Skagerak EnergiLab - Sluttrapport konseptutredning

Konseptutredning for fullskala innovative energi– og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem

Innhold

1. Sammendrag 3
2. Søker 5
3. Prosjekt 6
   - Energiforbruk. Forbruks- og produksjonsprofiler 7
   - Prosjektets tre hovedmålsetninger. 9
   - Delmål 10
   - Alternativ, konvensjonell teknologi 11
   - Forventet energiresultat 11
   - Energiproduksjon og lagring, påvirkning av tap i nettet 15
   - Avtaler med samarbeidspartnere i prosjektet: 19
4. Teknologi 20
   - Solceller for lokal energiproduksjon 20
   - Innovasjonsmål for solcelleanlegget 20
   - Lokal energilagring - Batterier 20
   - Vekselretter (Inverter) 23
   - Styring og overvåkning 24
5. Løsningens/teknologiens markedspotensial 26
6. Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering 27
7. Risiko og risikodempende tiltak 29
8. Oppsummering og videre oppfølging 29
9. Vedleggsoversikt 29
   1. Multiconsult: Skagerak EnergiLab – Konseptutvikling. Rapport dato: 09.05.2017 29
   2. EC Group: Marginaltapsberegninger - Redegjørelse for metode og funn i Skagerak Netts marginaltapsberegninger 29
   3. Intensjonsavtale mellom Skagerak Nett og Stadioneierne 29
   4. Prosjektstruktur 29
   5. Prosjektøkonomi for konseptutredningen 29

Figurer

Figur 1 Oversiktsbilde Skagerak Arena 3
Figur 2 Skagerak arena med hovedarena og tribunebygg, treningsbaner og parkeringsareal, sett fra syd-øst 6
Figur 3 Systemskisse solceller, energilager og lokalt strømnett med kunder 7
Figur 4 Illustrasjon av samspill mellom produksjon og lagring av lokal energi over et døgn 8
Figur 5 solenergi og energilager gir effektutjevning om sommeren. 8
Figur 6 Opprinnelig forbruk og simulert nettoforbruk med PV og energilager. 9
Figur 7 På gode soldager vil energilageret fylles om dagen og utlades om kvelden. 9
Figur 8: Skisse av mulige gangbaner med tilgang til hver modul 12
Figur 9: Sammenligning av solinnstrålingsdatabaser for Skien med andel diffust lys 13
Figur 10 Marginaltap overliggende nett for aktuell transformatorstasjon, 2016 16
Figur 11 Tapsmarginal for nettstasjoner på avgang i ulike scenarioer 18
Figur 12: Mulige plasseringer for energilager 20
Figur 13 Illustrasjon av bruksområdet for de mest brukte batteritypene (Yoon, 2016). 22
Figur 14 Energidensitet til batteriteknologier (Electrodes and more). 22

1. Sammendrag

Skagerak Energi ønsker sammen med samarbeidspartnere å etablere lokal produksjon og lagring av elektrisk energi ved Skagerak Arena (Figur 1). Dette skal være en fullskala pilotinstallasjon som skal fungere som prøve- og demonstrasjonsanlegg for testing av ny teknologi knyttet til smartnett. Bak prosjektet står Skagerak Energi, fotballklubben Odd og flere samarbeidspartnere. Skagerak Nett AS er søker og koordinator i prosjektorganisasjonen "Skagerak EnergiLab". Skagerak Nett distribuerer strøm i Vestfold og Grenland og er et av Norges største nettselskap med distribusjon av 7 TWh/år til ca. 190 000 kunder.

Figur 1 Oversiktsbilde Skagerak Arena

Prosjektideen er å bygge et stort solcelleanlegg på mer enn 5 000 m^2 på taket på fotballstadion til Odds Ballklubb, Skagerak Arena i Skien. Solcellene med batterianlegg for lagring av strøm skal, i tillegg til å forsyne sitt nærområde med lokalt produsert strøm, være prøveanlegg for hvordan den lokalt produserte strømmen best kan tilknyttes og nyttiggjøres i eksisterende strømnett. Både tekniske løsninger, driftsaspekter og regulatoriske forhold skal testes og vurderes. Prosjektet skal inngå i Skageraks satsning på ny nett-teknologi og smartnett.

Prosjektet har tre hovedmålsettinger:

1. Demonstrere og verifisere utfordringer og muligheter knyttet til store solcelleanlegg
2. Pilottesting og kompetansebygging på energilagring/batteriteknologi
3. Bygge erfaring knyttet til utveksling, tjenester, rammevilkår for lokal distribusjon av kraft/effekt

Innovasjonsmålene i prosjektet er:

- Optimal utnyttelse av fornybare energikilder
- Bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet gjennom effektutjevning
- Bedre leveringspålitelighet og leveringssikkerhet ved blant annet redusert belastning på nettet, håndtering av forstyrrelser etc.
- Færre avbrudd og bedre leveringskvalitet hos kundene
- Tilrettelegge for etablering av lokal energiproduksjon og energilagring hos strømkunder
- Øket energiutbytte av lokal produksjon og balanse
- Redusert energiforbruk i form av egen produksjon og reduserte overføringstap
- Økt virkningsgrad og utnyttelsesgrad gjennom uttesting og sammenligning av orientering, driftsmoduser etc.
- Reduserte kostnader i form av redusert nettap

Solcelleanlegget og energilageret vil koples til to ulike nettstasjoner og inngår i et lokalt energisystem ved Skagerak arena. Forbruket til selve arenaen tidobles i forbindelse med fotballkamper sammenlignet med normalt forbruk. Effektuttaket varer normalt i to til tre timer før flombelysning slukkes. Det planlegges derfor et energilager både for å håndtere dette effektuttaket og for å kunne lagre overskuddsproduksjon fra solcelleanlegget.

De foreløpige beregningene tar utgangspunkt i et solcelleanlegg bestående av 3 230 solcellemoduler med standard teknologi som vil produsere 660 000 kWh/år. Solcelleinverterne er basert på en DC-ytelse fra solcelleanlegget på 840 kW, og gir en samlet AC-ytelse på 676 kW. Systemkostnaden anslås til 7-10 mill.kr. I tillegg til det innovative ved å kombinere solkraftsystem og batterisystem, anbefales det å utnytte muligheten til å demonstrere en eller flere innovasjoner som øker ytelsen eller reduserer kostnadene for solcelleanlegget. Storformat 1 500 V moduler montert effektivt i et nytt og innovativt monteringssystem anbefales vurdert.

Energilageret vil få en kapasitet på ca 1.000 kWh. Batterianlegget bør ha en utladningseffekt på ca 500 kW for å dekke det ekstra behovet for strøm til flomlys ved fotballkamper. For øydrift på nettstasjon NS2 vil man trenge litt over 800 kW. Litium-baserte batterier vurderes som mest aktuell batteritype på grunn av lengre levetid og etablert teknologi for denne type anvendelse. Anslått systemkostnad for batterianlegget er 6-10 mill. kr.

2. Søker

Søker for prosjektet er Skagerak Nett AS, org. nr. 979422679. Skagerak Nett er et heleid datterselskap av Skagerak Energi som for øvrig består av Skagerak Kraft, Skagerak Naturgass, Skagerak Varme og noen øvrige deleide selskaper. Skagerak Nett distribuerer strøm i Vestfold og Grenland og er et av Norges største nettselskap. Skagerak Netts nettanlegg består av 16 772 km strømnett fordelt på spenningsnivåer fra 230 V opptil 132 kV, som forsyner 188 700 nettkunder med 6 997 GWh. (Tall fra Årsrapport 2015)

Skagerak Kraft er partner i prosjektet. Selskapet er en betydelig kraftprodusent med en årlig middelproduksjon på 5 500 GWh. Installert effekt er 1 326 MW. Skagerak Kraft har 48 hel- og deleide kraftverk hvorav 28 driftes av selskapet.

Odds Ballklubb er en av initiativtakerne til prosjektet og bruker av idrettsanlegget. Eierskapet til idrettsanlegget er delt på flere selskaper: Odd Stadion AS, Odd Stadion Vest AS, Kontorbygg AS og Grenland Arena AS. Disse blir heretter som fellesbetegnelse kalt Stadioneierne

Sammen med Skagerak Nett er følgende selskaper i dag partnere i prosjektet og deltakere i Skagerak EnergiLab:

- Skagerak Kraft AS
- Skagerak Energi AS
- Odds Ballklubb
- Odd Stadion AS
- Odd Stadion Vest AS
- Kontorbygg AS
- Grenland Arena AS

Intensjonsavtale mellom Skagerak Nett og Stadioneierne om leie av arena-arealer er inngått (se vedlegg 2). Det planlegges å inngå en konsortieavtale med alle partnerne i prosjektet inkludert teknologileverandør. Denne avtalen vil regulere samarbeidet og vil så langt som mulig følge forskningsrådets mal for konsortieavtale og bransjestandard for tilpasning av denne.

Alle prosjektdeltakerne vil inngå i et konsortium. Konsortieavtale skal utarbeides. Den blir signert når leverandør av anlegget til Skagerak EnergiLab er valgt. Det må inngås leieavtale mellom byggeiere/grunneiere og Skagerak Nett/Kraft for leie av takareal til solcelleanlegg og grunnareal/bygg for plassering av energilager. Leieavtalen og konsortieavtale vil avløse allerede inngått intensjonsavtale. En eller flere leverandører til energianlegget vil komme med i prosjektet på et senere tidspunkt. Den/de vil bli valgt ut på grunnlag av tilbudene som leveres inn. Strukturen for prosjektet med konsortium, roller og eierskap er vist i vedlegg 3

3. Prosjekt

I dette prosjektet skal Skagerak Nett og Skagerak Kraft, som sentrale aktører på produksjon og distribusjon, samarbeide med utstyrsleverandører og større energikunder lokalt. Samarbeidspartnerne skal i prosjektet studere hvordan strømnettet best bør tilrettelegges for å ta imot solcellestrøm og hvordan de regulatoriske rammebetingelsene da bør tilpasses for det.

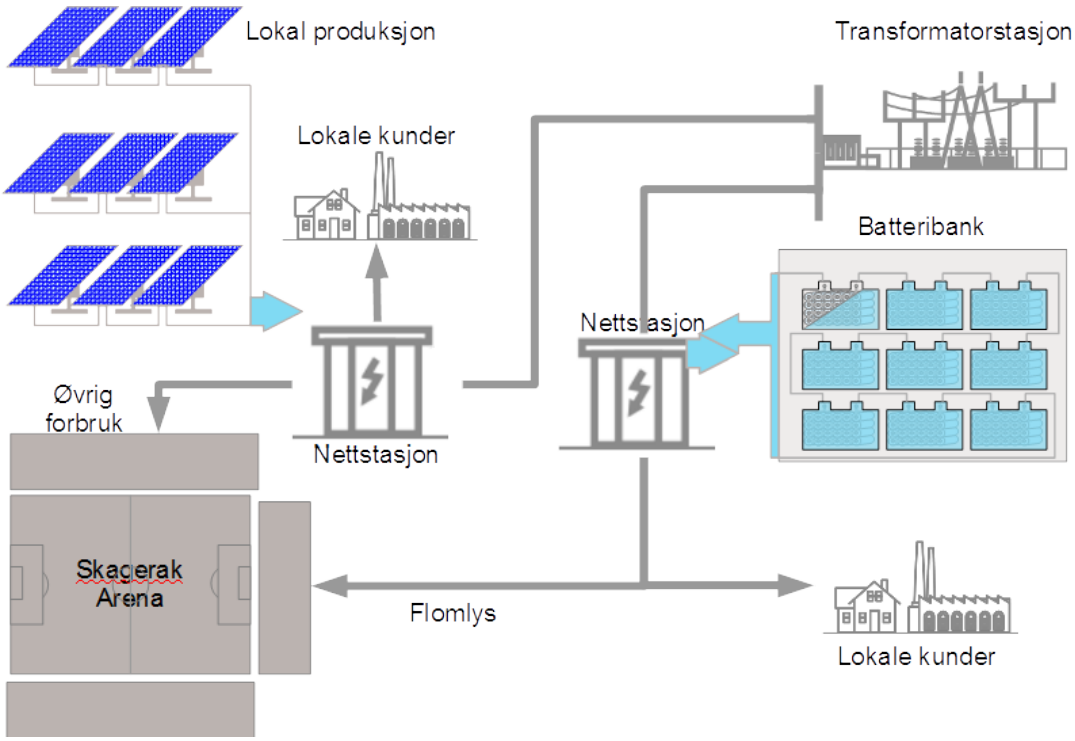
Prosjektet vil belyse økonomien i lokal produksjon av strøm og hvordan et nettselskap kan finne tekniske løsninger og prismodeller på distribusjon av denne strømmen for å innfase den på optimal måte.

Hovedprosjektet har som mål å etablere lokal energiproduksjon fra et 5 000 m^2 solcelleanlegg på taket av tribunebyggene på Skagerak Arena i Skien(Figur 2), analysere tekniske, regulatoriske og driftsmessige forhold i eksisterende strømnett for best å samkjøre denne lokale produksjonen med tradisjonell strømleveranse fra sentralnettet. Solstrømmen skal benyttes i idrettsanlegg og næringsbygg tilknyttet de to nettstasjonene som er i arenaen og forsyner de lokale lavspentnettene. Utveksling av strøm inn/ut av nettene skal logges og måles. Overskudd fra lokal produksjon skal lagres lokalt i et 1 MWh batteri.

Figur 2 Skagerak arena med hovedarena og tribunebygg, treningsbaner og parkeringsareal, sett fra syd-øst

Energiforsyning til Skagerak arena er tilknyttet to nettstasjoner. Som utgangspunkt for prosjektet vil lokal produksjon tilkobles i en av nettstasjonene (NS1) og energilager i den andre (NS2). Bakgrunnen for dette er en tidlig vurdering av at forbruket tilkoblet NS1 sammenfaller mest med forventet produksjonskurve. Videre er det store effektuttaket til flombelysning tilkoblet NS2 og for å oppnå effektutjevning bør derfor energilageret tilknyttes denne nettstasjonen. Utgangspunkt, analyser og vurdering av dette er beskrevet i konseptutviklingsrapport i vedlegg 1.

En prinsipiell skisse over energisystemet i prosjektet er vist i figur 3. Her er det også vist at de to nettstasjonene er sammenkoblet via en transformatorstasjon som er tilknyttet regionalnettet. Dette punktet vil i fortsettelsen refereres til som transformatorstasjonen.



Figur 3 Systemskisse solceller, energilager og lokalt strømnett med kunder

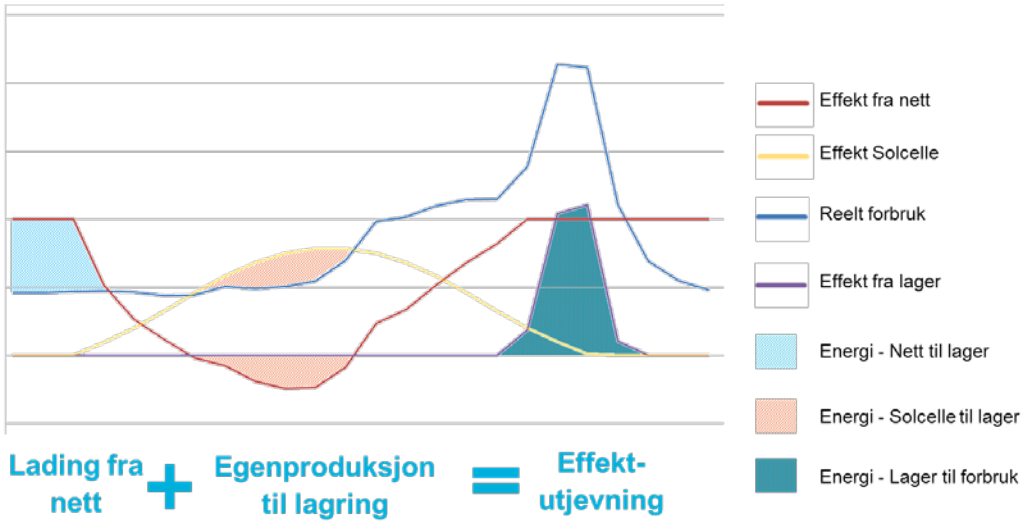
Energiforbruk. Forbruks- og produksjonsprofiler

Årlig energiforbruk for kundene som inngår i prosjektet er vist i tabellen nedenfor

Kunde	Årlig energi (kWh)
Idrettsgym. Måler 1	488 226
Idrettsgym. Måler 2	121 536
Ny idrettsungdomsskole. Antatt forbruk	500 000
Ny butikk. Antatt forbruk	1 000 000
SAMEIET	371 308
Næringskunde med kjølebehov	947 099
AS ODDS STADION	2 308
	3 430 517
GRENLAND ARENA AS	1 139 040
ODDS BALLKLUBB	279 380
	1 418 420
	4 848 937

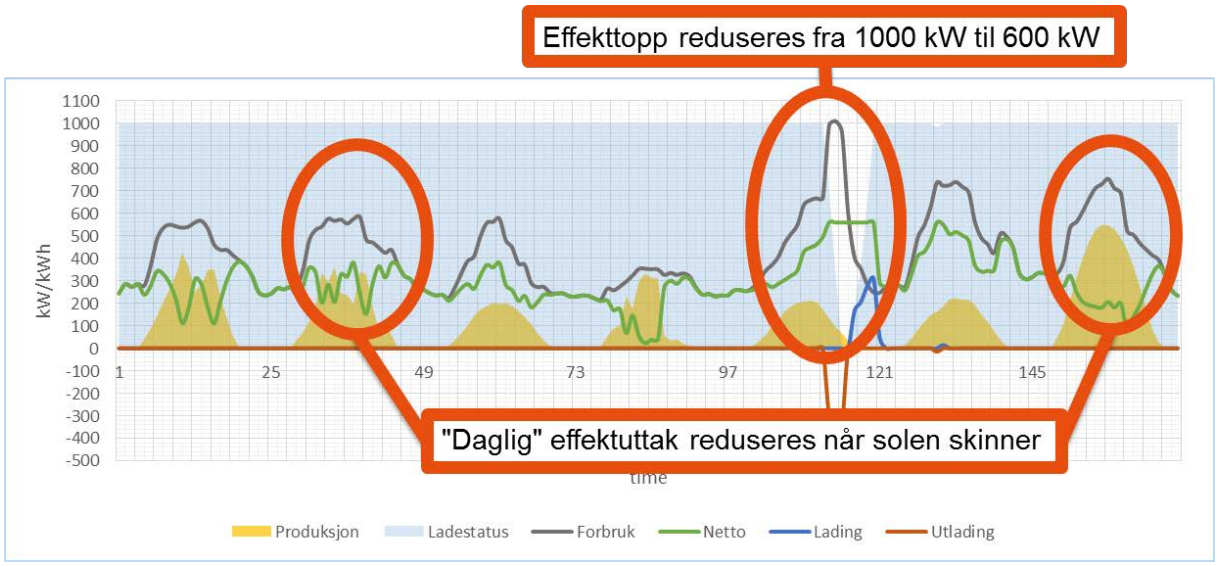
Kundenes samlede strømforbruk er ca. 5 GWh pr. år (inkl. antatt forbruk hos to nye leietakere i byggene).

I figur 4 er vist hvordan elektrisitetsproduksjon og –forbruk varierer over et representativt døgn med solskinn og flomlys på om kvelden. Kurvene viser totalforbruk, forventet produksjon og opp- og utlading av energilageret.



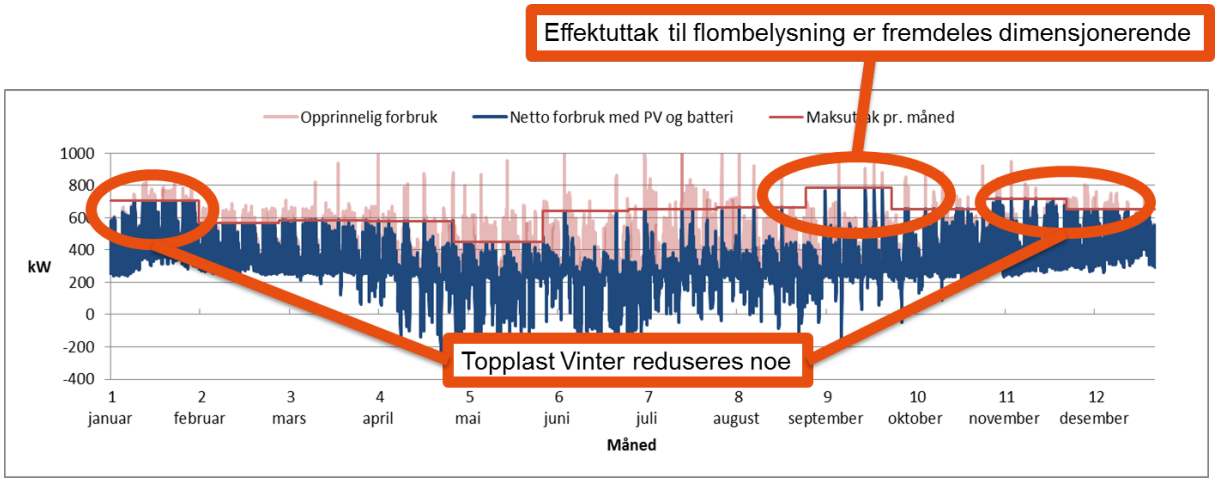
Figur 4 Illustrasjon av samspill mellom produksjon og lagring av lokal energi over et døgn.

I figur 5 er det vist hvordan effekttopper kan reduseres en typisk uke i juni. Høyt strømforbruk på dagtid samtidig med høy strømproduksjon gir automatisk lavere effekttopper. Den høyeste effekttoppen (1 000 kW) inntreffer når flomlyset er på, og her må energilageret benyttes for å redusere denne.



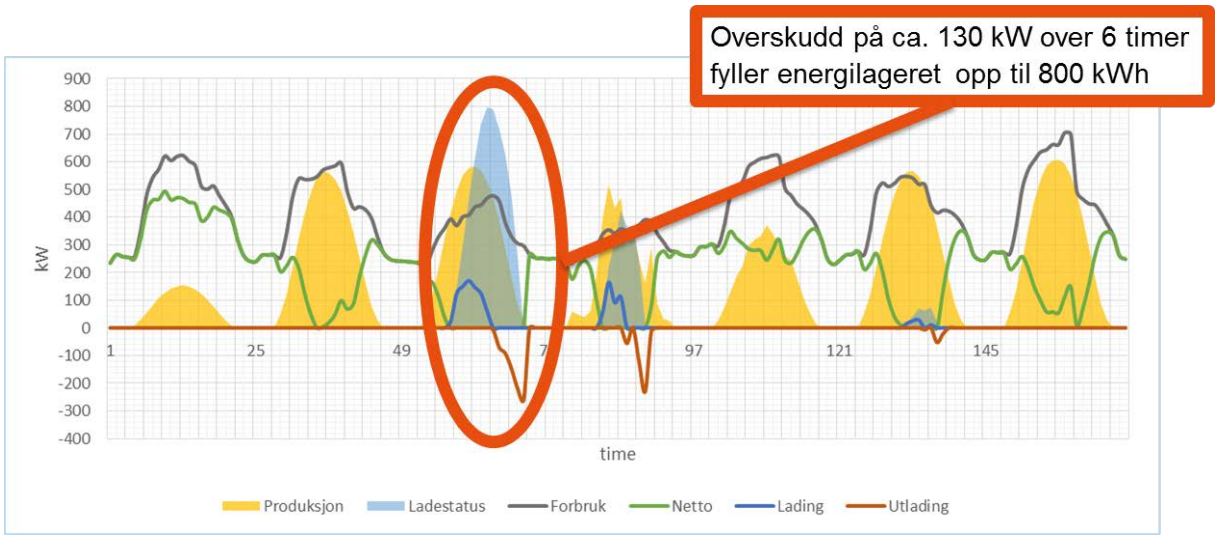
Figur 5 solenergi og energilager gir effektutjevning om sommeren.

Resultater fra simuleringer med effektutjevning er vist i Figur 6. Figuren viser at optimal utnyttelse av energilager til effektutjevning gir reduksjon i effekttopp både på vår/høst, men også på vinteren.



Figur 6 Opprinnelig forbruk og simulert nettoforbruk med PV og energilager.

I Figur 7 er vist hvordan overskudd av solenergi på gode soldager med lavt forbruk kan lagres og benyttes på kvelden når solen går ned.



Figur 7 På gode soldager vil energilageret fylles om dagen og utlades om kvelden.

Prosjektets tre hovedmålsetninger.

1. Demonstrere og verifisere utfordringer og muligheter knyttet til store solcelleanlegg.
2. Pilottesting og kompetansebygging på energilagring og batteriteknologi.
3. Bygge erfaring knyttet til utveksling, tjenester og rammevilkår for lokal distribusjon av kraft og effekt

Den første målsetningen begrunnes med at vi i dag har tilgang på mye teori om små og store solcelleanlegg, men den praktiske erfaringen om produksjonsvariasjoner og integrasjon i eksisterende strømnett er begrenset. Utbredelse av lokal ikke- regulerbar produksjon forventes å øke i tiden fremover. Dette fordrer at vi må forberede håndtering av dette. Dette er pr. i dag håndtert primært gjennom deltakelse i FoU prosjekter, og i liten grad gjennom uttesting og demo i vårt nett. I tillegg er det som finnes av solcelleanlegg knyttet til privatboliger og mindre bygg, mens det er på større næringsbygg at signalene om fremtidig utbygging er sterkest. En fullskala

testing av solcelleanlegg på Skagerak Arena vil omfatte begge disse momentene og i tillegg ha overføringsverdi for konsekvens av aggregert produksjon hos flere privatboliger samlet.

Den andre målsetningen begrunnes med at energilager kan være et reelt alternativt til nettforsterkning. Energilager kan på sikt utgjøre en betydelig ressurs i distribusjonsnettet og kan potensielt være et bedre alternativ enn tradisjonell forsterkning for enkelte oppgraderingsbehov. Videre forventes det at våre kunder på eget initiativ vil investere i energilagring for å optimalisere eget forbruk av lokal produksjon og utjevne effektforbruk for å unngå økte kostnader med effekttariffer. Dette kan gi oss både nye utfordringer og muligheter i forbindelse med f.eks. spenningsvariasjoner og kortslutningsytelse. Det vil derfor være nødvendig å forstå hvilke tekniske krav som må eller bør stilles til energilager for at nettselskapene skal kunne utnytte fordelene, men unngå uheldige konsekvenser.

Den tredje målsetningen er kartlegging av forretningsmodeller og innovasjon i regulering av nett. Utveksling av lokal produsert kraft mellom lokalt forbruk, lokalt lager, øvrige lokale forbrukere og distribusjonsnettet for øvrig inngår i håndtering av systemet som et mikronett. Uregulert produksjon forventes å ha potensiell innvirkning på prising av både kraft og eventuelle kapasitetsbaserte tariffer. Dette kan få innvirkning på hvordan øvrige kunder opptrer, hvordan produsenter planlegger, vil kunne endre forutsetningene for dagens forretningsmodeller og vil kunne påvirke f.eks. kraftpriser og hvordan variable tariffer bør utformes. Ved å introdusere reguleringsevne gjennom energilagring vil man også kunne tilpasse utvekslingen til forretnings- og markedsmodeller i større grad både med hensyn til forbruk og produksjon.

Delmål

Prosjektets mål er også konkretisert med flere delmål og leveranser:

- Utrede konsekvenser for sårbarhet og sikkerhet i strømnettet. Gjennomføre ROS-analyse (Risiko og Sårbarhetsanalyse) for lokalnett som har lokal innfasing av kraft.
- Teste bruk av kortreist strøm til ladestasjon for elbil og elsykler. Tilrettelegge for miljøvennlig lokal transport.
- Bygge showrom for populærvitenskapelig presentasjon av systemet og FoU resultater.
- Anlegget skal bygges for å kunne teste ut ulike driftsmoduser og use-cases.
  Eksempler på dette er:
    a. Utsettelse av investeringer ved å bruke batterier i mikronett til
        i. Spenningsoppgradering
        ii. Kapasitetsknapphet (også reservekapasitet) i både kabler og transformatorer
        iii. Nytt uttak til f.eks. hurtigladere
    b. Effektutjevning
        i. Jevnt uttak over et døgn, over en uke og over sesong
        ii. Flytting av spesifikt forbruk (forbruksplanlegging)
        iii. Tapsoptimalisering
    c. Integrering av lokal produksjon
        i. Lagring av overskuddsproduksjon
        ii. Utjevning av forstyrrelser forårsaket av lokal produksjon
    d. Øydrift
        i. Reserveforsyning ved utfall
        ii. Netto null import/eksport
        iii. Fysisk null import/eksport
    e. Teknisk drift av energilager
        i. Håndtering av driftsforstyrrelser
        ii. Virkningsgrader i forskjellige driftsmodus
        iii. Lagringsavhengige tap
        iv. Effektavhengige tap
        v. Syklingsavhengige tap
        vi. Aldring / levetidspåvirkning
    f. Teknisk drift av lokal produksjon
        i. Symmetrikompensering
        ii. Reaktiv/aktiv effektregulering
        iii. Produksjonsoptimalisering både i design og drift
        iv. driftsforstyrrelser

g. Tariffering, regulering og rammevilkår
    i. Nettleie i mikronett
    ii. Kraftleveranseavtaler i mikronett
    iii. Tilknytningsavtaler i mikronett
    iv. Kraftomsetning i mikronett
    v. Hvem eier, drifter og bruker komponenter og system
h. Systemløsning
    i. Autonom styring
    ii. Styring fra DS
    iii. Styring fra SW agent
i. DC mikrogrid
    i. Sammenkobling av lokal produksjon, lagring og DC forbruk (Flombelysning)

- Vurdere solenergi som alternativ til annen kraftproduksjon eller som supplement, herunder lønnsomhet, bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske forhold.
- Vurdering av naturlige (klima-) forhold, kostnadsforhold og offentlige støtteordninger i noen sammenlignbare land
- Underlag for vurdering av scenarier for utbredelse av solceller og energilagring. Konsekvenser for Skagerak som vannkraft- og nettselskap.

Alternativ, konvensjonell teknologi

Dette prosjektet har ingen annen standardløsning eller alternativ teknologi som vil gi oss hel eller delvis måloppnåelse. Alternativet er ikke å gjøre noe. Hele investeringen må betraktes som tilleggsinvestering.

Forventet energiresultat

I prosjektet Skagerak EnergiLab legger vi til grunn disse hoveddataene for energiproduksjon og effektkonsekvenser:

Installert effekt PV (kWp)	840
Areal (m^2)	5 330
Moduler (stk.)	3 230
Inverter effekt (kW)	675
Produksjon normalår (MWh)	660
Spesifikk ytelse normalår (kWh/kWp.år)	786

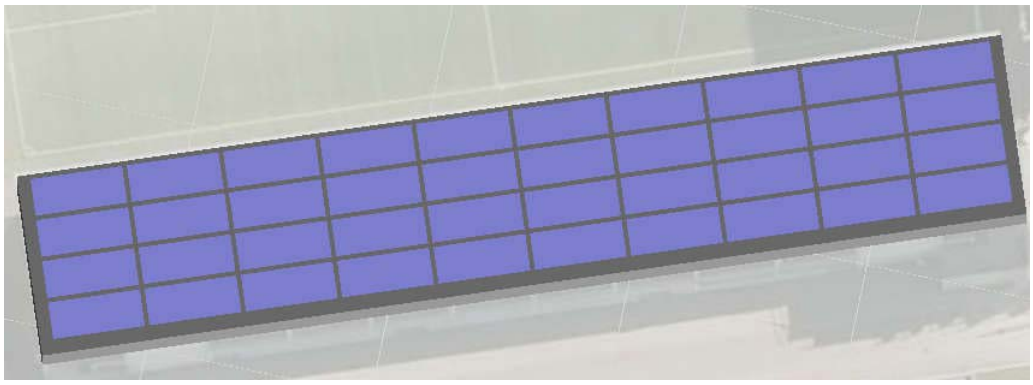
Tabell 1 Nøkkeltall for forventet energiresultat fra lokal produksjon

Solcellene vil i normalår gi en lokal energiproduksjon på 660 000 kWh. Variasjon på +/- 10 % fra dette estimatet forventes. Disponering av lokal produsert energi vil gi lademulighet for elbiler og elsykler og bidra til redusert drivstofforbruk til bilkjøring lokalt.

Det er usikkerhet knyttet til endelig utførelse på PV anlegget:

- Moduler finnes med høyere ytelse (opptil 340 W med monokrystallinsk teknologi) og endelig løsning vil avhenge av ønsket effekt, modulkostnad og mulig montasjebesparelse med høyere ytelse moduler. Multikrystallinske moduler med effekt opptil rundt 290 W finnes uten stor økning i kostnad per watt solcelle og da med reduserte BOS (Balance of System) kostnader.
- Drift og vedlikehold vil kreve noen gangbaner så det tilgjengelig arealet er noe mindre (kompensert for i beregning med noe lav virkningsgrad på modul)
    - Følgende eksempel viser 0,5 m gangbane med direkte tilgang til hver modul og god klaring i randsonen dersom vindsug er en aktuell problemstilling. Denne løsningen har ca. 20% færre moduler enn med hele taket dekket (se figur 8)

- Moduler vanligvis tilbudt i dagens marked har en effekt rundt 5% høyere enn skissert her og er ventet å øke litt det neste par årene
- Med fallsikring er det også mulig å gå på modulene langs skinnen på kanten av modulene ved klemmene, eller gjøre vedlikehold fra en lift



Figur 8: Skisse av mulige gangbaner med tilgang til hver modul

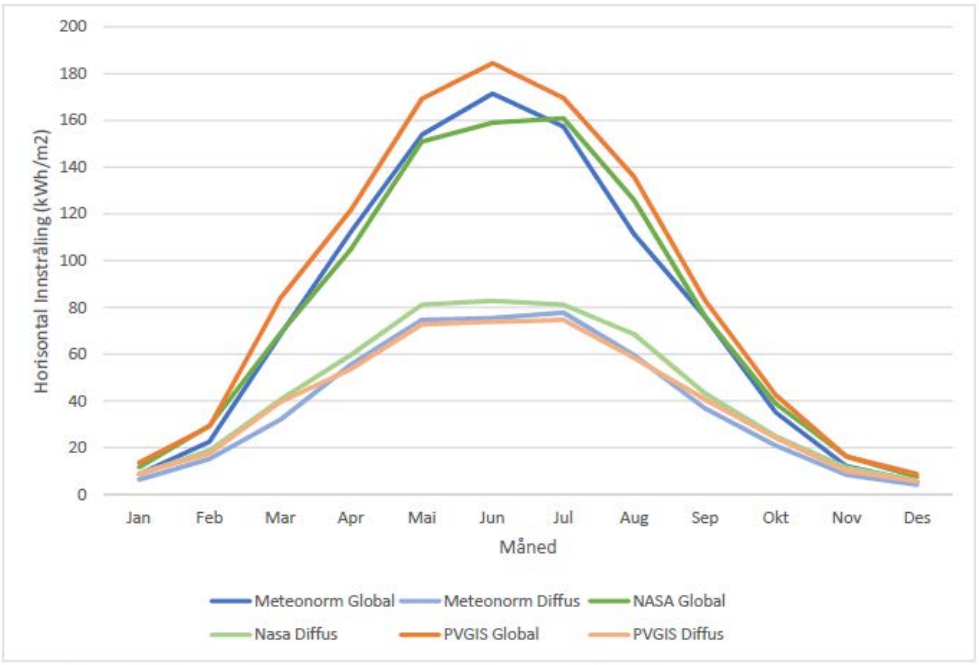
- Vekselrettere er i simuleringen dimensjonert til at det ikke er tap fra for høy DC i forhold til AC effekt. Den høyeste DC effekten anlegget leverer i løpet av året er vesentlig lavere enn STC testparemetere tilsier (840 kWp) når vinkel, innstråling og temperatur tas i betraktning, derfor er 675 kW AC tilstrekkelig. Det er ofte økonomisk fordelaktig å tillate noe mer tap de få timene i året anlegget produserer opp mot dette.

Produksjonsberegning solenergi

Modul: REC PE260 multikrystallinsk silisium solceller lagt til grunn for simuleringen. Disse har en virkningsgrad på 15.8% som er relativt standard for anlegg som ikke er begrenset på areal eller har et visst energiproduksjonsmål.
Vekselretter: SMA Tripower 25 kW lagt til grunn for simuleringen, men større ytelser kan være aktuelt.

Det anerkjente simuleringsprogrammet PVsyst er brukt for å gi en detaljert simulering på timesproduksjon for et normalår. Simuleringen benytter 3D modell av byggene med plassering av moduler på de aktuelle flatene.

Klimadata fra Nasa SSE er benyttet i kombinasjon med bakkemålt temperaturdata fra meteorologisk institutt for Skien. Gjennomsnittlig innstråling er 950 kWh/m2/år. I Figur 9 under viser variasjonen i de tilgjengelige databasene usikkerheten i solinnstråling, særlig i det diffuse lyset som påvirkes av lokale forhold. På årsbasis gir Meteonorm 2% mindre enn Nasa, mens PVGIS gir 11% mer. For Oslo området der man har måledata å sammenligne simulerte produksjonstall med har NASA SSE vist seg å være mest nøyaktig og er på 1005 kWh/m2/år.



Figur 9: Sammenligning av solinnstrålingsdatabaser for Skien med andel diffust lys

Tap fra snø og støv er medregnet med spesifikke tall for lokasjonen, samt optiske tap. Karakteristisk snølast på mark, Skien kommune: 4.0 kN/m2. Elektriske tap fra f.eks. kabler, temperatur er tatt med i simuleringen. Dimensjonerende temperatur for vekselretter er -15 grader.
PV-anlegget er beregnet uten bruk av nordtaket med standard multikrystallinske silisiummoduler (REC PE260), noe som gir installert solcelleeffekt 840 kWp og merkeeffekt 675 kW_ac. Strømproduksjonen er beregnet til 660 100 kWh/år. Reell produksjon vil variere opp mot 10% fra år til år.

Nettilknyning og lastflyt

Produksjonen vil tilknyttes ved den nettstasjon som har størst forbruk og som i størst grad sammenfaller med produksjonskurvene. Øvrig produksjon vil primært overføres til øvrig forbruk ved hjelp av distribusjonsnettet. Dette medfører regulatoriske utfordringer. Hovedprosjektet vil kartlegge mulige tariffstrukturer som tilrettelegger for slik overføring uten å bryte med nøytralitet og rettferdig fordeling av kostnader. Fra et teknisk perspektiv er det også relevant å analysere lastflyten og energien som overføres enten til øvrig forbruk eller til lagring via eksisterende nett. Dette er gjort gjennom lastflytanalyser. Det er i disse analysene konkludert med at lastflyten på distribusjonsnettnivå som hovedregel ikke vil endre retning som følge av lokal produksjon. Dette er fordi det totale forbruket på avgangen er stort nok til å forbruke all produsert energi fra solcelleanlegget. Imidlertid kan det ved meget lav last forekomme at produksjonen fra solcelleanlegget overstiger det totale forbruket på avgangen. Lastflyten vil da endre retning og energi mates inn til transformatorstasjonen. Hvorvidt lastflyten faktisk vil endre retning under drift vil overvåkes. For transformatoren i nettstasjonene hvor solcelleproduksjon er tilkoblet vil det imidlertid forekomme hyppig at lastflyten endres. Forbruket tilkoblet på lavspenningssiden av transformatoren vil store deler av året overstige produksjonen, men i sommerhalvåret, hvor lasten er lav og produksjonen høy forventes det at produksjon overstiger forbruket. Basert på forbruk i ett representativt år og estimert produksjon for samme år forventes det at ca. 4/5 av lokal produksjon forbrukes i samme nettstasjon(NS1) som produksjon er tilkoblet. Det vil si at 1/5 av produksjonen eksporteres ut av NS1, primært til forbruk tilknyttet NS2 og til lagring av overskuddsproduksjon. Den totale overproduksjon basert på det samlede forbruket i NS1 og NS2 (unntatt lagring) er beregnet til 8 428 kWh/år. Maksimal effekt som leveres til øvrig nett er da 241 kW. Denne energien må enten eksporteres til nettet eller lagres i energilageret. Et energilager dimensjonert for effektutjevning (1000kWh) vil kunne lagre 8116 kWh/år og dermed redusere overskuddet som må eksporteres til nettet til 312 kWh/år. Maksimal effekt eksportert til nettet med overskuddslagring blir da 81 kW. For å kunne lagre all overskuddsproduksjon må imidlertid batterikapasiteten økes til 1 419 kWh.

For energilager er det analysert både effektutjevning, lagring av overskuddsenergi og gjort lastflytanalyser med hensyn til hvordan lokal produksjon og lagring påvirker lastflyt, tap, belastningsgrad for transformatorer og kabler og spenningsforhold.

For effektutjevning viser analysene et potensiale for en reduksjon i årlig effekttopp på 262 kW, det vil si at maksimalt årlig effektuttak uten batteri er 1 046 kW, mens dette reduseres til 785 kW med batteri og effektutjevning. Analysene er gjort med utgangspunkt i effektutjevning basert på månedlig toppeffekt. Dette innebærer at det maksimale effektuttaket hver måned begrenses så mye som mulig, men at man ikke utjevner topper som er under det som uansett blir maksimalt uttak for en gitt måned. Merk at dette er analyser av optimalisert effektutjevning på historiske verdier der hver måneds toppeffekt er kjent. I drift vil man ikke nødvendigvis kjenne toppeffekten hverken med eller uten effektutjevning før i etterkant, og optimal effektutjevning vil måtte baseres på forventede verdier.

Forventet effektreduksjon månedsvis er vist i Tabell 2 under. Den månedlige effektreduksjon varierer fra 14 % i januar til 53 % i mai. Energilageret bidrar til effektutjevning for de karakteristiske toppene knyttet til flombelysning, men kan også bidra til å redusere topplast i perioder der flombelysning ikke benyttes (januar og desember). Fra et kundeperspektiv vil effektutjevning bidra til å kunne optimalisere uttak med hensyn til effektbaserte tariffer. I dette perspektivet er akkumulert månedlig effektreduksjon relevant. Denne er beregnet i analysene til 3 478 kWh/h. Hvordan dette slår ut på effekttariffer avhenger av tarifferingen. Fra et nettperspektiv er det imidlertid primært reduksjon i årlig effekttopp som er relevant for dimensjonering av nettet og en eventuell utsettelse av investering. I tillegg til at denne reduseres med 25 % vil også topplasten forekomme i september istedenfor august.

Måned	Månedstopp [kWh/h]	Månedstopp med effektutjevning [kWh/h]	Reduksjon [kWh/h]	Reduksjon [%]
Januar	821	705	115,8	14,1 %
Februar	687	565	121,4	17,7 %
Mars	938	584	353,7	37,7 %
April	1 005	580	424,6	42,3 %
Mai	951	448	503,6	52,9 %
Juni	1 011	641	369,5	36,6 %
Juli	1 045	651	393,5	37,7 %
August	**1 046**	664	382,4	36,5 %
September	988	**785**	203,4	20,6 %
Oktober	879	655	224,4	25,5 %
November	948	717	230,8	24,3 %
Desember	806	651	154,9	19,2 %
Totalt			3 478,0	

Tabell 2 Forventet månedsvis effektreduksjon

Det er også utført lastflytanalyser for energilageret både ved full utlading og full opplading med henholdsvis 435 kW og 1 000 kW. Resultatene viser at lastflyten i transformatoren vil endre retning, og at tap i både distribusjonstransformator og avgangen (kabler) kan reduseres ved effektutjevning. Multiconsult sier i sin rapport:

- *Belastning av komponentene fra Århus til NS 4979 reduseres og belastning av transformatoren i NS 4979 halveres ved bruk av batteri med utladning på 440 kW på kampdager. Ved utladning på 1000 kW er denne effekten enda større.*

- *Overføringstap i avgangen fra Århus reduseres ved at batteriet utlades ved effekttopper. Denne effekten er spesielt tydelig på kampdager når lasttoppen kan være så høy som 803 kW. Beregnet tapsreduksjon er på maksimum 4 kW. Dette forekommer en kampdag når batteriets utladingsytelse er 1000 kW. Denne effekten vil være enda mer markant ved lengre overføringsstrekk og et høyere belastet system.*

Imidlertid vil utlading med høy effekt kunne øke tapene i distribusjonstransformatoren fordi lastflyten snur og effekten som leveres ut til nettet er større enn forbruket:

- *Tap i avgangen til NS 4979 oker dersom batteriet lades samtidig som lasten pa NS 4979 avgangen er hoy. Ved 1000 kW ladekapasitet overlastes transformatoren i NS 4979. Ved en slik batterikapasitet ma kontrollsystemet overvake last pa NS 4979 og styre batterilading og -utlading pa en mate som ikke overlaster transformatoren.*

Dette understreker at tapsoptimalisering som driftsmodus vil avhenge av hvilke nettkomponent man optimaliserer tapet for.

- *På vinterstid er lasten i nettet stor og effekten av batteriet ute i nettet er mindre. Også her reduseres systemtap og belastning av komponentene i avgang. En mulig funksjon til batteriet her er av økonomisk karakter. Det ligger en fortjeneste i å selge produksjon fra batteriet i morgentimene hvor spot prisen er høyest og lade på natta når spot prisen er på sitt laveste. For å finne optimal lade/utladingsprofil og potensiell gevinst må det gjøres flere beregninger. Dette er ikke undersøkt i dette studiet i samsvar med Skagerak Energi sine ønsker.*
- *Resultatene viser at belastningen av komponenter i avgang NS 4979 får en jevnerebelastning, uavhengig av sesongvariasjoner i lasten i systemet. Selv om resultatene viser ekstremtilfeller (maksimum utladning eller opplading), vil batteriet likevel kunne utjevne belastning av komponenter dersom det brukes til å forflytte/utjevne last. Denne effekten vil være direkte avhengig av batterikapasiteten som velges. Som vist i beregningene gir 1000 kW en større effekt enn 440 kW. I tillegg må energisystemet ha en form for «smart» styring f.eks. en algoritme, som optimaliserer batteriets lade-/utladningssyklus. På denne måten kan energilagringssystemet gi bedre kapasitetsutnyttelse av nettet. I siste instans vil dette kunne føre til utsettelse av oppgraderinger i nettet.*

Energiproduksjon og lagring, påvirkning av tap i nettet

For vurdering av påvirkning av tap i nettet er det lagt til grunn en rapport laget av EC Group på oppdrag fra NVE med tittelen "Energiledd i distribusjonsnett". EC Group har utarbeidet en egen rapport med tittelen "Marginaltapsberegninger - Redegjørelse for metode og funn i Skagerak Netts marginaltapsberegninger" (Vedlegg 2). Disse rapportene danner grunnlaget for vurdering i dette kapittelet.

Det er interessant å se på hvordan lokal produksjon og energilager påvirker tap i nettet, om mulig bidrar til å redusere de marginale tapene eller bidrar til å øke disse. Gitt ulike situasjoner avhengig av belastningen i nettet sammen med produksjonsforholdene er det utført beregninger for marginaltap. Det er gjort beregninger for to radialer («grener av nettet») i Skageraks distribusjonsnett som ligger tilknyttet hovedtransformator i transformatorstasjonen. Dette nettsystemet er interessant fordi det er her Skagerak Energilab (kunden) tilknyttes på to ulike steder i regionalnettet. Der den ene radialen inkluderer solcelleanlegget (700 kW teoretisk maksimaleffekt) mens den andre inkluderer et batteri/energilager (238 kW effekt, 1 MWh lager). Formålet med beregningene har vært å undersøke hvorvidt disse anleggene i ulike lastscenario påvirker det lokale nettsystemet, med tanke på lastflyt, nettap og marginaltap.

Beregningsmetodikk

Marginaltapsberegninger foretas ved å definere nettet og deretter simulere flyten i nettet for gitte scenarioer. Dette er gjort ved hjelp av punkttariffmodellen, et verktøy utviklet av EC Group for Energi Norge, som er allment tilgjengelig for Energi Norge-medlemmene som abonnerer på modellen.

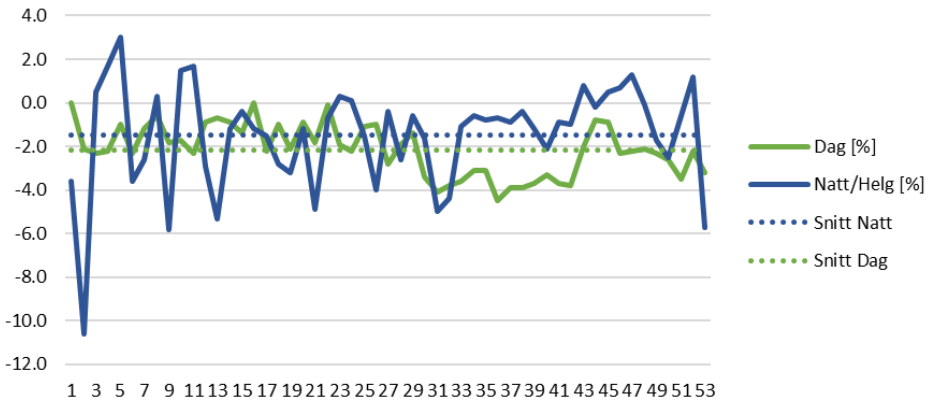
I forkant av beregningen angis data som beskriver tekniske forhold ved nettet. De tekniske dataene omfatter spenningsnivå, lengde (km) og tverrsnitt (mm^2) for linjer og kabler, samt spenningsnivå (kV), ytelse (MVA), tomgangstap og tap ved full belastning for nettstasjoner (kW). For hvert scenario angis i tillegg uttak i utvekslingspunkter og innmating fra eventuelle kraftverk.

Med informasjonen modellen har om nettet, minimeres samlet faktisk tap gitt en optimal energiflyt mellom nettets registrerte punkter. For å beregne marginaltapet foretas det en marginal økning i belastning og minimeringsøvelsen gjentas. Dette gjøres for hvert punkt, og marginaltapet fremkommer som forskjellen mellom beregning før og etter økningen i belastning[1].

Marginaltapet i et punkt skal i prinsippet bestå av marginaltap for eget nett pluss marginaltap for overliggende nett. Dette betyr at man for de aktuelle anleggene skal beregne marginaltap i distribusjonsnettet og deretter legge til marginaltap for høyere nettnivå. For våre beregninger er det forskjellen mellom scenarioene som har vært av interesse, og dermed har ikke marginaltap i overliggende nett betydning for resultatene. Likevel har vi undersøkt forholdene rundt overliggende nett og gjort noen betraktninger.

Forhold knyttet til overliggende nett

Statnett beregner marginaltapssatser for Skageraks regionalnett, og Figur 10 under viser satsene for transformatorstasjonen (referert tilkobling på 22 kV-nivå) i 2016. Det er et solid nett i området og kort avstand til sentralnettpunktet. Det innebærer at lite av marginaltap knyttes til regionalnett[2]. Satsene i transformatorstasjonen styres først og fremst av kraftflyten og forholdene i sentralnettet.



Figur 10 Marginaltap overliggende nett for aktuell transformatorstasjon, 2016

I snitt er satsen -1,5 % på natt og -2,1 % på dag. Det er med andre ord slik at produksjon inn til transformatorstasjonen bidrar til å redusere tapene for det totale nettsystemet, mens forbruk øker tapet. For enkelhets skyld har vi satt marginaltap overliggende nett (transformatorstasjonens hovedtransformator) til -2 % for alle scenario i denne analysen.

[1] Det er en standard hos Statnett og i denne rapporten å referere marginaltapssatsen til **innmating**. For eksempel medfører -1 % marginaltap at innmating (produksjon/utlading av batteri) får godtgjørelse for å redusere systemets totale tap.
[2] I 2016 var marginaltapsatsen for regionalnett fra sentralnett til transformatorstasjonen i snitt -0,2 % på natt og -0,3 % på dag. Satsen var alltid innenfor -0,1 % til -0,5 %.

Scenariobeskrivelser

Det er gjort beregninger for noen scenarioer vi mener er relevante og viser utfallsrommet de nye anleggene innebærer for det lokale nettet. Det er valgt tre ulike «tider», og situasjoner med/uten produksjon og ladning/utlading av batteriet for disse. For vinterstid er det sett på situasjonen hvor nettet har høyest forbruk. For sommerstid er det er antatt at batteriet vil lades opp og utlades ut fra når det er økonomisk gunstig. Lading enten når solcelleanlegget produserer strøm eller strømprisen er lav. Det er også antatt at ladning vil foregå sakte, med tanke på å spare effektkostnader. Utlading av batteriet skjer med tanke på å redusere toppforbruket for systemet.

Topplasttimen skjer på vinterstid og i den timen er forbruket i nettet på sitt høyeste. Lavlasttimene som er undersøkt er time 5 og 8 på sommerstid. Time 8 er en forbrukstime hvor batteriet kan benyttes til å redusere effektbehovet. Time 5 er en time med relativt lite forbruk og antatt lav strømpris, hvor batteriet lades opp.

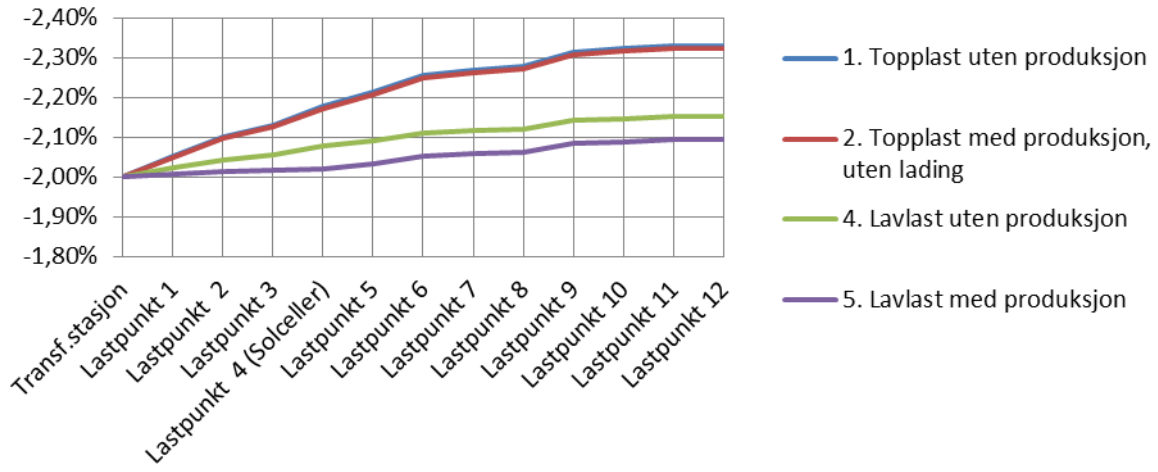
#	Time	Produksjon	Lading/utlading av batteri	Øvrig uttak i nettet (ordinært forbruk)
1	Forbrukstopp *(vinter, time 14)*	-	-	3 981 kW
2	Forbrukstopp *(vinter, time 14)*	77 kW [1)]	-	3 981 kW
3	Forbrukstopp *(vinter, time 14)*	77 kW [1)]	238 kW utlading [2)]	3 981 kW
4	Produksjonstopp *(sommer, time 8)*	-	-	1 760 kW
5	Produksjonstopp *(sommer, time 8)*	697 kW [3)]	-	1 760 kW
6	Produksjonstopp *(sommer, time 8)*	697 kW [3)]	117 kW utlading [4)]	1 760 kW
7	Ladetidspunkt *(sommer, time 5)*	-	125 kW Lading	1 051 kW
8	Ladetidspunkt *(sommer, time 5)*	697 kW [3)]	125 kW Lading [5)]	1 051 kW

Tabell 3 Oversikt over scenarier for marginaltapsberegninger

1) Produksjon i topplast-scenarioet tilsvarer ca. 10 % av solcelleanleggets maksimalproduksjon
2) Utlading vil si at batteriet leverer strøm til nettet. 238 kW anses som maksimal utladingskapasitet for det aktuelle scenarioet
3) Produksjon i lavlasttimen tilsvarer ca. 10 % av solcelleanleggets maksimalproduksjon

Resultater ved de aktuelle scenarioene

Generelt er det lite tap og dermed lite marginaltap i nettsystemet som er undersøkt. Dette kommer som en direkte følge av at det er et relativt kompakt nett på høyt spenningsnivå (22 kV). I Figur 11 under viser noen av resultatene. Vi ser at marginaltapet i det lokale nettet starter på -2 % i transformatorstasjonen, og øker utover i radialen. Beregninger er utført for hver avgreining fra radialen der det er tilkoblet last. Disse er benevnt "Lastpunkter" og nummerert med "Lastpunkt 1" nærmest transformatorstasjon og med økende nummerering utover radialen.



Figur 11 Tapsmarginal for nettstasjoner på avgang i ulike scenarioer

Scenario for forbrukstopp

Scenario 1, forbrukstopp uten produksjon, danner basisen for situasjonen i nettet på vinterstid under topplast. Det er i denne tilstanden 0,1 % overføringstap i det lokale 22kV-nettet vi har analysert. Det lokale marginale tapet er ca. det dobbelte i snitt - størst marginaltap er det naturlig nok ytterst i radialene. I punktet for solcelleanlegget er marginaltapet -2,18 %, i punkt for energilager -2,09 %. 2 % av marginaltapet er knyttet til overliggende nett.

For scenario 2, med vinterproduksjon, endres lite/ingenting på nettsituasjonen. Det er estimert at produksjon vinterstid kun vil være på 10 % av anleggets maksimale kapasitet. 77 kW utgjør svært lite forskjell i forhold til systemets forbruk på 3 981 kW under topplast. I punktet for solcelleanlegget er marginaltapet 2,17 % i dette scenarioet. Vi ser av Figur 11 at det er veldig liten forskjell på scenario 1 og 2.

Scenario 3, med utlading i tillegg til vinterproduksjon, viser samme tendens. Selv om kundens bidrag til systemet nå er på 77 kW + 238 kW utgjør det lite i forhold til forbruket i systemet. Det er langt unna å snu på kraftflyter eller «selvforsyne» deler av nettet, og kan heller betraktes på linje med en forbruksreduksjon på ca. 8 %. Det lokale overføringstapet og marginaltapssatsene er lavere, men ikke i en størrelse som har teknisk eller økonomisk betydning. I energilagerets punkt er marginaltapet -2,07 % i dette scenarioet.

Scenario for produksjonstopp

Scenario 4 danner basis for en nettsituasjon hvor anlegget kan produsere sin maksimumseffekt. Forbruket er hentet fra en sommerdag, time 8, og er ca. 40 % av forbrukstoppen vinterstid. Det gjør at overføringstapet lokalt er mye lavere, 0,04 % overføringstap. I punkt for solcelleanlegget er marginaltapet -2,08 % mens i punkt for batteri er marginaltapet -2,04 %.

I scenario 5 har vi tilført maksimalproduksjon fra solcellene, 697 kW. I punkt for solcelleanlegget endres marginaltapet til -2,02 %. Selv med maksimal produksjon under lavt forbruk er det altså slik at man i punktet for solcelleanlegget kan tilføre en marginal enhet med produksjon (+1 kW) og at dette vil bidra positivt på overføringstapet i det lokale nettet. Vi ser av figur 11 at det er større forskjell på scenario 4 og 5. Det kommer av at forbruket er lavere og produksjonskapasiteten er mye større i disse scenarioene. Vi ser også at forskjellene/utfallsrommet i det lokale nettet er mye mindre enn hva marginaltap for overliggende nett utgjør i denne sammenhengen.

I scenario 6 utlader batteriet med 117 kW i tillegg til produksjonen på 697 kW. Resultatene er stort sett de samme som for scenario 5, siden 117 kW utgjør meget lite i forhold til forbruket på radialen for batteriet.

Scenario for ladning av batteri

Scenarier som omfatter ladning betraktes i forhold til normalsituasjon. Vi legger til grunn at batteriets lading vil foregå uten å belaste nettet unødig ettersom dette vil være dyrt (effektledd osv.). Bakgrunn for dette baseres på at batteriet vil lades opp og utlades ut fra når det er økonomisk gunstig. Lading enten når solcelleanlegget produserer strøm eller strømprisen er lav. Det er også antatt at lading vil foregå sakte, med tanke på å spare effektkostnader.

Oppsummering

Produksjon i solcelleanlegget har ikke særlig innvirkning på nettap og marginaltap lokalt. Det antas å ligge større gevinst i sparte overføringstap i overliggende nett. Dette uttrykkes gjennom at marginaltapssatser for transformatorstasjonen stort sett er negative, historisk sett. Denne gevinsten for systemet vil produksjonsanlegget få kompensert for gjennom negativt fortegn for energiledd på sin nettleiefaktura.

Anlegget ligger plassert i et solid nett, som forsyner stort forbruk i dag. Produksjon i dette nettet bidrar til å redusere netto forbruk i transformatorstasjonen. Vi ser ingen særgevinster i forhold til å redusere flaskehalser eller selvforsyne deler av nettet med energi, for det er produksjonsanlegget for lite.

Analysen har dreid seg om å se hvilken virkning ulike lastsituasjoner har på det lokale nettet. Våre beregninger viser at etablering av anlegget har en liten, men positiv, innvirkning på overføringstapet i det lokale og overliggende nettet. Videre tyder analysen på at det har liten betydning at batteri og solcelleanlegget ligger på to ulike radialer.

At anlegget er nettmessig adskilt kan få konsekvenser for nettavregningen, som muligens må behandle solcelleanlegget og batteriet separat. I så fall forsvinner noen av besparelsene/gevinstmulighetene for kunden (muligheten for samspill mellom batteri og solceller). Analysen vi har gjennomført viser at det lokale nettet påvirkes minimalt av ulike lastsituasjoner, og det er derfor ingenting nettmessig i veien med å la anleggene «samspille» som de måtte ønske.

Prosjektet vil gi kunnskapsspredning til nettselskaper, leverandører til strømnett, solenergibransje og allmenheten. Se for øvrig kap. 5 som ut ifra disse tallene og statistiske data antyder potensialet for solstrøm i større perspektiv, regionalt og nasjonalt.

Avtaler med samarbeidspartnere i prosjektet:
Intensjonsavtale mellom initiativtakerne i prosjektet er vedlagt (vedlegg 2). I tillegg vil teknologileverandører bli valgt på grunnlag av tilbudsforespørsel basert på konseptutredningen. En endelig konsortieavtale vil bli inngått når tilbudene er evaluert og evt. støttetilsagn fra Enova foreligger.

4. Teknologi

Solceller for lokal energiproduksjon

Modultype: REC PE260 multikrystallinsk silisium solceller er lagt til grunn for simuleringen. Disse har en virkningsgrad på 15.8 % som er standard for anlegg som ikke er begrenset på areal eller har et visst energiproduksjonsmål.

Det er her valgt å beskrive et solcelleanlegg av konvensjonell type for å vise realistisk potensial og som kan fungere som referanseanlegg for tilbyderes innovasjoner.

Innovasjonsmål for solcelleanlegget

I tillegg til det innovative ved å kombinere solkraftsystem og batterisystem for optimal energiflyt i et lokalt strømnett, vil prosjektet vurdere å ta i bruk en eller flere innovasjoner som øker ytelsen eller reduserer kostnadene for solcelleanlegg.

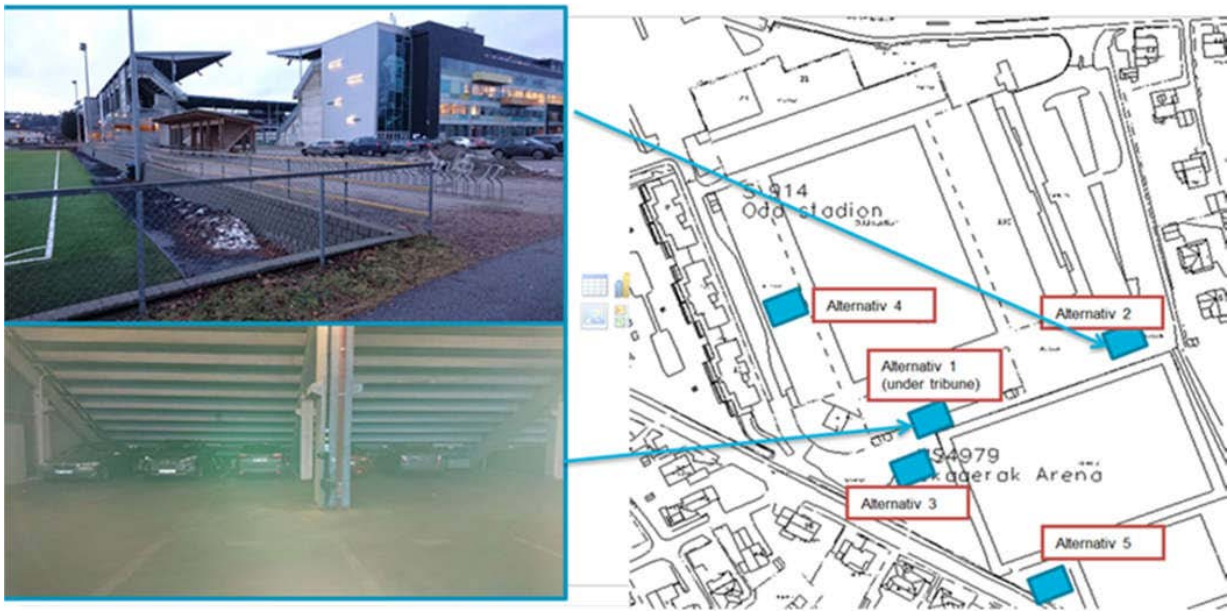
- En mulighet vil være å benytte 1500V-moduler og vekselrettere. Høyere maksimal systemspenning på likestrømssiden gjør det mulig å seriekoble flere moduler i hver streng, noe som reduserer behov for kabel og installasjonsarbeid.
- En annen mulighet er å benytte moduler med større formater enn normalt (1x1,6 m). Flere produsenter tilbyr større formater for denne typen store solcelleanlegg f.eks. 1 x 2 m. Dette reduserer også kabel og installasjonsarbeid i forhold til konvensjonelle solcellemoduler.
- Det anbefales også å utfordre bransjen til å tilby innovative montasjeløsninger som medfører redusert material- og/eller tidsbruk i forbindelse med installasjonsarbeidet og tillegge slike kvaliteter høy vekt i forbindelse med anbudskonkurransen.

Vi tar sikte på å utfordre leverandørene på å kunne tilby anlegg med minst en av disse innovasjonene, og aller helst storformat 1500 V moduler montert effektivt i et nytt og innovativt monteringssystem

Lokal energilagring - Batterier

Plasseringsalternativer for batterilager

I prosjektet er vurdert 5 ulike plasseringsalternativer for energilager. Disse er illustrert i figur 12.



Figur 12: Mulige plasseringer for energilager

Alt nr	Plassering. Beskrivelse Innendørs / Friluft	Positivt	Negativt	Merknad
1	Under tribune syd.	Ikke synlig ute. Kort avstand til trafostasjon.	Risiko for personskade ved eksplosjon/brann. Egen branncelle må etableres. EX-ventilasjonsanlegg.	
2	Ute mellom p-plass og treningsbane	God sikkerhets-avstand til tribune og nabobygg (25 m)	Tar parkeringsareal og ligger nær treningsbane.	Må innbygges og ventileres.
3	Ute, syd for stadion	God avstand til nabobygg.	Bare 8 m fra tribune. Nær treningsbane.	
4	Under eller rett ved tribune øst.		Som 1. Noe avstand til transformatorstasjon	
5	Frittliggende ved vei helt syd på stadionområde.	15 m avtand til nabobygg.	Nær vei og treningsbaner	

Energilageret vil få en form for innbygging/innkapsling i alle alternativene. Uansett plassering ønsker lokale myndigheter at tiltaket brannprosjekteres og søkes om.

Oppsummering av batteridimensjonering:

- Effektredusering: Batteri med utlading på 2-3 timer tilstrekkelig. 435 kW og 1 000 kWh tilgjengelig effekt og kapasitet gir god balanse og bruk gjennom året. For å kompensere for økt last fra kamper må energilageret ha kunne ute effekt og energi på henholdsvis 560 kW og 2 000 kWh.
- Øydrift: For å dekke forbruk på stadion i en kort periode trengs rundt 800 kW i en kampsituasjon, 6 700 kWh for NS2 til å dekke et døgn og 14 000 kWh for hele arenaen.
- Overskuddslading: Størst overskudd 240 kW. Med et batteri dimensjonert for effektreduksjon på 435 kW og 1 000 kWh reduseres eksportert og strupet energi med over 96 %. Det er ikke stor økonomisk besparelse med dette bruksområdet. For null strupet energi trengs 1 320 kWh og for 100 % egenbruk av produksjon 1 419 kWh.

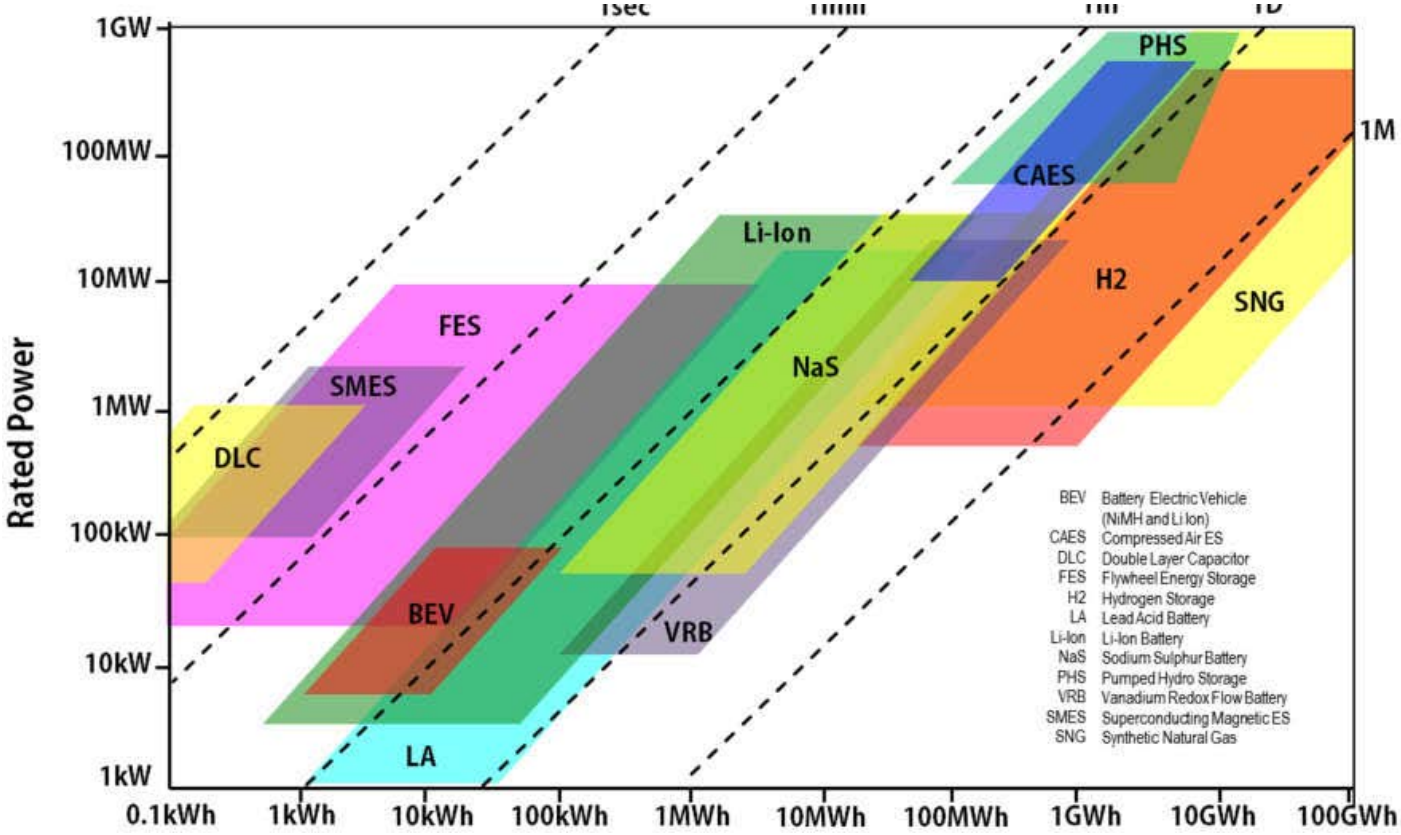
Til sammenligning tilsvarer en batteripakke på 1 MWh kapasiteten i 15 Teslaer og 40 Nissan Leaf (m. 25 kWh batteri).

Tilleggsmomenter skal vurderes, som f.eks. å benytte ladestasjoner for biler og elsykler til å integrere batterikapasiteten i kjøretøy med prosjektets energilager.

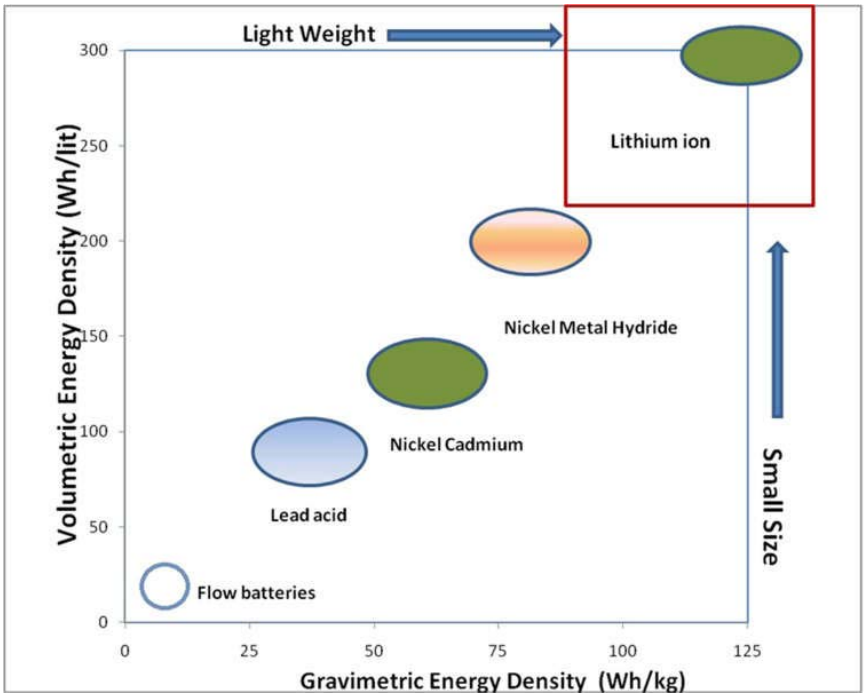
Batterityper (screening)

Figur 13 viser omtrentlig parameterområdet for de ulike batteriteknologiene bly-, litium-, flowbatterier og pumpekraftverk. Typisk effekt for gitt batteriteknologi er indikert som en funksjon av utladningstid (x-aksen). Grafen indikerer at det er mindre vanlig at bly-baserte batteri-løsninger brukes i >MW størrelse. Det kan spekuleres i om det kommer av at bly-baserte batterier normalt brukes til mindre applikasjoner, som for eksempel startbatterier. En begrensende faktor kan være den noe lavere volumetriske energi densiteten, som vist i Figur 14. Li-baserte batteriteknologier er også en meget stor familie av ulike løsninger. Li-baserte batterier brukes gjerne til noe større energi og effekt lager, sammenlignet med blybatterier. Flowbatterier har mye lavere gravimetrisk og volumetrisk energidensitet, sammenlignet med fast stoff batteriene nevnt over. Dermed kan disse ikke skaleres

helt ned til de minste applikasjonene. Derimot kan volumet på lageret økes til å dekke energibehovet for betydelig større applikasjoner. De applikasjonene som vurderes i sammenheng med dette arbeidet ligger helt i den lavere ytterkanten av typisk energikapasitet for flowbatterier.



Figur 13 Illustrasjon av bruksområdet for de mest brukte batteritypene (Yoon, 2016).



Figur 14 Energidensitet til batteriteknologier (Electrodes and more).

Vekselretter (Inverter)

Muligheter for et DC-mikrogrid

I og med at både solcelleanlegg og batterianlegg leverer DC til invertere kan det være interessant å se på muligheter for å sammenkoble systemene på DC-siden på Skagerak Arena. Dette vil potensielt kunne gi noen besparelser på invertersystemet hvis man kan bruke de samme komponentene (med potensielt noe høyere ytelse). På den andre siden er det et par ting som taler mot:

1. Det er relativt store avstander mellom de forskjellige komponentene, og det er lagt opp til flere invertere for solcelleanlegget. Dette medfører mye kabling for å få sammenkoblet de forskjellige enhetene.
2. Solcellene styres etter Maximum Power Point Tracking (MPPT) prinsippet, dette innebærer at spenningene inn på de forskjellige solcelleinverterne vil måtte forventes å være noe forskjellig. Dermed må det benyttes en separat DC/DC-omformer for tilkobling av batterilageret til hver PV-inverter.

Det anbefales ut ifra ovenstående at det installeres separate invertere for solcelleanlegget og energilageret.

Inverter for energilager

Anbefalt størrelse: 890 kVA (800 kW, cos ø = 0,9)

Vurdering av forskjellige funksjoners effekt på dimensjonering av energilagersystemets hovedkomponenter er vist i Tabell 4 nedenfor.

Innflytelse på systemdimensjonering: Funksjon	Effekt (Sn), inverter	Spenning, Un, inverter	Energilager, ytelse (effekt)	Energilager, størrelse
U(Q)/Cos(ϕ)(U)	Ja	Ja	Nei	Nei
Cos(ϕ)/ Cos(ϕ)(P)	Ja	Ja	Nei	Nei
Fast Q	Ja	Ja	Nei	Nei
Aktivt filter	Ja	Nei	Nei	Nei
Balansering av faser	Ja	(Nei)	Nei	Nei
Frekvensstøtte	Ja	Nei	Ja	(Ja)
Effektutjevning	Ja	Nei	Ja	(Ja)
Lagring av overskuddsenergi	(Ja)	Nei	(Ja)	Ja
Lastutjevning, lang tid	(Ja)	Nei	(Ja)	Ja
Peakshaving	Ja	Nei	Ja	(Ja)
Krafthandel	Nei	Nei	Nei	Ja
Øydrift/UPS	Ja, inkl. overlast	(Nei)	Ja	Ja

**Påvirkninger som er satt i parentes indikerer at disse vil kunne være dimensjonerende, men de vil normalt kombineres med andre funksjonalitetskrav som normalt stiller strengere krav. Et eksempel er lastutjevning, som kan tenkes å påvirke krav til energilagerets ytelse, men kombinert med krav til peakshaving forventes sistnevnte å stille størst krav, og dermed bli dimensjonerende.*

Tabell 4 Kvalitativ vurdering av forskjellige funksjoners effekt på dimensjonering av energilagersystemets hovedkomponenter

For å kunne ivareta Skagerak Energilab sine behov for drift, og basert på læringsmålene for anlegget må inverteren spesifiseres med funksjonalitet for nettstøtte, effektstyring og øydrift (fysisk og virtuell).

Solcelleinvertere

Anbefalt dimensjoneringsgrunnlag: 750 kVA (675 kW, cos ø = 0,9)
Dette er basert på en DC-ytelse fra samlet solcelleanlegg på 840 kW, og en samlet AC-ytelse på 676 kW. For begge invertersystemene må faren for resonans hensyntas og krav til sikker utkopling må oppfylles.

Styring og overvåkning

Hovedfunksjonen til kontrollanlegget er å overvåke batterier (Battery Management System, BMS), styre invertere etter ønsket funksjon og overvåke invertere. Kontrollanlegget skal ikke inneholde kritisk funksjonalitet for anlegget. Alle kritiske funksjoner skal ligge lokalt som autonome systemer.

Energilagerets funksjoner skal kunne presenteres på et eget dashboard via web-klient til kontrollanlegget. Presentasjon på storskjermløsning i aktuelle områder.

Data fra test og forsøk skal på en enkel måte kunne eksporteres til eksterne aktører enten som eksport av data (csv-filer el.) eller direkte databasekopling via VPN. Vurderingen rundt kontrollanlegg vil også omfatte IKT-sikkerhet. Kontrollanlegget skal også kobles mot Skagerak Netts driftssentralsystem. Vurdering av IKT sikkerhet må derfor også omfatte implikasjoner av beredskapsforskrift generelt og definisjon av klasse og sonesikkerhet knyttet til kontrollanlegg spesielt. Et forslag til topologiskisse av kontrollanlegget er vist nedenfor.

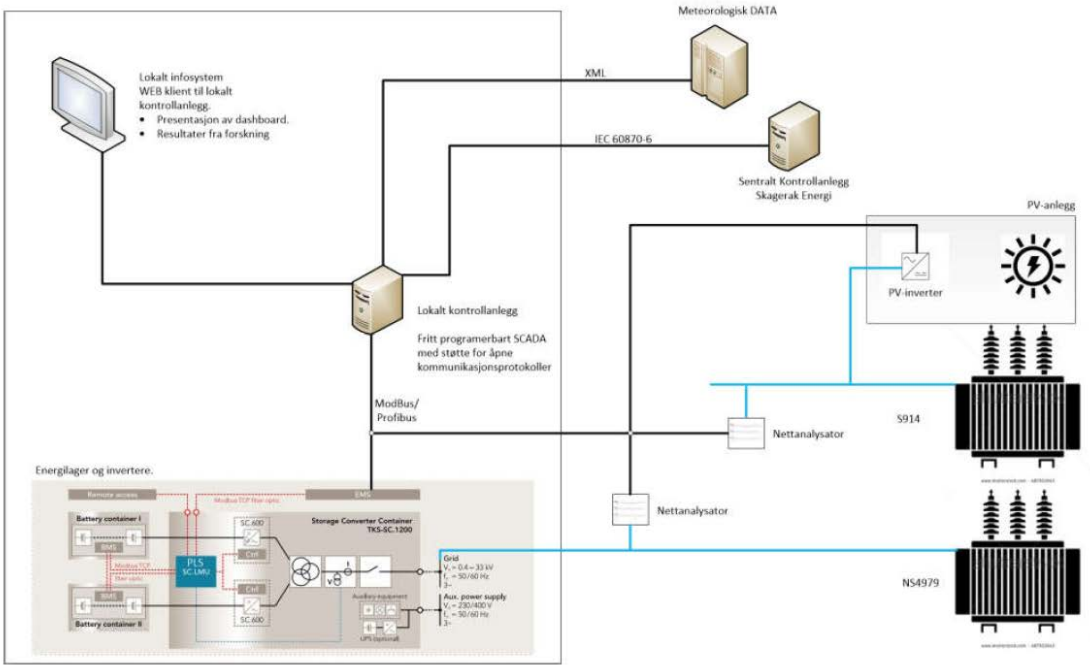


Fig. Topologiskjema, kontrollanlegg

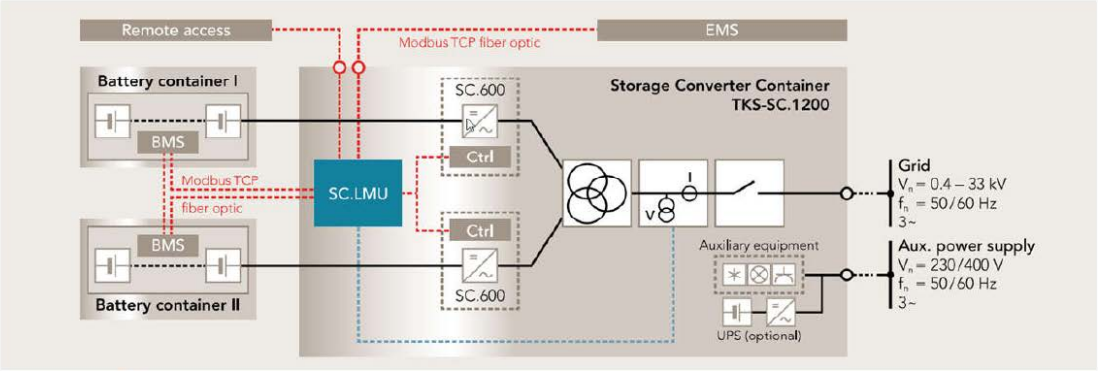


Fig. Prinsippskjema energilager (www.aegps.com).

Programvare
Kontrollanlegget bygges opp på en SCADA-plattform. Programvaren har støtte for relevante protokoller (se Protokoller), fritt programmerbare skjermbilder, integrert web-server, alarmfunksjonalitet (SMS/E-post) og funksjoner for logging og trending av verdier. Oppbygging av skjermbilder speiler de systemer som er integrert i kontrollanlegget. Import av metrologiske data benyttes for å estimere tilgjengelig solkraftproduksjon. Programvaren støtter import av data på XML format.

Protokoller
Kontrollanlegget skal som minstekrav ha støtte for direkte integrasjon av følgende protokoller: ModBus RTU/TCPIP, ProfiBus. Hvis det er behov for å støtte andre protokoller når PV-anlegg og energilager er på plass, skal dette kunne implementeres.
Det skal ikke benyttes OPC-server for kommunikasjon med utstyr.

Funksjoner
Kontrollanlegget skal styre energi inn og ut av energilager. I tillegg skal anlegget styre funksjoner for nettforbedrende tiltak. Basert på settpunkt, målinger eller manuelle justeringer.
Styring av inverterfunksjoner for energilager, se kap 4.3.8-4.3.9 og kap 5. Nettanalysatorer for energilager og PV-system gir direkte tilbakemelding til kontrollanlegget på utspenning fra invertere. Det skal være mulig å samkjøre invertere for PV-anlegg og energilager for nettstøttende funksjoner.
Kontrollanlegget har funksjon for prognosebasert og selvlærende styring av energiflyt i energilager. Funksjonen baserer seg på fra følgende datakilder: data fra PV-anlegg, værdata fra PV-anlegg, prisdata fra Nord Pool Spot, prognoser fra lastprofiler, data fra MET.no og dato for kampdager på stadion.
Belastning på transformatorer logges via nettanalysator og skal holdes innenfor definerte grenseverdier. Det vil si at lading og utlading av energilager skal styres slik at grenseverdiene overholdes.
Ved bortfall av overliggende nett, skal dette detekteres via en spenningsvakt på tilførsel til hovedbryter. Signalet skal benyttes for å legge ut hovedbryter for å hindre mating fra energilager mot overliggende nett. I tillegg skal signalet mottas av styreenhet for energilager for mating i øydrift.

Grensesnitt
Energilager leveres med egen automatikk for batteriovervåkning (BMS) og inverter-styring. Automatikken skal fungere autonomt selv om kommunikasjonen med kontrollanlegget brytes.
Kontrollanlegget kommuniserer direkte med automatikken for overvåkning, logging og endring av settpunkter.
Kontrollanlegget kommuniserer direkte med nettanalysatorer for energilager og PV-anlegg via buskommunikasjon.
Invertere for PV-anlegget leveres med kommunikasjonsgrensesnitt som støttes av programvare for kontrollanlegg, uten bruk av OPC-server. Kommunikasjon med overordnet kontrollanlegg er ønskelig for å kunne kjøre virtuell «øydrift». På grunn av hensyn til tilkoplede abonnenter kan dette være en utfordring. Det anbefales at dette utføres manuelt i tett samarbeide mellom Skagerak Energi og Skagerak Nett.

5. Løsningens/teknologiens markedspotensial

Solceller til elektrisitetsproduksjon, invertere for omforming av strøm tilpasset strømnettet og batterier for akkumulering av strøm er i seg selv velkjente teknologier, men de er i en rivende utvikling mot bedre og billigere produkter. Det som er nytt i dette prosjektet er at et energiverk, som sentral aktør på strømproduksjon og distribusjon, skal studere hvordan strømnettet best bør tilrettelegges for å ta imot solcellestrøm, hvilke komponenter og styringsstrategier som da er fornuftige og hvordan de regulatoriske rammebetingelsene bør tilrettelegges for det.

Prosjektet vil belyse lønnsomheten i lokal solstrømproduksjon og hvordan et nettselskap kan finne tekniske løsninger og prismodeller på distribusjon av denne strømmen for å innfase den på optimal måte. Resultatene fra prosjektet vil også brukes som innspill til myndigheter/NVE om reguleringen av framtidens strømnett.

Markedspotensialet, dvs. utbredelsen av solstrømanlegg og korttidslagere for strøm i Norge, ventes å bli økende i årene framover. Hvor fort det vil gå avhenger av videre prisnedgang på solceller og batterier, samt hvilke støtteordninger og regulatoriske rammebetingelser myndighetene vil innføre.

Solstrøm i Statnetts nettutviklingsplan 2017
Statnett la i mai 2017 fram en ny plan med prognoser for nettbehov i framtiden. Her legger Statnett til grunn en vesentlig vekst i solkraft i Norden, spesielt etter 2020. I selskapets forventningsscenario for 2030 har Norge, Sverige, Danmark og Finland til sammen 8 500 MW. I underkant av 1 000 MW av dette er i Norge.

Til 2040 antas solcelleinstallasjonene å øke til over 20 000 MW, og ca. 3 000 MW av dette er i Norge. Statnett understreker at utviklingen fremover er svært usikker. Den avhenger av hvordan støtteordninger og tariffer utformes, og av teknologiutviklingen og utviklingen i kraftprisene.

Statnett påpeker at energimengden fra 1 MW solkraft er mindre enn fra tilsvarende effekt installert vannkraft- og vindkraft. 3 000 MW installert effekt fra sol forventes å gi i underkant av 3 TWh elektrisk energi pr år. Dette gir under 1 000 timers brukstid pr. år, mens vannkraft og vindkraft kan ha brukstid på 2 000-4 000 timer pr. år eller mer. I Skagerak EnergiLab vil mye av effekten bli brukt internt i lokalnettet til de to nettstasjonene, slik at "overskuddseffekten" som går ut på eksternt nett antas å utgjøre 240 kW av en totalt installert solcelleeffekt på 840 kWp. Med en produsert energimengde på 660 MWh/år blir det en brukstid på "overskuddseffekten" på 2 750 timer pr. år, som er mer samsvarende med vann- og vindkraft. I Skagerak EnergiLab har vi dessuten energilagring i batteriene som gir ekstra reduksjon i effektoverskuddet til eksternt nett. Det er her beregnet at overskuddseffekten fra solceller inkl. batterilager kan utgjøre bare 81 kW, som i så fall vil gi en betydelig høyere brukstid enn vann- og vindkraft.

Nedenfor er en overslagsberegning av energipotensialet for solstrøm fra takflater på næringsbygg, regionalt og nasjonalt, basert på tallmateriale fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) og NVE.

I Skageraks nettområde (Vestfold og Grenland)

Siden 2000 er det hvert år bygget nye offentlige og private næringsbygg med totalt ca. 110 000 m^2 bruksareal i Vestfold og Grenland (kilde SSB, Tabell: 05809: Byggeareal.) Bruksareal til annet enn bolig. 1 000 m^2). Hvis vi antar at det tilsvarende takarealet utgjør 30 % av gulvarealet, og at 40 % av samlet takareal kan benyttes til solenergi (kilde NVE: https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/), blir det mulig å bygge ca. 13 500 m^2 solfangerflate hvert år på taket av de nye næringsbyggene i regionen. Dette vil gi en ny strømproduksjon på 1,7 GWh hvert år.

De totale takflatene på eksisterende næringsbygg som er egnet for solceller anslås til ca. 1 mill. m^2 i Grenland og Vestfold. Dette er beregnet ut ifra nasjonale tall for forholdet mellom nybygg og eksisterende bygningsmasse (SSB-Bebygd arealbruk i Norge - Næring, offentlig og privat tjenesteyting) og samme forutsetninger om solenergi som ovenfor. Det samlede potensialet for strømproduksjon fra solceller på dette arealet er 125 GWh/år i vår region.

Nasjonalt potensiale

Tilsvarende forutsetning og beregning for hele Norge tilsier at hvis alle eksisterende tak på næringsbygg som egner seg benyttes til solstrøm, vil potensialet for solstrømproduksjon i Norge være 5,5 TWh. Hvis det installeres solceller på alle næringsbygg som bygges nye, vil det bli ca. 70 GWh ny strømproduksjon på nye næringsbygg hvert år.

6. Spredning, kompetanseformidling og kunnskapsgenerering

Norske teknologimiljøer som er involvert i aktiviteter tilknyttet Skagerak Energilab er konsulentfirma Multiconsult, ÅF Engineering, EC Group, Sweco, Trainee Telemark, Sintef Energi, DemoNorge (Smartgridsenteret) og NVE. I tillegg er prosjektet tilstøtende flere øvrige FoU prosjekter der Skagerak Nett er deltaker. De viktigste av disse er Cineldi (FME), Integer(IPN) og E-Regio (ERA-Net). Resulter fra Skagerak EnergiLab vil tilføres disse prosjektene i forbindelse med relevante forskningsaktiviteter. I hovedprosjektet vil dessuten leverandører av solcelle-, inverter- og batteriteknologi bli involvert. Det vil bli utlyst en konkurranse for aktuelle leverandører.

Informasjonsspredning vil skje ved at prosjektdeltakerne legger til rette for visning av løsninger og resultater på Skagerak Arena i Skien, samt at informasjon skal formidles via nettside.

I konseptutredningen har prosjektet:

- Kartlagt solinnstråling, klimadata og størrelse på solcelleanlegg
- Registrert aktuelle strømkunder og forbruksprofiler i lokalområdet, herunder effektbehov og belastninger på nettet
- Fastlagt kapasitet og tilstand på eksisterende strømnett lokalt
- Vurdert og dimensjonert nødvendig nytt utsyr i nettet
- Grovt vurdert batteriteknologi og batteriplassering mot pris og sikkerhet
- Gitt en foreløpig vurdering av risiki og konsekvenser ved ulike teknologivalg

Konseptutredningen har belyst flere problemstillinger rundt både tekniske, forretningsmessige, regulatoriske og juridiske forhold. Prosjektet har bært preg av teknologi som er mindre kjent for prosjektdeltakerne enn det som vanligvis inngår i prosjekter hos Skagerak Kraft eller Skagerak Nett. Videre har både forretningsmodeller og regulatoriske rammer vært uklare Det har derfor vært nødvendig med et tett samarbeid både mellom Skagerak Nett og Skagerak Kraft, mellom Skagerak Nett og regulator og mellom Skageraks partnere i prosjektet og sluttbruerkere/stadioneiere. Videre har prosjektet vært avhengig av bistand fra eksterne konsulenter for å vurdere teknoloig i prosjektet.

Samarbeidet mellom Skagerak Nett og Skagerak Kraft har foregått på faglig nivå, men har vært forankret hos ledelsen. Det har vært ulik begrunnelse for deltakelse, men enighet om hva som er formålet med prosjektet. Det ble lagt vekt på å oppnå denne forankringen og konsensuset i starten av prosjektet. Dette har bidrat til at samarbeidet har vært løsningsfokusert basert på felles formål og felles interesse, og i liten grad interessekonflikter. Med dette som utgangspunkt har en bred tilnærming med både monoploets og den kommersielle aktørens innfallsvinkel.

En av konseptutredningens første mål var tidlige avklaringer med NVE. Disse har vært basert på både dialog med enkeltpersoner hos NVE og et møte der både NVE og Skagerak Nett og Kraft var bredt representert. En åpen gjennomgang av prosjektets omfang og formål i fellesskap gav godt grunnlag for både umiddelbare tilbakemeldinger og deler av prosjektet det burde arbeides videre med. Det ble i denne gjennomgangen lagt vekt på at gjennomgangen skulle være åpen om hva som er formålet med prosjekte og hvilke punkter prosjektet ønsket NVEs vurdering av.

For å belyse hvilke teknologier som er relevante for prosjektet ble eksterne konsulenter benyttet. Det ble i denne prosessen lagt vekt på hva som var formålet med prosjektet og hvilke løsninger prosjektet ønsket å teste gjennom pilot. Det var også i forkant samlet inn både historiske måledata og gjort konkrete målinger som grunnlag for analyse. Disse ble oversendt konsulenter for å gi et godt grunnlag for analyse. Enkelte fagmiljøer hadde behov for direkte kontakt seg imellom og det ble i prosjektet tilrettelagt for dette. Det ble igjennom konseptutredning klart at enkelte fagressurser hadde behov for mer tid enn det som var avsatt. Bakgrunnen for dette var blant annet en undervurdering av behovet for informasjonsutveksling om tekniske detaljer rundt tilknyttet nett. Det ble i prosjektet belyst hvilke effekter energilageret skulle dekke. Effektutjevning for flombelysning, lagring av overskuddsproduksjon og reservekraft (Nødstrøm/øydrift) ble vektlagt. Det ble også analysert om øydrift som omfattet større deler av nettet kunne realiseres. Det ble i disse analysene avklart at effektutjevning begrenses av energikapasiteten i energilageret for de aktuelle effekttoppene på grunn av varigheten til disse. Det ble lagt vekt på å finne en balanse mellom utnyttelse av kapasiteten og reduksjon av effekttopper og anbefalt dimensjonering var 435 kW effekt og 1MWh lagringskapasitet. Videre ble nødvendig kapasitet for lagring av overskuddsproduksjon beregnet. Det ble avdekket at den øvre kapasiteten i energilageret kun ble utnyttet noen få ganger i løpet av året og at marginalkostnad for å lagre i den øvre delen av kapasiteten derfor må forventes å bli høy. Det ble derfor også lagt vekt på å balansere kapasitetsbehov for lagring med overskuddsproduksjon. Dimensjonerign lagt til grunn for effektutjevning ble vurdert som et god utgangspunkt for dette. For reservestrøm (øydrift) ble det avdekket at både varigheten av utfall og andel av forbruk som skal kunne dekkes har stor betydning for kapasitet og effekt. Videre er øydrift der større del av nettet inngår avhengig av også å kunne balansere reaktiv effekt. Andel og utstrekning av nettet som skal inngå kan, i lavlast, stille større krav til reaktiv effekt enn aktiv effekt. Dette må inngå i vurdering av kapasitetsbehov for energilager som skal inngå i et mikronett eller forberedes for øydrift. For dette prosjektet ble lagringskapasitet vurdert som tilstrekkelig ut fra prioritert last og forvetning til relativt korte avbrudd. Effektbehovet for reservekraft/øydriftble derimot dimensjonerende med 800 kW aktiv effekt. Siden invertere forventes kunne levere like mye reaktiv effekt ble dette også vurdert som tilstrekkelig for øydrift med større deler av nettet inkludert.

Det ble i starten av prosjektet kartlagt hvilke regelverk som gjaldt for en anskaffelse som dette prosjektet innebærer. For Skagerak Nett som prosjektansvarlig, er det flere regelverksbestemmelser som er relevante for prosjektet.

For det første er det i den senere tid foretatt presiseringer i kontrollforskriften som har betydning for hvordan en nettvirksomhet som vår, foretar anskaffelser. For det annet har det vært nødvendig med avklaringer, hvorvidt prosjektet er omfattet av "FoU-unntaket" i forsyningsforskriften. For det tredje måtte det vurderes hvilken anskaffelses-/konkurranseform som ville være mest egnet for prosjektet.

I disse vurderingene har vi i nokså stor grad lent oss på ekstern bistand. Konklusjonen var at anskaffelsene vil bli gjennomført som en mer eller mindre ordinær nettanskaffelse, men også at problemstillinger knyttet til partnerskap med øvrige prosjektdeltagere reguleres direkte i en egen (prosjekt-)avtale.

7. Risiko og risikodempende tiltak

De viktigste risikomomentene og hvordan de kan reduseres:

- Brann- og eksplosjonsfare i battericontainer
  - → Skal inngå i anbudsdokumentet slik at problemstillingen blir klarlagt og hensyntatt.
- Spesielle brannhensyn i forbindelse med solcelleanlegget
  - → Utredes og legges til grunn i tilbudsforespørsel
- Fare for utfall eller kvalitetsavvik på strømleveranse som følge av at flere systemer og komponenter skal tilknyttes strømnettet enn i dag.
  - → Gjennomføre ROS-analyse av lokalnettet
- Manglende kunnskap om inverterfunksjoner og inverterens muligheter og begrensninger
  - → Involvere teknologileverandør som partner i prosjektet
- Mulig sårbarhet for komponentfeil og IKT-sikkerhet og -pålitelighet
  - → Gjennomtenkte funksjonskrav og samarbeid med teknologileverandør om drift
- Takflatenes bæreevne
  - → Konstruksjonsberegning og bæreevnevurdering ved aktuelle lasttyper gjennomføres av konsulenten
- Solcellepanelet kan blåse av taket
  - → Se ovenfor
- Snørydding og rengjøring av solcellene
  - → Tas med i konstruksjonsberegningen og inngå i konkurransegrunnlaget.

8. Oppsummering og videre oppfølging

Skagerak Energi har i mai 2017 besluttet at selskapet skal gå videre med et prosjekt basert på denne konseptstudien. Det vil i bli sendt en støttesøknad til Enova i løpet av sommeren, med sikte på endelig investeringsbeslutning og igangsetting av prosjektet i august/september og ferdigstillelse i 2018.

9. Vedleggsoversikt

1. **Multiconsult: Skagerak EnergiLab – Konseptutvikling. Rapport dato: 09.05.2017**
2. **EC Group: Marginaltapsberegninger - Redegjørelse for metode og funn i Skagerak Netts marginaltapsberegninger**
3. **Intensjonsavtale mellom Skagerak Nett og Stadioneierne**
4. **Prosjektstruktur**
5. **Prosjektøkonomi for konseptutredningen**