

2022

Hvordan få solkraft fra Norges hustak
inn i kraftsystemet?



Energi Norge

01.12.2022

Forord

Vi trenger solkraft for å lykkes med det grønne skiftet. Alle kilder til fornybar energi vi kan få vil være til hjelp for å bedre energibalansen, og vi må utnytte samspillet mellom ulike energikilder så godt som mulig. Mer solkraft på private boliger er en viktig del av løsningen – spesielt når dagens regjering har valgt å sette bremsen på andre nye fornybare energikilder som vann- og vindkraft. Samtidig har vi sett at utfordringer introduseres i strømmettet, noe denne rapporten kaster lys over. Vi ønsker å finne gode løsninger på disse utfordringene sammen med øvrige aktører innenfor solkraft.

Energisystemet og kraftsystemet endres som følge av behovet for å erstatte fossil energibruk med fornybar energi. Forespørsler om ny tilknytning av nytt forbruk og å øke eksisterende forbruk har eksplodert siden høsten 2019. I store deler av nettet er det lite ledig tilgjengelig kapasitet. Det er behov for en dobling av kapasiteten i regionalnettet og kraftig økning i transmisjonsnettet. Samtidig må vi utnytte eksisterende nett bedre.

Energibalansen har en fallende kurve, og Statnetts kortsiktige markedsanalyse¹ viser at vi kan ha et kraftunderskudd i 2027. Det er derfor behov for mer ny kraftproduksjon, i tillegg til nytt strømmett, dersom vi skal klare å nå klimamålene og få ny industriell vekst. Her kan solkraft spille en viktig rolle da det er relativt sett korte ledetider for å etablere solparker og solkraft på bygg (solcellepaneler på tak og vegg). Lokal solkraft med lagring vil i store deler av året frigjøre nettkapasitet også oppover i kraftsystemet. Dette vil være en innovativ løsning som i tillegg vil bidra til ytterligere reduksjon av klimagassutslipp. Alternativ kan denne solproduksjonen gå tapt. Enovas støtte til sol bør derfor også omfatte system hvor solkraft lagres.

De nettselskapene som har fått mye solkraft fra bygg i sitt nett har i noe tid meldt om utfordringer med å tilknytte denne produksjonen. Dagens lavspenningsnett er ikke bygd for å kunne håndtere større mengder produksjon fra kundene, og det oppstår tekniske utfordringer. Det rapporteres at kostnadene for nettførsterkninger ved å knytte en enkeltkunde til nettet i noen tilfeller kan bli store. Dette er kostnader som i dag påføres fellesskapet, også de kundene som ikke kan investere i sol. Samtidig finnes det teknologi og systemløsninger som kan bidra til at solkraft ikke nødvendigvis fører til slike store investeringer, for eksempel lokal lagring. Energi Norge ønsket derfor å se nærmere på hvordan vi kan fase mest mulig sol inn i kraftsystemet uten at kostnadene skyter i været, og hvor store investeringer som kreves dersom alle sluttbrukere som kan produsere egen solkraft skulle velge å gjøre det uten lokal lagring.

Solkraft vil altså spille en viktig rolle i fremtidens kraftsystem, og fører med seg mange fordeler for energisystemet og den enkelte kunde. For at solkraften skal utnyttes fullt ut og i best mulig samspill med resten av systemet og kraftnettet, må ulike løsninger og teknologier tas i bruk. Denne rapporten er en start, og videre ønsker vi å samarbeide med øvrige aktører innenfor solkraft for å finne gode løsninger for kundene og samfunnet.

Analysene er utført av energitrainee Yasmin Sheikh-Mohamed som også er hovedforfatter. Rådgiver Ketil Sagen har vært medforfatter og metodeutvikler.

Energi Norge 16. desember 2022 v/ direktør Nett og kraftsystem Kristin H. Lind.

¹ <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/kortsiktig-markedsanalyse-okende-forbruk-gir-kraftunderskudd-fra-2027/>

Sammendrag

Solkraft vil bidra til å styrke kraftbalansen. En Multiconsult-rapport, *Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport*, utarbeidet på oppdrag fra Solenergiklyngen viser at solkraft på bygg har et enormt potensial². Mesteparten av byggene er tilknyttet lavspenningsnett, et strømnnett som ikke er egnet for overføring av større mengder produksjon. For flere lavspenningsnett vil innmating av solkraft derfor kunne utløse behov for ulike tiltak med ulike kostnader. For å finne de mest rasjonelle tiltakene er det viktig å få en pekepinn på kostnadene forbundet med tilrettelegging for solkraft, og hvor de oppstår.

Med utgangspunkt i resultater fra en rapport fra RME³ (Prosumenters innvirkning på lavspent distribusjonsnett) som identifiserer tilknytningskapasitet for innmating fra plusskunder i antatt typiske norske lavspenningsnett, er det gjort skjønnsmessige vurderinger av omfang av nettforsterkning og avbøtende tiltak som struping av produksjon samt bruk av batterilager for peakshaving⁴. Det er forutsatt at det er ulike typer boliger i nettmodellene og at de vil nytte inntil 80% av sitt takareal til solceller, hvilket er antatt å tilsvare 9 kWp⁵ for normale boligstørrelser og 15 kWp for store.

Det er 5 nettmodeller med spesifisert antall kunder i underlaget. En av modellene, Lett industri, har ingen kapasitetsbegrensning og er derfor utelatt i denne analysen. Analysen er utført på hver nettmodell og skalert opp til nasjonalt nivå. Skaleringsfaktoren er nettmodellens antall kunder i forhold til totalt antall nettkunder i Norge.

Tabellen under viser kostnadene på nasjonalt nivå for nettforsterkning i de ulike antatt karakteristiske lavspenningsnettene sammenlignet med kostnader for bruk av batterilager i hver bolig samt verdien av tapt overskuddsproduksjon hvis produksjonen strupes til nettets kapasitet.

Nettmodell	Antall kunder	Nettforsterkning [mrdNOK]	Struping* [mrdNOK]	Batteri [mrdNOK]
Grisgrendt 1	750 000	8	2	8
Grisgrendt 2	590 000**	20 - 70	23	21
Forstadsområde	780 000	9	0,6	4
Rekkehus	1 180 000	-	-	-
Totalt	3 300 000	37 - 87	26	33

* Nåverdien over 20 år ** 18% av kundene

² <https://www.multiconsult.no/assets/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>

³ https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_09.pdf

⁴ Peakshaving = flytte effektforbruk fra tider på døgnet når forbruket er høyt, til tider på døgnet når forbruket er lavere

⁵ kWp = kilowattpeak ser solcelleanleggets maks effektleveranse

Tabellen viser at totale nødvendige investeringer i nettet kan bli på mellom 37 og 87 milliarder kroner dersom alle forbrukere hadde matet inn sin antatt maksimale produksjonskapasitet samtidig. Til sammenlikning er kostnaden ved å installere batterilager i hver bolig anslått til 33 milliarder kroner. Innføring av struping for å slippe nettførstekninger er anslått å medføre et verditap på 26 milliarder kroner (2019-priser).

Grisgrendt 2 er et så svakt nett at det ikke er kapasitet til verken nytt forbruk eller noe innmating av effekt. Det er forutsatt at kun 18% av landets nettkunder er tilknyttet et slikt nett og står bak 50% til 80% av forsterkningskostnadene avhengig av omfanget av forsterkning. Videre er 90% av totalt tapt innmatet overskuddsproduksjon allokert til Grisgrendt 2. Det er både vurdert kostnadene ved å forsterke luftledningene (1) og å legge kabel (2), derav to kostnadstall for dette nettet. Ved å forsterke luftledningene øker tilknytningskapasiteten noe, men ikke tilstrekkelig til å transportere all produksjon hvis kundene installerer anlegg på størrelser 9 kWp til 15 kWp.

Innhold

Forord	1
Sammendrag	2
Innhold	4
1 Innledning	6
1.1 Rapportens innhold	6
2 Det norske strømnettet	7
2.1 Regulert monopol	7
2.2 Oppbygging av strømnettet	7
2.3 Nye krav til utbygging og drift av distribusjonsnettet	8
2.4 Kapasitetsutfordringer	8
2.5 Spenningskvalitet	9
2.5.1 Langsomme spenningsvariasjoner	10
2.5.2 Spennings usymmetri	10
2.5.3 Spenningsstrang - utfordring og mulighet med solcelleanlegg	11
3 Metode for analyse	11
3.1 Resultater fra PQA-rapport som utgangspunkt i analyse	12
3.1.1 Forutsetninger	12
3.2 Vurdering av nødvendige tiltak per nettmodell	13
3.3 Kostnad av nettførsterkninger	14
3.4 Struping som tiltak – verdien av tapt produksjon	14
3.4.1 Simulering av produksjon hos hver plusskunde	15
3.4.2 Verdi av tapt produksjon	15
3.4.3 Egenforbruk hos kunden	15
3.5 Batteri for peak-shaving	15
4 Resultater og diskusjon	16
4.1 Tiltak i Grisgrendt 1	16
4.2 Tiltak i Grisgrendt 2	17
4.3 Tiltak i Forstadsområde	17
4.4 Oppskalering til nasjonalt nivå	18
4.4.1 Nettførsterkning	18
4.4.2 Struping	19
4.4.3 Peak-shaving med batterilagring	20
4.5 Usikkerheter i analysen	21

5	Alternative tiltak for økt tilknytningskapasitet.....	21
6	Oppsummering	22
	Bibliografi.....	23
	Vedlegg 1: Detaljert metodebeskrivelse	24
	Størrelse på solcelleanlegg	24
	Vurdering av tiltak for nettførsterkninger.....	24
	Grisgrendt 1	25
	Grisgrendt 2	25
	Forstadsområde.....	26
	Rekkehus	26
	Kostnad av nettførsterkninger.....	27
	Kostnad per komponent	27
	KILE-kostnader	27
	Oppskalering av kostnader til nasjonalt nivå	28
	Andel kunder som per nettmodell representerer nasjonalt antall	28
	Nasjonal kostnad nettførsterkning	29
	Kostnad av struping og batteri.....	29
	Simulering av produksjon.....	29
	Beregning av maks tillat innmating fra anleggsstørrelser.....	30
	Struping.....	30
	Batteri for peak-shaving	30

1 Innledning

Antall nye kunder med egenproduksjon fra solcelleanlegg har doblet seg første halvdel av 2022 i forhold til foregående år⁶. Lavere installasjonskostnader, høyere strømpriser og økt enovatilskudd⁷ er noen av faktorene som påvirker økningen i antall nye plusskunder.

Solkraft vil bidra til å styrke kraftbalansen. Multiconsult-rapporten, *Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport*, utarbeidet på oppdrag fra Solenergiklyngen viser at solkraft på bygg har et enormt potensial⁸. Mesteparten av byggene er tilknyttet lavspenningsnett, som ikke er egnet for overføring av større mengder produksjon over lange avstander. For flere lavspenningsnett vil innmating av solkraft kunne utløse behov for ulike tiltak med ulike kostnader. Massiv tilknytning av solkraft i lavspenningsnett vil videre kunne medføre behov for tiltak også i overliggende nett, spesielt i lavlast perioder.

Gitt dagens plusskunde-ordning kan alle sluttbrukere utnytte hele sitt overbelastningsvern for effektflyt begge veier, inntil 100 kW, uten å betale innmatingstariff til nettselskapet slik andre produsenter må. Eldre lavspenningsnett ble ikke utbygd for annet enn forbruk. Forventet økning i egenproduksjon hos kunder i lavspenningsnettet utløser et behov for raskt å identifisere de mest rasjonelle tiltakene for å få så mye solenergi inn i kraftsystemet til lavest mulig kostnad for samfunnet. Et viktig innledende tiltak i en slik prosess er å få en pekepinn på konsekvenser av ulike alternative tiltak.

1.1 Rapportens innhold

Denne rapporten beskriver resultater fra en analyse av konsekvensene av innmating fra solkraft i lavspenningsnettet. Den nasjonale kostnaden av nettførsterkninger gitt at alle kunder i lavspenningsnett blir plusskunder har blitt estimert. Mulige utfordringer for strømmnett med høyere spenningsnivå er ikke vurdert.

Analysen tar utgangspunkt i resultater fra PQAs rapport på oppdrag fra RME [1]. I PQA-rapporten identifiseres begrensende faktor for innmating fra plusskunder i typiske norske lavspenningsnett.

⁶ Økning i nye kunder <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/plusskundestatistikk/>

⁷ <https://e24.no/olje-og-energi/i/y66xGg/tolv-stroemforslag-faar-flertall-paa-stortinget>

⁸ <https://www.multiconsult.no/assets/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>

2 Det norske strømmettet

2.1 Regulert monopol

Strømmettet overfører strømmen fra produsenter til forbrukere. Strømmettet er et naturlig monopol. Følgelig er nettselskapene regulert av myndighetene for å oppnå kostnadseffektiv drift og utbygging og forhindre misbruk av markedsmakt [2]. Energiloven introduserte et skille mellom produksjon og nettvirksomhet⁹. Nettselskapene er ansvarlig for utvikling og drift av strømmettet. De har tilknytningsplikt på objektive og ikke-diskriminerende vilkår.

2.2 Oppbygging av strømmettet

Det norske strømmettet er inndelt i tre karakteristiske nivåer; transmisjonsnettets samt det regionale og lokale distribusjonsnettets. Transmisjonsnettets kobler sammen store produsenter og store forbrukere, og produsenter og forbrukere på lavere nettnivåer over hele landet, i tillegg til mellomlandsforbindelser. Transmisjonsnettets har høy spenning for å redusere varmetap i overføringen av strøm [3].

Kunder med alminnelig forbruk er hovedsakelig koblet til lavspenning distribusjonsnett¹⁰. Dette er kunder som, husholdninger, jordbruk og næringsbygg. Forbrukere som større kraftbehov, som tungindustri, er direkte koblet til regional- eller transmisjonsnettets [4]. Figur 1 illustrerer oppbyggingen av kraftsystemet. Kraftsystemet er utviklet i løpet av 100 år der det i mesteparten av denne utviklingsperioden er tilrettelagt for enveis flyt av effekt fra produksjon til forbruk. I dag er det imidlertid allerede produksjon tilknyttet lokalt distribusjonsnett (småkraft og solkraft).



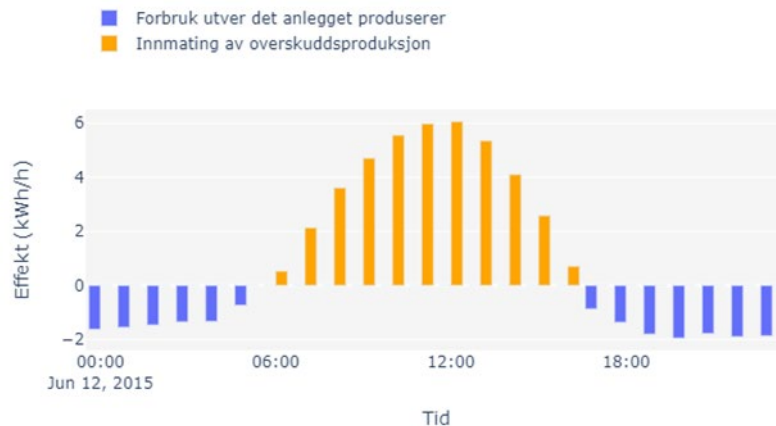
Figur 1: Figuren viser oppbyggingen av det norske strømmettet. Større kraftverk er som regel tilknyttet transmisjonsnettets og de fleste forbrukere er tilknyttet distribusjonsnettets.

⁹ Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven): <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

¹⁰ Distribusjonsnett, normalt med spenning på 400 V eller 230 V.

2.3 Nye krav til utbygging og drift av distribusjonsnett

Mye produksjon i lavspenningnettet utfordrer nettselskapene teknisk, økonomisk og organisatorisk. Den raske økningen i nye plusskunder setter i tillegg tempokrav til omstillingen. Dette kapitlet beskriver de tekniske utfordringene som oppstår med mer innmating fra forbrukskunder tilknyttet lavspenningnettet. Et nett som i hovedsak er bygget for den enveis effektflyten vi har hatt historisk for å dekke kun forbruk. Figur 2 illustrerer en døgnprofil fra en plusskunde.



Figur 2: Figuren viser innmating av overskuddsstrøm og uttak fra en plusskunde et døgn i juni. Selv om netto forbruk er høyere enn netto produksjon, vil kunden ha behov for å mate inn og hente ut strøm fra nettet.

2.4 Kapasitetsutfordringer

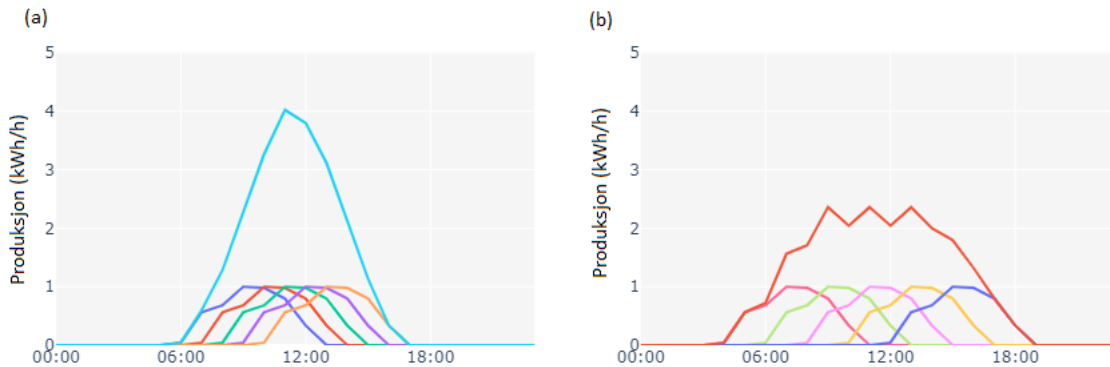
Strømnettet dimensjoneres for å håndtere overføring av strøm i tidspunktet med maks forbruk i løpet av året. Denne er basert på størrelsene på hovedsikringen hos kundene¹¹ og en statistisk korleksjon som tar hensyn til at alle kunder i det strømnettet ikke har sitt maksimale forbruk samtidig, også kjent som sammenlagersfaktor.

Å dimensjonere nettet etter summen av maksimal strøm per kunde (sammenlagersfaktor=1,0) ville vært som å investere i nok tilgjengelige busser i tilfelle alle med månedskort reiser med bussen en tirsdag kl. 16. Dette er et usannsynlig scenario og å investere i å tilrettelegge for det ville unødige høye kostnader for busskunder. Denne tradisjonelle metoden for å dimensjonere kapasiteten er ikke lenger tilstrekkelig, når flere kunder i samme område blir plusskunder uten lagringsmuligheter.

Siden solinnstrålingen er lik for kunder i samme område, vil variasjon i produksjon fra solcelleanlegg være liten. Ulik takvinkling hos plusskundene gir noe variasjon i

¹¹ Hovedsikring basert på tilknytningsavtale, som indikerer maksimal strøm en kunde har rett på å utveksle med nettet.

produksjonstoppene, men denne variasjonen er likevel forventet å være mye mindre enn variasjon i forbruk hos kundene, nesten neglisjerbar [1]. Figur 3 viser summen av produksjon fra 5 solcelleanlegg med samme produksjon fra hver enkelt kunde. I figuren til høyre er det mer variasjon mellom innmatingen fra kundene over tid og dermed er summen av innmating fra alle kundene alltid lavere enn figuren til venstre. Hvis alle kunder tilknyttet samme lavspenningsnett blir plusskunder, vil dette kreve høyere kapasitet.



Figur 3: Figurene viser innmating fra 5 ulike kunder og summen av dette per time. Figuren (b) til høyre er det med variasjon mellom produksjonen fra de ulike kundene på samme tidspunkt. Summen av all innmating er til alle tider lavere enn i figur (a) per time.

Samtidig tåler nettkomponenter høyere belastning på vinteren, ettersom den kalde utetemperaturen gir en naturlig avkjøling. En belastning på 120% på en transformator på en kald vinterdag kan tillates noen minutter om vinteren avhengig av naturlig kjøling fra vind og omgivelsestemperatur. Når den samme belastningen skjer på sommeren med sol og høye temperaturer, vil ikke nødvendigvis nettkomponentene tåle en slik belastning.

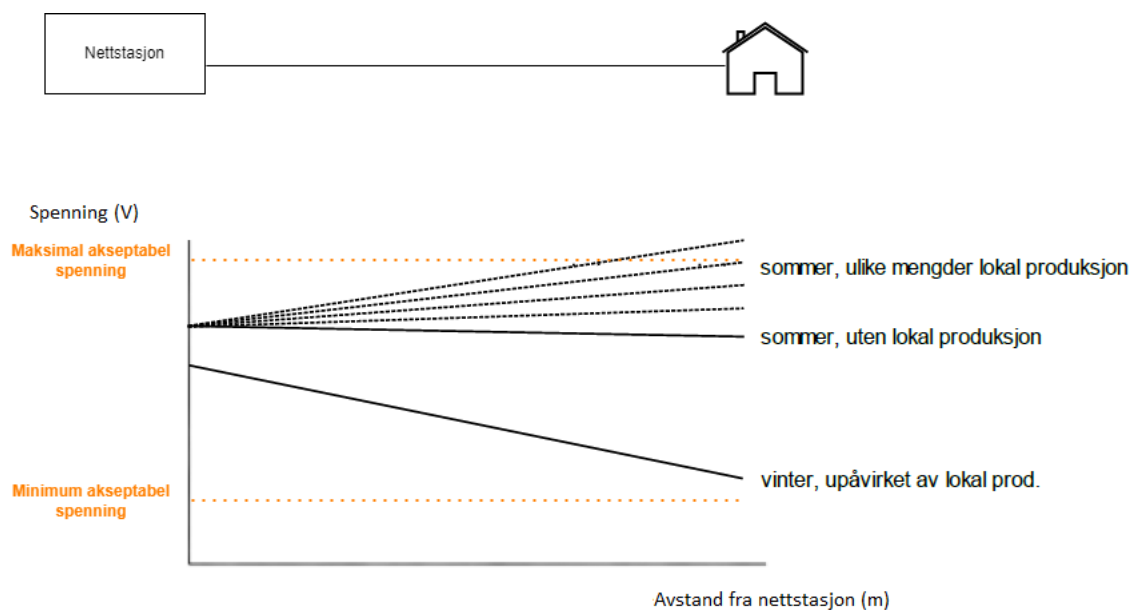
2.5 Spenningskvalitet

Forskrift om Leveringskvalitet (FoL)¹² har en rekke kriterier til spenningskvalitet, som nettselskap plikter å overholde. Med solcelleanlegg koblet til lavspenningsnettet kan overholdelse av disse kravene kreve iverksettelse av tiltak for økt tilknytningskapasitet spenningsmessig.

¹² <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>

2.5.1 Langsomme spenningsvariasjoner

Blant kravene om spenningskvalitet i FoL er langsomme spenningsvariasjoner innenfor et intervall på $\pm 10\%$ fra nominell spenning. For lavspenningsnett, med nominell spenning lik 230V, vil intervallet være [207V, 253V]. I radiale nett som lavspenningsnett, endrer spenningen seg langs radialen avhengig av retningen på effektflyten. Spenningen faller fra nettstasjonen ved forbruk og stiger ved innmating av effekt. Dette er illustrert i figur 4. Spenningsfallet påvirkes av mengde forbruk og styrke på lavspenningsnettet. Med økt forbruk, slik som de kaldeste dagene på vinteren, faller spenningen ytterligere. Økt styrke på nettet vil redusere dette spenningsfallet. Tradisjonelt sett har spenningsfallet blitt regulert ved å sette opp spenningen fra nettstasjonen til en høyere spenning, men under grensen på 253V, og forsikre nok nettstyrke til at spenningsfallet ikke fører til en for lav spenning hos kunden lengst unna nettstasjonen. Med innmating fra plusskunder vil spenningen i tilknytningspunktene stige og spenningstoleransen på 20% totalt kan bli oppbrukt mellom sommer og vinter.



Figur 4: Skissen illustrerer spenningsendringer fra nettstasjon til kunde.

2.5.2 Spennings usymmetri

Usymmetri, eller ubalanse, oppstår på grunn av ulik strøm i nettets 3 faseledere. Usymmetri kan medføre ekstra tap og varmgang i elektrisk utstyr som motorer, men kan også medføre feilfunksjon eller utfall på for eksempel motordrifter og utstyr som er kontrollert med likerettere eller frekvensomformere. Usymmetri øker også tap i ledninger

og transformatorer i nettet. FoL stiller krav til at usymmetri, målt som 10 minuttsgjennomsnitt, ikke skal overstige 2%.

Enfase omformer i solcelleanlegg vil medføre usymmetrisk innmating av overskuddsproduksjon i nettet. Dette var normal utførelse i de første årene med solcelleanlegg i boliger fordi det ikke var tilgjengelig tilfredsstillende trefase omformere for 230 V IT nett (omfatter ca. 70% av det norske lavspenningsnettet). I dag virker det som det installeres trefase løsninger. Dessuten er kunden selv utbedringsansvarlig ved brudd mot krav i FoL. Forsterkning av nettet vil også redusere usymmetri. Batterilager vil også kunne symmetrere spenninger dersom funksjonalitet for dette er inkludert i batterisystemets kontroller.

2.5.3 Spenningssprang - utfordring og mulighet med solcelleanlegg

Spenningssprang er raske spenningsendringer målt per sekund. FoL setter krav til maksimalt tillatt spenningssprang. Elektrisk utstyr hos kunder som raskt endrer sitt strømuttak eller -innmating i nettet vil, avhengig av størrelsen på strømmen og strømnnettets styrke, kunne medføre spenningssprang. Etter dagens praksis, kobler omformeren (DC til AC) ut produksjonen når den målte vekselspenningen er over en innstilt verdi. Hvis denne innstilte overspenningsverdien er omtrent 253 V, vil altså anlegget stoppe sin produksjon selv om spenningen i tilknytningspunktet er tillatt i henhold til FoL.

Den plutselige endringen i produksjon kan skape spenningssprang i svake strømnnett. Når produksjonen kuttet, synker igjen vekselspenningen og omformeren gjenopptar produksjonen som igjen medfører spenningsstigning. Slik kan det gjenta seg og skape hyppige spenningssprang til irritasjon for plusskunden og i verste fall andre kunder. Mange hyppige spenningssprang kan oppleves som flimrer. I tillegg til mulig spenningssprang vil også plusskunden kunne få et tap i innmatet overskuddsproduksjon.

Dette burde ikke vært et problem hvis solcelleanlegget er dimensjonert for strømnettet som det er tilknyttet og omformerens overspenningsvern ikke er innstilt på for lav verdi. Omfanget av utfordringer med hurtige spenningsendringer som følge av trigging av overspenningsvernet i solcelleanleggets omformer synes så lite at det ikke er et forhold som tas hensyn til spesifikt i denne analysen.

3 Metode for analyse

Dette kapittelet gir en oppsummering av metoden. Metoden er beskrevet detaljert i Vedlegg 1.

3.1 Resultater fra PQA-rapport som utgangspunkt i analyse

PQA-rapporten har identifisert flaskehalsbegrensninger for innmating fra plusskunder i lavspenningsnett, flaskehals i form av termisk overlast eller oppbrukt spenningstoleranse. De har utført analyser på fem nettmodeller, som de vurderer er representative for norske lavspenningsnett. For hver nettmodell er det estimert hvor mye innmating nettmodellen tåler fra alle kunder hvis alle kunder blir plusskunder. PQA-rapportens forutsetninger er benyttet i analysen utført her, med mindre annet er spesifikt nevnt. Nettmodellene og resultatene fra rapporten er beskrevet i Tabell 1.

Tabell 1: Tabellen viser resultatene fra PQA-rapporten for hver nettmodell.

Nettmodell	Antall kunder tilknyttet nettmodell	Begrensning
Grisgrendt 1	13 husholdninger 2 jordbrukskunder	Maks tillatt spenningsstigning
Grisgrendt 2	18 husholdninger	Maks tillatt spenningsstigning
Forstadsområde	64 husholdninger	Overbelastning i matekabel og transformator i nettstasjon
Rekkehus	75 husholdninger	Overbelastning i transformator i nettstasjon

3.1.1 Forutsetninger

Det er gjort forenklinger som trekker resultatene i begge retninger. Rapporten dokumenteres estimerte kostnader i gjennomsnitt per kunde og nettmodell for forsterkning av lavspenningsnett. Det er en skjønsmessig vurdering av tiltak for at plusskundene skal kunne mate inn all sin overskuddsproduksjon i lettlast (sommer), med en anleggsytelse tilsvarende 80% utnyttelse av et antatt normalt takareal. Størrelsen på solcelleanleggene i rekkehus og liten enebolig er satt til å være 9 kWp. Store eneboliger har anleggsstørrelse på 15 kWp.

I rekkehusmodellen antas det at alle tilknyttede kunder bor i rekkehus. For de grisgrendte modellene antas en fordeling på henholdsvis 60% og 40% av små og store eneboliger blant husholdningskunder. Grisgrendt 1 har to bondegårder i nettmodellen.

Dernest estimeres verdi av potensielt tapt innmatet produksjon gjennom beregnet struping av omformer dersom plusskunden ikke har egen lagring, og til sist en estimert kostnad om hver plusskunde hadde eget tilpasset batterilager med en kapasitet tilsvarende maksimalt simulert strupet døgnvolum i et år.

Analysene er unøyaktige fordi vi ikke har hatt tilgang til tekniske data for modellene til å utføre tekniske nettanalyser. Dermed har det heller ikke vært mulig å analysere kostnader med større presisjon og gjennom sensitivitetsanalyser å få et bedre utfallsrom for konsekvenser i en større variasjon av forutsetningene.

Videre er kostnader og verdier skalert opp til nasjonalt nivå basert på totalt antall nettkunder i Norge og PQA-rapportens fordeling av disse innen hver nettmodell.

Nettmodellene i PQA-rapporten er fra kun ett nettselskap og det er derfor usikkert hvor representative de er, spesielt med hensyn til antall kunder.

3.2 Vurdering av nødvendige tiltak per nettmodell

Basert på resultater fra PQA-rapporten og antakelser er det gjort vurderinger på hvilke nettførsterkninger som er nødvendige for at lavspenningnettene skal klare å håndtere innmating av kraft fra solcelleanlegg hos alle kundene.

Tabell 2 viser nettførsterkningene som er vurdert. Grisgrendt 2 er et svakt strømnnett og har ikke kapasitet til noe innmating av kraft. Her er det vurdert to alternativer til nettførsterkninger.

Variasjon i takvinkel hos plusskunder gir noe variasjon i topp-produksjonstidene. Ettersom rekkehus har samme takvinkel, har denne studien ikke tatt høyde for variasjon i produksjon i Rekkehusmodellen. Resultatene fra PQA-rapporten viser at det blir overbelastning i Rekkehusmodellen, når det ikke er tatt hensyn til variasjon i produksjon. Når egenforbruk hos plusskunde også er tatt høyde for, vil ikke nødvendigvis innmating fra plusskunder i denne nettmodellen skape utfordringer i strømnettet.

Tabell 2: Oversikt over kostnadsestimerte forsterkningstiltak.

Nettmodell	Maks anleggsstørrelse per kunde (fra PQA-rapport)	Nettførsterkninger
Grisgrendt 1	8 kWp	Forsterke luftledning i antatt lengste radial (flest kunder), 500 m til 95 EX.
Grisgrendt 2	0,3 kWp	<ul style="list-style-type: none"> • Ny transformator på 315 kVA. • Alternativ 1: Forsterke totalt 1 km til 95EX • Alternativ 2: Erstatte alle 3 avgangene fra nettstasjon med 150 kvadrat jordkabel, 3x500 km.
Forstadsområde	10 kWp	<ul style="list-style-type: none"> • En ekstra nettstasjon 500 kVA. • Splitte avgangene på 2 nettstasjoner.
Rekkehus	9 kWp	Ingen forsterkninger.

3.3 Kostnad av nettførsterkninger

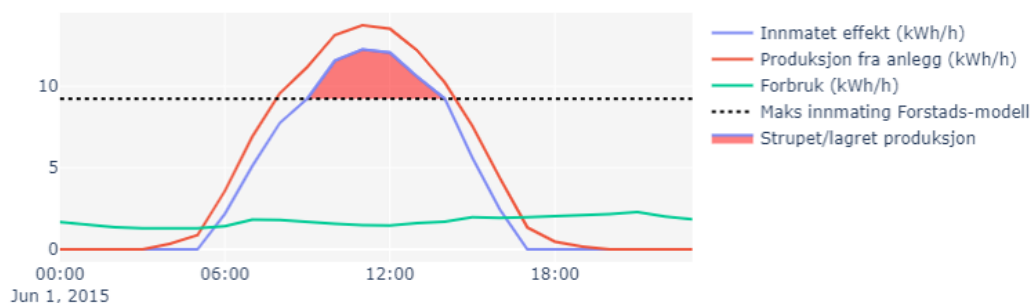
Kostnaden av de vurderte nettførsterkningene er basert på *Kostnadskatalog distribusjonsnett* [5]. Kostnadene inneholder blant annet materiell, montør, skogrydding, prosjekterings og maskinkostnader.

I tilfeller der nettførsterkingen fører til avbrudd hos kunder som utløser Kostnad av Ikke-Levert Energi (KILE)¹³ har denne kostnaden også blitt beregnet. KILE er forutsatt å påløpe kun ved tiltakene for Grisgrendt 2 og Forstadsområde. Siden det kun er husholdninger og jordbrukskunder i nettmodellene, er KILE beregnet for disse kundene. I realiteten vil KILE-kostnadene være høyere når andre forbrukskunder er tilknyttet lavspenningsnettet, som butikker, skoler og andre virksomheter. Disse kundegruppene har høyere spesifikke KILE-kostnader.

3.4 Struping som tiltak – verdien av tapt produksjon

Struping, eller produksjonsbegrensning, brukes som tiltak i mange land. Både statiske og dynamiske strupemetoder kan benyttes. Med statisk struping settes en maksstrøm på solcelleanleggets omformer. Hvis solcelleanlegget produserer mer effekt enn dette, vil innmatingen til strømnettet bli begrenset. I denne analysen vurderes verdien av tapt innmatet overskuddsproduksjon ved statisk struping. Dynamisk struping vil bli diskutert i kapittel 4.4.3.

Figur 5 viser simulert produksjon per time fra et solcelleanlegg et døgn i juni. Innmatet effekt fra anlegget er lavere enn produsert effekt, ettersom noe av produksjonen går til eget forbruk. Den blå linjen viser overskuddsproduksjonen som blir matet inn i strømnettet. Den svarte stiplede linjen er maksimal innmating som strømnettet i Forstadsmodellen tåler. I timene der innmatet effekt overstiger maxsgrensen begrenses innmatingen fra solcelleanlegget.



Figur 5: Figuren viser simulert produksjon fra, forbruk og innmatet effekt en kunde med solcelleanlegg. Den svarte stiplede linjen er maksimal innmating som strømnettet i det området tåler uten tiltak.

¹³ § 9-1 i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet

3.4.1 Simulering av produksjon hos hver plusskunde

I denne analysen har vi beregnet tapt produksjon gitt at solcelleanlegg hos plusskunden blir strupet basert på maks innmating fra PQA-rapportens resultater. Ettersom størrelse på hovedsikring og takareal er begrensende faktorer på hvor stort anlegg kunden kan installere, er det gjort antakelser for å estimere maksimal anleggsstørrelse hos kundene.

Utenom bondegårdene i Grisgrendt 1-modellen antas det at resten av kundene i de fire modellene er husholdninger. Simuleringene av produksjon er forenklet til kun husholdninger i Grisgrendt 1. I Rekkehusmodellen antas en solcelleanleggsstørrelse på 9 kWp hos alle kundene. I de resterende nettmodellene antas det fordeling på 60% og 40% på små og store eneboliger. Anleggsstørrelsene er henholdsvis antatt å være 9 kWp og 15 kWp for små og store eneboliger.

Marginalkostnaden for å installere et større anlegg er lav og med et økende insentiv for å bli plusskunde når strømprisen er høy, kan det antas at flere utnytter mest mulig takareal. Tall fra Agder Energi Nett på plusskunder viser en økning i anleggsstørrelse hos nye plusskunder i 2022, også i husholdninger. Vurdering av anleggsstørrelse hos plusskundene er beskrevet detaljert i vedlegget.

EUs solkartprogram, PVGIS, er brukt for å simulere produksjon fra solcelleanlegg hos norske kunder, per time over et år. Vær og radiasjonsdata fra Fredrikstad har blitt brukt for analysen.

3.4.2 Verdi av tapt produksjon

For å estimere verdien av tapt produksjon per time er strømprisene i spot-markedet fra 2019 for gjeldende time i gjeldende prisområde brukt. Dette er et forenklet estimat av verdien for kunden, da den tapte egenproduksjonen kunne vært lagret og bidratt til å redusere nettleie og avgifter for plusskunden.

3.4.3 Egenforbruk hos kunden

Noe av produksjonen går til egenforbruk hos kunden. For å estimere innmating på strømmettet er forbruket hos kunden trukket fra produsert effekt fra solcelleanlegget. Forbruket hos kundene er basert på forbruksprofiler fra forskningsprosjektet ProAktiv. I dette ligger en iboende unøyaktighet, men anses å skape noe mer realisme i analysen.

3.5 Batteri for peak-shaving

Kostnad for litium-ionbatterier er brukt, ettersom denne batteritypen synes mest populær som følge av høy energitetthet, lang levetid og tilfredsstillende lade/utlade hastighet (C-rate). Nødvendig lagringskapasitet hos hver kunde er basert på det døgnet i året med mest overskuddsproduksjon, som ikke kan mates inn i strømmettet. Kostnad for batteriene er basert på statistikk på kostnad per kWh i 2020¹⁴.

¹⁴ <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>

4 Resultater og diskusjon

Tabell 3 viser oppsummert gjennomsnittlig kostnad per kunde og nettmodell for de benyttede forsterkningstiltakene og batterisystem (i tillegg kommer omformer mm, kan doble kostnaden) samt estimert verdi av strupet innmatet overskuddsproduksjon.

Tabell 3: Gjennomsnittlig kostnad/verdi i kr per kunde og nettmodell for tiltakene.

Nettmodell	Nettforsterkning	Struping	Batteri
Grisgrendt 1	10 000	3 000	11 000
Grisgrendt 2	32 000 - 120 000	40 000	36 000
Forstadsområde	11 000	800	5 000

4.1 Tiltak i Grisgrendt 1

Nettforsterkningstiltaket som er vurdert i denne nettmodellen er å forsterke luftledning i den ytterste halvdel av den avgangen med flest kunder. Kostnaden på dette er estimert til å være 10 000 kr per kunde. Nettmodellen har kapasitet til solcelleanlegg på 8 kWp hos hver sluttkunde. Simulering av produksjon fra solcelleanlegg, med forutsettingene som er lagt til grunn gir en maks produksjon på 7,4 kW. Når det regnes med egenforbruk hos plusskundene, som illustrert i figur 6, tilsvarer overskuddsproduksjonen, som strømmettet ikke har kapasitet til, 3% av produksjonen i løpet av året.

Det er sannsynlig at det er mindre behov for å strupe plusskundene som er plassert nærmest nettstasjonen. Nåverdi ved tapt produksjon som følge av struping over 20 år er 3000 kr per kunde i gjennomsnitt.

Alternativt har kostnaden av batteri med lagringskapasitet til å lagre det maksimale strupede døgnvolumet blitt estimert til å være 11 000 kr per kunde i gjennomsnitt.

Nettmodellen Grisgrendt 1 har to jordbrukskunder, men disse er plassert nær nettstasjonen og dermed er ikke dette nettet like begrenset som et lignende nett, med jordbrukskundene plassert lenger unna nettstasjon. Hvis jordbrukskundene var plassert lenger unna nettstasjonen, ville innmating fra dem ført til større. Nettmodellene har heller ikke med andre kundetyper, som skoler, hotell og andre næringsvirksomheter som også kan være tilknyttet lavspenningnett. Det ville vært behov for mer nettforsterkninger i alle nettmodellene, med andre kundetyper tilknyttet lavspenningnettet.



Figur 6: Simulert produksjon, forbruk og innmating i strømmettet fra stor enebolig med anleggsstrørrelse 15 kWp og solinnstrålings- og værdata fra Fredrikstad

4.2 Tiltak i Grisgrendt 2

Grisgrendt 2 er det svakeste av nettmodellene og har verken kapasitet til innmating fra plusskunder eller mer forbruk. Det er både vurdert å forsterke luftledningene og legge kabel. Kostnaden på nettførsterkninger i alternativ 1 er: 32 000 kr i gjennomsnitt per kunde. Kostnaden på alternativ 2 er 120 000 kr i gjennomsnitt per kunde.

Struping er ikke et reelt alternativ i dette strømmettet, ettersom strømmettet ikke kan håndtere innmating av overskuddsstrøm uten tiltak. Struping av produksjon i dette strømmettet ville gi en gjennomsnittlig tapt produksjon på 60% hos hver kunde. Nåverdien av dette over 20 år er estimert til snaut 40 000 kr i gjennomsnitt per kunde.

Kostnad av batterilagring hos hver kunde er også beregnet til å være 36 000 kr per kunde som følge av behovet for vesentlig større lagringskapasitet.

4.3 Tiltak i Forstadsområde

Kostnaden av nettførsterkning i Forstadsområde er 11 000 kr per kunde.

For kundene i denne nettmodellen vil 1% av årlig produksjon gå tapt, i gjennomsnitt med struping som alternativ. Nåverdien av strupet produksjon over 20 år er 800 kr per kunde.

Å dekke overskuddsproduksjon som ikke kan mates inn i strømnettet med batterier er beregnet å koste 5000 kr per kunde.

4.4 Oppskalering til nasjonalt nivå

Oppskalering av resultatene per nettmodell til nasjonalt nivå er gjort med en skaleringsfaktor gitt av nettmodellens andel kunder relativt totalt antall nettkunder i Norge.

Tabell 4: Estimert nasjonal kostnad/verdi for de analyserte tiltakene i mrdNOK.

Nettmodell	Antall kunder	Nettforsterkning	Struping*	Batteri
Grisgrendt 1	750 000	8	2	8
Grisgrendt 2	590 000	20 - 70	23	21
Forstadsområde	780 000	9	0,6	4
Rekkehus	1 180 000	-	-	-
Totalt	3 300 000	37 - 87	26	33

* Verdien av struping er nåverdi over 20 år.

4.4.1 Nettforsterkning

For å skalere opp kostnadene i hver nettmodell til nasjonal kostnad har det blitt estimert hvor stor andel av norske slutt kunder hver av disse representerer.

Kostnaden ved tradisjonelle nettforsterkninger er 38-95 milliarder kroner.

Kostnaden er høyest hos Grisgrendt 2, som står for over halvparten av total kostnaden, selv om det kun er 18% av kundene som er anslått å være tilknyttet denne typen lavspenningsnett.

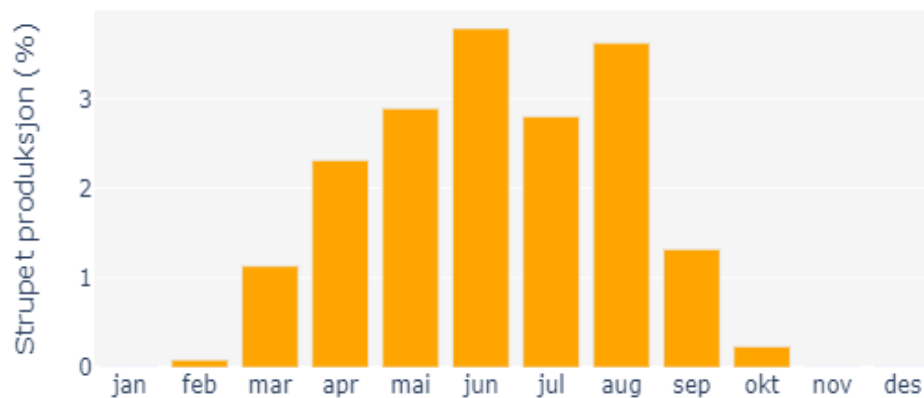
For kunder som er tilkoblet svake strømnnett er prisen for å forsterke strømnettet svært kostbart. Alternative løsninger til tradisjonelle nettforsterkninger, som blir diskutert senere i kapittelet, kan bidra til å redusere kostnaden. Det kan likevel bli nødvendig med tradisjonelle nettforsterkninger i kombinasjon med alternative løsninger.

Behovet for nettforsterkninger kan være høyere enn estimert i denne analysen. Nettmodellene har hovedsakelig tilknyttet husholdninger, som har mindre størrelse på solcelleanlegg enn andre plusskunder i lavspenningsnettet. Bondegårder og næringsbygg har som regel større takareal og større solcelleinstallasjoner. Kostnadene på nettforsterkninger vil være høyere i lavspenningsnett med denne type kunder.

4.4.2 Struping

Figur 7 viser prosentandel produksjon som blir strupet per måned for en stor enebolig, som er antatt å gjelde 40% av boligene i nettmodellen. Som figur 6 viser er eget forbruk høyt i kaldere måneder, som mars, og prosentandelen av produsert strøm som mates inn i nettet er lavere. I sommermånedene er egenforbruket lavere og produksjonen er høyere.

Strupet produksjon - Stor enebolig i Forstadsområde



Figur 7: Strupet produksjon per måned i for en stor enebolig (15 kWp) i et forstadsområde.

Som Tabell 4 viser er det lite av produksjonen som behøver å strupes i Grisgrendt 1 og Forstadsområde. Verdien av strupet produksjon er også mye lavere for disse nettmodellene enn kostnad for nettførsterkninger. Ettersom det ikke er noe tilknytningskapasitet i Grisgrendt 2 er verdien av all produksjon som ikke går til eget forbruk estimert strupet.

Tabell 4: Estimert nasjonalt strupet solkraft i nettype Grisgrendt 1 og Forstadsområde.

Nettmodell	Årlig strupet produksjon, nasjonalt (GWh)	Prosent årlig strupet produksjon per kunde	Gj.snitts verdi per kunde (NOK) over 20 år
Grisgrendt 1	400	3%	3 000
Grisgrendt 2	4 600	60%	40 000
Forstadsområde	120	1%	800

Verdien av strupet produksjon som er beregnet her viser verken det komplette bildet av samfunnsverdi eller tapt verdi for kunden. I et område med få plusskunder, kan en plusskunde bidra til kortreist strøm til naboene og mindre overføringstap. Hvis alle naboene også er plusskunder og produserer overskuddsstrøm samtidig, blir ikke overskuddsstrømmen lenger kortreist, den må fraktes videre opp i kraftsystemet fra lavspenningsnettet.. Høyspennings distribusjonsnett kan dermed bli overbelastet. I tillegg vil den høye belastningen på overføringslinjer og kabler i lavlastsesongen normalt gi høyere overføringstap. Massiv tilknytning av solkraft vil også ha andre systemmessige effekter som heller ikke er inkludert i analysen.

Ved statisk struping begrenses produksjonen basert på en maksimal innmatingseffekt, uavhengig av kapasitetsutnyttelsen i lavspenningsnettet.

Dynamisk struping gjør det mulig å tilpasse strupingen til nettets reelle dynamiske kapasitet. Dynamiske strupemetoder er mer komplekse og kan kreve økt overvåkning og fjernstyring i driften av strømmettet [6]. Selskapet Smarter Grid Solutions, har testet en løsning for dynamisk struping i Tyskland og planlegger å utvide prosjektet¹⁵.

Solcellespesialisten har også foreslått en dynamisk strupeløsning der strupingen av solcelleanlegg kan styres etter målt spenning i kundens tilknytningspunkt¹⁶. En slik løsning vil være autonom og kunne forebygge utkoblinger av solcelleanlegg når spenningen på tilknytningspunktet blir for høy. En ulempe med en autonom løsning som reagerer på kun spenning er at den for det første ikke tar hensyn til eventuelt termisk sammenlagret overbelastning i strømmettet. Og den vil i praksis, som ved statisk struping, gi en ulik fordeling av "byrde" mellom plusskunder langs en radial. Med "byrde" menes volum av tapt innmatet overskuddsproduksjon.

4.4.3 Peak-shaving med batterilagring

Kostnaden for batterilagring per kunde, blir også kostbart. Kostnaden for batterier har falt kraftig de siste årene og forventes å falle ytterligere fremover, noe som kan gjøre batterilagring mer lønnsomt¹⁷. Resultatene er basert på kun kostnadsstatistikk for battericellene. Et komplett batterisystem vil nødvendigvis ha en høyere kostnad. Lagring av solkraft i batterier vil bidra til større forbruk av egenprodusert kraft for kunden, noe som vil ha flere fordeler:

- Reduserte avgifter for kunden
- Redusert nettleie for kunden
- Reduserte kostnader i nettinvesteringer = lavere nettleie for alle

¹⁵ <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/smarter-grid-solutions-expands-into-europe-thanks-to-successful-german-trial?publisherId=90063&releaseId=17869696>

¹⁶ <https://www.tu.no/tumstudio/solceller/annonse-solceller-er-en-kjempeutfordring-for-nettselskapene-slik-skal-problemet-loses/521501>

¹⁷ <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>

4.5 Usikkerheter i analysen

Vurderingene av nettførsterkningene i analysen er basert på en rekke antakelser i tillegg til resultatene fra PQA-rapporten. Spesielt vil penetrasjonsgrad mindre enn 100%, ulike systemvirkningsgrader og ulike tidspunkt for maks overskuddsproduksjon hos plusskundene kunne redusere behovet for tiltak. Det er ikke utført noen lastflytanalyser for å verifisere om nettførsterkningene er tilstrekkelige for innmatingen fra plusskundene som er tilknyttet nettmodellene. Samme begrensning gjør også at det ikke har vært mulig å vurdere konsekvenser for overliggende strømnnett.

Det har ikke vært utført analyser med borettslag. Dette er fordi boligblokker fremdeles ikke er en del av plusskundeordningen. Det foregår en prosess for å inkludere flere typer bygninger i plusskundeordningen¹⁸.

Kostnad av batterisystem er kun basert på kostnad av battericellene.

Simuleringer av produksjon fra solcelleanlegg er basert på sol-innstråling i Fredrikstad, og er ikke representativ for hele landet.

Antall kunder per lavspenningsnett kan i virkeligheten være forskjellig fra antallet i de ulike modellen i denne studien og resultatene her må derfor oppfattes som usikre gjennomsnittsverdier.

5 Alternative tiltak for økt tilknytningskapasitet

Det kan finnes andre mer kostnadseffektive tiltak for økt tilknytningskapasitet enn de som har inngått i denne analysen. Spenningsregulering, inklusive reaktiv effekt regulering/statikk i omformer, økt spenning i mateledninger og stasjonære batterisystemer i strømnettet er eksempler på dette.

I en studie fra 2017 har SINTEF Energi studert bruk av fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler i nettstasjonen. Studien vurderer regulering av spenning ut fra nettstasjon basert på målinger i nettstasjon og basert på målinger i punkter ute i lavspenningsnettet. Nyten av denne løsningen varierer fra case til case [7].

Omformeren i solcelleanlegget kan ha en kontroller med innebygget reaktiv statikk som øker den reaktive effekten fra strømnettet med økende spenning i tilknytningspunktet. Dette vil medføre at spenningsstigningen ikke blir like stor som uten denne funksjonen. Men, økt reaktiv effekt levert fra nettet, vil øke tapene i nettet noe.

Andre mulige løsninger, som spenningsboostere og nettbatterier, er diskutert nærmere i PQA-rapporten.

¹⁸ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/vil-etablere-ordning-for-deling-av-egenprodusert-strom-i-borettslag-og-naringsbygg2/id2922135/>

Løsning med å benytte 1000V i mateledninger har vist seg vellykket i flere tilfeller. Men et slikt tiltak må også vurderes fra case til case. Ombygging til 400 V TN nett vil også redusere spenningspåvirkningen fra kundene, men vil bli vesentlig mer kostbar enn tradisjonell forsterkning fordi det vil også kreve ombygging av kundenes installasjon.

6 Oppsummering

Solkraft vil bidra til å styrke energibalansen på vesentlig kortere tid enn ved utbygging av annen kraftproduksjon som vind og vann. Samtidig viser analysen at det kan bli kostbart å tilrettelegge strømmettet for massiv tilknytning av solkraft uten lokal lagring eller fleksibilitet. Den nasjonale kostnaden på forsterkning av lavspenningsnett, gitt at alle blir plusskunder uten lokal lagring, er beregnet til et sted mellom 38 til 87 milliarder kroner fordelt på eldre nett i grisgrendt områder og forstadsområder. Det store spennet kommer som følge av at det var nødvendig å både vurdere kostnadene ved å forsterke luftledningene (1) og å legge kabel (2). Dette fordi ved å forsterke luftledningene øker tilknytningskapasiteten noe, men ikke tilstrekkelig hvis kundene installerer anlegg på størrelser 9 kWp til 15 kWp (se vedlegg 1).

Det er en moderat andel av norske nettkunder som utløser disse høye kostnadene. Omtrent 80% av norske kunder er trolig tilknyttet lavspenningsnett med relativt god tilknytningskapasitet for solkraft uten batterilager i størrelsesorden 9-15 kWp.

Verdien av tapt produksjon ved struping i toppproduksjonstimmene er også estimert. Uten batterier hos kundene i Grisgrendt 2 kan nåverdi over 20 år komme opp i 25 milliarder kroner. Struping basert på lokal spenningsmåling i tilknytningspunktet krever ingen koordinasjon fra nettselskapet, men vil ikke være tilstrekkelig ved termiske flaskehals i strømmettet.

Denne analysen har kun vurdert batterier installert hos plusskunden selv. Lavere kostnader på batterisystemer og variable strømpriser kan gjøre det gunstigere for plusskunder å investere i egne batterisystemer. Større batteribanker, som er tilknyttet lavspenningsnett kan gi en gunstigere bruk av batterikapasitet. Dette krever imidlertid lokale analyser.

Bibliografi

- [1] Lillebo HHT Martin: Kirkeby. Prosumenterens innvirkning på lavspenninge distribusjonsnett. PQA AS; 2020.
- [2] Olje- og energidepartementet. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer; 2022/1999. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.
- [3] Norwegian Water Resources and Energy Directorate. The Norwegian power system. Grid connection and licensing; 2018 (accessed October 31st, 2022). http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2018/faktaark2018_03.pdf.
- [4] The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. Strømnettet; 2019 (accessed December 10th, 2020). <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- [5] SINTEF Energi. Planleggingsbok for kraftnett: Kostnadskatalog distribusjonsnett; 2021.
- [6] Dalhues S, Zhou Y, Pohl O, Rewald F, Erlemeyer F, Schmid D, et al. Research and practice of flexibility in distribution systems: A review. CSEE Journal of Power and Energy Systems. 2019;5(3):285-94.
- [7] Kolstad ML. Tilknytningskapasitet i lavspenningnett - Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler. SINTEF Energi; 2017. AN 16.12.60.

Vedlegg 1: Detaljert metodebeskrivelse

I dette kapitlet beskrives metodene som er brukt for å beregne nasjonal kostnad av nettførsterkninger knyttet til 100% penetrasjonsgrad¹⁹ i lavspenningsnettet. Det er tatt utgangspunkt i de tekniske begrensningene som PQA-rapporten har identifisert.

Forutsetningene i PQA-rapporten er lagt til grunn hvis ikke noe annet er spesifisert.

Størrelse på solcelleanlegg

Kun takareal og kundenes sikringsstørrelse er satt som begrensning for størrelse på solcelleanlegg hos kunden. Det antas at 80% av takarealet hos kundene kan utnyttes til solcellepanel. Dette er fordi marginalkostnaden for installasjon er lav, og med høye strømpriser antar vi at flere kommer til å utnytte mer av takarealet.

Størrelsen på solcelleanleggene i rekkehus og liten enebolig er satt til å være 9 kWp. Store eneboliger har anleggsstørrelse på 15 kWp. I rekkehusmodellen antas det at alle tilknyttede kunder bor i rekkehus. For de grisgrendte modellene antas en fordeling på henholdsvis 60% og 40% av små og store eneboliger blant husholdningskunder.

Grisgrendt 1 har to bondegårder i nettmodellen. For beregningene av tapt verdi ved struping og batterier er det antatt at modellen har kun husholdningskunder.

Vurdering av tiltak for nettførsterkninger

Dette delkapittelet beskriver betraktningene som er gjort for å vurdere hvilke nettførsterkninger som er nødvendig for å tilrettelegge for innmatingen fra plusskunder. Resultater fra PQA-rapporten dokumenterer tilknytningskapasitet og type flaskehals. I tillegg er det gjort en rekke andre antakelser per nettmodell.

For alle nettførsterkninger der det påløper KILE, er det antatt en avbruddstid på 8 timer, en hverdag i juni, fra kl. 9.

Tabellen v1 viser antall og type forbrukskunder som er tilknyttet de ulike nettmodellene, i tillegg til maks anleggsstørrelse hver kunde kan tilknytte uten at det skaper utfordringer for strømmettet.

¹⁹ Penetrasjonsgrad er andel av forbrukskundene som har installert solcelleanlegg.

Tabell v1: Tabellen viser informasjon om nettmodellene. Nettmodellen for industriområdet er ikke tatt med, ettersom det ikke er identifisert noen utfordringer i den nettmodellen.

Nettmodell	Grisgrendt 1	Grisgrendt 2	Forstad	Rekkehus
Antall nettkunder	15	18	64	75
Antall husholdninger	13	18	64	75
Antall bondegårder	2	0	0	0
Trafostørrelse (kVA)	200	100	500	500
Maks anleggsstørrelse	8 kWp	0 kWp	10 kWp	9 kWp

Grisgrendt 1

I PQA-rapporten er spenningstoleranse identifisert som flaskehals. Maksimal anleggsstørrelse hos hver kunde som strømmettet i nettmodellen tåler er 8 kWp. Det antas at begrensningen utløses av kunden som har kortslutningsytelse under 350A, $I_{k2min} < 350A$. Det vil som regel være kundene med lengst avstand fra transformatoren. Tiltaket som er valgt her er en forsterkning av luftledning i antatt lengsteradial, med 500 m, 95 EX.

Grisgrendt 2

Denne nettmodellen har ikke tilknytningskapasitet for verken innmating eller mer last. Forsterkning av slike lavspenningnett kan bli dyrt, ettersom avstandene mellom kundene er lange.

I PQA-analysen oppgraderes de 3 felles ledningsstrekene ut fra nettstasjonen til $95mm^2$. Denne oppgraderingen øker tilknytningskapasiteten til 4 kWp per kunde.

Hvis kundene installerer anlegg på størrelser 9 kWp til 15 kWp er ikke den oppgraderingen tilstrekkelig. Det er derfor vurdert to alternativer til nettfosterkninger for denne nettmodellen.

Best-case alternativ

I denne analysen tas det også høyde for egenforbruk, dermed regnes det med at maksimal innmating fra plusskunder er lavere enn maksimal produksjon.

Med oppgradering av ledningsstrekke ut fra nettstasjonen, er det 12% av kundene, som har kortslutningsytelse under 350A. Det antas, som i tiltaket for Grisgrendt 1, at disse kundene er tilknyttet samme radial og at begrensningen utløses av dem. Forsterkningen i dette scenariet er å oppgraderes de 3 felles ledningsstrekke ut fra nettstasjonen til 95 EX, forsterker luftledningen i radialen med kundene med lavest kortslutningsytelse, også til 95 EX. Til sammen regnes det med forsterkninger på 1 km luftlinje. Transformatoren i denne nettmodellen er 100 kVA og det antas at denne vil få en overbelastning. Derfor oppgraderes denne til en nettstasjon på 315 kVA.

Worst-case alternativ

Å oppgradere luftledningene er ikke tilstrekkelig. Derfor legges TFXP 4x150 Al-kabler i alle tre radialer. Med oppgradering til kabel må det også graves grøfter. Dette er et omfattende og kostbart tiltak. Til sammen regnes det med 3 km med kabel. Som nevnt tidligere vil transformatoren i denne nettmodellen få en overbelastning. Derfor oppgraderes denne til en nettstasjon på 315 kVA.

Forstadsområde

I analysen er det kapasitet til 10 kWp for hver nettkunde. Det er identifisert termisk flaskehals i transformator og matekabel med flest tilknyttede kunder. Tiltaket som foreslås her er ekstra nettstasjon og splitte avgangene på nettstasjonene. Å finne en passende lokasjon til en ny nettstasjon kan bli kronglete. Her har vi tatt utgangspunkt i et 'best-case' scenario, med plassering av ny nettstasjon i nærheten av kabelavgangene som skal kobles over.

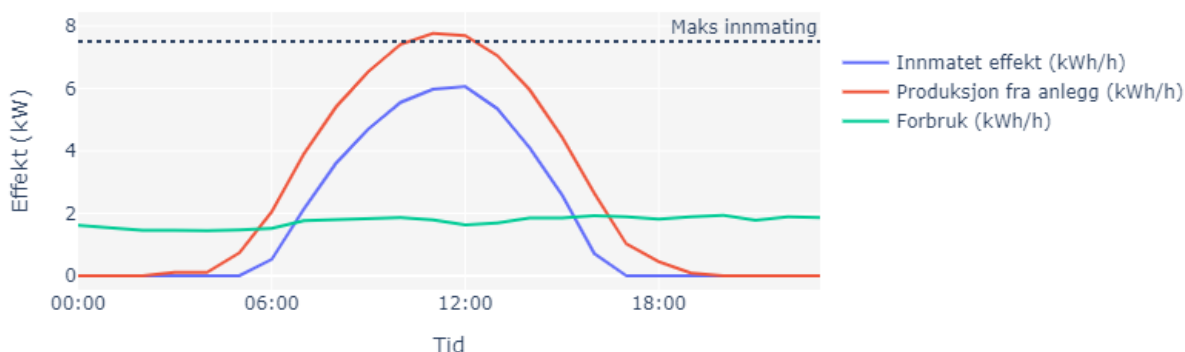
Vurdert nettforsterkning i denne nettmodellen er: En ekstra nettstasjon 500 kVA. Splitte avgangene på 2 nettstasjoner og legge ny 12 kV jordkabel på 300 m i egen grøft. 3x50m kabel for å koble over 3 avganger til ny nettstasjon.

Rekkehus

Dette nettet behøver ikke reaktiv effektkompensering fra solcelleanleggene. Siden rekkehus i mange boligfelt har samme orientering er sammenlagningsfaktoren satt til 1 i PQAs analyse. Med disse forutsetningene er fordelingstransformatoren overbelastet med 9,4 %. Siden denne overbelastningen skjer på sommeren, da transformatoren ikke naturlig avkjøles av utetemperaturen, regnes denne overbelastningen som uakseptabel.

Når det er tatt høyde for egenforbruk har ikke innmatet overskuddsproduksjon overskredet maks innmating i denne nettmodellen, slik illustrert i Figur v1.

Simulert produksjon - Rekkehus (9 kWp) i Fredrikstad 12. juni



Figur v1: Figuren viser simulert produksjon fra et solcelleanlegg i Rekkehusmodellen. Når egenforbruk er trukket fra innmating til strømmettet, overskrider ikke overskuddsproduksjonen maks innmating til strømmettet.

Kostnad av nettforsterkninger

Kostnad per komponent

Kostnad per komponent er hentet fra *Kostnadskatalog distribusjonsnett* fra 2021 [7]. Kostnadene inneholder blant annet materiell, montør, prosjekterings og maskinkostnader. Kostnadene er KPI-justert med 8,5%²⁰ I tillegg til Kostnadskatalogen er KILE-kostnader blitt beregnet for forsterkninger som medfører avbrudd for alle kunder under fordelingstransformatoren.

KILE-kostnader

KILE er basert på kostnadsfunksjonene i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet²¹. Siden vedlikehold av nett planlegges til sommeren er det beregnet for et varslet avbrudd, en hverdag i juni kl. 09:00. Kostnadene er KPI-justert 19%, fra 2017-kostnad til oktober 2022, basert på SSBs priskalkulator. Anslått avbruddstid er 8 timer.

Nettforsterkningene som er foreslått for Grisgrendt 2-modellen og Forstadsområdet utløses avbruddskostnader. Siden disse modellene har husholdningskunder, er det

²⁰ Priskalkulator - SSB

²¹ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer - Lovdata

kostnadsfunksjonene for husholdninger som er modellene er antatt å være husholdninger. Dermed regnes KILE-kostnader for husholdninger.

Kostnad per kunde er beregnet ut fra:

$$K_j = k_{p,ref} f_{K,m} f_{K,d} f_{K,h} P_{ref} f_v$$

Der, $k_{p,ref}$ er kostnadsfunksjonene for husholdninger, $f_{K,m}$, $f_{K,d}$ og $f_{K,h}$ er henholdsvis korreksjonsfaktorer for måned, dag og time for avbrudd. f_v er faktor for varslet avbrudd. Avbruddseffekt, P_{ref} , er satt til forbruket ved starttidspunkt i forbruksprofilen for husholdninger fra ProAktiv-prosjektet.

Oppskalering av kostnader til nasjonalt nivå

Andel kunder som per nettmodell representerer nasjonalt antall

Andel norske kunder som er representert av hver nettmodell, antatt å være lik fordelingen på kortslutningsytelser fra PQA-rapporten. De har skjønnsmessig fordelt kundene i nettmdoellen med utgangspunkt i statistikk for Norge slik Tabell v2 viser. Det er gjort en antakelse på at disse fire nettmodellene representerer alle nettkunder i Norge. Antall nettkunder i Norge er hentet ut fra NVEs Avbruddsstatistikk for 2021 og er 3 269 943²². Ca 99 prosent av disse er tilknyttet lokalt distribusjonsnett, hvorav majoriteten vil være tilknyttet lavspenningsnettet.

Tabell v2: Fordeling av kunder i nettmodell på nettstyrke og skaleringsfaktor

	< 350	350 - 500	500 - 750	750 - 1000	> 1000	α
Norge	6 %	8 %	14 %	13 %	60 %	1
Grisgrendt 1	7 %	0 %	40 %	7 %	47 %	0.23
Grisgrendt 2	56 %	22 %	11 %	0 %	11 %	0.18
Forstadsområde	0 %	0 %	5 %	20 %	75 %	0.24
Rekkehus	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	0.36

²² Avbruddsstatistikk 2021 - NVE

Nasjonal kostnad nettfosterkning

I kapittel er andel av kunder i Norge som er antatt å være tilknyttet de ulike nettmodellene presentert. Nasjonal kostnad blir dermed beregnet ved å skalere opp gjennomsnittskostnad per kunde i nettmodellen, $K_{gj.kunde}$, med andel slutt kunder i Norge per nettmodell representerer, α .

$$K_{gj.kunde} = \frac{K_{tiltak} + \sum_{c \in C} KILE_c}{|C|}$$

$K_{gj.kunde}$ er gjennomsnittskostnad av nettfosterkninger per kunde i modellen, K_{tiltak} er kostnaden på nettfosterkningstiltaket og $KILE_c$ er avbruddskostnad hos kunde, c , med kunde, c . $|C|$ er antall kunder i modellen. Videre er nasjonal kostnad estimert ut ifra andel av nettkunder nettmodellen representerer.

$$K_{nasjonal} = \alpha K_{gj.kunde}$$

Kostnad av struping og batteri

Simulering av produksjon

PVGIS, EUs solkartleggingsprogram, er brukt for å simulere produksjon fra solcelleinstallasjoner hos plusskunder. Vær og solradiasjonsdata fra Fredrikstad og Bodø.

Det er beregnet produksjon fra ikke-justerbare solcelleanlegg med optimalisert helning og azimuth-vinkel. Takvinkel vil i realiteten påvirke vinklingen på takmonterte solceller, men her er det gjort forenklinger. Simuleringene er gjort for krystallinske solceller, som er mest brukt i markedet og har virkningsgrad mellom 20% og 25 %, slik som antakelsene i PQA-rapporten.

Gitt en systemvirkningsgrad på 90% og benyttelse av takareal på 80%, forventes anleggsstørrelser på 9 til 15 kWp. Derfor gjøres det en antakelse på at takareal begrenser rekkehus og små eneboliger, til en anleggsstørrelse på 9 kWp og større eneboliger på 15 kWp. Videre gjøres det en antakelse på at 40% av eneboligene i nettmodellene er store eneboliger.

For å finne maks innmatet effekt er maks kWp, som er mulig å installere fra resultatene i PQA-rapporten brukt. Med forutsetningene i PQA-rapporten og antakelsene, som er beskrevet i dette kapittelet er det gjort simuleringer på anlegg med gitt kWp. Timen med maks produksjon er satt som maks effekt per kunde kan mate inn på nettet.

For å beregne innmating fra husholdningskunder etter eget forbruk er det blitt brukt forbruksprofiler med timesoppløsning for husholdninger fra forskningsprosjektet ProAktiv.

Beregning av maks tillat innmating fra anleggsstørrelser

Resultatene i PQA-rapporten gir maks anleggsstørrelse som hver nettmodell tåler innmating fra. For å beregne maks produksjon fra gitte anleggsstørrelser, er det simulert produksjon fra solcelleanlegg med systemvirkningsgrad på 90%, for 8 kWp og 10 kWp for henholdsvis Grisgrendt 1 og Forstadsområde. Maks simulert produksjon fra solcelleanleggene er satt som maks innmating som nettmodellene tåler.

I PQAs analyse tåler Rekkehusmodellen innmating fra 9 kWp med sammenlagningsfaktor på 0,9. Uten sammenlagningsfaktor er det overbelastning i transformator. Dermed er maks tillat innmating for Rekkehusmodellen beregnet til å være 90% av maks simulert produksjon fra et anlegg på 9 kWp og 90% systemvirkningsgrad.

Struping

For å beregne tapt verdi av strupet produksjon har spotpris fra i 2019 for NO1 Nord Pool blitt brukt. Det finnes flere plusskundeavtaler hos strømleverandører, med muligheter for plusskunder å selge overskuddsstrømmen til andre priser enn spotpris. Tar utgangspunkt i at plusskunden får spotpris for innmating fra strømleverandøren.

Simulert produksjon fra PVGIS har timesoppløsning. For hver nettmodell:

1. Hent ut alle timer der simulert produksjon er høyere enn forbruk. Overskuddsproduksjon per time blir beregnet som differansen av mellom forbruk og produksjon.
2. For hver time der overskuddsproduksjon er høyere enn maks tillat innmating, beregnes differansen mellom overskuddsproduksjon og maks tillat innmating. Denne verdien er strupet produksjon per time.
3. Verdien av strupet produksjon per time er regnet som spot-prisverdien av tapt produksjonen i strupe-timen.

Batteri for peak-shaving

Kostnad for litium-ionbatterier er brukt, ettersom ladekapasiteten på denne batteritypen antas å være tilstrekkelig for å lagre overskuddsstrøm i timene der overskuddsproduksjon er høyere en maks tillatt innmating. Nødvendig lagringskapasitet hos hver kunde er basert på det døgnet i året med mest overskuddsproduksjon, som ikke kan mates inn i strømnettet. Kostnad for batteriene satt til \$135 per kWh²³, som er tilsvarende 1300 kr per kWh²⁴.

²³ <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>

²⁴ <https://www.valuta-kurser.no/m%C3%A5nedlig-gjennomsnittskurs>