapital, trekker det tariffene oppover. Samtidig fordeles kostnadene på et voksende forbruk, og økt bruk av fleksibilitet reduserer i seg selv behovet for nettinvesteringer, noe som demper veksten. Vi har lagt dagens effektledd til grunn for hele perioden.

Sammensetningen av inntekten endres også lite. Selv når alle markedene er åpne, står redusert nettleie for 83 prosent av besparelsen for et gjennomsnittlig lønnsomt bygg, mot 77 prosent i dag. Fullstendige resultater for 2035 per byggkategori og byggstørrelse er gjengitt i vedlegg C6. Faktaarkene etter delkapittel 4.2 viser netto årlig gevinst i dag og i 2035 for et gjennomsnittlig lønnsomt bygg i fem utvalgte kategorier.

4.4 Sensitivitetsanalyse

Hovedresultatene bygger på observerte priser og tariffer for 2025, men både inntektsgrunnlaget og det tekniske potensialet er usikre. Effekttariffene, som bærer det meste av inntekten, kan legges om, prisvariasjonen i spotmarkedet varierer fra år til år, og potensialanslagene arver usikkerheten i byggdatabasene og ressursforutsetningene fra kapittel 2.3. Vi belyser dette ved å halvere og doble inntektsgrunnlaget i dagens situasjon, og ved å variere kostnadene ved å gjøre lastene styrbare. Volumet av lønnsom fleksibilitet er nær uavhengig av prisnivået, mens verdien følger det direkte. Halveres inntekten, faller den lønnsomme effekten med under ti prosent, til om lag 2 200 MW. Doubles den, øker den med om lag fire prosent. Verdien beveger seg derimot omtrent proporsjonalt med prisnivået.

Tabell 4-5: Følsomhet i nettoverdi og lønnsom fleksibel effekt per prisområde. Kilde: Menon og Multiconsult

	Halvert inntekt	Netto verdi		Halvert inntekt	Lønnsom effekt	
		Basisinntekt	Doblet inntekt		Basisinntekt	Doblet inntekt
NO1	399	923	2 014	943	1 003	1 031
NO2	198	482	1 081	483	531	552
NO3	104	262	605	343	388	411
NO4	71	182	426	220	253	270
NO5	93	220	485	227	244	252
Sum	866	2 068	4 611	2 216	2 419	2 516

At volumet står seg mens verdien svinger, skyldes at det aller meste av kapasiteten sitter i store bygg som er lønnsomme med god margin. Prisendringer flytter dermed i første rekke verdien av porteføljen, ikke størrelsen på den. Usikkerheten gjelder også hvor mye fleksibel kapasitet byggene faktisk har, for eksempel hvor utbredt styrbar elbillading blir. Lavere kapasitet virker på samme måte som lavere inntekt på hvilke bygg som er lønnsomme, men reduserer i tillegg volumet direkte. Anslaget på 2 400 MW er derfor følsomt for kapasitetsforutsetningene på en måte prissensitiviteten i Tabell 4-5 ikke fanger opp. Usikkerhet i kostnadene slår ut på en annen måte enn usikkerhet i inntektene. Høyere kostnader gjør ikke alle bygg mindre lønnsomme i samme grad, men hever terskelen for hvilke bygg som er lønnsomme i det hele tatt. En investeringskostnad som er 50 prosent høyere enn forutsatt, løfter minste lønnsomme byggstørrelse fra om lag 490 til om lag 730 kvadratmeter, og tilsvarende lavere kostnad senker den til om lag 245 kvadratmeter. Fordi de marginale byggene er små, påvirker dette antallet lønnsomme bygg langt mer enn det lønnsomme potensialet. Det samme gjelder leverandørandelen. En høyere effektiv andel for små bygg flytter terskelen oppover uten å rokke ved hovedbildet.

Usikkerheten i verdianslaget ligger dermed i prisnivået, ikke i hvor mye fleksibilitet som er lønnsom. For nåsituasjonen er det variasjonen i effektleddet mellom nettselskaper som betyr mest, jf. delkapittel 4.1, ettersom effektleddet står for om lag 77 prosent av gevinsten. Et bygg tilknyttet nettselskapet med

det høyeste effektleddet har om lag 20 prosent høyere fleksibilitetsinntekt enn gjennomsnittet, og et bygg i det laveste om lag 15 prosent lavere. Det er et større utfallsrom enn forskjellen mellom prisområdene.

I 2035-situasjonen er prisusikkerheten større, siden inntektene bygger på det anslåtte konvergensnivået fra delkapittel 3.2.3 i stedet for observerte priser. Resultatet står seg likevel: med konvergensprisene og full markedstilgang er lønnsom effekt om lag 2 400 MW og nettoverdien 1,8 milliarder kroner, godt innenfor spennet i Tabell 4-5. Skulle konvergensen bli sterkere eller svakere enn antatt, er det verdien som flyttes, ikke volumet, samme mønster som i dagens situasjon, og av samme grunn: lønnsomheten bæres av effektleddet i nettleien. At tiltaket er lønnsomt, betyr ikke at det gjennomføres, og lavere inntekter kan bremse spredningen av teknologien, særlig i en tidlig fase. Vi har ikke modellert de ikke-finansielle kostnadene ved å skaffe seg kunnskap om mulighetene og endre innarbeidede rutiner. Et lavere prisnivå svekker incentivet til å ta fleksibilitet i bruk, også der tiltaket isolert sett fortsatt er lønnsomt. Fordelingen per byggkategori under høy- og lavscenariet er gjengitt i vedlegg C.

Kontor

Kontorbygg på 3 400 m² i NO1



Årlig strømforbruk

774 MWh



Effekttopp

285 kW



Samlet årlig strømkostnad

630 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 170 kW



Varmepumpe – 17 kW



Elkjel/panelovn – 54 kW



Varmtvann – 6 kW



Elbillading – 93 kW



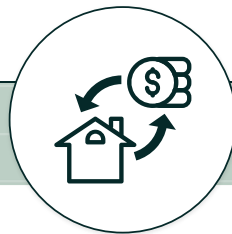
Netto fortjeneste

2025

60 000 kr/år

2035

55 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For et kontorbygg på 3 400 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste rundt 60 000 kroner per år i 2025 og 55 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **reducere samlet årlig strømkostnad med omtrent 9,5 prosent**.

Skole

Skole på 2 000 m² i NO1



Årlig strømforbruk

229 MWh



Effekttopp

145 kW



Samlet årlig strømkostnad

230 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 110 kW



Varmepumpe – 17 kW



Elkjel/panelovn – 30 kW



Varmtvann – 4 kW



Elbillading – 59 kW



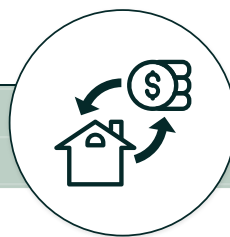
Netto fortjeneste

2025

36 000 kr/år

2035

32 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For et skolebygg på 2 000 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste** rundt **36 000 kroner per år i 2025 og 32 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **reducere samlet årlig strømkostnad med 15,7 prosent**.

Sykehjem

Sykehjem på 3 200 m² i NO1



Årlig strømforbruk

629 MWh



Effekttopp

242 kW



Samlet årlig strømkostnad

520 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 111 kW



Varmepumpe – 18 kW



Elkjel/panelovn – 51 kW



Varmtvann – 13 kW



Elbillading – 29 kW



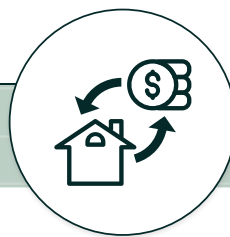
Netto fortjeneste

2025

31 000 kr/år

2035

28 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For et sykehjem på 3 200 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste** rundt **31 000 kroner per år i 2025 og 28 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **redusere samlet årlig strømkostnad med 6 prosent**.

Hotell

Hotell på 2 000 m² i NO1



Årlig strømforbruk

425 MWh



Effekttopp

235 kW



Samlet årlig strømkostnad

410 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 115 kW



Varmepumpe – 18 kW



Elkjel/panelovn – 21 kW



Varmtvann – 16 kW



Elbillading – 60 kW



Netto fortjeneste

2025

45 000 kr/år

2035

41 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For et hotell på 2 000 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste rundt 45 000 kroner per år i 2025 og 41 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **reducere samlet årlig strømkostnad med 11 prosent**.

Boligblokk

Boligblokk på 2 900 m² i NO1



Årlig strømforbruk

354 MWh



Effekttopp

119 kW



Samlet årlig strømkostnad

280 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 96 kW



Varmepumpe – 21 kW



Elkjel/panelovn – 33 kW



Varmtvann – 16 kW



Elbillading – 26 kW



Netto fortjeneste

2025

30 000 kr/år

2035

26 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For en boligblokk på 2 900 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste rundt 30 000 kroner per år i 2025 og 26 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **reducere samlet årlig strømkostnad med 10,7 prosent**.

Kultur/idrett

Kultur/idrettsbygg på 1 400 m² i NO1



Årlig strømforbruk

382 MWh



Effekttopp

292 kW



Samlet årlig strømkostnad

420 000 kr (2025-priser)

Fleksibel kapasitet – 130 kW



Varmepumpe – 24 kW



Elkjel/panelovn – 22 kW



Varmtvann – 2 kW



Elbillading – 82 kW



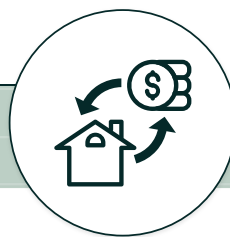
Netto fortjeneste

2025

46 000 kr/år

2035

42 000 kr/år



Investeringskostnad

50 000 kr

Investeringskostnaden er hensyntatt i netto fortjeneste, fordelt likt over seks år.

For et kultur/idrettsbygg på 1 400 m² i NO1 som gjennomfører fleksibilitetstiltak er **netto fortjeneste** rundt **46 000 kroner per år i 2025 og 42 000 kroner i 2035**. Tiltakene kan **reducere samlet årlig strømkostnad med 11 prosent**.

5 Sluttbrukeres kunnskap og regulatoriske barrierer

I dette kapittelet ser vi på hva som skal til for at potensialet fra kapittel 4 skal realiseres, med hovedvekt på kundenes kunnskap og investeringsvilje og på regulatoriske barrierer. En spørreundersøkelse blant store bedriftskunder viser et tydelig gap mellom interesse og handling. Om lag 42 prosent er interessert i å flytte forbruk, men bare 24 prosent anser det som sannsynlig at de vil gjøre det de neste tre årene. Langt flere vil heller redusere forbruket enn flytte det. Videre peker flere på at sterkere økonomiske insentiver vil ha stor påvirkning på investeringsviljen, men innsikten i relevante støtteordninger er lav. Å tette dette gapet krever informasjon både om hvordan fleksibilitet fungerer og hva den kan være verdt. I tillegg er de viktigste balansemarkedene fortsatt forbeholdt store ressurser, og dagens regulering av nettselskapene gjør det mer lønnsomt for dem å bygge nett enn å kjøpe fleksibilitet i møte med forbruksvekst. Skal potensialet realiseres, må disse kunnskaps- og markedsbarrierene tas tak i samtidig.

Kapittelet er bygd opp i tre deler. Først går vi gjennom de kunnskapsrelaterte barrierene, basert på NORCEs spørreundersøkelse fra Euroflex-prosjektet (delkapittel 5.1). Deretter ser vi på markedstilgang og regulatoriske barrierer på TSO- og DSO-nivå, og på hvordan de henger sammen (delkapittel 5.2). Til slutt belyser vi i hvilken grad kraftintensiv industri allerede tilpasser forbruket til spotprisen i dag (delkapittel 5.3).

5.1 Kunnskapsrelaterte barrierer for skalering av store fleksible laster i det norske kraftsystemet

Forbrukerfleksibilitet kan bidra til å avlaste kraftnettet i perioder med høy belastning, og dermed redusere behovet for kostbar nettutbygging. Skal potensialet realiseres i stor skala, må imidlertid flere forutsetninger være på plass. For at forbrukerfleksibilitet skal kunne skaleres, må virksomhetene forstå to ting. Den ene er hva fleksibilitet innebærer funksjonelt, altså hva som faktisk kreves for å flytte forbruk, og hvilke konsekvenser det kan ha for bedriften. Den andre er hvilken verdi deltakelse kan gi. Først når disse forutsetningene er på plass, kan potensialet omsettes i en reell vilje til å delta i fleksibilitetsmarkeder eller til å gjøre tiltak lokalt.

Vi har begrenset innsikt i hvor mye av denne fleksibiliteten som faktisk utnyttes i dag. For å belyse dagens status knyttet til disse problemstillingene har vi tatt utgangspunkt i en bredt utsendt spørreundersøkelse som NORCE gjennomførte i forbindelse med Euroflex-prosjektet. Undersøkelsen ble gjennomført i februar 2025 blant bedriftskunder i nettområdene til Elvia og Glitre Nett på Sør- og Østlandet. Formålet var å kartlegge virksomhetenes interesse for og evne til å flytte strømforbruk bort fra tidsintervaller med høy etterspørsel og høy pris, og hvilke barrierer og insentiver som påvirker denne viljen.²⁰ Undersøkelsen belyser dermed interessen for å flytte forbruk og hva som hindrer den. Hva fleksibiliteten er verdt for den enkelte bedriften, er ikke kartlagt, og resultatene sier derfor lite om den andre forutsetningen over. Svarprosenten er svært lav, som vi kommer tilbake til under, og er i seg selv et signal om begrenset interesse.

²⁰ NORCE. (2025). «Forbrukerfleksibilitet».

Gjennomgangen følger en trinnvis logikk. Vi ser først på virksomhetenes interesse for å flytte forbruk, deretter på hvor sannsynlig det er at de faktisk vil gjøre det, og til slutt på de kunnskapsrelaterte barrierene som begrenser handlingsviljen. Underveis vektlegger vi to gjennomgående skillelinjer, nemlig forskjellen mellom energieffektivisering og fleksibilitet, og variasjonen mellom virksomhetskategorier.

5.1.1 Utvalg og svarprosent i NORCEs spørreundersøkelse

Invitasjoner ble sendt til alle bedriftskunder med forbruk over 5 000 kWh/år i de to nettområdene. Tabellen under viser fordelingen av henvendelser på forbruksgrupper.

Tabell 5-1 Antall henvendelser til virksomheter og forbruksgrupper. Kilde: NORCE²¹

Forbruksgruppe	Antall henvendelser
5 000–20 000 kWh/år	33 644
20 000–50 000 kWh/år	34 348
50 000–100 000 kWh/år	12 386
Over 100 000 kWh/år	11 461
Totalt	91 839

Tabellen viser at de to laveste forbruksgruppene utgjorde klart flest henvendelser, med henholdsvis 33 644 og 34 348 utsendelser. Dette gjenspeiler at små og mellomstore virksomheter er i flertall blant bedriftskunder. De to øverste forbruksgruppene, som er de mest relevante for denne studiens vurdering av fleksibilitetspotensialet per kunde, mottok til sammen rundt 24 000 henvendelser. Av disse hadde over 11 000 et årsforbruk over 100 000 kWh/år. De øvrige gruppene er likevel relevante, ettersom det store antallet små og mellomstore virksomheter representerer et betydelig samlet potensial. Av de 91 839 som mottok invitasjon, fullførte 910 virksomheter undersøkelsen. Det gir en svarprosent på om lag én prosent, og 1,2 prosent i gruppen med forbruk over 100 000 kWh i året. Så lav deltakelse gjør at vi ikke kan etterprøve om respondentene er representative. På den ene dimensjonen vi kan sjekke, forbruksstørrelse, er avviket lite, ettersom 16 prosent av respondentene har forbruk over 100 000 kWh mot 12 prosent av de inviterte. Vi kan likevel ikke utelukke at virksomheter som allerede er opptatt av strømkostnader og fleksibilitet, har svart oftere enn andre, og nivåtallene bør derfor tolkes med varsomhet. Tabellen under viser hvordan respondenter fordeler seg på virksomhetskategori.

Tabell 5-2 Oversikt over antall respondenter fordelt på virksomheter. Kilde: NORCE²²

Virksomhetskategori	Antall respondenter
Bygg og anlegg	35
Drift av fast eiendom	167
Industri	97
Jordbruk og skogbruk	238
Offentlig og kommunal virksomhet	57
Tjenesteyting	248
Varehandel	68
Totalt	910

Jordbruk og skogbruk og tjenesteyting er de største gruppene med henholdsvis 238 og 248 respondenter, mens bygg og anlegg og offentlig og kommunal virksomhet er de minste med 35 og 57. Rundt 142 av de 910 respondentene hadde et årsforbruk over 100 000 kWh, noe som utgjør

²¹ Ibid.

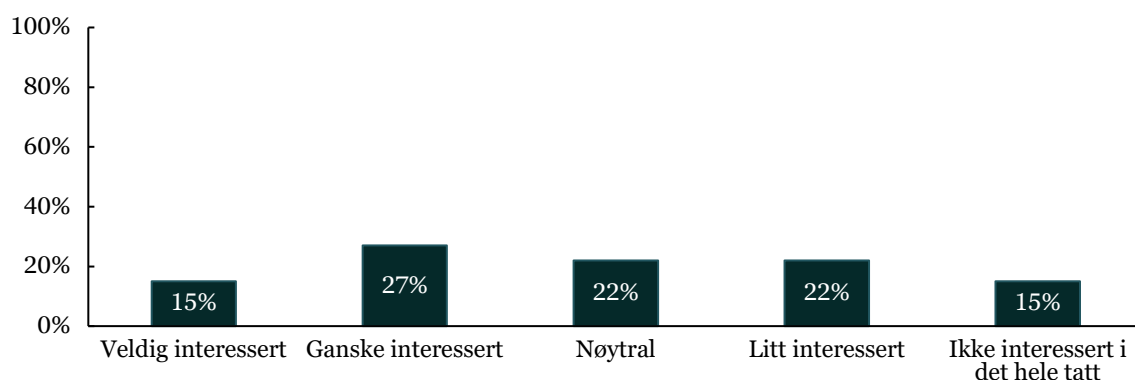
²² NORCE. (2025). «Forbrukerfleksibilitet».

underlagsmaterialet for den mest relevante gruppen når vi vurderer fleksibilitetspotensialet i rapporten.

5.1.2 Stor, men ujevn interesse for å flytte forbruk

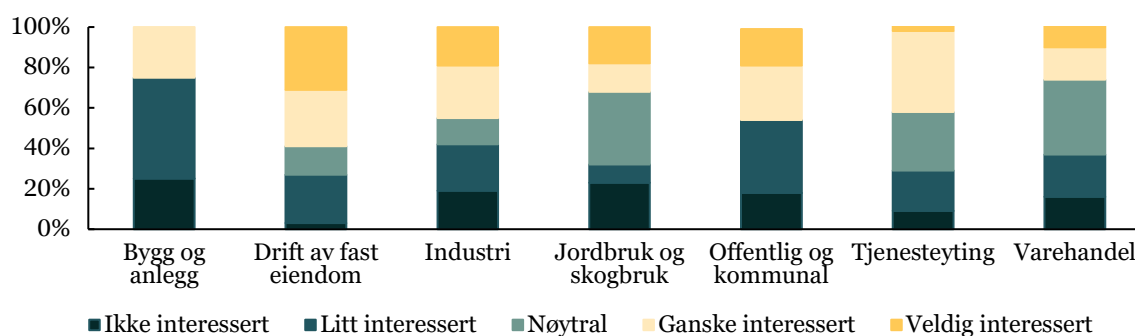
Et av de mest sentrale funnene i undersøkelsen er at interessen for å flytte forbruk er klart større enn viljen til faktisk å gjøre det. Virksomhetene er også gjennomgående mer innstilt på å redusere enn å flytte forbruket. Vi ser derfor først på interessen for å flytte forbruk, deretter på sannsynligheten for å redusere det generelle forbruket, og til slutt på sannsynligheten for å flytte forbruk. Alle tall gjelder virksomheter med årsforbruk over 100 000 kWh/år. Figur 5-1 viser virksomhetenes interesse for å flytte forbruk bort fra timer med høy etterspørsel og høy pris.

Figur 5-1 Interesse for å flytte forbruk. Årsforbruk på over 100 000 kWh. Kilde: NORCE. Bearbeidet av Menon



Om lag 42 prosent av respondentene oppgir at de er ganske eller veldig interessert i å flytte forbruk. Svarene fordeler seg imidlertid relativt jevnt over skalaen, med 22 prosent nøytrale og til sammen 37 prosent som i liten grad eller ikke er interessert. Interessen for å flytte forbruk er med andre ord reell blant de største kundene, men langt fra entydig. Figur 5-2 viser hvordan interessen varierer på tvers av virksomhetskategorier.

Figur 5-2 Hvor interessert er din virksomhet i å flytte strømforbruk bort fra timer med høy etterspørsel og høy pris? Årsforbruk på over 100 000 kWh. N = 142. Kilde: NORCE²³



Som vi ser er det betydelig variasjon mellom næringene. Mest påfallende er forskjellen mellom drift av fast eiendom og de øvrige byggrelaterte næringene. Drift av fast eiendom har klart høyest interesse, hvor 59 prosent er ganske eller veldig interessert, mens tjenesteyting og varehandel ligger vesentlig lavere, på henholdsvis 43 og 27 prosent. Industri og offentlig og kommunal virksomhet ligger også høyt, begge med 45 prosent, mens jordbruk og skogbruk (32 prosent) og bygg og anlegg (25 prosent) ligger

²³ NORCE. (2025). «Forbrukerfleksibilitet».

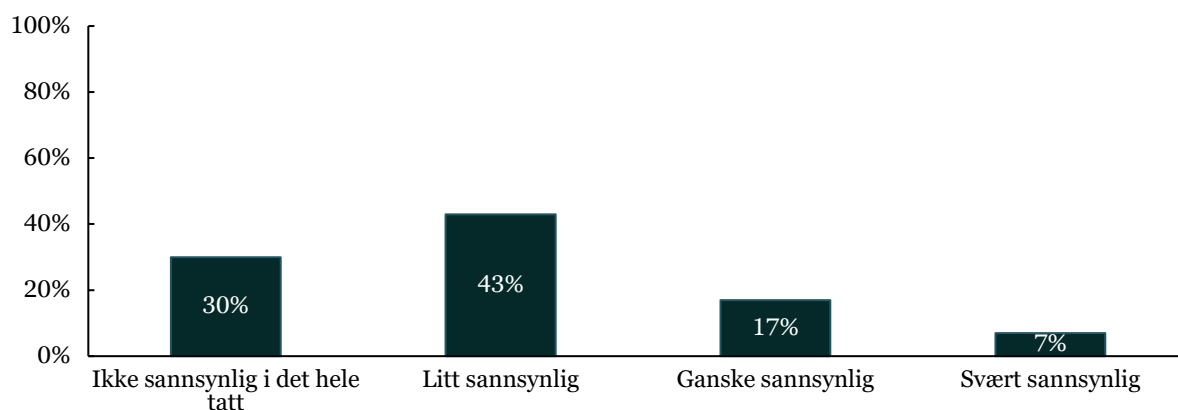
lavest. For bygg og anlegg er antallet respondenter svært lavt, og andelen må tolkes med varsomhet. Næringene skiller seg også i andelen nøytrale. Over en tredel innen jordbruk og skogbruk og varehandel er nøytrale, mens drift av fast eiendom kombinerer høy interesse med få nøytrale.

5.1.3 De største kundene vil heller redusere enn flytte forbruk

For at markedet for forbrukerfleksibilitet skal skalere, er det avgjørende at den underliggende interessen omsettes i reell handling. Dette delkapittelet ser derfor på sannsynligheten for at de største kundene faktisk vil gjennomføre tiltak de neste tre årene. Energieffektivisering tas med som sammenligningsgrunnlag, ettersom det tydeliggjør hvor virksomhetene er mest innstilt på å gjøre tiltak, og peker mot hvordan inntektsgrunnlag og kunnskap påvirker investeringstilbøyeligheten. Alle tall gjelder virksomheter med årsforbruk over 100 000 kWh/år.

Figur 5-3 viser respondentenes svar knyttet til sannsynligheten for å flytte forbruk bort fra topplasttimer de neste tre årene.

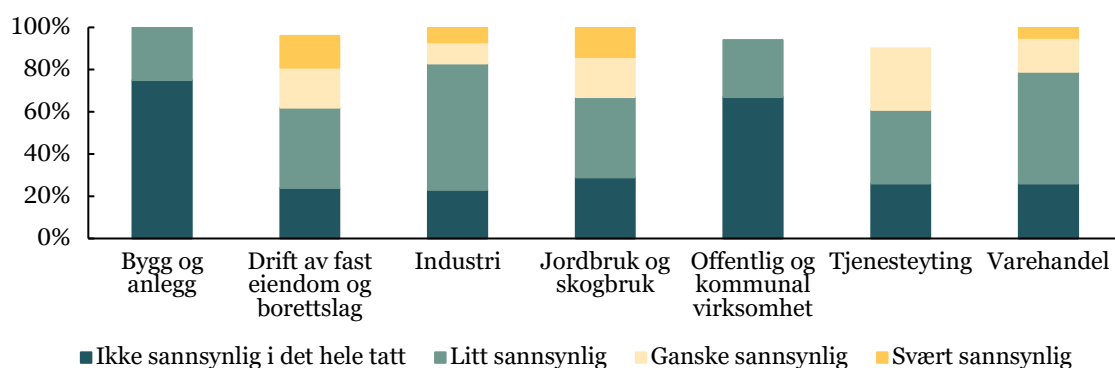
Figur 5-3 Hvor sannsynlig er det at din virksomhet i de neste 3 årene vil gjøre tiltak for å flytte forbruk innen de neste 3 årene? Årsforbruk på over 100 000 kWh. Kilde: NORCE²⁴



Bare 24 prosent mener det er ganske eller svært sannsynlig at de vil gjennomføre slike tiltak, mot 43 prosent som hadde stor interesse. Figuren under viser hvordan svarene fordeler seg på næringssegment, også her med relativt store utslag.

²⁴ NORCE. (2025). «Forbrukerfleksibilitet».

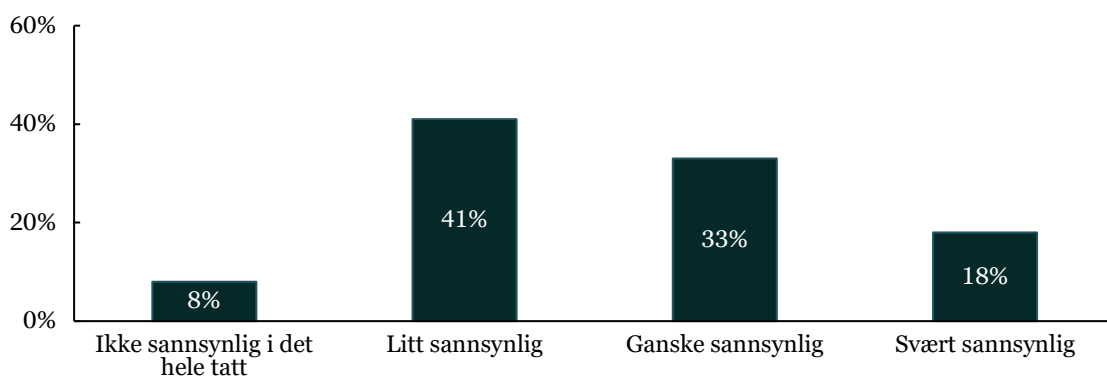
Figur 5-4 Sannsynlighet for å flytte forbruk neste 3 år, kWh/år. Årsforbruk på over 100 000 kWh. Kilde: NORCE²⁵



Her svarer en av tre at det er ganske eller svært sannsynlig å gjøre tiltak. Industri ligger lavt med 17 prosent, og blant offentlig og kommunal virksomhet og bygg og anlegg er det ingen som oppgir at det er ganske eller svært sannsynlig. Til sammenligning er handlingsviljen langt høyere når det gjelder å redusere det generelle forbruket jamfør figuren under.

Hele 51 prosent oppgir at det er ganske eller svært sannsynlig at de vil gjøre tiltak for å redusere forbruket, og andelen er høyest blant tjenesteytende virksomheter med 67 prosent. I motsetning til forbrukerfleksibilitet stiger sannsynligheten for reduksjon med forbruket, fra 32 til 36 prosent i de to laveste intervallene og 45 prosent i gruppen 50 000 til 100 000 kWh/år, til 51 prosent over 100 000 kWh/år. Reduksjon fremstår dermed som et tiltak de fleste store kunder anser som relevant og gjennomførbart, og handlingsviljen er markant høyere enn for flytting.

Figur 5-5 Hvor sannsynlig er det at din virksomhet i de neste 3 årene vil gjøre tiltak for å redusere det generelle strømforbruket? Årsforbruk på over 100 000 kWh? Kilde: NORCE²⁶



5.1.4 Kunnskap om funksjonalitet, støtteordninger og økonomiske insentiver

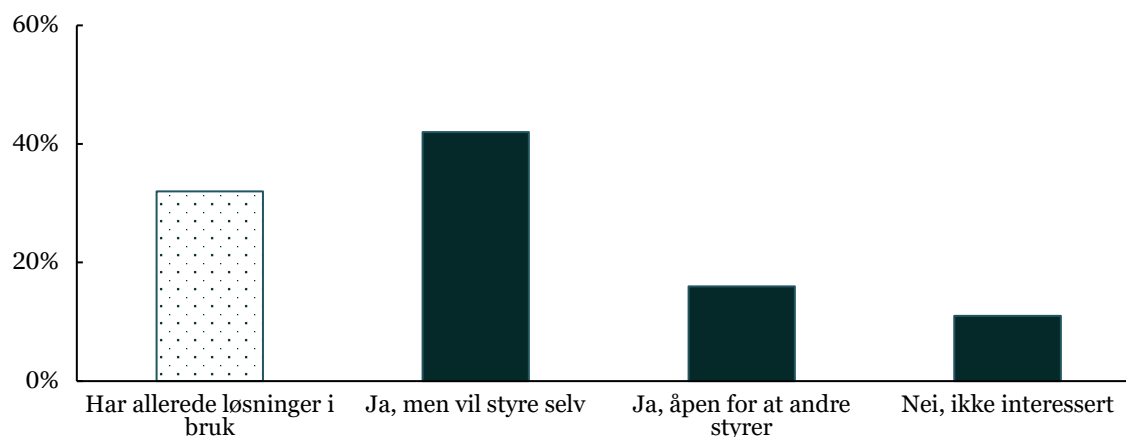
Analysene viser et tydelig skille i tilbøyelighet for å redusere sammenlignet med å flytte forbruk. Et slikt skille er imidlertid ikke uventet. Besparelsespotensialet knyttet til energieffektivisering er betydelig mer etablert, og løsningene er mer «tradisjonelle» sammenlignet med digitale styringssystemer. Inntektsgrunnlag og kunnskap om funksjonalitet har også vært de viktigste barrierene for å knytte til

²⁵ Ibid.

²⁶ NORCE. (2025). «Forbrukerfleksibilitet».

seg kunder i de fleste pilotprosjektene som er gjennomført på fleksibilitetssiden. Et tydelig uttrykk for kunnskapsnivået knyttet til funksjonalitet er hvordan virksomhetene stiller seg til å la forbruket styres.

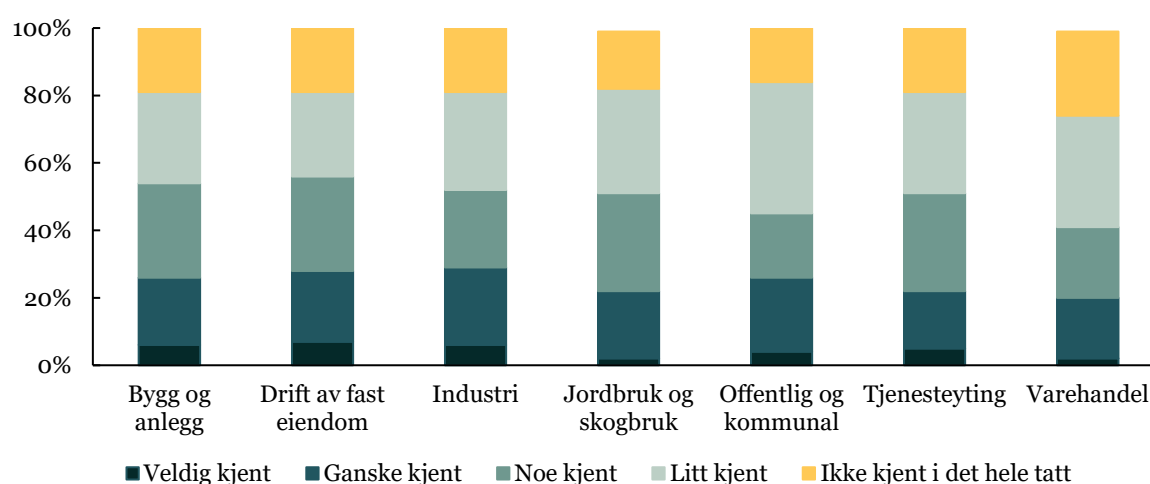
Figur 5-6 Interesse for styringssystemer. Kilde: NORCE



De fleste virksomhetene er interesserte i styringssystemer, men ønsker å styre forbruket selv. Om lag 42 prosent vil ha et system de styrer selv, mens bare 16 prosent er åpne for at en ekstern aktør styrer deler av forbruket bort fra topplasttimer. De som er åpne for ekstern styring, ble spurt om hvordan de ville varsles. Om lag halvparten ønsker varsling i forkant, for eksempel dagen før, mens 35 prosent ønsker varsling i sanntid. Det tyder på at selv de mest positive preges av usikkerhet om funksjonalitet. Begrunnelsene fra dem som vil styre selv eller ikke er interesserte, peker i samme retning. Den klart hyppigste grunnen til å ville styre selv er ønsket om ikke å miste kontroll over eget strømforbruk. Mønsteret går igjen i alle næringer utenom varehandel, der frykten for at produktiviteten påvirkes veier tyngst. Forbrukerfleksibilitet retter seg i hovedsak mot ressurser som kan flyttes uten at det går ut over virksomhetens drift eller velferd. At motviljen mot ekstern styring likevel er så utbredt, kan derfor tolkes som manglende innsikt i hvordan fleksibilitetsmarkeder og styringssystemer faktisk fungerer.

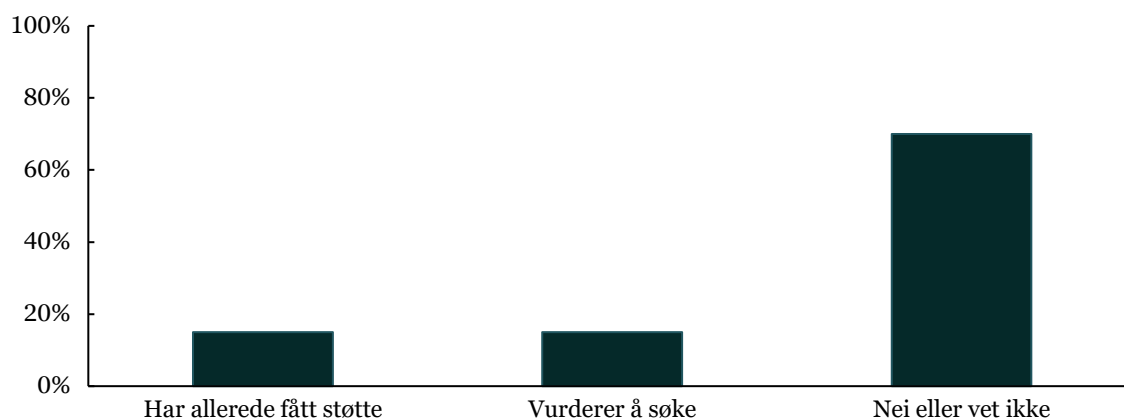
Et relativt lavt kunnskapsnivå gjenspeiles også i virksomhetenes innsikt i virkemiddelapparatet. Det finnes i dag flere offentlige støtteordninger som kan senke terskelen for å investere i nødvendig utstyr, men aktørenes kjennskap til disse er begrenset.

Figur 5-7 Kjennskap til Enovas støtteordninger. Kilde: NORCE



Bare om lag 5 prosent oppgir svært god kjennskap til ordningene, mens rundt 20 prosent ikke kjenner dem i det hele tatt. Flertallet plasserer seg i midten, som litt eller noe kjent. Kjennskapen er lavest innen varehandel, der en fjerdedel ikke kjenner ordningene, og høyest innen drift av fast eiendom. Den brede interessen for fleksibilitet gjenspeiles dermed ikke i kunnskap om ordningene. Den lave kjennskapen følges av tilsvarende lav bruk. Figuren under viser i hvilken grad virksomhetene har brukt eller vurderer å bruke ordningene.

Figur 5-8 Vurderer å bruke Enovas støtteordninger. Kilde: NORCE



Bare 15 prosent har fått støtte, og ytterligere 15 prosent vurderer å søke, mens 70 prosent svarer nei eller vet ikke. Når virksomhetene oppgir hva de eventuelt vil søke støtte til, dreier det seg dessuten nesten utelukkende om energieffektivisering og egenproduksjon, som solceller, varmepumpe, bergvarme, batteri og enøktiltak, mens flytting av forbruk i liten grad nevnes. Oppmerksomheten er rettet mot å redusere forbruket, ikke mot å flytte det. Den begrensede innsikten i støtteordninger står i kontrast til svarene om økonomiske insentiver. Hele 75 prosent sier at redusert strømrregning vil gi økt motivasjon, men svært få har altså sikret seg innsikt i støtteordninger som legger til rette for dette. Samlet sett peker spørreundersøkelsen i samme retning som erfaringene fra pilotprosjekter. Manglende innsikt i både teknisk funksjonalitet og inntjeningspotensial begrenser interessen per i dag. Skillet mellom energieffektivisering og fleksibilitet kan likevel tolkes positivt. Den langt høyere handlingsviljen for energieffektivisering kan tyde på at virksomhetene gjør tiltak når kunnskapen er på plass og gevinsten er tydelig. Skal fleksibilitet skaleres, må disse kunnskaps- og informasjonsgapene tettes, og det må etableres en tydelig forretningsmodell mot kundene.

5.2 Markedstilgang, modenhet og regulatoriske barrierer

Forbrukerfleksibilitet har et betydelig uutnyttet potensial i det norske kraftsystemet, noe som blant annet er dokumentert i dette prosjektet. En rekke regulatoriske barrierer bremser imidlertid kommersialiseringsprosessen, både på TSO-nivå og DSO-nivå. Barrierene på de to nivåene forsterker også hverandre. Så lenge TSO-markedene er lite tilgjengelige for små ressurser, får aggregatorer svake insentiver til å bygge kapasitet. Og så lenge DSO-markedene er umodne, kan ikke TSO dra nytte av et dypt tilbudssegment aggregert fra distribusjonsnivå. Jo flere markeder man kan betjene, jo bedre blir lønnsomheten og det teknisk-økonomiske potensialet. Under redegjør vi for de viktigste barrierene for de to markedssegmentene, samt hvilke prosesser som er igangsatt for å adressere disse.

5.2.1 Statnetts balansemarkeder: Kortsiktig skalerings- og tilgangsbegrensning, men barrierene vil bli adressert

De siste to årene har Statnett gjennomført en rekke regelverksendringer som har senket adgangsbarrierene for forbrukerfleksibilitet i TSO-markedene. De viktigste gjennomførte endringene er:

- Rollen som leverandør av balansetjenester (BSP, Balancing Service Provider)²⁷ er innført uten krav om balanseansvar (BRP, Balance Responsible Party)²⁸, slik at en tredjeparts aggregator kan levere balansetjenester uten selv å måtte ha balanseansvar.
- Minimumsbud på 0,1 MW i FCR-markedene tilgjengelige via Nordic MMS (Nordic Market Management System, den felles nordiske markedsplattformen for reservemarkeder).
- Minstebudet i mFRR-aktiveringsmarkedet redusert fra 10 MW til 1 MW.

Endringen i minstebud gjelder imidlertid ikke aggregering av laster under 1 MW. Dette har til nå vært en sentral barriere for utnyttelse av forbrukerfleksibilitet i mFRR-markedet, som også er det viktigste med tanke på inntektsmuligheter. Åpningsprosessene er likevel i gang. Et første og vesentlig skritt ble tatt da Statnett åpnet for registrering av fleksible ressurser i sitt nyopprettede fleksibilitetsregister fra 8. juni 2026, i tråd med planen om å åpne markedene for aggregerte ressurser.²⁹ I skrivende stund er planen at innsending av prekvalifiseringssøknader for aggregerte fleksibilitetsgrupper skal åpne fra 17. august 2026. Ressurser som godkjennes av nettselskapet og Statnett i søknadsprosessen vil deretter kunne delta i mFRR-markedet, forutsatt at det tillatte prekvalifiserte volumet ikke allerede er fullt.

I mars 2026 varslet Statnett, med umiddelbar virkning, begrensninger på volumet av regulerbar fleksibilitet som kan prekvalifiseres i nett med nominell systemspenning 66 kV og lavere.³⁰ I den nye ordningen er Norge delt inn i 92 kapasitetsområder. Grensen er i utgangspunktet satt til 3 MW per kapasitetsområde, hvorav 1 MW er reservert for aggregert fleksibilitet fra små laster. Dersom denne begrensningen vedvarer, vil den utgjøre en vesentlig og varig barriere for sluttbrukerfleksibilitetens markedsadgang. Det pågår nå arbeid med å tilpasse grensen til hvert områdes faktiske nettkapasitet, og derfra vurdere tiltak som kan utvide handlingsrommet ytterligere. Ytterligere steg gjenstår. Selv etter at første fase er gjennomført – der aggregerte laster kan delta i mFRR-markedet opp til 1 MW per kapasitetsområde – vil ressurser i en gruppe fortsatt måtte tilhøre samme balanseansvarlige (BRP). Dette kan hemme kommersiell modning: avtaleinngåelse med mange BRP-er er kostbart og reduserer fleksibiliteten på tilbudssiden. Statnetts veikart setter tidligst fjerde kvartal 2028 for uavhengig multi-BRP-aggregering, avhengig av at en komplett nasjonal nettmodell er på plass. Tabell 5-3 nedenfor oppsummerer siste versjon av veikartet.

²⁷ En markedsaktør som deltar i ett eller flere av Statnett sine reservemarkeder (aFRR, mFRR eller mFRR-D). Statnett (2026a). *Praktisering av vilkår for BSP*. Tilgjengelig [her](#).

²⁸ En markedsaktør som er finansielt ansvarlig for sin egen og/eller en annen aktørs ubalanse. Statnett (2026a). *Praktisering av vilkår for BSP*. Tilgjengelig [her](#).

²⁹ Statnett (2026b). *Åpning av fleksibilitetsregisteret for registrering av små, aggregerte ressurser*. Tilgjengelig [her](#).

³⁰ Statnett (2026c). Innføring av begrensninger på prekvalifisering av reguleringsobjekter i nett under 110 kV. Tilgjengelig [her](#).

Tabell 5-3: Statnetts veikart for regulatoriske endringer i TSO-markedene. Kilde: Statnett (2026)

2026 Etablere og ta i bruk	2027 Skalere og integrere	2028 og utover Realisere fullt potensial
• Sette første versjon av løsningen i drift og åpne for små aggregerte ressurser i mFRR. • Forbedre funksjonalitet basert på erfaringer • Legge grunnlag for videre integrasjon og skalering	• Utvide til flere ressurser og markeder • Integrere med øvrige systemer • Gradvis tilkobling mot ElBits nettmodell for automatisk innhenting av lokasjon	• Selvbetjent inngangsport til alle markeder • Tilrettelegge for uavhengig aggregering • Støtte verifisering og oppgjør • Mulig utvidelse til et nasjonalt fleksibilitetsregister

5.2.2 Lokale fleksibilitetsmarkeder: behov for kommersiell modning, operasjonalisering og regulatorisk verdsetting av OPEX-baserte kapasitetsløsninger

Lokale fleksibilitetsmarkeder (LFM) er markeder der nettselskaper kjøper fleksibilitetstjenester fra ressurser i distribusjonsnettet for å håndtere lokale kapasitetsutfordringer. Flere piloter er gjennomført med Euroflex som det mest modne. Evalueringen av Enovas Storskala demonstrasjonsprogram (2020–2025) viser at den norske LFM-sektoren preges av en «høna og egget»-utfordring: begrenset etterspørsel fra nettselskapene gjør det krevende å oppnå tilstrekkelig tilbudsvolum. Samtidig bidrar et lavt tilbudsvolum og umodne markeder til at nettselskapene ikke tør planlegge for markedsbasert fleksibilitet i sine nettutredninger.

Et gjennomgående funn fra Euroflex 2-prosjektet er at denne låste situasjonen ikke kan løses gjennom pilotprosjekter alene. Nettselskaper investerer i et 20–40-årsperspektiv og trenger politisk og regulatorisk forutsigbarhet for å bygge opp organisasjonene som kreves for å ta markedsbasert fleksibilitet i bruk. Et viktig manglende element er et tydelig politisk signal om at markedsbasert fleksibilitet er ønsket, kombinert med en klar regulatorisk retning. Nettselskapene må kunne være trygge på at satsing på fleksibilitet ikke svekker deres posisjon i møte med gjeldende regulering. Et slikt overbygg er på plass i EU, men mangler foreløpig i Norge. En annen sentral erfaring fra Euroflex 2 er at fleksibilitet må operasjonaliseres på tvers av hele netteierens organisasjon for å kunne besluttes og iverksettes effektivt. På denne bakgrunn foreligger det planer om en Euroflex 3-søknad. Målet er å bruke ytterligere fire år på å teste fleksibilitet i alle deler av organisasjonen, og samtidig arbeide med rammevilkår, koordinering og teknisk utvikling. Da blir markedsbasert fleksibilitet en reelt tilgjengelig beslutning for nettselskapene under ordinære markedsvilkår.

For at fleksibilitet skal kunne brukes i de tilfellene der det er den samfunnsøkonomisk gunstigste løsningen, må to regulatoriske nøkkelbarrierer adresseres. Evalueringen fra Enovas Storskala demonstrasjonsprogram identifiserer disse som særlig viktige:

- Likestilling mellom OPEX- og CAPEX-løsninger
- Samhandling (likebehandling) med regulerte løsninger: Tilknytning på vilkår (TPV) og utkoblbar tariff (UKT)

Under redegjør vi for disse i mer detalj. For en komplett gjennomgang av regulatoriske barrierer i DSO-markedet og mer dyptgående redegjørelse for synergier mellom ulike fleksibilitetsløsninger viser vi til Menon og AFRYs samfunnsøkonomiske analyser i forbindelse med det nevnte Enova-prosjektet.

Likestilling mellom OPEX- og CAPEX-løsninger

Den viktigste strukturelle barrieren på DSO-nivå er at inntektsrammereguleringen for nettselskaper i praksis favoriserer nettinvesteringer (CAPEX) over driftsbasert fleksibilitetskjøp (OPEX). Dette skyldes hovedsakelig at investeringer inngår i selskapenes avkastningsgrunnlag, mens økte

driftskostnader gir lavere effektivitetsskår, alt annet likt.³¹ En inntektsrammemodell som favoriserer CAPEX over OPEX vil virke vridende på aktørenes atferd, og ikke legge til rette for at det er den samfunnsøkonomisk mest effektive løsningen som blir valgt. Reguleringen skaper dermed et asymmetrisk insentivbilde: det kan være mer rasjonelt for nettselskapet å investere i kapasitet fremfor å kjøpe fleksibilitet, selv når fleksibilitet er det samfunnsøkonomisk foretrukne alternativet. En slik asymmetri kan redusere bruken av fleksibilitet og det samlede skaleringspotensialet. Utfordringen for RME er imidlertid å hindre at en endring i modellen svekker lønnsomheten knyttet til å opprettholde en tilstrekkelig forsyningssikkerhet samt tilkoble nye kunder. En mulig løsning kan være å verdsette manglende tilknytning i inntektsrammereguleringen slik Menon analyserte på vegne av RME i 2024 (Menon, 2025)³². En slik verdsetting vil øke insentivene til å benytte løsninger med kortere ledetid, men adresserer likevel ikke den underliggende asymmetrien.

Samhandling med regulerte løsninger: UKT og TPV

En annen regulatorisk barriere er at nettselskaper allerede disponerer to regulerte fleksibilitetsmekanismer: utkoblbare tariffer (UKT) og tilknytning på vilkår (TPV). Begge gir rett til å begrense eller koble ut forbruk i kapasitetssituasjoner uten at det medfører økte kostnader for nettselskapet. De to virkemidlene representerer med andre ord gratis fleksibilitet sett fra nettselskapets perspektiv, noe som kan begrense skaleringspotensialet på tilbudssiden. Dagens regulering gir nettselskapene insentiv til først å benytte fleksibilitet fra bedrifter som har UKT eller tilknytning på vilkår. Det skjer uavhengig av hva det koster samfunnet å koble dem ut eller begrense tilgangen, sett opp mot alternative og potensielt rimeligere fleksibilitetsressurser. Gapet mellom den bedriftsøkonomiske kostnaden ved utkobling kontra aktuelle fleksibilitetsressursenes marginalkostnad representerer også et samfunnsøkonomisk effektiviseringspotensial. Det er derfor viktig at man legger til rette for at alle fleksibilitetsressursene får like konkurransevilkår. En måte å løse dette på kan være å gjøre det mulig for aktører som allerede har tilknytning på vilkår til selv å handle fleksibilitet i markedet. Dersom det da er mer kostnadseffektive ressurser tilgjengelig, vil det være mer lønnsomt for disse å betale for aktivering av andre tilbydere. Dette vil øke lønnsomheten og volumet i fleksibilitetsmarkedet. Våre analyser tilsier at en slik modell vil kreve betydelig involvering fra nettselskapet, men hvor merkostnaden betales av kunden som er tilknyttet på vilkår. For UKT-avtaler bør det vurderes om ordningen bør endres slik at tariff rabatten utformes som et innkjøp av fleksibilitet, med innvirkning på nettselskapets kostnadsgrunnlag og total kostnad (totex) i inntektsrammemodellen.

Euroflex-samarbeidet, som nå involverer åtte av Norges største nettselskaper på NODES-plattformen, er det mest konkrete initiativet for å adressere begge disse barrierene i praksis.

5.2.3 Synergier mellom DSO- og TSO-markedene: verdistabling øker lønnsomhet og markededybde

Barrierene i Statnetts reservemarkeder og i de lokale nettselskapsmarkedene henger tett sammen. For at en aggregator skal ha lønnsom forretningsdrift, må den kunne hente inntekter fra flere markeder samtidig, såkalt verdistabling. Dersom ett markedssegment er utilgjengelig eller umodent, faller lønnsomheten for alle de andre. Dette betyr i praksis at treg utvikling på ett nivå bremser utviklingen på begge.

³¹ RME (2025). *Økonomisk regulering av nettselskap*. Tilgjengelig [her](#).

³² Menon Economics og Multiconsult (2025), Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov. Tilgjengelig [her](#).

Et konkret eksempel er når Statnett aktiverer en fleksibel ressurs for å balansere kraftsystemet, samtidig som nettselskapet lokalt hadde trengt den samme ressursen for å avlaste sitt eget nett. Uten koordinasjon mellom Statnett og nettselskapet kan slike situasjoner enten gi tapte inntekter for aggregatoren eller skape unødig belastning i distribusjonsnettet.

En felles løsning er under utvikling

Samarbeidsforum DSO/TSO – der Statnett, Elvia, Glitre Nett, Linja og Tensio leder arbeidet – har siden 2023 arbeidet med hvordan de samme fleksible ressursene kan brukes både av Statnett og av nettselskapene uten at bruken kommer i konflikt og presenterte sin anbefaling på Euroflexs stormøte i juni 2026. Modellen består av to steg som kan innføres uavhengig av hverandre:

Det første steget gjør det mulig for samme ressurs å betjene både nettselskapet og Statnett, bare ikke på samme tid. Nettselskapet «reserverer» ressursen i perioder med forventet høy belastning. Utenfor disse periodene kan ressursen fritt selge fleksibilitet til Statnett. Dette øker inntektsmulighetene for leverandørene og er allerede testet i Euroflex.

Det andre steget gir nettselskapet mulighet til å varsle Statnett om hvilke ressurser som ikke bør aktiveres i et gitt tidsrom, fordi det vil skape problemer lokalt i nettet. Dette steget er mer krevende teknisk og er ikke ferdig utredet.

Forutsetningen: bedre oversikt over hvem som er koblet til hvor

For at koordineringen skal fungere i praksis, må systemene vite nøyaktig hvor i nettet hver fleksible ressurs er tilkoblet. I dag mangler denne oversikten på tvers av selskapsgrenser. Elbits løser dette gjennom Nemo, en nasjonal oversiktsmodell over det norske kraftnettet som er under utvikling. Når Nemo er ferdig integrert med Statnetts fleksibilitetsregister, vil registrering av en fleksibel ressurs automatisk gi informasjon om dens nettolokasjon. Per juni 2026 pågår dette som en pilot.

Frem til denne infrastrukturen er på plass, gjenstår mye manuelt arbeid, noe som begrenser tempoet i den kommersielle utviklingen av fleksibilitetsmarkedene.

5.3 Industriens tilpasning til strømprisen

En av problemstillingene i dette oppdraget er i hvilken grad kraftintensive aktører allerede tilpasser forbruket til svingninger i spotprisen. Kraftintensiv industri har i teorien sterke insentiver til å tilpasse strømforbruket. Atferden deres gir derfor en god indikasjon på hvilke gevinster som er realistiske å hente ut, og hvilken rolle spotprisen kan spille som insentiv for andre store strømkunder.

Vi har gjennomført intervjuer med aktører i de mest kraftintensive næringene i Norge. Dette inkluderer aluminiumindustrien, kjemisk industri, jern-, stål- og ferrolegeringsindustrien samt treforedlingsindustrien. Til sammen stod disse næringene for om lag 55 TWh strømforbruk i 2024³³, tilsvarende rundt 80 prosent av strømbruken i fastlandsindustrien og om lag 40 prosent av Norges totale strømforbruk.³⁴ I tillegg har vi gjennomført intervju med aktører fra nyere næringer som hydrogen og datasenter, og beskriver dette etter kraftintensiv industri.

Intervjuene viser at aktører med prosesser som teknisk tåler kortvarige utfall, legger ofte inn prisavhengige bud i day-ahead-markedet og justerer forbruket etter spotprisen. Eksempler er papirmøller med pulptårn og kjemisk industri med mulighet for å skifte mellom energibærere.

³³ NVE (2025). *Energibruk i industrien*. Tilgjengelig [her](#).

³⁴ SSB (2026). *Tabell 14489*. Tilgjengelig [her](#).

Omfanget av tilpasningen varierer med tekniske begrensninger knyttet til prosessens termiske egenskaper, leveranseforpliktelser, gjenoppretningstid og hvorvidt de eventuelt har inngått prissikringsavtaler. Aktørene tilpasser seg i større grad på dag- og ukenivå enn på timenivå. Aktører med restkapasitet og lagermuligheter oppgir spesielt stor fleksibilitet og en produksjon som er sterkt korrelert med strømprisen.

For industri med tilgang til alternative energibærere brukes brenselsskifte aktivt for å unngå høye spotpriser og begrense makslast i nettet. Dette gjelder blant annet industri der lasten kan skiftes mellom elkjel og LNG, noe som kan gi betydelig fleksibilitet per anlegg. Denne formen for tilpasning skjer i stor grad usynlig: den reduserer strømuttaket i dyre timer, men utløser ikke inntekter fra balansemarkeder. Dersom et eventuelt forbud mot fossilt brensel i industrien fra 2030 gjennomføres uten kompenserende tiltak, kan det paradoksalt nok redusere den reelle systemfleksibiliteten.³⁵

Enkelte aktører peker samtidig på en usikkerhet rundt regelverket for deltakelse i fleksibilitets- og balansemarkeder. Samspillet mellom for eksempel utkoblbar tariff og adgangen til å delta i Statnetts balansemarkeder fremstår for enkelte som uavklart, og nettaktørene har ikke alltid gitt entydige svar når industrikundene har spurt. De etterlyste også tydeligere veiledning om hvordan man kan delta. Det rapporteres i tillegg om praktiske kommunikasjonsutfordringer. Endringer i Statnetts varslingssystem har skapt problemer for bedrifter uten døgnbemannet kraftsentral.

Hydrogenprodusenter representerer en ny og potensielt voksende kategori kraftintensive forbrukere med teknisk fleksibilitet, ettersom produksjonen kan justeres raskt ned uten vesentlig slitasje på utstyr. I praksis begrenses imidlertid fleksibiliteten i dagens modne hydrogenprosjekter av leveranseforpliktelser og lav lagringskapasitet. Investeringene er kapitaltunge og anleggene dimensjoneres etter kontraktsfestet salg. Da er det ikke rom for å bygge inn buffer uten betydelige ekstra investeringer. I Norge dempes insentivene til å tilby fleksibilitet ytterligere av et stabilt nett og relativt lave fleksibilitetspriser sammenlignet med kontinentet.

Datasentre tilpasser seg foreløpig i liten grad etter spotpris, og deltakelse i fleksibilitetsmarkeder er begrenset. For kolokasjonssentre³⁶ kan barrieren mot deltakelse være større enn for øvrige datasentertyper, ettersom leveranseplikt gjør fleksibel kapasitetsstyring krevende. En mulig årsak til den begrensede deltakelsen er at registrering i Statnetts marked kan innebære at operatørene gir fra seg driftskontroll, siden de da teller både som forbruker og produsent. Dette åpner for at Statnett kan pålegge dem å redusere forbruk eller øke produksjon. Statnett har nylig vurdert å endre sine regler på dette området, og et forslag er ute på høring, noe som kan endre rammebetingelsene for fremtidig deltakelse. Det tekniske potensialet for fleksibilitet i datasentre virker å være høyt. Operatørene har typisk et par døgn diesellager, og det er i prinsippet mulig å kjøre hele anlegget på batterier og deretter på aggregater. Hyperscale-aktørers mulighet til å flytte last mellom egne sentre kan gi dem et bredere fleksibilitetsrom enn tradisjonelle operatørmodeller, men potensialet knyttet til dette er fortsatt usikkert.

³⁵ Klima- og miljødepartementet. (2025). *Regjeringens klimastatus og -plan for 2026: Særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2025–2026)*. Tilgjengelig [her](#).

³⁶ Et kolokasjons-datasenter leier ut plass, strøm og kjøling til kunder som plasserer sitt eget utstyr der. Tilbudet inkluderer også adgangskontroll, fysisk sikkerhet og bredbåndstilgang, og kan utvides med tilleggstjenester etter kundens behov.

Referanser

Andersen, K. H., Lien, S. K., Lindberg, K. B., Walnum, H. T. og Sartori, I. (2021). *Further development and validation of the «PROFet» energy demand load profiles estimator*. Proceedings of Building Simulation 2021, Brugge, s. 25–32.

Cole, W., Ramasamy, V. og Turan, M. (2025). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update*. NREL/TP-6A40-93281. National Renewable Energy Laboratory.

ENTSO-E. *Transparency Platform*. Spotpriser for 2025.

Klima- og miljødepartementet (2025). *Regjeringens klimastatus og -plan for 2026*. Særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2025–2026).

Lindberg, K. B., Bakker, S. J. og Sartori, I. (2019). *Modelling electric and heat load profiles of non-residential buildings for use in long-term aggregate load forecasts*. Utilities Policy, 58, s. 63–88.

Menon Economics og Multiconsult (2025). *Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov*.

NODES (2026). *Euroflex – Norway*.

NODES (2026). *Whitepaper – Flexibility Market: a solution to the grid challenges*.

NORCE (2025). *Forbrukerfleksibilitet*. Euroflex-prosjektet.

NVE (2025). *Energibruk i industrien*.

RME (2025). *Driften av kraftsystemet 2024*. RME-rapport 5/2025.

RME (2025). *Økonomisk regulering av nettselskap*.

SINTEF (2023). *Måledata for energi- og effektbehov til eksisterende bygninger og områder*. Byggforskserien 321.210.

Standard Norge. *NS 3031 Beregning av bygningers energiytelse*.

Statistisk sentralbyrå (2011). *Energibruk etter bygningstype og type varmesentral*.

Statistisk sentralbyrå (2026). *Tabell 14489*. Statistikkbanken.

Statnett (2026a). *Praktisering av vilkår for BSP*. Versjon 3, 28.05.2026.

Statnett (2026b). *Go-live plan for aggregering av reserver*. Informasjonsmøte for nettselskaper, 03.08.2026.

Statnett (2026c). *Innføring av begrensninger på prekvalifisering av reguleringsobjekter i nett under 110 kV*

Vedlegg A: Utfyllende detaljer – oppsett for identifiserte kundegrupper og fleksibilitetsressurser

Utfyllende beskrivelse av beregningssteg

Under følger en steg-for-steg beskrivelse for hvordan vi har beregnet fleksibilitetspotensialet for bygningsmassen.

Steg 0: Avgrensning av næringsbygg mot matrikkelen

Avgrensningen av hvilke bygg som inngår i «næringsbygg» i denne studien, gjøres i to steg. Først allokeres byggtipekodene i matrikkelen til de ti energibrukskategoriene ved hjelp av allokeringssnøkler, basert på hvilken næring bygget er registrert med i SSBs standard for næringsgruppering (SN2007). Deretter avgrenses selve utvalget: næringsbygg-relevante arealer er i studien definert som forbruket knyttet til næringskategoriene G–I, K–R, S og U, det vil si primært tjenesteytende og handelsrelatert virksomhet – varehandel, overnatting og servering, finans, eiendomsdrift, faglig/teknisk tjenesteyting, offentlig forvaltning, undervisning, helse- og sosialtjenester, kultur og annen tjenesteyting.

I praksis betyr dette at studien fanger opp bygg der virksomheten kjennetegnes av lite prosessenergi og hvor driften i stor grad handler om å skape et godt inneklima for mennesker, mens den holder utenfor bygg knyttet til jordbruk, skogbruk og fiske (A), tung industri og kraft-/vannforsyning (B–F), informasjon og kommunikasjon (J), private husholdninger og fritidseiendommer (X), gatelys (Y) og drivhus (YZ). Enkelte næringshovedområder er splittet mellom næring (innenfor scope) og industri (utenfor scope), fordi virksomheten i praksis dekker begge typer bygg: transport og lagring (H) er fordelt med 40 prosent på næringsbygg og 60 prosent på industri, mens offentlig administrasjon og forsvar (O) er fordelt med 75 prosent på næringsbygg og 25 prosent på annet. Disse fordelingsnøklerne har vi satt basert på ekspertvurderinger. Ettersom disse byggene utgjør en begrenset andel av totalen, vil imidlertid ikke evt. feilkilder slå ut i nevneverdig grad.

Formålet med avgrensningen er gjennomgående å skille ut de byggtypene som kjennetegnes av de samme typer tekniske installasjoner, og som bidrar med de samme funksjonene – termisk inneklima, varmtvann og elbillading – uavhengig av hvilken bransje virksomheten i bygget formelt er registrert under. To eksempler illustrerer hvordan valgt avgrensning slår ut i praksis, i hver sin retning.

- **Eksempel boligblokk:** For boligblokk går avgrensningen i innsnevrende retning. Matrikkelen inneholder om lag 74 millioner m² registrert med bygningstypen boligblokk (store boligbygg). Etter at vi har filtrert på de aktuelle næringsbokstavene (G–I, K–R, S og U), og dermed eksempelvis filtrert bort forbruk registrert med næringskode X (husholdning), sitter vi igjen med om lag 14 millioner m². Dette er ment å fange opp den delen av boligblokk-massen som har fellesmålt strømforbruk knyttet til bygget som juridisk enhet – typisk driftet av et eiendomsselskap, borettslag eller boligaksjeselskap – og som dermed er relevant for vår analyse av store strømkunder, i motsetning til boligmassen for øvrig, der strømforbruket er knyttet til den enkelte husholdning og ikke til bygget som sådan.

Selv om en stor del av dette fellesmålte forbruket i prinsippet kan velges over til Norgespris, anser vi det likevel som relevant å ta med i analysen. For det første representerer fellesanleggene i seg selv et betydelig fleksibilitetspotensial som kan være lønnsomt å utløse, uavhengig av hvilken strømvaktale som ligger til grunn. For det andre er det ikke gitt at alle boligselskap faktisk velger Norgespris, og forbruket i enkelte fellesanlegg kan dessuten

overstige forbrukstaket i ordningen. For det tredje vil effekttariffen i nettleien og inntekter fra fleksibilitetsmarkedene fortsatt være en relevant inntektskilde uavhengig av om spotprisdelen er sikret gjennom Norgespris, og kan dermed forsvare å utløse fleksibilitetspotensialet, avhengig av det enkelte case.

- **Eksempel lett industri/lager/verksted:** For lett industri/lager/verksted går avgrensningen motsatt vei. Her har vi identifisert at en betydelig andel av arealet er registrert med bygningstypen «industribygg» i matrikkelen, men der virksomheten i selve bygget har en annen næringskode enn industri. Dette antas typisk å gjelde lager- og logistikkbygg lokalisert på industritomter, der bygningen i praksis driftes med de samme tekniske installasjonene og funksjonene som øvrige næringsbygg i kategorien. Ved å filtrere på næringskode fremfor bygningstype alene, forsøker vi å fange opp fleksibilitetspotensialet også i disse byggene — det vil si andelen av forbruket som har en ordinær byggefunksjon som lett industribygg, selv om beliggenheten er industriell. Om lag halvparten av de 15 millioner m² som inngår i kategorien lett industri/lager/verksted, kommer fra bygg som i matrikkelen er registrert med bygningstypen industribygg.

Steg 1: Energibehov

For å beregne fleksibilitetspotensialet i den etablerte bygningspopulasjonen, starter vi med å modellere energibehovet per bygg. Dette gjøres med PROFet, som estimerer timesoppløste lastprofiler basert på målte energidata fra norske bygg, og angir spesifikt energibehov per kvadratmeter, — fordelt på oppvarming, tappevann og elspesifikt forbruk — for et gjennomsnittlig klimatisk år med Oslo klima. Ettersom PROFet bygger på faktisk målt energibruk og inkluderer tap i tekniske anlegg, er det godt egnet som grunnlag for fleksibilitetsberegninger. Verktøyet dekker imidlertid ikke elbillading og skiller ikke mellom energikilder til oppvarming; dette beregnes derfor i neste trinn.

Tekstboks A1: Begrunnelse av PROFet som valgt verktøy for energibehovsberegninger

Vi lander på å bruke PROFet-verktøyet som foretrukken kilde i dette prosjektet, blant flere vurderte alternativer: NVEs energibruksstatistikk gir til dels svært ulike svar per kvadratmeter avhengig av hvilken næringskode bygget er registrert på. Dette antyder at det ligger andre typer laster registrert under samme kode som vi ikke kan skille ut, noe som svekker statistikkens egnethet som kilde til dette formålet. NS 3031 utgjør standard for energibehovsberegninger i bygg, men oppgir bare energibruk for enkelte poster og inkluderer ikke tap, slik at flere ledd uansett må beregnes eller anslås i tillegg. PROFet gir derfor en mer treffsikker kilde for effektoppberegningene i dette oppdraget, som søker å belyse reelle anlegg i drift — hvor mye levert energi de har, og hvor mye effektoppene kan reduseres ved styring. Vi har også vurdert NVEs 2016-studie, som også baserer seg på målte tall fra energimålere i bygg, men som bygger på et svakere empirisk grunnlag enn PROFet-prosjektet. Samlet vurderer vi derfor PROFet som den beste kilden til både energidata og effekttall i denne analysen.

Steg 2: Levert energi og kilder

Deretter beregnes hvordan energibehovet faktisk leveres, fra hvilke kilder og med hvilken virkningsgrad. Basert på erfaringsdata fra piloter og andre prosjekter legger vi til grunn en kombinasjon av varmepumpe som grunnlast og elkjel som spisslast som representativ løsning, ettersom dette er den vanligste måten å varme opp næringsbygg på i dag. Konverteringsfaktorene mellom termisk behov og elforbruk er valgt for å gjenspeile reelle driftsforhold; de mest sentrale faktorene som er benyttet, er gjengitt i Vedlegg A: Et praktisk eksempel: varmepumpens virkningsgrad

er typisk lavere på en gjennomsnittlig dag enn teorien tilsier, fordi de fleste anlegg i praksis er overdimensjonert og presterer dårligere på dellast.

For elbillading er det på tilsvarende vis tatt utgangspunkt i et gjennomsnittlig størrelse bygg per kategori, og vurdert praktisk hva som ville vært en representativ installasjon av ladeanlegg og annet teknisk utstyr. Studien avgrenser fleksibel elbillading til ansattlading på lav hastighet: for et kontorbygg på 1 800 m² legges det til grunn 10 stk ladere med et samlet effektuttak på 50 kW og et årsforbruk på 2 400 kWh per lader, tilsvarende om lag 13 000 km kjøring. En oversikt over nøkkelinput for elbilberegninger per byggkategori, fremgår av samme vedlegg.

Steg 3: Isolert fleksibelt forbruk

Til sist isoleres det fleksible forbruket. Fleksibilitetspotensialet er definert som energi- og effektforbruket hos de lastene som kan flyttes over tid uten store kostnader eller effekt på velferd. I realiteten varierer potensialet gjennom året – fleksibilitetspotensialet i oppvarmingsanlegget er for eksempel tilnærmet null om sommeren, når anlegget ikke er i bruk. Ettersom formålet med fleksibiliteten er å utnytte strømmettet bedre, er det i rapporten lagt vekt på de kaldeste timene når fleksibilitetspotensialet i effekt presenteres, ettersom det er da presset på nettet er størst. Dermed er fleksibilitetspotensialet – effekttallet - presentert som fleksibilitetspotensialet en kald dag i et gjennomsnittså. Når den årlige verdien av fleksibilitet beregnes i Kapittel 4, er variasjoner i tilgjengelig fleksibilitet over året hensyntatt.

Steg 4: Aggregering til totalt potensial

Steg 1–3 beskriver hvordan vi modellerer energibehov, leveranse og fleksibelt forbruk for ett representativt bygg per byggkategori. I steg 4 aggregeres dette opp til et samlet potensial for hele byggmassen i kategorien, ved at enhetstallene fra det representative bygget kobles til det samlede arealet i matrikkelen. Resultatet fra denne aggregeringen av det tekniske potensialet er vist i Kapittel 2.2.

Denne oppskaleringen forutsetter at det representative bygget er dekkende for byggmassen i kategorien for øvrig. Dette er en forenkling: den vanligste tekniske løsningen i en byggkategori er ikke nødvendigvis den samme som gjennomsnittsløsningen vi har lagt til grunn i modellen. Denne usikkerheten er nærmere drøftet i kapittel 2.3.

Som robusthetskontroll er det gjennomført et uavhengig topp-ned-anslag der offentlig energibruksstatistikk på næringsnivå fordeles på tilhørende bygningsmasse. De to tilnærmingene gir i hovedsak sammenfallende resultater, noe som styrker tilliten til lastgrunnlaget.

Utfyllende tabeller

Tabell A-0-1: Beregningsfaktorer for elforbruk til oppvarming og tappevann fra varmepumpe/elkjel

Input	Faktor
Varmepumpens andel av varmeleveransen en kald time (effektdekningsgrad)	45 %
Elkjelens andel av varmeleveransen en kald time (effektdekningsgrad)	55 %
Varmepumpe – virkningsgrad for varmeproduksjon - gjennomsnittlig over året	230 %
Varmepumpe – virkningsgrad for varmeproduksjon - en kald dag	300 %
Elkjel – virkningsgrad varmeproduksjon	100 %
Varmepumpe – andel av levert romoppvarming	90 %
Varmepumpe – andel av levert varmtvann	50 %
Elkjel – andel av levert romoppvarming	10 %
Elkjel – andel av levert varmtvann	50 %

Tabell A-0-2 Inputfaktorer per unit - energi- og effektbruk elbillading. Merk at den forutsatte installasjonen er satt for et *gjennomsnittlig* bygg i matrikkelen (før filtrering basert på lønnsomhet), med areal som angitt i første kolonne. I studiens beregninger skaleres størrelsen på installasjonen opp mot arealet for det aktuelle bygget som beregnes.

	Gjennom- snittlig str iht matrikkel (m ²)	Ant. ladere per bygg - fleksible	Ant. ladere per bygg - ikke fleksible	Arlig forbruk per lader – fleksibel kWh/år	Arlig forbruk per lader – ikke fleksibel kWh/år	Samtidig effekt per parkerings- plass – fleksibel [kW]	Samtidig effekt maks per parkerings- plass - ikke fleksibel [kW]
boligblokk	2010	6		2 400		3	7
Kontor- bygning	1843	10		2 400		5	7
Skole- bygning	949	4		2 400		7	7
universitet/ høyskole	3267	8		2 400		5	7
sykehus	5948	15	10	2 400	4 800	4	7
sykehjem	1655	5	6	2 400	2 880	3	7
Hotell- bygning	938	4	6	2 400	2 400	7	7
Kultur /idrett	483	4	6	2 400	2 400	7	7
Forretnings- bygning	1479	8	10	2 400	2 400	5	7
lett industri/ lager/verkst.	1754	3		2 400		7	7

Vedlegg B: Detaljert beskrivelse av verdiberegningene

Balansemarkeder

Verdiene er beregnet per megawatt fleksibel kapasitet per år, basert på prisstatistikk fra Statnett. For FFR er det brukt et gjennomsnitt av prisstatistikk fra 2021 til 2025, med en forutsetning om 1 350 aktive timer per år. For de øvrige markedene er 2025-data lagt til grunn med 8 760 tilgjengelige timer per år. For FCR-N utviklet vi tre scenarier som reflekterer ulike budstrategier. Scenariet med lav innslagspris (LAV) forutsetter at aktøren byr inn til minsteprisen og dermed tar hele markedssandelen, som er en optimistisk forutsetning. Gjennomsnittsscenarioet (GJSNITT) forutsetter bud på 20 EUR/MW, mens høyscenariet (HØY) forutsetter 35 EUR/MW og kun gir tilslag i perioder med høye priser. For mFRR er kapasitetsmarkedet (CM) og energiaktiveringsmarkedet (EAM) slått sammen basert på Statnetts flexkalkulator, og anslaget er konservativt.

Marked	Scenario	NO1 kr/MW/år	NO2 kr/MW/år	NO3 kr/MW/år	NO4 kr/MW/år	NO5 kr/MW/år
FFR	N/A	175 000	175 000	175 000	175 000	175 000
FCR-D opp (D-1)	N/A	189 035	164 715	238 291	130 854	189 846
FCR-N (D-2)	Lav	2 054 074	1 993 581	1 944 430	1 127 553	2 054 074
	Gjennomsnitt	1 071 593	1 057 941	1 019 814	598 819	1 071 593
	Høy	322 428	321 489	305 193	153 831	322 428
aFRR	N/A	1 638 120	1 734 480	1 357 800	1 138 800	858 480
mFRR opp (EAM + CM)	Konservativt	876 000	946 080	1 165 080	902 280	657 000

Verdiene illustrerer at FCR-N og aFRR representerer det høyeste inntekspotensialet, men de stiller strenge krav til automatisk styring og aktiveringstid. mFRR kapasitet gir mer moderate men realiserbare verdier og er det mest nærliggende markedet for næringsbygg på kort sikt. Spredningen mellom scenarioene for FCR-N er betydelig, noe som reflekterer at markedsgevinsten i stor grad avhenger av budstrategi og markedssandel, ikke bare av tilgjengelighet.

Lokale fleksibilitetsmarkeder

Til tross for lav tilgangsterskel er markedet foreløpig lite. Samlet estimert markedsomsetning er om lag 5 mill. kroner, noe som utgjør litt over 0,1 prosent av Statnetts reservemarkeder. LongFlex-reservasjoner utgjorde vinter 2025-2026 12 GWh, men lite av dette ble aktivert. MaxUsage-reservasjoner utgjorde 2,9 GWh. Snittprisen for reservasjon ligger mellom 150 og 300 og var i snitt 237 kroner per MWh, mens aktiveringsprisen ligger mellom 3 000 og 7 000 med gjennomsnitt på 5 316 kroner per MWh.³⁷

³⁷ NODES™ Whitepaper

Ettersom NODES er geografisk begrenset til nettselskapsområder og ikke prissoner er verdiene her en indikasjon for bygg innenfor de deltagende nettselskapsområdene. Beregningen tar utgangspunkt i et høyt prisscenario på 300 kroner per MWh for reservasjon, over 400 aktive timer per år (fire timer per dag, fem dager i uken, i 20 vinteruker). Aktiveringsinntekt er utelatt da aktiveringsraten historisk er neglisjerbar.

Beregnet verdi for lokalt nett (NODES/Euroflex) er 120 000 kr/MW/år i alle prissoner, basert på et høyt prisscenario på 300 kroner per MWh for reservasjon over 400 aktive timer per år. Ettersom NODES-priser ikke differensieres etter prissone, men etter nettselskapsområde, er verdien lik på tvers av NO1–NO5.

Verdien på 120 000 kr/MW tilsvarer om lag 14 prosent av mFRR-kapasitetsmarkedet i NO1, men med en minste budstørrelse på én kilowatt fremfor én megawatt. For bygg som er for små til å delta i Statnetts markeder alene, kan NODES derfor representere en reell inntektsmulighet. Markedet er imidlertid i tidlig fase, og verdipotensialet er sterkt avhengig av at nettselskapet har aktivt behov for fleksibilitet i det aktuelle nettområdet.

Vedlegg C

Vedlegg C1: Netto fleksibilitetsinntekt per år i ulike prisområder

Tabell C-1: Netto fleksibilitetsinntekt per år, kroner per prisområde. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Menon og Multiconsult

NO1 (Sørøst)					
Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	14,5	6 133	20 599	63 997	136 327
Kontorbygning	21,2	12 857	34 047	97 617	203 567
Skolebygning	23,4	15 086	38 505	108 762	225 857
Universitet/høyskole	17,0	8 709	25 751	76 877	162 087
Sykehus	15,8	7 475	23 283	70 707	149 747
Sykehjem	13,4	5 092	18 517	58 792	125 917
Hotellbygning	28,2	19 825	47 983	132 457	273 247
Kultur/idrett	40,7	32 410	73 153	195 382	399 097
Forretningsbygning	22,3	13 984	36 301	103 252	214 837
Lett industri/lager/verksted	13,3	4 987	18 307	58 267	124 867

NO2 (Sørvest)					
Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	14,8	6 474	21 281	65 702	139 737
Kontorbygning	21,7	13 398	35 129	100 322	208 977
Skolebygning	24,0	15 687	39 707	111 767	231 867
Universitet/høyskole	17,4	9 093	26 519	78 797	165 927
Sykehus	16,2	7 825	23 983	72 457	153 247
Sykehjem	13,7	5 389	19 111	60 277	128 887
Hotellbygning	28,9	20 590	49 513	136 282	280 897
Kultur/idrett	41,8	33 497	75 327	200 817	409 967
Forretningsbygning	22,9	14 547	37 427	106 067	220 467
Lett industri/lager/verksted	13,6	5 286	18 905	59 762	127 857

NO3 (Midt-Norge)					
Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	10,9	2 531	13 395	45 987	100 307
Kontorbygning	17,1	8 759	25 851	77 127	162 587
Skolebygning	18,8	10 437	29 207	85 517	179 367
Universitet/høyskole	13,1	4 754	17 841	57 102	122 537
Sykehus	12,0	3 688	15 709	51 772	111 877
Sykehjem	10,1	1 750	11 833	42 082	92 497

NO3 (Midt-Norge)					
Hotellbygning	22,6	14 221	36 775	104 437	217 207
Kultur/idrett	33,1	24 744	57 821	157 052	322 437
Forretningsbygning	17,8	9 419	27 171	80 427	169 187
Lett industri/lager/verksted	10,4	2 020	12 373	43 432	95 197

NO4 (Nord-Norge)					
Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	11,2	2 875	14 083	47 707	103 747
Kontorbygning	18,9	10 537	29 407	86 017	180 367
Skolebygning	20,6	12 260	32 853	94 632	197 597
Universitet/høyskole	13,9	5 599	19 531	61 327	130 987
Sykehus	12,7	4 361	17 055	55 137	118 607
Sykehjem	10,5	2 178	12 689	44 222	96 777
Hotellbygning	24,4	16 101	40 535	113 837	236 007
Kultur/idrett	36,6	28 270	64 873	174 682	357 697
Forretningsbygning	19,4	11 022	30 377	88 442	185 217
Lett industri/lager/verksted	11,2	2 852	14 037	47 592	103 517

NO5 (Vest)					
Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	14,6	6 271	20 875	64 687	137 707
Kontorbygning	21,0	12 700	33 733	96 832	201 997
Skolebygning	23,3	14 970	38 273	108 182	224 697
Universitet/høyskole	16,9	8 612	25 557	76 392	161 117
Sykehus	15,7	7 398	23 129	70 322	148 977
Sykehjem	13,4	5 078	18 489	58 722	125 777
Hotellbygning	28,4	20 076	48 485	133 712	275 757
Kultur/idrett	40,6	32 221	72 775	194 437	397 207
Forretningsbygning	22,2	13 898	36 129	102 822	213 977
Lett industri/lager/verksted	13,2	4 826	17 985	57 462	123 257

Vedlegg C2: Redusert strømregning i prosent, per prisområde

Tabell C-2: Redusert strømregning i prosent, per prisområde. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Menon og Multiconsult

NO1 (Sørøst)				
Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	5,2 %	8,8 %	10,9 %	11,6 %
Kontorbygning	6,5 %	8,6 %	9,8 %	10,2 %
Skolebygning	12,5 %	16,0 %	18,1 %	18,7 %
Universitet/høyskole	4,0 %	5,9 %	7,0 %	7,4 %
Sykehus	2,5 %	3,9 %	4,7 %	5,0 %
Sykehjem	2,6 %	4,7 %	5,9 %	6,4 %
Hotellbygning	9,0 %	10,9 %	12,0 %	12,4 %
Kultur/idrett	10,4 %	11,7 %	12,5 %	12,8 %
Forretningsbygning	6,1 %	7,9 %	8,9 %	9,3 %
Lett industri/lager/verksted	2,9 %	5,2 %	6,7 %	7,1 %

NO2 (Sørvest)				
Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	5,2 %	8,5 %	10,5 %	11,2 %
Kontorbygning	6,3 %	8,2 %	9,4 %	9,8 %
Skolebygning	12,2 %	15,4 %	17,4 %	18,0 %
Universitet/høyskole	3,9 %	5,7 %	6,7 %	7,1 %
Sykehus	2,4 %	3,7 %	4,5 %	4,8 %
Sykehjem	2,5 %	4,5 %	5,7 %	6,1 %
Hotellbygning	8,7 %	10,5 %	11,5 %	11,9 %
Kultur/idrett	10,0 %	11,2 %	12,0 %	12,2 %
Forretningsbygning	5,9 %	7,6 %	8,6 %	8,9 %
Lett industri/lager/verksted	2,8 %	5,1 %	6,4 %	6,9 %

NO3 (Midt-Norge)				
Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	3,5 %	9,3 %	12,8 %	14,0 %
Kontorbygning	6,6 %	9,8 %	11,7 %	12,3 %
Skolebygning	12,9 %	18,0 %	21,1 %	22,1 %
Universitet/høyskole	3,5 %	6,5 %	8,3 %	8,9 %
Sykehus	2,0 %	4,2 %	5,6 %	6,0 %
Sykehjem	1,4 %	4,8 %	6,9 %	7,5 %
Hotellbygning	9,6 %	12,4 %	14,1 %	14,7 %
Kultur/idrett	11,4 %	13,3 %	14,5 %	14,9 %

NO3 (Midt-Norge)				
Forretningsbygning	6,1 %	8,8 %	10,4 %	10,9 %
Lett industri/lager/verksted	1,8 %	5,6 %	7,8 %	8,6 %

NO4 (Nord-Norge)				
Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	5,2 %	12,9 %	17,4 %	18,9 %
Kontorbygning	9,5 %	13,3 %	15,6 %	16,3 %
Skolebygning	16,6 %	22,2 %	25,6 %	26,7 %
Universitet/høyskole	5,2 %	9,1 %	11,5 %	12,3 %
Sykehus	3,1 %	6,0 %	7,8 %	8,4 %
Sykehjem	2,2 %	6,5 %	9,1 %	9,9 %
Hotellbygning	12,3 %	15,5 %	17,4 %	18,0 %
Kultur/idrett	13,6 %	15,6 %	16,8 %	17,2 %
Forretningsbygning	7,9 %	10,9 %	12,7 %	13,3 %
Lett industri/lager/verksted	3,2 %	7,9 %	10,7 %	11,6 %

NO5 (Vest)				
Byggkategori	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	5,3 %	8,9 %	11,0 %	11,7 %
Kontorbygning	6,4 %	8,5 %	9,8 %	10,2 %
Skolebygning	12,4 %	15,9 %	18,0 %	18,6 %
Universitet/høyskole	4,0 %	5,9 %	7,0 %	7,4 %
Sykehus	2,5 %	3,9 %	4,7 %	5,0 %
Sykehjem	2,6 %	4,7 %	5,9 %	6,3 %
Hotellbygning	8,9 %	10,8 %	11,9 %	12,2 %
Kultur/idrett	10,1 %	11,4 %	12,2 %	12,5 %
Forretningsbygning	5,9 %	7,7 %	8,8 %	9,1 %
Lett industri/lager/verksted	2,8 %	5,2 %	6,7 %	7,2 %

Vedlegg C3: Antall bygg etter årlig fleksibilitetsinntekt

Tabell C-3: Antall bygg etter årlig fleksibilitetsinntekt, per byggkategori. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Menon og Multiconsult

Byggkategori	Bygg i alt	Lønnsomme bygg
Boligblokk	6 750	4 380
Kontorbygning	11 570	6 350
Skolebygning	15 860	7 600

Byggkategori	Bygg i alt	Lønnsomme bygg
Universitet/høyskole	870	460
Sykehus	450	280
Sykehjem	3 160	1 510
Hotellbygning	6 640	2 900
Kultur/idrett	23 850	7 820
Forretningsbygning	20 370	11 850
Lett industri/lager/verksted	33 880	6 210
Sum	123 400	49 360

Vedlegg C4: Lønnsomhet per byggkategori ved halvert og doblet inntektsgrunnlag

Tabell C-4: Lønnsomhet per byggkategori ved halvert og doblet inntektsgrunnlag. Dagens priser og dagens markedstilgang. Kilde: Menon og Multiconsult

Halvert inntekt					
Byggkategori	Fleksinntekt (kr/m ²)	Minste lønnsomme størrelse (m ²)	Andel lønnsomme bygg	Andel av teknisk potensial	Netto verdi av lønnsom fleks (MNOK/år)
Boligblokk	6,8	1 221	46 %	84 %	54
Kontorbygning	10,2	815	41 %	91 %	174
Skolebygning	11,2	742	32 %	86 %	109
Universitet/høyskole	8,0	1 048	42 %	96 %	19
Sykehus	7,5	1 116	54 %	98 %	18
Sykehjem	6,3	1 326	34 %	85 %	19
Hotellbygning	13,3	624	28 %	85 %	57
Kultur/idrett	19,4	430	21 %	86 %	149
Forretningsbygning	10,6	786	40 %	88 %	217
Lett industri/lager/verksted	6,2	1 338	10 %	64 %	49
Sum/snitt	9,8	850	27%	85 %	866

Doblet inntekt					
Byggkategori	Fleksinntekt (kr/m ²)	Minste lønnsomme størrelse (m ²)	Andel lønnsomme bygg	Andel av teknisk potensial	Verdi av lønnsom fleks (MNOK/år)
Boligblokk	27,3	305	81 %	98 %	319
Kontorbygning	40,9	204	67 %	99 %	849
Skolebygning	44,9	185	59 %	99 %	615
Universitet/høyskole	31,8	262	60 %	99 %	86
Sykehus	29,9	279	68 %	100 %	79

Doblet inntekt					
Sykehjem	25,1	332	62 %	98 %	112
Hotellbygning	53,4	156	59 %	98 %	296
Kultur/idrett	77,4	108	44 %	98 %	774
Forretningsbygning	42,4	197	73 %	99 %	1 145
Lett industri/lager/verksted	24,9	334	28 %	89 %	334
Sum/snitt	39,2	213	52%	97 %	4 611

Vedlegg C5: Fordeling av fleksibilitetsinntekten per marked

Tabell C-5: Fordeling av fleksibilitetsinntekten per marked for et gjennomsnittlig lønnsomt bygg, per byggkategori. Dagens priser og markedstilgang, og 2035 med full markedstilgang og moderat prisnivå. Kilde: Menon og Multiconsult

I dag				
	Spotpris	Nett-tariffer	Balanse-markeder	Lokale fleksibilitets-markedet
Boligblokk	29 %	71 %	0 %	0 %
Kontorbygning	17 %	83 %	0 %	0 %
Skolebygning	19 %	81 %	0 %	0 %
Universitet/høyskole	25 %	75 %	0 %	0 %
Sykehus	26 %	74 %	0 %	0 %
Sykehjem	29 %	71 %	0 %	0 %
Hotellbygning	20 %	80 %	0 %	0 %
Kultur/idrett	17 %	83 %	0 %	0 %
Forretningsbygning	20 %	80 %	0 %	0 %
Lett industri/lager/verksted	23 %	77 %	0 %	0 %
2035				
	Spotpris	Nett-tariffer	Balanse-markeder	Lokale fleksibilitets-markedet
Boligblokk	8 %	78 %	12 %	2 %
Kontorbygning	5 %	89 %	4 %	2 %
Skolebygning	5 %	88 %	4 %	2 %
Universitet/høyskole	7 %	82 %	9 %	2 %
Sykehus	8 %	79 %	11 %	2 %
Sykehjem	8 %	78 %	12 %	2 %
Hotellbygning	6 %	87 %	5 %	2 %
Kultur/idrett	5 %	89 %	4 %	2 %
Forretningsbygning	6 %	87 %	6 %	2 %
Lett industri/lager/verksted	6 %	84 %	8 %	2 %

Vi har ikke modellert prisnivået i hvert enkelt marked fram mot 2035. For analysen er det summen av inntektene fra spotmarkedet, balansemarkedene og de lokale fleksibilitetsmarkedene som er relevant, og denne summen begrenses av kostnadsnivået for den marginale fleksibilitetsteknologien som opererer på tvers av markedene gjennom verdistabling. Som beskrevet i delkapittel 3.2.3 bruker vi levetidskostnaden for batterier, LCOFlex, som proxy, fordi batterikapasitet kan skaleres raskt ut fra bedriftsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger.

Fordelingen mellom de tre markedene følger de relative forskjellene i dagens marked. Tilnærmingen innebærer at dersom inntekspotensialet i ett marked faller, vil prisene i de andre stige slik at summen fortsatt svarer til den langsiktige grensekostnaden for batterier. Fordelingen må derfor leses som en fremskriving av det samlede inntekspotensialet, ikke som en prognose for det enkelte markedet.

Vedlegg C6: Netto fleksibilitetsinntekt per år i 2035-situasjonen, kroner.

Byggkategori	kr/m ²	1 000 m ²	2 000 m ²	5 000 m ²	10 000 m ²
Boligblokk	12,0	3 637	15 607	51 517	111 367
Kontorbygning	18,2	9 857	28 047	82 617	173 567
Skolebygning	19,9	11 527	31 387	90 967	190 267
Universitet/høyskole	13,8	5 447	19 227	60 567	129 467
Sykehus	12,9	4 547	17 427	56 067	120 467
Sykehjem	10,6	2 227	12 787	44 467	97 267
Hotellbygning	23,7	15 377	39 087	110 217	228 767
Kultur/idrett	35,1	26 807	61 947	167 367	343 067
Forretningsbygning	18,8	10 507	29 347	85 867	180 067
Lett industri/lager/verksted	11,1	2 807	13 947	47 367	103 067

Vedlegg D: Om bruk av resultatene i kraftmarkedsmodellering

I denne analysen har vi identifisert et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i alle norske prisområder.

For kraftmarkedet, her forstått som spotmarkedet for strøm, vil effekten i all hovedsak være knyttet til at de fleksible ressursene optimaliserer eget forbruk gjennom arbitrasje. Vi skiller mellom to former, jf. delkapittel 3.1.2: peakarbitrasje, der lasten flyttes fra døgnets dyreste til døgnets billigste time, og volumarbitrasje, der et større volum flyttes fritt mellom de billigste og de dyreste timene i døgnet.

Denne typen fleksibilitet lar seg modellere i en kraftmarkedsmodell. Det forutsetter at man definerer en egen forbrukskategori som optimaliserer mot pris med utgangspunkt i de to arbitrasjemulighetene. Hvordan dette gjøres rent teknisk, varierer med hvilken modell man bruker. Å utvikle en konkret metodikk for modellen Energidepartementet benytter, ligger utenfor rammen av dette prosjektet. Metodikken skiller seg imidlertid ikke nevneverdig fra den man bruker for batterier. Det viktigste vil være å etablere en betingelse om at kraftforbruket for gruppen samlet sett ikke endres, og en optimalisering som fanger opp begge formene for arbitrasje.

Fleksibiliteten virker også gjennom en sekundær kanal. Økt forbrukerfleksibilitet kan redusere effektbehovet i strømnettet, noe som igjen kan legge til rette for raskere tilknytning av nytt forbruk og utsatte nettinvesteringer. Eventuelle effekter på næringsetableringer eller vekst må legges inn manuelt i forbruksprognosene som ligger til grunn for modellen.



Menon
Economics

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no