KIINTEISTÖ AKKU 2030

– kohti energiatehokkaampaa ja hiilineutraalia Suomea

Toimitus	Akkujärjestelmien tekninen vertailu
Tehtävä:	T3.1 Akkujärjestelmien vertailu ja tekninen toteutus
Kirjoittajat / avustajat:	Pavel Marek, Dominique Roggo, Eelis Niemi, Heini Peltonen, Akseli Lindqvist, Shuo Wang

Euroopan unionin osarahoittama

Elinvoimakeskus

Muutoshistoria

	Päivämäärä	Arvioijat
Ensimmäinen luonnos kommentteille	8.1.2026	Projektikumppani
Toinen (päivitetty) luonnos kommentteja varten	10.3.2026	Ohjausryhmän jäsenet
Lopullinen versio	20.4.2026	

Sisällysluettelo

1 Järjestelmätopologia ja arkkitehtuuri 6
1.1 AC/DC-kytketyn järjestelmän topologia 6
1.2 Matala- ja korkeajänniteakkujärjestelmät 7
1.3 Akkujärjestelmän arkkitehtuuri 7
1.3.1 Monoliittinen 10
1.3.2 Modulaarinen sarjakytkentä 10
1.3.3 Modulaarinen LV-rinnankytkentä 11
1.3.4 Modulaarinen HV-rinnankytkentä 11
1.4 Akkujärjestelmän skaalautuvuus 12
2 Ydintekniset tiedot 14
2.1 Akkujen kemia 14
2.2 Nimelliskapasiteetti vs käyttökelpoinen kapasiteetti 14
2.3 Teholuokitus 15
2.4 Edestakainen hyötysuhde 15
2.5 Syklin käyttöikä 15
2.6 Takuu 15
3 Turvallisuus ja standardit 16
3.1 Sertifioinnit 16
3.2 Akkujen standardit 16
3.3 Muuntimien standardit 18
3.4 Järjestelmän suojaus ja turvallisuus 20
3.5 Lämmönhallinta 21
3.5.1 Sylinterimäiset kennot 22
3.5.2 Prismaattiset kennot 22
3.5.3 Pussikennot 23
3.6 Palo- ja sähköiskuturvallisuus 23

4 Energianhallinta ja ohjaus 24
4.1 EMS-ominaisuudet – kuormansiirto, huippujen ajelu, itsekulutuksen optimointi ... 24
4.2 Reservimarkkinat 25
4.2.1 Taajuuden ohjausreservit (FCR-N, FCR-D) 26
4.2.2 Restaurointireservit (aFRR, mFRR) 26
4.2.3 Nopea taajuusreservi (FFR) 26
4.3 Virtuaaliset voimalaitokset ja osallistuminen reservimarkkinoille 26
4.4 Älykotien integraatio – API:n saatavuus, yhteensopivuus kodin automaation kanssa 27
5 Asennus ja fyysiset ominaisuudet 28
5.1 Ympäristö 28
5.2 Asennus 28
5.3 Paino ja mitat 31
6 Yhteydet ja seuranta 32
6.1 Viestintäprotokollat 32
6.2 Pilvi- ja sovellusominaisuudet 33
7 Kustannukset ja hyödyt 33
7.1 Kokonaiskustannukset 33
7.2 Hinta per kWh ja kW 33
7.3 Hyödyt 33
8 Ympäristö ja kestävyys 34
8.1 Kierrätettävyys 34
8.2 Second-life -akun käyttö 35

Tiivistelmä

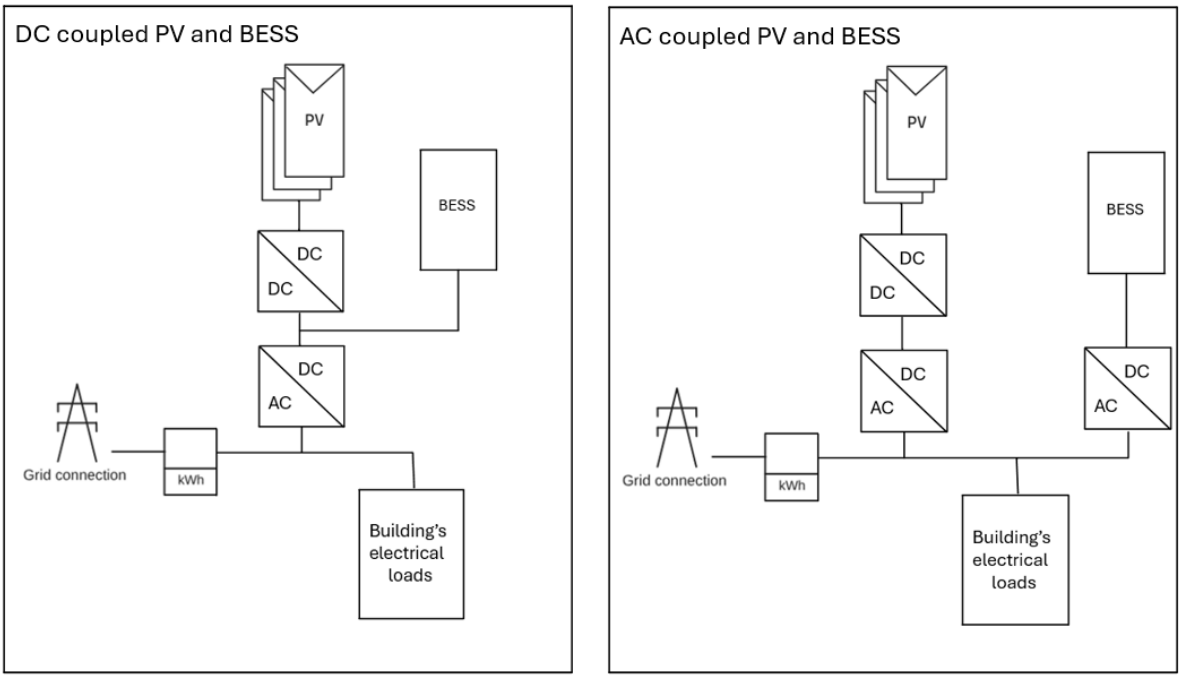
Tämä julkaisu esittelee teknisen vertailun Suomen markkinoilla saatavilla olevista kiinteistöjen akkujärjestelmistä. Se yhdistää keskeiset spesifikaatiot, kuten arkkitehtuurin, kapasiteetin, teholuokituksen, tehokkuuden, kemian ja integraatiokyvyt, tukeakseen kotitalouksien ja teollisuuden toimijoiden päätöksentekoa liittyen kiinteistöakkuinvestointeihin. Akkujärjestelmien analyysin lisäksi työ käsittelee energianhallintajärjestelmiä (EMS) ja niihin liittyviä palveluita, jotka optimoivat akkujen suorituskyvyn, mahdollistavat älykkään verkkovuorovaikutuksen ja parantavat kokonaisvaltaista energiatehokkuutta. Yhdistämällä tekniset tiedot näkemyksiin kaupallisista toiminnoista julkaisu tarjoaa kokonaisvaltaisen näkymän nykyisiin ratkaisuihin ja nouseviin trendeihin rakennusten energian varastoinnissa.

1 Järjestelmätopologia ja arkkitehtuuri

1.1 AC/DC-kytketyn järjestelmän topologia

Kiinteistöjen energiajärjestelmien topologia voi koostua akuista, aurinkosähköjärjestelmistä sekä kuormista, kuten valaistuksesta, sähkölaitteista, lämpöpumpuista ja sähköautoista. Nykyinen standardi kotitalouksien sähkönjakelussa on vaihtovirta (AC) -järjestelmä. Aurinkosähkö- ja akkujärjestelmien välinen kytkentä voidaan toteuttaa joko AC- tai DC-kytkennällä. AC-kytketyssä järjestelmässä aurinkosähkö- ja akkujärjestelmille on erilliset invertterit, mikä on yleinen ratkaisu erityisesti jälkiasennuksissa. DC-kytketyssä järjestelmässä akku ja aurinkosähkö on yhdistetty DC-puolella, yleensä hybridi-invertterin avulla, joka yhdistää aurinko- ja akkuinvertterin toiminnot yhdeksi yksiköksi.

DC-kytketyn järjestelmän (kuva 1) etuna on tyypillisesti parempi hyötysuhde, koska energian muunnosvaiheita aurinkosähkön ja akun välillä on vähemmän. Lisäksi järjestelmä vaatii usein vähemmän laitteistoa ja voi olla kustannustehokkaampi erityisesti uusissa asennuksissa. AC-kytketyn järjestelmän etuna puolestaan on aurinkosähkö- ja akkujärjestelmien itsenäinen toiminta sekä helppo liitettävyys olemassa oleviin aurinkosähköjärjestelmiin.



Kuva 1 AC/DC-kytkennästä.

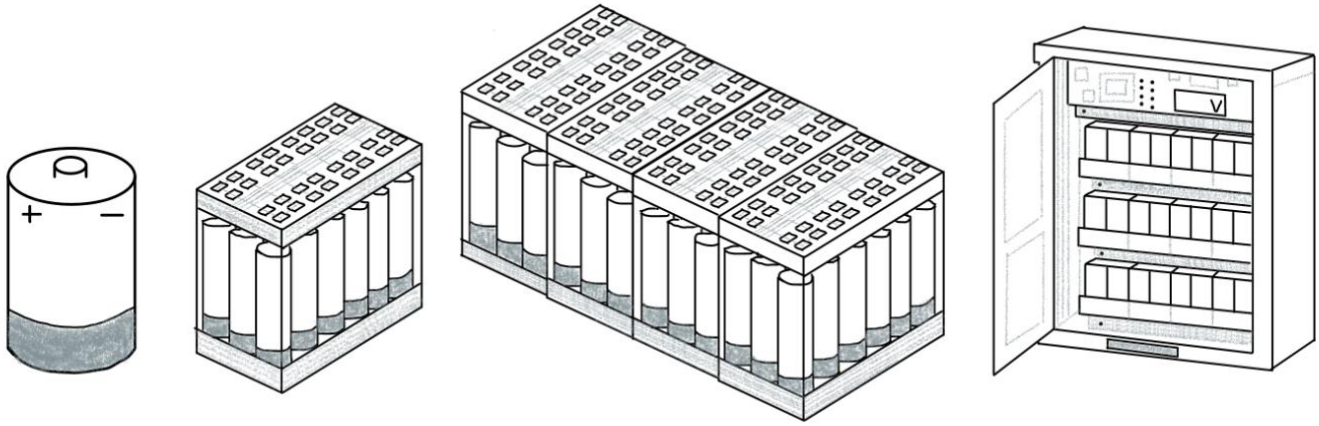
1.2 Matala- ja korkeajänniteakkujärjestelmät

Yleisesti ottaen akkujärjestelmät jaetaan matalajänniteakkuihin (LVB) ja korkeajänniteakkuihin (HVB). LVB-järjestelmät toimivat tyypillisesti enintään noin 55 voltin nimellisjännitteellä, kun taas HVB-järjestelmien nimellisjännite on yleensä noin 360–800 V. Akkujärjestelmän jänniteluokan perusteella asennukseen on valittava yhteensopiva invertteri, jonka käyttöjännite on sovitettu kyseiseen järjestelmään. Matalajännitejärjestelmien etuna ovat parempi käyttöturvallisuus ja rakenteellinen yksinkertaisuus, mikä voi johtaa alhaisempiin akkujärjestelmän kustannuksiin sekä helpompaan huoltoon ja korjaukseen alhaisen jännitteen vuoksi.

Matalajännitejärjestelmien haittapuolena on kuitenkin usein alhaisempi hyötysuhde matalan jännitteen ja suurempien virtojen vuoksi, sillä suurin osa sähköisistä häviöistä on verrannollinen virran neliöön. Lisäksi matalajännitejärjestelmissä tarvittavat invertterit voivat olla kalliimpia, mikä osittain heikentää akkujen alhaisemman hankintahinnan etua erityisesti pienissä järjestelmissä. Verkkoon kytketyissä sovelluksissa matalajänniteakkujen kanssa yhteensopivien inverttereiden markkinaosuus on tällä hetkellä selvästi pienempi kuin korkeajännitejärjestelmissä käytettävien inverttereiden. Korkeajänniteakkujärjestelmien keskeinen etu on parempi hyötysuhde, joka saavutetaan korkeamman jännitteen ja pienempien virtojen ansiosta. Haittapuolina ovat järjestelmän suurempi tekninen monimutkaisuus, mikä voi lisätä kustannuksia joissakin kokoonpanoissa, sekä korkeampaan jännitteeseen liittyvät tiukemmat turvallisuusvaatimukset verrattuna matalajännitteisiin järjestelmiin.

1.3 Akkujärjestelmän arkkitehtuuri

Kotitalouksien akkujärjestelmät suunnitellaan yleensä modulaarisella tai monoliittisella lähestymistavalla. Akku koostuu kennoista, jotka on kytketty sarjaan ja/tai rinnakkain halutun jännitteen ja kapasiteetin saavuttamiseksi. Joissakin räätälöidyissä järjestelmissä akusto voidaan rakentaa suoraan yksittäisistä kennoista, jotka on yhdistetty sarja- ja rinnakkaiskytkennöiksi ja asennettu telineeseen. Tällaisissa ratkaisuissa keskeinen tekninen haaste on akunhallintajärjestelmän (eng. Battery Management System, BMS) toteutus, sillä BMS:n on valvottava yksittäisten kennojen jännitteitä, lämpötilaa ja tasapainotusta. Ilman hyvin suunniteltua BMS-ratkaisua yksittäisiin kennoihin perustuva rakenne ei ole käytännöllinen tai turvallinen. Tästä syystä kaupalliset kotitalouksien akkujärjestelmät toteutetaan yleensä moduuleista, joissa kennot, kennovalvonta ja tasapainotus on integroitu valmiiksi yhteen yksikköön.

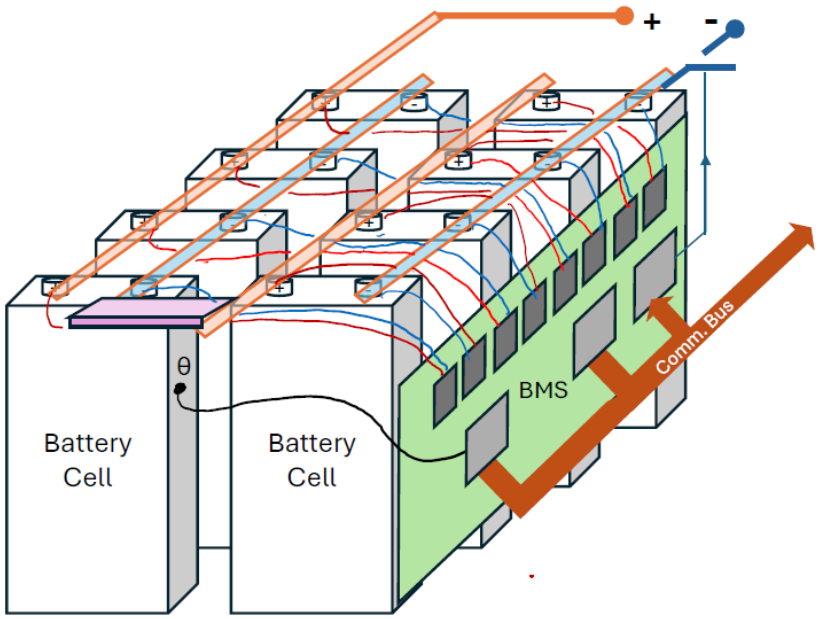


Kuva 2 Akkukenno, akkumoduuli, akkupaketti ja akkuteline

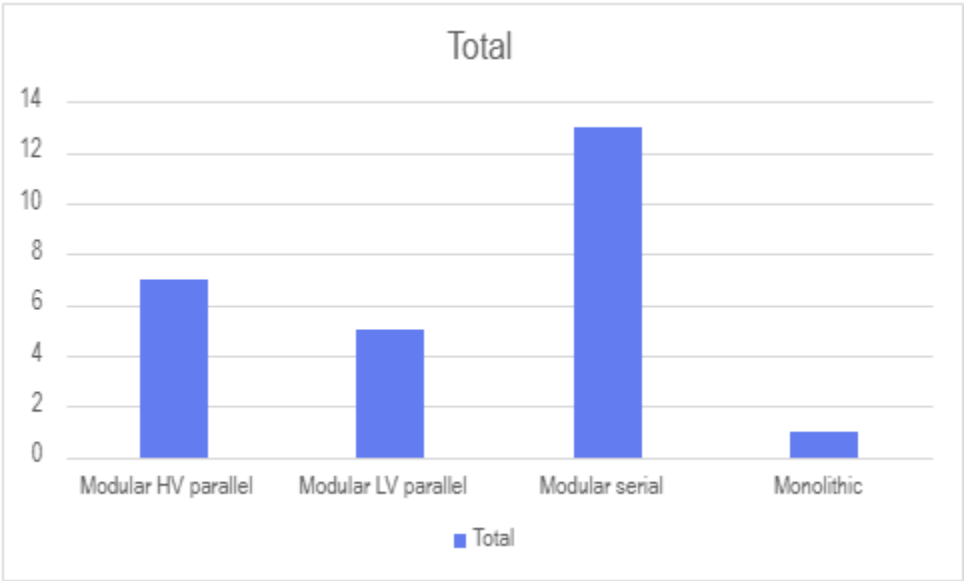
Moduulissa (kuva 2) useita kennoja on sijoitettu samaan koteloon yhdessä akunhallintajärjestelmän ja lämmönhallintajärjestelmän kanssa. Moduulit pinotaan päällekkäin torniksi tai integroidaan kaappiin tai telineeseen, jolloin muodostuu kokonainen akkujärjestelmä. Usein useita torneja voidaan myös yhdistää toisiinsa. Tämä lähestymistapa mahdollistaa energiavaraston kapasiteetin skaalauksen asiakkaan tarpeiden mukaan. Vian sattuessa yksittäinen moduuli voidaan vaihtaa. Joissakin tapauksissa moduulin rakenne mahdollistaa myös yksittäisen kennon vaihdon, mutta käytännössä yleisin huoltotoimenpide on koko moduulin vaihtaminen.

Kaikki akkujärjestelmät tarvitsevat akun suojajärjestelmän tai akunhallintajärjestelmän (eng. Battery Management System, BMS). Sen keskeisiin tehtäviin kuuluu jännitteen, virran ja lämpötilan jatkuva seuranta sekä akun suojaaminen vaarallisilta käyttötilanteilta, kuten ylilatautumiselta tai ylikuumenemiselta. BMS ohjaa myös energian virtausta ja kennotasapainotusta (eng. cell balancing), mikä parantaa tehokkuutta ja pidentää akun käyttöikää.

Yksinkertaistettu akkusuojajärjestelmä (eng. Battery Protection System, BPS) on usein integroitu akkumoduuleihin (kuva 3). Master BMS tarkoittaa keskitettyä ohjausyksikköä monimoduuli- tai moniräkkijärjestelmässä. Modulaarisissa järjestelmissä jokaisella moduulilla on oma paikallinen BMS- tai BPS-yksikkö, joka valvoo kyseisen moduulin kennoja. Master BMS toimii näiden yläpuolella: se kerää tiedot kaikilta moduuleilta tai räkkien BMS-yksiköiltä ja valvoo koko järjestelmän jännitettä, virtaa, lämpötilaa ja kuntoa. Master BMS pystyy myös irrottamaan vikatilanteissa yksittäisiä tai useampia moduuleja järjestelmästä, jolloin muu akkupaketti voidaan suojata.



Kuva 3 Akkumoduulin yksityiskohtainen rakenne, mukaan lukien BMS

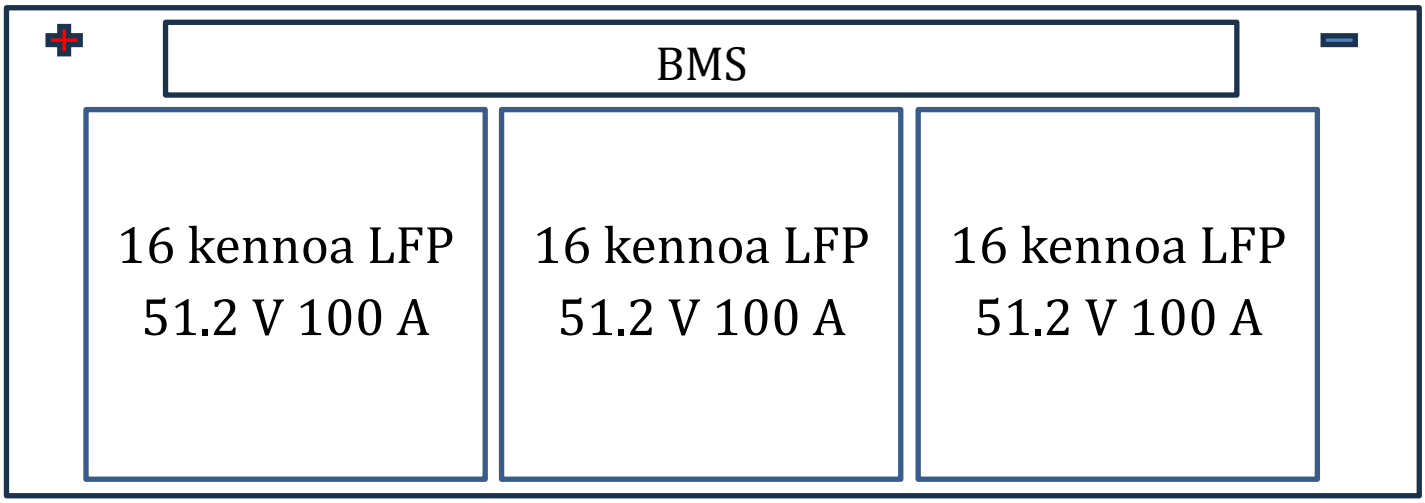


Kuva 4 Kunkin tutkitun topologian lukumäärä.

1.3.1 Monoliittinen

Monoliittinen arkkitehtuuri (kuva 5) tarkoittaa, että käyttäjän vaihdettavissa olevien moduulien sijaan käytössä on all-in-one -järjestelmä, joka on täysin suljettu ja sisältää kaikki tarvittavat komponentit. Tällaisia järjestelmiä käytetään yleensä silloin, kun akkupaketti koostuu pienikokoisista kennoista, kuten sylinterimäisistä 2170- tai 18650-kennoista.

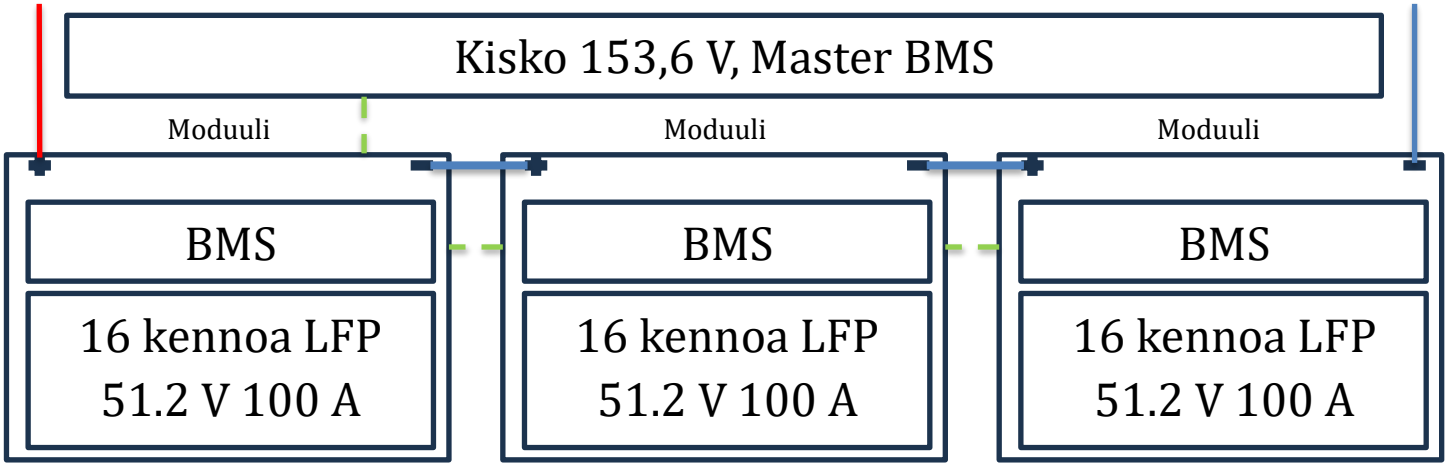
Tällainen järjestelmä on yleensä suunniteltu huollettavaksi vain valmistajan tai valtuutetun tehdashuollon toimesta. Monoliittisen järjestelmän energiavarastointikapasiteettia voidaan kuitenkin kasvattaa yhdistämällä useita monoliittisia yksiköitä samaan järjestelmään. Vaikka kapasiteetin kasvattaminen tapahtuu näin modulaarisesti, jokainen yksikkö on itsessään monoliittinen.



Kuva 5 Monoliittinen topologia

1.3.2 Modulaarinen sarjakytkentä

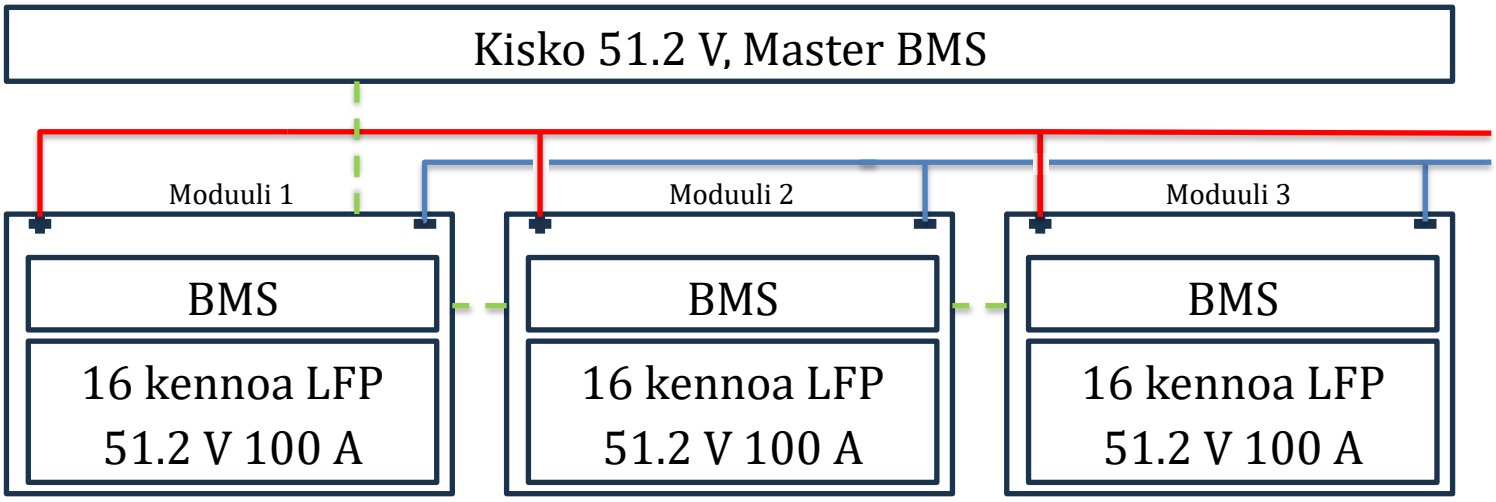
Moduulit, joiden nimellisjännite on yleensä noin 50 V, kytketään sarjaan täyden järjestelmän jännitteen saavuttamiseksi (kuva 6). Koko ketju (sarjaan kytkettyjen moduulien joukko) on kytketty invertteriin.



Kuva 6 Modulaarinen sarjatopologia

1.3.3 Modulaarinen LV-rinnankytkentä

Matalajänniteakkujärjestelmässä jännitettä ei yleensä voida skaalata, joten kapasiteetin kasvattaminen tapahtuu rinnankytkennällä. Yksittäiset moduulit, joiden nimellisjännite on enintään noin 55 V, kytketään rinnakkain akkujärjestelmän kokonaiskapasiteetin kasvattamiseksi (kuva 7).



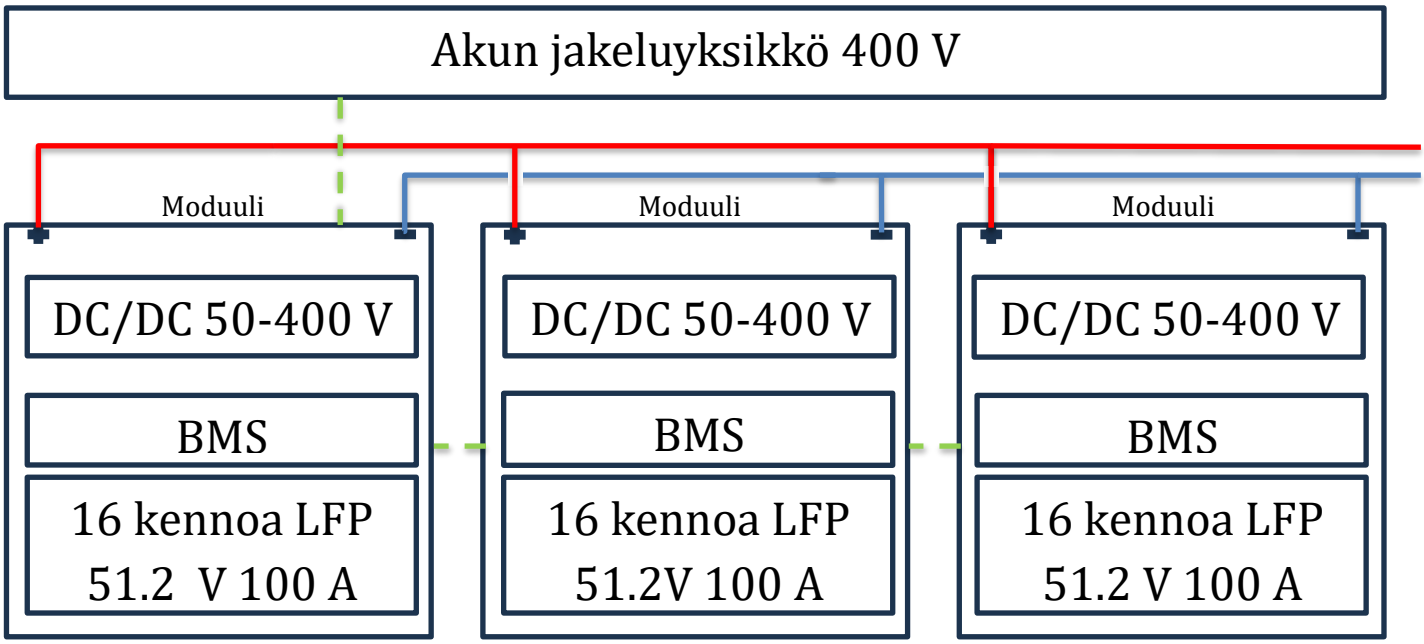
Kuva 7 Modulaarinen LV-rinnakkainen topologia

1.3.4 Modulaarinen HV-rinnankytkentä

Rinnakkaisessa moduuliliitännässä kaikki moduulit kytketään rinnakkain yhteiseen väyläjännitteeseen (kuva 8). Jännitteen sovittaminen akkujärjestelmän ja väylän välillä toteutetaan DC/DC-muuntimilla, mikä lisää

järjestelmän suunnittelun monimutkaisuutta moduulitasolla. Tällaisen arkkitehtuurin etuna on, että jokainen akkumoduuli voi itsenäisesti syöttää virtaa yhteiseen tasavirtaväylään ja edelleen invertterille.

Esimerkki modulaarisesta korkeajännitejärjestelmästä on Sofar Solarin BTS E5–E20-DS5 -järjestelmä, jossa käytetään 2 V:n akkumoduuleja. Jokaisessa moduulissa on DC/DC-muunnin, joka nostaa jännitteen noin 400 V:n tasavirtaväylälle, ja kaikki moduulit kytketään rinnakkain halutun akkujärjestelmän kapasiteetin saavuttamiseksi (kuva 8).



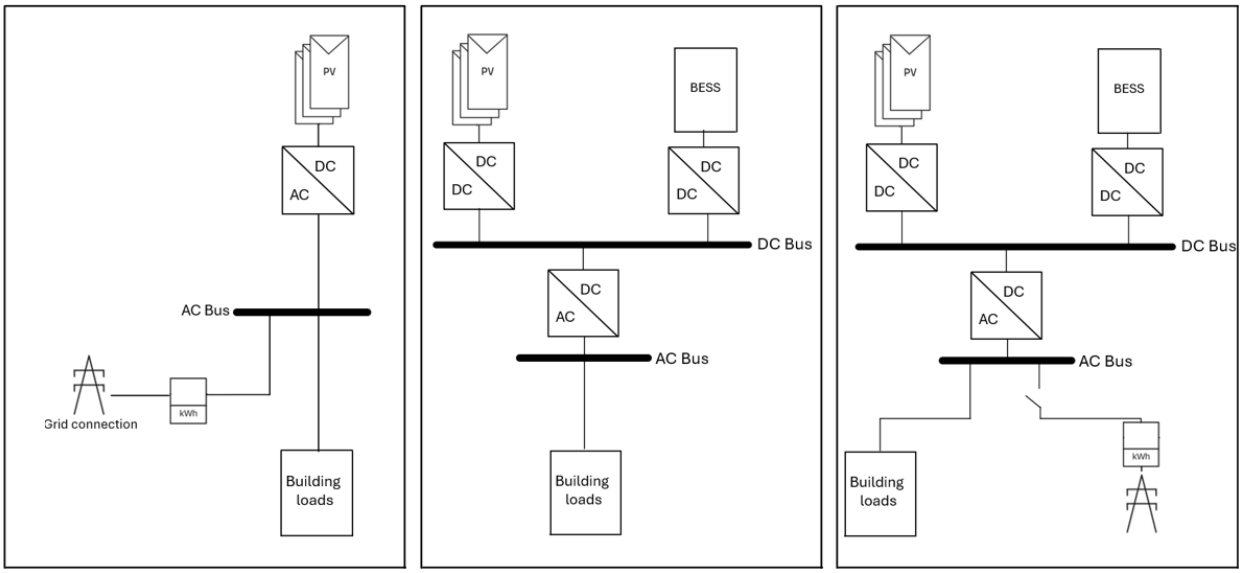
Kuva 8 Modulaarinen HV-rinnakkainen topologia

1.4 Akkujärjestelmän skaalautuvuus

Useita akkujärjestelmiä voidaan yhdistää suuremmaksi ja tehokkaammaksi kokonaisuudeksi, jolloin saavutetaan suurempi kokonaiskapasiteetti ja suurempi maksimiteho. Akkujärjestelmät voivat olla monoliittisia tai modulaarisia arkkitehtuureja, ja ne toteutetaan yleensä pino- tai tornirakenteena. Kapasiteetin ja maksimitehon kasvattaminen tapahtuu tällöin rinnankytkennällä. Tällainen yhdistäminen on akkujärjestelmän valmistajasta riippuen tuettu joko suoraan tai lisälaitteiston avulla, kuten sähkönjakeluyksiköiden avulla useiden akkujärjestelmien liittämiseksi samaan kokonaisuuteen.

Verkkoliitäntä ––verkko**invertteri, off-grid –invertteri** ja **all-grid** -invertteInvertterimallista riippuen (kuva 9) energian varastointia voidaan käyttää joko itsenäisen sähköverkon (off-grid) muodostamiseen tai julkisen sähköverkon tukemiseen verkkoon kytketyllä invertterillä. Sähkökatkon sattuessa tavallinen verkkoon kytketty invertterijärjestelmä ei pysty tarjoamaan varavirtaa, vaikka akuissa olisi riittävästi varastoitua energiaa. Joissakin tapauksissa akkujärjestelmään on hankittava lisälaitteita, jotta varavirran käyttö on mahdollista sähkökatkon aikana. Tällöin invertteri voi toimia saareketilassa joko kiinteistön sisäisessä verkossa tai itsenäisesti sähkökatkon aikana. Verkkoon kytketty invertteri muuntaa tasavirran (DC), esimerkiksi aurinkopaneeleista tulevan sähkön, vaihtovirraksi (AC), joka on synkronoitu julkisen sähköverkon kanssa. Tämän vuoksi se ei pysty toimimaan itsenäisesti ilman sähköverkkoa.

Off-grid-invertteri voi toimia täysin itsenäisesti julkisesta sähköverkosta ja syöttää vaihtovirtakuormia paikallisista tasavirtalähteistä, kuten akuista ja aurinkopaneeleista. Hybridi-invertteri yhdistää verkkoon kytketyn ja off-grid-invertterin toiminnallisuudet. Se voi toimia normaalisti verkkoon kytkettynä, mutta sähkökatkon aikana siirtyä saareketilaan ja syöttää kiinteistön kuormia akuista ja muista paikallisista energialähteistä (kuva 9).



Kuva 9 on-grid invertteri, off-grid invertteri, all-grid invertteri

2 Ydintekniset tiedot

2.1 Akkujen kemia

Akun kemia tarkoittaa materiaalien yhdistelmiä, joita käytetään energian varastointiin kemiallisessa muodossa. Kotitalouksien mittakaavan akkuenergian varastointijärjestelmissä kemian käyttö on siirtynyt lyijyhappoakuista litiumpohjaisiin kemioihin, ja nyt käytännössä jokainen akkujärjestelmä perustuu litiumiin. Jopa litiumkemiassa on ollut useita kehitysvaiheita, mukaan lukien kemiat kuten LCO (litiumkobolttioksidi) ja LMO (litiummangaanioksidi). Suurin osa vertailussamme kotitalouksien akkujärjestelmistä perustuu litium-rautafosfaatin (LFP/$LiFePO_4$) -kemiaan. Vain pieni osa akuista perustuu nikkeli-mangaanikoboltin (NMC) -kemiaan. LFP-järjestelmiä pidetään turvallisempina energian varastointiin niiden lämpö- ja kemiallisen stabiilisuuden vuoksi. LFP-akut ovat huomattavasti vähemmän alttiita lämpökarkaamiselle ja tulipaloille kuin NMC/NCA-kemiaan perustuvat akut. LFP-akuilla on pidempi käyttöikä, tyypillisesti 3000–6000 sykliä, mikä on ihanteellinen päivittäiseen kiertoon kotitalouksien energiavarastoinnissa. LFP-akut ovat myös edullisempia valmistaa, mikä tekee niistä helpommin saatavilla olevia kotitalouskäyttöön. Yksi LFP-kemian suurimmista haasteista on tasainen jännitepurkauskäyrä, joka tekee akun SoC-arvioinnista usein epätarkkaa ja vähentää akkujärjestelmän käyttökelpoista energiaa. Tähän haasteeseen vastaa kehittynyt akun varaustilan arviointi, joka on toteutettu BMS-järjestelmissä.

2.2 Nimelliskapasiteetti vs käyttökelpoinen kapasiteetti

Akun kapasiteetti kuvaa akun varauksen määrää ja ilmaistaan ampeeritunteina (Ah), kun taas akkujärjestelmän varastoima energia määräytyy kapasiteetin ja nimellisjännitteen perusteella ja ilmaistaan wattitunteina (Wh). Akun nimelliskapasiteetti on akkuun varastoitunut kokonaisenergia, kun se on uusi ja täyteen ladattu, ilmaistuna kilowattitunteina (kWh). Käyttökelpoinen kapasiteetti on se osa nimelliskapasiteetista, joka voidaan purkaa akun hallintajärjestelmän turvallisuusrajoitusten ja akun käyttöiän rajoitusten vuoksi, ilmaistuna kWh:ssa. Käyttökelpoinen kapasiteetti on tärkeä mittari, jota tulisi tarkastella akkujärjestelmän kokoa määrittäessä, sillä nimelliskapasiteetti voi olla harhaanjohtava. Nimelliskapasiteettia käytetään usein materiaalien markkinoinnissa ja mallien nimeämisessä, koska se on suurempi arvo.

Purkauksen syvyys

Purkaussyvyys (DoD) kuvaa, kuinka suuri osa akkuun varastoidusta energiasta on käytetty suhteessa sen nimelliseen energiasisältöön. Valmistajan määrittämä maksimipurkaussyvyys rajoittaa akun käyttöaluetta ja suojaa sitä ennenaikaiselta heikkenemiseltä. Käyttökelpoinen energiasisältö saadaan kertomalla akun nimellinen energiasisältö maksimipurkaussyvyydellä.

2.3 Teholuokitus

Akkujärjestelmän teholuokitus on maksimiteho kilowatteina (kW), jonka akku pystyy tarjoamaan tai absorboimaan tietyllä hetkellä. Se määrittää, mitä laitteita tai kuormia akku pystyy tukemaan ja vaikuttaa varajärjestelmäkykyyn sähkökatkojen aikana. Se vaikuttaa myös takaisinmaksuun eri akun käyttötiloissa, eli spot-hintalatauksessa/purkamisessa, huippuajossa. Teholuokitus määritellään jatkuvalla teholuokituksella, joka tarkoittaa akun jatkuvaa tehoa, sekä huipputehoa, joka määrittää lyhyet purkaukset (10–20 sekuntia) suurilla kuormilla, kuten lämpöpumpun kompressorin käynnistyksellä jne. Lisäksi on tärkeää ymmärtää tehon varaus- ja purkaussymmetria, sillä joillakin järjestelmillä voi olla erilainen maksimiteho latauksessa ja purkamisessa. Teholuokitusta rajoittaa usein invertterimalli, ei pelkästään akkumalli ja sen koko.

2.4 Edestakainen hyötysuhde

Akun edestakainen hyötysuhde (RTE) mittaa, kuinka paljon energiaa saat takaisin verrattuna siihen, mitä käytät täyden lataus-purkaussyklin aikana. Akun RTE:hen vaikuttavat muuntohäviöt, kennojen sisäiset häviöt, akun vanheneminen, akkujärjestelmän lämpötila ja ympäristön lämpötila. Edestakainen hyötysuhde ei ole vakio, vaan se annetaan tietyllä ympäristön lämpötilalla ja teholuokituksella. Ulkoakun asennuksessa edestakaiseen hyötysuhteeseen vaikuttaa voimakkaasti lämpöjärjestelmän toiminta kylmällä tai kuumalla säällä.

2.5 Syklin käyttöikä

Akun syklin käyttöikä tarkoittaa sitä, kuinka monta täyttä lataus-purkaussykliä akku pystyy suorittamaan ennen kuin sen käyttökelpoisuus laskee alle määritellyn kynnyksen (yleensä 70–80 % alkuperäisestä kapasiteetista). Yksi täysi sykli tarkoittaa akun purkamista täysin ladatusta tilasta sallittuun DoD-tasoon ja sen jälkeen lataamista takaisin täyteen. Syklin käyttöikä ilmaistaan usein x syklinä y %DoD:ssa. Syklin käyttöikämittarissa tulee myös olla tieto siitä, millä lämpötilalla ja purkautumisnopeudella syklissä suoritetaan, koska molemmat vaikuttavat syklin käyttöikään.

2.6 Takuu

Akkutakuu on valmistajan takuu suorituskyvystä ja luotettavuudesta tietyn ajan tai energiansiirron ajan. On olemassa seuraavat takuutyypit: aikaperusteinen takuu, joka kattaa kiinteän määrän vuosia, läpimenotakuu takaa tietyn määrän energiaa, kapasiteetin säilyttäminen varmistaa, että akku säilyttää vähimmäisosuuden alkuperäisestä käyttökelpoisesta kapasiteetista takuuajan päättyessä. Usein nämä yhdistetään lisäehtoihin, jotka määrittelevät takuun. Esimerkkinä voi olla 10 vuoden takuu tai 5000 sykliä, joissa kapasiteetti säilyy 80 %, mukaan lukien lämpötilaikkuna ja 80 % DoD.

3 Turvallisuus ja standardit

3.1 Sertifioinnit

CE (Euroopan yhdenmukaisuus) -merkintä varmistaa, että tuotteet täyttävät EU:n vaatimukset ja on pakollinen EU:n markkinoille pääsyssä. CE- ja EU-akkusäädösten alla on seuraavat keskeiset direktiivit:

- Matalajännitedirektiivi (LVD) - EN 62368-1 tai EN 60950-1 (sähköturvallisuus)
- Sähkömagneettinen yhteensopivuus (EMC) - EN 61000 -sarja
- RoHS-direktiivi (2011/65/EU) – vaarallisten aineiden rajoittaminen
- REACH-asetus – kemikaalien turvallinen käyttö
- EU:n akkusäädös (2023/1542) – vaatii merkinnät, QR-koodit ja kestävän kehityksen noudattamisen
- Akkupassi yli 2 kWh:n akuille helmikuusta 2027 alkaen
- Akkuturvallisuus EIC/EN 62619
- Litiumakkujen kuljetussertifikaatti UN 38.3
- EC 62133: Turvallisuustestaus litiumioniakuille

3.2 Akkujen standardit

Akuihin liittyy useita huomioitavia standardeja. Näitä ovat muun muassa perusturvallisuuteen, merkintöihin ja testaukseen, vaarallisiin kemikaaleihin sekä kuljetukseen liittyvät standardit. Standardit perustuvat direktiiveihin ja asetuksiin, ja akkuja koskee erityisesti EU:n asetus 2023/1542, jonka tavoitteena on edistää akkujen kiertotaloutta.

Taulukko 1. Pääasialliset standardit akkuturvallisuudelle

Standardi	Kuvaus
IEC 62619	Turvallisuusvaatimukset teollisuussovelluksissa käytettäville toissijaisille litiumakuille. Välttämätön C&I- ja asuinrakennusten varastointijärjestelmissä.
IEC 62133-2	Turvallisuus- ja testistandardi kannettaville litiumkennoille ja akuille (pääasiassa pienemmille kuluttajatuotteille).
IEC 62620	Suorituskykytestausstandardi suurikokoisille litiumioniakuille.
IEC 63056	Nouseva turvallisuusstandardi erityisesti kiinteille energian varastointijärjestelmille, joissa käytetään litiumioniakkuja.

Litiumioniakkujen turvallisuuteen liittyy useita standardeja. IEC 62619:2022 -standardi käsittelee teollisissa sovelluksissa käytettävien ladattavien litiumakkujen turvallisuusvaatimuksia, mukaan lukien kiinteät energiavarastointisovellukset. Näitä litiumakkuja käytetään esimerkiksi sähkön varastointijärjestelmissä, varavoimajärjestelmissä ja telekommunikaatiossa, sekä liikkuvissa sovelluksissa, kuten trukeissa tai merikäyttöisissä ajoneuvoissa. IEC 62133-2:2017 -standardi puolestaan määrittelee vaatimukset kannettaville suljetuille sekundäärikennoille ja niistä valmistetuille akuille. Se kattaa toissijaiset kennot ja akut, jotka sisältävät emäksisiä ja muita ei-happamia elektrolyyttejä. IEC 62620:2014 -standardi käsittelee teollisissa sovelluksissa käytettävien ladattavien litiumkennojen ja -akkujen merkintöjä, testausmenetelmiä ja vaatimuksia. Standardi kattaa kiinteät sovellukset, kuten telekommunikaation, keskeytymättömät virtalähteet (eng. Uninterruptible Power Supply, UPS), sähköenergian varastointijärjestelmät, sähköverkon kytkentälaitteet, hätävirtajärjestelmät sekä vastaavat sovellukset. Liikkuviin sovelluksiin kuuluvat esimerkiksi trukit, golfkärry, automaattisesti ohjatut ajoneuvot (eng. Automated Guided Vehicle, AGV), rautatiekalusto sekä merenkulkukalusto, mutta tieliikenneajoneuvot on rajattu tämän määritelmän ulkopuolelle.

Koko energian varastointijärjestelmää koskee EN IEC 63056:2020 -standardi, joka käsittelee näiden sekundääristen litiumkennojen ja -akkujen turvallisuutta silloin, kun niitä käytetään sähköenergian varastointijärjestelmissä, joiden suurin tasajännite on 1500 V. Standardi kattaa esimerkiksi telekommunikaatiojärjestelmät, keskushätävalaistus- ja hälytysjärjestelmät, kiinteät moottorin käynnistysjärjestelmät, aurinkosähköjärjestelmät, kotitalouksien energianvarastointijärjestelmät sekä suuret verkkoon liitetyt ja erilliset energian varastointijärjestelmät.

Akkuja koskeviin vaatimuksiin kuuluu myös CE-merkintä, joka on pakollinen lähes kaikille EU:ssa myytäville sähkölaitteille. CE-merkintä osoittaa, että tuote täyttää olennaiset EU:n terveys-, turvallisuus- ja ympäristönsuojelulainsäädäntöä koskevat vaatimukset. Akkujen CE-merkintään liittyvät muun muassa EN IEC 62368-1 ja EN 60950-1 -standardit, EN 61000 -standardisarja, RoHS-direktiiviin (2011/65/EU) sekä REACH-asetus.

EN 62368-1 ja EN 60950-1 kuuluvat EU:n pienjännitedirektiivin (2014/35/EU) soveltumisalaan. EN 62368-1 on korvannut aiemmat EN 60950-1 ja EN 60065 -standardit. Direktiivi varmistaa sähkölaitteiden turvallisuusvaatimuksien täyttymisen, ja EN 62368-1 käsittelee audio-, video-, tieto- ja viestintäteknologialaitteiden turvallisuutta. EN 61000 -standardisarja käsittelee sähkömagneettista yhteensopivuutta (eng. Electromagnetic Compatibility, EMC). Se varmistaa, että sähkölaitteet toimivat sähkömagneettisessa ympäristössään aiheuttamatta tai kärsimättä liiallisesta häiriöstä. Standardisarja sisältää muun muassa päästöstandardeja asuin-, liike- ja kevyen teollisuuden ympäristöihin sekä häiriönsietovaatimuksia asuin-, liike- ja kevyen teollisuuden ympäristöihin ja voimalaitos- ja sähköasemaympäristöihin.

RoHS-direktiivi (2011/65/EU) koskee vaarallisten aineiden rajoittamista sähkö- ja elektroniikkalaitteissa. Direktiivin tavoitteena on ehkäistä ihmisten terveydelle ja ympäristölle aiheutuvia riskejä rajoittamalla tiettyjen vaarallisten aineiden käyttöä sähkölaitteissa. Näitä aineita ovat esimerkiksi pehmittimet, raskasmetallit ja palonestoaineet. REACH-asetus käsittelee kemikaalien rekisteröintiä, arviointia, lupamenettelyä ja rajoituksia. REACH-asetus asettaa teollisuudelle vastuun kemikaaliriskien hallinnasta sekä turvallisuustietojen toimittamisesta. Tämän vuoksi valmistajien ja maahantuojien on kerättävä tietoa käyttämistään kemiallisista aineista ja rekisteröitävä ne Euroopan kemikaaliviraston (ECHA) keskitettyyn tietokantaan.

Akkujen kuljetus vaatii erityisiä turvallisuusvaatimuksia, ja tähän liittyy UN 38.3 -sertifiointi, joka koskee litium- ja litiumioniakkujen kuljetusta lento-, meri- tai maantiekuljetuksissa. Sertifiointi varmistaa, että litiumakuissa on sisäänrakennettuja suojatoimia, jotta akut kestävät fyysiset ja ympäristöön liittyvät rasitukset, kuten tärinät, iskut, korkeusvaihtelut, lämpötilan vaihtelut kuljetuksen aikana sekä koko käyttöiän ajan.

EU:ssa on uusi akkuihin liittyvä sääntelyuudistus, joka koskee ekosuunnittelua ja digitaalista tuotepassia. Digitaalinen akkupassi tulee olemaan pakollinen kevyiden kulkuvälineiden akuille, 2 kWh teollisuusakuille sekä sähköajoneuvojen akuille helmikuusta 2027 alkaen. Akkupassi sisältää tietoja sekä akkumallista että yksittäisestä akusta. Tämä varmistaa, että yleiset tiedot akkumallista ovat julkisesti saatavilla, mukaan lukien tiedot valmistajasta, akkutyypistä, kapasiteetista, materiaalikoostumuksesta, hiilijalanjäljestä, materiaalien vastuullisesta hankinnasta, kierrätetyn materiaalin osuudesta, uusiutuvan energian käytöstä sekä jätehuollosta. Akkupassin tiedot ovat saatavilla QR-koodin kautta, joka on linkitetty yksilölliseen tunnisteeseen. Tunnisteen luo markkinoille akkuja saattava taloudellinen toimija, joka vastaa akun tietojen tarkistamisesta, päivittämisestä ja tallentamisesta. Akkupassin tiedot perustuvat avoimiin standardeihin ja yhteensopiviin tietomuotoihin avoimen tiedonvaihtoverkon kautta. Asetus edellyttää, että akkupassi on yhteensopiva muiden EU:n ekosuunnittelulainsäädännön mukaisten digitaalisten tuotepassien kanssa.

3.3 Muuntimien standardit

Muuntimille on olemassa turvallisuusstandardeja, jotka varmistavat akkuenergian varastointijärjestelmissä käytettävien muuntolaitteiden sähköisen ja toiminnallisen turvallisuuden. EN 62109-1 ja EN 62109-2 yhdessä takaavat aurinkosähköinvertterien ja verkkoon kytkettyjen muuntimien turvallisuuden. EN 62109-1 sisältää yleiset vaatimukset, jotka koskevat kaikkia aurinkosähkön tehonmuunnoslaitteita. Standardi keskittyy määrittelemään vähimmäisvaatimukset tehonmuunnoslaitteiden suunnittelulle ja valmistukselle suojautumiseksi tulipaloilta, sähköiskuilta, mekaanisilta vaaroilta sekä muilta riskeiltä. EN 62109-2 puolestaan määrittelee erityiset turvallisuusvaatimukset DC-AC-inverttereille sekä tuotteille, jotka sisältävät invertteritoiminnon tai toimivat muiden toimintojen ohella, jos invertteri on tarkoitettu käytettäväksi aurinkosähköjärjestelmissä. Standardi koskee verkkoon liitettyjä, erillisiä (eng. stand-alone) sekä hybridisiä

monitoimisia inverttereitä. Tällaiset invertterit voivat saada energiansa aurinkosähkömoduuleista ja toimia yhdessä akkujen tai muiden energian varastointijärjestelmien kanssa. EN 62477-1 -standardi käsittelee myös turvallisuusvaatimuksia erityisesti tehoelektronisille muunninjärjestelmille, niiden varusteille ja komponenteille, joita käytetään sähköisen energian muuntamisessa ja kytkennässä. Standardi kattaa muun muassa ohjaus-, suojaus-, valvonta- ja mittaustoiminnot järjestelmille, joiden nimellisjännite on enintään 1000 V AC tai 1500 V DC.

Muuntimille on lisäksi olemassa suorituskykyä ja tehokkuutta koskevia standardeja. Näihin kuuluvat EN 61683, joka käsittelee tehomuuntimien hyötysuhdemittaukset, sekä EN 50530, joka sisältää invertterien suorituskyvyn testausta. EN 61683 -standardien tarkoituksena on määritellä menetelmät tehonmuuntimien sisäisen hyötysuhteen arvioimiseksi mittaamalla suoraan niiden tulo- ja lähtöteho tehdastestiolosuhteissa. Standardia sovelletaan tehonmuuntimiin, joita käytetään verkkoon liitetyissä ja erillisissä aurinkosähköjärjestelmissä silloin, kun ulossyöttö on vakaa vaihtojännite vakiotaajuudella tai vakaa tasajännite. EN 50530 -standardi määrittelee menetelmän invertterien maksimitehopisteen seurannan (eng. Maximum Power Point Tracking, MPPT) hyötysuhteen mittaamiseksi verkkoon liitetyissä aurinkosähköjärjestelmissä. Standardi koskee inverttereitä, jotka syöttävät energiaa pienjännitteiseen sähköverkkoon nimellisellä AC-jännitteellä ja -taajuudella, kattaen sekä staattisen että dynaamisen MPPT-hyötysuhteen.

Kuten akkujen, myös energian varastointijärjestelmään (eng. Energy Storage System, ESS) asennettujen muuntimien on täytettävä CE-merkinnän vaatimukset. Muuntimia koskevia CE-merkintään liittyviä direktiivejä ovat pienjännitedirektiivi (eng. Low Voltage Directive, LVD) 2014/35/EU ja sähkömagneettista yhteensopivuutta koskeva EMC-direktiivi (eng. Electromagnetic Compatibility) 2014/30/EU. Pienjännitedirektiivi varmistaa eurooppalaisten kansalaisten suojelun sähkölaitteisiin liittyviltä terveys- ja turvallisuusriskeiltä laitteissa, joiden käyttöjännite on 50–1000 V AC tai 75–1500 V DC. Direktiivi koskee laajaa valikoimaa sähkölaitteita riippumatta siitä, onko laite tarkoitettu kuluttaja- vai ammattikäyttöön. EMC-direktiivi puolestaan määrittelee vaatimukset laitteille ja kiinteille asennuksille ennen niiden markkinoille saattamista ja käyttöönottoa. Sen tavoitteena on varmistaa, että sähkö- ja elektroniikkalaitteet eivät aiheuta sähkömagneettisia häiriöitä, jotka voisivat häiritä muita laitteita, ja että ne pystyvät toimimaan oikein omassa sähkömagneettisessa ympäristössään ilman muiden laitteiden aiheuttamia häiriöitä.

Sähköverkkoon liittämistä ja yhteensopivuutta koskevat myös standardit, joita muuntimien on noudatettava voidakseen toimia jakelu- tai siirtoverkoissa. Näihin kuuluvat EN 50549-1 ja EN 50549-2 -standardit, jotka muodostavat EU:n sähköverkkosäännöstön (grid-code) puitteet tuotanto- ja energian varastointijärjestelmille ja määrittelevät muuntimien toiminnalliset vaatimukset. Lisäksi on olemassa maakohtaisia verkkosääntöjä, joiden mukaan energiantuotantolaitteiden on täytettävä paikalliset verkkoliitäntävaatimukset. Esimerkiksi Suomessa kaikkien yli 800 W (kategoria A) energiajärjestelmien on

täytettävä SJV2024-vaatimukset. EN 50549-1 määrittelee vaatimukset muuntimien toiminnalle, jotta ne voivat toimia turvallisesti ja tukea sähköverkkoa. Näihin kuuluvat muun muassa vikojen läpiajokyky (fault ride-through), jännitteen ja taajuuden toiminta-alueet, aktiivisen ja loistetehon säätö sekä suojaus- ja irtikytkentävaatimukset. Standardi koskee tuotanto- ja varastointiyksiköitä, jotka on liitetty pienjännitteiseen jakeluverkkoon. EN 50549-2 puolestaan koskee keskijänniteisiä jakeluverkkoja ja sisältää tiukempia ja monimutkaisempia vaatimuksia korkeamman jännitetason vuoksi. Näihin kuuluvat esimerkiksi parempi vikojen läpiajokyky, kehittyneemmät jännitteen ja taajuuden tukitoiminnot sekä verkon tukipalvelut ja ohjaustoiminnot. Molemmat standardit varmistavat, että kun muuntajapohjaiset järjestelmät, kuten akkujärjestelmät, ovat eurooppalaiseen jakeluverkkoon liitettyinä yhteensopivia, vakaita ja turvallisia.

Monet nykyaikaiset tehoelektroniset järjestelmät perustuvat vahvasti ohjelmistoon ja automaattiseen ohjaukseen, minkä vuoksi IEC 60730-1 on tärkeä standardi. Standardi määrittelee vaatimukset sähkölaitteiden automaattisille ohjausyksiköille. Nämä ohjaimet voivat olla elektronisia, sähkömekaanisia tai ohjelmistopohjaisia, ja ne ovat usein integroituna osaksi suurempia järjestelmiä. Standardi keskittyy toiminnalliseen turvallisuuteen varmistamalla, että ohjausjärjestelmä tunnistaa viat, reagoi turvallisesti poikkeaviin olosuhteisiin eikä mikään vika johda vaaralliseen tilanteeseen.

3.4 Järjestelmän suojaus ja turvallisuus

Järjestelmien suojaus ja turvallisuus sisältävät monia energian varastointijärjestelmiä koskevia turvallisuusvaatimuksia, jotka ovat linjassa kansainvälisten ja eurooppalaisten standardien kanssa. EN IEC 63056:2020-standardi määrittelee energian varastointijärjestelmien turvallisuusvaatimukset kattamalla sähkösuojauksen, lämmönhallinnan, eristyksen, vikojen käsittelyn sekä paloriskin vähentämisen järjestelmätasolla. Muita paloturvallisuuteen liittyviä standardeja ovat UL 9540 ja UL 9540A sekä NFPA 855. UL 9540 on ESS-järjestelmien ja niihin liittyvien laitteiden turvallisuusstandardi, joka varmistaa, että ESS-järjestelmän komponentit toimivat yhdessä turvallisena kokonaisuutena ja järjestelmä voidaan asentaa aiheuttamatta vaaraa ihmisille tai ympäristölle. UL 9540A puolestaan on testausmenetelmä ESS:lle, jossa arvioidaan ja dokumentoidaan paloriskejä, erityisesti lämpökarkaamista (thermal runaway) ja palon leviämistä. Testimenetelmä tuottaa tärkeää tietoa siitä, miten akut käyttäytyvät äärimmäisissä olosuhteissa, ja auttaa tunnistamaan riskejä, kuten palon leviämisen, räjähdysvaaran ja kaasupäästöt. NFPA 855 on standardi kiinteiden ESS-järjestelmien asennukselle ja määrittelee vähimmäisvaatimukset ESS-järjestelmiin liittyvien vaarojen hallitsemiseksi sekä ottaen huomioon elintärkeät henkiturvallisuustekijät. Standardi käsittelee muun muassa palon havaitsemisen ja ESS-järjestelmien sijoittelun ja erottamisen muista rakenteista sekä sammutus- ja ohjausjärjestelmät. Lisäksi se sisältää myös ohjeet ilmanvaihdon asetusarvoista.

EN 50272-2 on standardi kiinteille sekundäärisille akuille ja akkuasennuksille, joiden nimellisjännite on enintään DC 1500 V. Standardi sisältää keskeiset suojaustoimenpiteet sähkön, kaasupäästöjen ja

elektrolyyttien aiheuttamilta vaaroilta. EN 50272-2 määrittelee turvallisuusvaatimukset akkujen asennukselle, käytölle, tarkastukselle, huollolle ja hävittämiselle. Lisäksi on olemassa EN IEC 62485-2 -standardi, joka sisältää samoja osa-alueita kuin EN 50373-2, mutta on sovellettavissa maailmanlaajuisesti. EN IEC 62485-2 -standardia käytetään erityisesti uudemmissa suunnitelmissa, tutkimuksissa ja raporteissa, ja se korvaa EN 505272-2 -standardin.

EN 62933 ja EN 50549 -standardit koskevat verkkoon kytkettyjä energian varastointijärjestelmiä. IEC 62933-5 koostuu kahdesta osasta, joissa EN 62933-5-1 käsittelee verkkoon liitettyjen energian varastointijärjestelmien perusmäärittelyä ja turvallisuusnäkökohtia. EN 62933-5-2-standardi puolestaan keskittyy tarkemmin sähkökemiallisiin järjestelmiin ja kuvaa niiden turvallisuusvaikutuksia käyttöympäristöön verkkoon liitetyissä energian varastointijärjestelmissä. EN 50549 -standardi on myös jaettu kahteen osaan. EN 50549-1 koskee pienjännitejakeluverkkoja (enintään 1000 V AC) ja EN 50549-2 keskijännitejakeluverkot (1–35 kV). Nämä standardit määrittelevät yhdessä turvalliseen käyttöön vaadittavat suojaustoiminnot, kuten yli- ja alijännitesuojauksen, yli- ja alitaajuussuojauksen, saarekeilmiön eston (anti-islanding) sekä automaattisen irtikytkennän sähköverkosta poikkeavissa käyttötilanteissa. IEC 62477-1 -standardi määrittelee tehoelektroniikan turvallisuusvaatimukset, mukaan lukien ohjauksen, suojauksen, seurannan ja mittaukset, suojaten ylivirralta ja oikosuluilta. IEC 61508 -standardi puolestaan käsittelee toiminnallista turvallisuutta ja turvallisuuteen liittyviä ohjaustoimintoja, kuten akunhallintajärjestelmän suojauslogiikan ja hätäkatkaisutoiminnon. Standardin tavoitteena on varmistaa järjestelmien turvallisuus ja luotettavuus koko niiden elinkaaren ajan.

3.5 Lämmönhallinta

Lämmönhallinta on kehitetty pitämään akut optimaalisessa käyttölämpötilassa. Paremmalla lämmönhallinnalla akkujärjestelmillä on pidempi odotettu käyttöikä ja syklin kesto. Optimaalisella lämpötilalla akkujärjestelmät voivat saavuttaa parhaan mahdollisen kokonaishyötysuhteen (eng. Round-Trip Efficiency, RTE). Monissa järjestelmissä käytetään passiivista jäähdytysmenetelmää, joka perustuu luonnolliseen konvektioon ja lämmön haihtumiseen kotelon läpi. Tämä ratkaisu on yksinkertainen, kustannustehokas eikä sisällä liikkuvia osia. Menetelmän haittapuolena on kuitenkin sen rajallinen tehokkuus kuumissa ilmastoissa tai suuritehoisissa järjestelmissä. Monet LFP-akkujärjestelmät käyttävät passiivista jäähdytysmenetelmää. Aktiivisessa ilmajäähdytyksessä käytetään tuulettimia, jotka kierrättävät ilmaa kotelon sisällä, mikä parantaa lämpötilan hallintaa passiivisiin järjestelmiin verrattuna. Tuulettimien lisääminen koteloon kuitenkin lisää melua, liikkuvien osien määrää sekä sähkönkulutusta. Nestejäähdytyksessä jäähdytysneste kiertää kennojen ympärillä olevissa kanavissa, mikä mahdollistaa tehokkaan lämmönpoiston ja tasaisemman lämpötilan, mutta lisää järjestelmän monimutkaisuutta ja kustannuksia. Esimerkiksi Tesla Powerwall käyttää nestejäähdytystä, mikä on yksi syy sen monoliittiseen arkkitehtuuriin. Alle nollan lämpötiloissa akkujärjestelmät käyttävät resistiivisiä lämmityselementtejä kennojen lämpötilan nostamiseksi, jotta akun lataaminen olisi mahdollista. Akkujärjestelmien käyttö

pakkasolosuhteissa heikentää merkittävästi RTE:tä, koska osa energiasta käytetään akun lämmittämiseen sen toimintaa varten.

3.5.1 Sylinterimäiset kennot

Sylinterimäisten kennojen lämmönhallinta perustuu tyypillisesti ilmajäähdytykseen, nestejäähdytykseen tai yhä useammin immersiojäähdytykseen sovelluksen tehovaatimuksista riippuen. Ilmajäähdytyksessä pakotettu ilma kierrätetään kennojen rivien välissä. Tätä menetelmää käytetään pääasiassa matala- ja keskitehoisissa järjestelmissä, ja se on kustannustehokas ratkaisu, mutta sen lämmönpoistokyky ja lämpötilan tasaisuus ovat rajallisia. Nestejäähdytyksessä jäähdytysputket tai kylmälevyt integroidaan kennorivien väliin tai moduulien alle, mikä tarjoaa huomattavasti korkeammat lämmönsiirtokertoimet sekä paremman lämpötilan tasaisuuden. Immersiojäähdytys on suora jäähdytysmenetelmä, jossa kennot upotetaan dielektriseen nesteeseen, mikä tarjoaa erittäin hyvän lämpötilan tasaisuuden sekä suuren lämmönpoistokapasiteetin.

Sylinterimäisten kennojen metallikuoren ja pääasiassa radiaalisen lämmönjohtumisen ansiosta lämpö siirtyy tehokkaasti kennon ulkokuoreen. Akkumoduuleissa nestejäähdytys toteutetaan yleensä jäähdytysputkilla tai kylmälevyillä, jotka sijoitetaan kennojen rivien väliin tai moduulin alle. Tämä parantaa lämmön poistumista ja lämpötilan tasaisuutta verrattuna ilmajäähdytykseen. Sylinterimäisten kennojen mekaaninen jäykkyys mahdollistaa hyvän puristuspaineen ja siten tehokkaan lämpökontaktin jäähdytysrakenteisiin. Toisaalta kennojen suuri lukumäärä tekee jäähdytysjärjestelmästä rakenteellisesti monimutkaisen, ja virtauskanavien suunnittelussa on vältettävä lämpötilaerojen syntymistä sekä paikallisia kuumia pisteitä.

3.5.2 Prismaattiset kennot

Prismaattisten kennojen lämmönhallinta toteutetaan pääasiassa nestejäähdytetyillä kylmälevyillä, jotka kiinnitetään kennon toiseen tai molempiin suuriin tasaisiin pintoihin. Suorakulmainen geometria mahdollistaa tehokkaan pintakosketuksen jäähdytysrakenteisiin ja yksinkertaistaa moduulirakennetta verrattuna sylinterimäisiin kennoihin. Tämä sivujäähdytys on yleisin ja tehokkain ratkaisu, mutta jotkut rakenteet käyttävät myös pohjajäähdytystä rakenteellisen yksinkertaisuuden vuoksi. Prismaattisille kennoille käytetään myös pohjajäähdytys- ja kennojen välisiin sijoitettuja jäähdytyslevyratkaisuja lämmönhallinnassa. Pohjajäähdytyksessä kennojen alle sijoitettu jäähdytyslevy yksinkertaistaa moduulin rakennetta, mutta voi johtaa pystysuuntaisiin lämpötilaeroihin. Kennojen väliin sijoitetut jäähdytyslevyt puolestaan parantavat lämpötilan tasaisuutta, mutta lisäävät rakenteellista monimutkaisuutta. Koska prismaattiset kennot ovat usein kooltaan suuria, niiden sisällä voi kehittyä lämpötilaeroja, erityisesti suurilla varaus- ja purkausvirroilla. Tämän vuoksi riittävä jäähdytyspinta-ala sekä tasainen puristuspaine ovat keskeisiä tekijöitä lämpötilan tasaisuuden varmistamisessa.

3.5.3 Pussikennot

Pussikennojen lämmönhallinta perustuu pääasiassa pussikennon pinnan jäähdytykseen, jossa jäähdytyslevyt painetaan kennon suuria tasaisia pintoja vasten. Ohuen rakenteen ja suuren pinta-ala-tilavuussuhteen ansiosta lämpö siirtyy tehokkaasti kennon paksuussuunnassa, mikä mahdollistaa erittäin hyvän lämpösuorituskyvyn, kun riittävä puristuspaine on varmistettu. Yleinen ratkaisu on pinorakenne, jossa pussikennot ja jäähdytyslevyt vuorottelevat lämpötilan tasaisuuden parantamiseksi. Myös upotusjäähdytys soveltuu pussikennoille, sillä koko kennon pinta-ala voidaan tehokkaasti hyödyntää lämmönsiirtoon. Koska pussikennossa ei ole jäykkää metallikuorta, se vaatii mekaanisen puristusjärjestelmän turpoamisen hallitsemiseksi ja lämpökontaktin ylläpitämiseksi. Muussa tapauksessa kontaktivastus voi kasvaa ja hyötysuhde laskea.

3.6 Palo- ja sähköiskuturvallisuus

Paloturvallisuus kotitalousjärjestelmissä perustuu sisäänrakennettuihin BMS-suojauksiin, käytettyyn kennokemiaan sekä mahdollisiin lisäpalonsammutusjärjestelmiin. Akunhallintajärjestelmä on ensimmäinen suoja sähköisiin vaaroihin ja lämpökarkaamiseen liittyviä riskejä vastaan. Keskeisiä suojaustoimintoja ovat ylilataus- ja ylipurkaussuojaus, ylivirta- ja oikosulkusuojaus, ylikuumenemissuojaus, kennon tasapainotus sekä vikojen eristäminen. Tärkeimmät huomioon otettavat standardit ovat:

- IEC/TS 62933-5-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-1: Safety considerations for grid-integrated EES systems - General specification
- IEC 62933-5-2:2020 © IEC 2020: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-2: Safety requirements for grid-integrated EES systems - Electrochemical-based systems

Eri kemioilla on erilainen lämpövakaus, LFP-kemialla on korkeampi lämpövakaus kuin NMC-kemialla, ja se on usein suositumpi valinta asuinjärjestelmissä. Kaikkien asuinkäyttöön tarkoitettujen akkukemioiden on läpäistävä asianmukainen sertifiointi, minkä vuoksi järjestelmiä voidaan pitää turvallisina. NMC-kemiaan perustuvissa järjestelmissä käytetään usein kehittyneempiä lämmönhallintamenetelmiä turvallisen käytön varmistamiseksi. Esimerkiksi Tesla Powerwall käyttää nestejäähdytystä.

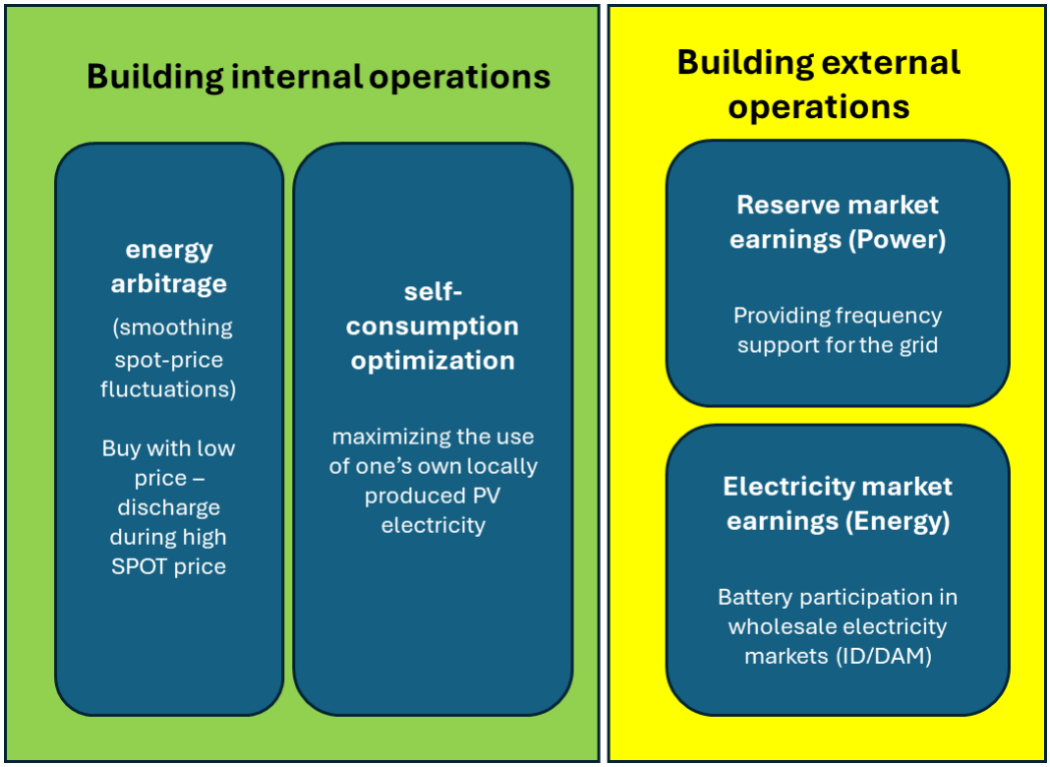
Palonsammutusjärjestelmät ovat lisäkerros akkujärjestelmän turvallisuuteen. Palonsammutusjärjestelmät ovat järjestelmiä, joiden tarkoituksena on rajoittaa tai estää lämpökarkaamisesta aiheutuvan palon leviämistä. Nämä järjestelmät voivat sisältää esimerkiksi erillisiä kotelorakenteita, jotka estävät palon leviämisen kennosta toiseen, tai akkuosaston täyttämisen palamattomalla kaasulla, joka tukahduttaa palon tehokkaasti.

Lisäksi paloturvallisuutta voidaan parantaa muilla toimenpiteillä kuten aiemmin mainitulla lämmönhallinnalla, fyysisillä suojarakenteilla, kuten palonkestävillä koteloilla, sekä sijoittamalla akkujärjestelmä rakennuksen ulkopuolelle tai erilliseen tilaan varsinaisesta asuinrakennuksesta.

4 Energianhallinta ja ohjaus

4.1 EMS-ominaisuudet – kuormansiirto, huippujen ajelu, itsekulutuksen optimointi

Energianhallintajärjestelmä (eng. Energy Management System, EMS) ohjaa energian käyttöä akkujärjestelmän, aurinkovoimalan ja rakennuksen oman kulutuksen ja sähkön verkkoon myynnin välillä. Kuvassa 10 esitetään, miten EMS:n toiminnot voidaan jakaa rakennuksen sisäisiin ja ulkoisiin toimintoihin. Valtaosassa inverttereitä on integroitu EMS-ohjelma, mutta EMS voi myös olla itsenäinen laite järjestelmässä. EMS voi myös olla rajattu hallitsemaan ainoastaan rakennuksen tai käyttöpaikan sisäistä energiankäyttöä, tai se voi olla osa laajempaa, sähköverkon tasaustoimintoihin liitettyä järjestelmää. EMS voi noudattaa useita optimointistrategioita. Kuvan 10 näyttämät ulkoiset toiminnot vaativat aggregaattorin, joka toimii joko reservimarkkinoilla (TSO/Fingrid) tai tukkusähkömarkkinoilla (Nordpool tai EPEX-Spot). Tämä aggregaattori voi olla joko ns. itsenäinen aggregaattori tai omata tasepalveluiden tuottajan, (Balance Service Provider; BSP) -statuksen.



Kuva 10. Kiinteistön akkujärjestelmän sisäiset ja ulkoiset toiminnot.

Oman kulutuksen optimointi on energianhallintastrategia, jonka tavoitteena on käyttää mahdollisimman paljon itse tuotetusta aurinkoenergiasta paikallisesti. Siinä kiinteistön tuottama aurinkoenergia ohjataan joko suoraan kiinteistön omaan käyttöön tai varastoidaan myöhempää käyttöä varten. Pääsääntöisesti energiavarastona toimii akku, mutta on myös mahdollista ohjata ylijäämäistä tuotantoa kiinteistön käyttöveden lämmitykseen tai tilojen lämmitykseen/jäähdytykseen. Paikallisen tuotannon vähentyessä, aletaan tuotettua energiaa hyödyntämään purkamalla akkua.

Toinen strategia on kuorman siirto ja optimointi pörssisähkön hinnan mukaan. Tässä tavoitteena on ajoittaa suurin kulutus ajankohdalle, jolloin sähkö on halpaa, ja myydä sähköä verkkoon sen ollessa kalliimpaa (Kuva 10, energy arbitrage (energia-arbitraasi)). Tämä optimointi ei edellytä omaa tuotantoa, kuten aurinkovoimalaa, vaan sitä voidaan toteuttaa pelkällä energiavarastolla, tai se voidaan yhdistää käytettäväksi oman kulutuksen optimoinnin kanssa tilanteissa, joissa oma tuotanto on vähäistä, eikä riitä kattamaan kiinteistön kulutusta.

Kolmas yleinen optimointistrategia aiempien rinnalla on kulutushuippujen tasaaminen, jossa tavoitteena on tasata kulutushuippuja. Saarekekäytössä (off grid) kiinteistö ei ole yhteydessä sähköverkkoon, joten ulkoiset pörssisähköoptimoinnit ja mahdolliset reservimarkkinatoiminnot eivät ole mahdollisia. Erityisen tärkeässä roolissa on saarekekäytössä oman kulutuksen optimointi, sillä yleensä saatavilla oleva energiamäärä on myös rajallinen.

4.2 Reservimarkkinat

Nimetyn sähkömarkkinaoperaattorin (NEMO) ylläpitämä sähkömarkkina pyrkii sovittamaan sähkön tuotannon ja kulutuksen. Samaan aikaan reservimarkkinat, joita hallinnoi pääasiassa siirtojärjestelmävastaava (Transmission System Operator, TSO), keskittyvät verkon taajuuden vakauden ylläpitämiseen. He tekevät tämän hankkimalla pääsääntöisesti tehopohjaisia reservituotteita markkinaosapuolilta, joita kutsutaan tasepalveluiden tarjoajiksi (Balance Service Provider, BSP).

Suomessa on viisi reservituotetta, joista jokainen palvelee eri tarkoitusta. Nämä reservituotteet on suunniteltu toimimaan yhdessä vastaamaan sähköjärjestelmän erilaisia tarpeita, joten niillä on erilaiset tekniset vaatimukset ja ne aktivoidaan eri tavoin.

Reservimarkkinoiden tuotteet voidaan yleisesti jakaa kolmeen pääkategoriaan niiden aktivointinopeuden, aktivointimenetelmien ja ohjaussuunnan perusteella. Pääasialliset varatuotteiden tyypit ovat taajuuden hallintareservit (Frequency Containment Reserves, FCR-D, FCR-N), Taajuuden palautusreservit (Frequency Restoration Reserves, aFRR, mFRR) ja Nopea taajuusreservi (Fast Frequency Reserve, FFR).

4.2.1 Taajuuden ohjausreservit (FCR-N, FCR-D)

Normaalitaajuuden ylläpitoreservi(FCR-N) on jatkuvaa taajuuden hallintaa normaalilla taajuusalueella 49,9–50,1 Hz. Frequency Containment Reserve for Disturbances (FCR-D) on tarkoitettu jatkuvaan taajuuden hallintaan häiriötilanteissa. Tavoitteena on estää taajuuspoikkeamat 49,0-51,0 Hz:n välillä häiriöiden aikana.

4.2.2 Restaurointireservit (aFRR, mFRR)

Automaattinen taajuudenpalautusreservi (aFRR) ylläpitää tuotannon ja kulutuksen tehotasapainoa sekä palauttaa taajuuden nimellisarvoon (50,0 Hz). Se aktivoituu automaattisesti, kun taajuus poikkeaa sähköverkon mittauspisteestä. Manuaalinen taajuuspalautusreservi (mFRR) on tarkoitettu samaan tarkoitukseen, mutta TSO ohjaa sitä manuaalisesti.

4.2.3 Nopea taajuusreservi (FFR)

Matalan inertian tilanteiden hallinta. Hankitaan vain tiettyihin vuodenaikoihin inertiaennusteiden ja sähköjärjestelmän toimintatilan perusteella.

4.3 Virtuaaliset voimalaitokset ja osallistuminen reservimarkkinoille

Yksittäinen kotitalouden akku ei yleensä täytä Fingridin ylläpitämien reservituotteiden teho- ja kapasiteettivaatimuksia. Reservimarkkinoille osallistumiseen riittävän suurten yksiköiden muodostamiseksi useita akkuvarastoyksiköitä voidaan yhdistää virtuaalivoimalaitokseksi (Virtual Power Plant, VPP) ohjelmiston avulla, joka käytännössä toimii samankaltaisesti kuin energianhallintajärjestelmä (Energy Management System, EMS). VPP:ssä hallittavien energialähteiden määrä on suurempi, ja pienemmät resurssit yhdistetään yhdeksi suuremmaksi kokonaisuudeksi VPP-ohjelmiston avulla.

VPP voi hallita erilaisia energialähteitä, kuten sähköntuotantoa, kulutusta tai energian varastointia. Ohjelmisto yhdistää tehokkaasti energialähteet ja sähkömarkkinat. Jotkin VPP-ratkaisut pystyvät toimimaan samanaikaisesti sähkömarkkinoilla (vuorokausi ja päivän sisäiset markkinat) sekä reservimarkkinoilla; tällaisia ratkaisuja kutsutaan multimarkkina-VPP-järjestelmiksi. Multimarkkinatoiminta ja optimointi näillä markkinoilla voivat merkittävästi parantaa kotitalousakkujen kannattavuutta.

Perinteisesti sähköjärjestelmä vaatii katkeamattoman avointen toimitustenketjun sekä kulutukselle että tuotannolle. Tässä ketjussa toimivat tyypillisesti sähkön kuluttaja ja/tai tuottaja, sähkönmyyjä (RE), tasevastaava (Balance Responsible Party, BRP) sekä lopuksi Fingrid siirtoverkonhaltijana (Transmission System Operator, TSO). Reservimarkkinoilla toimiminen edellyttää yleensä tasepalveluiden tarjoajan (Balance Service Provider, BSP) asemaa, ja BRP voi automaattisesti toimia BSP:nä reservimarkkinoilla.

Vuonna 2023 esiteltiin uutena mahdollisuutena itsenäinen aggregointi (Independent Aggregator, IA). Tällöin toiminta ei edellytä tasepalveluiden tarjoajan (BSP) tai tasevastaavan statusta, eikä se vaadi myöskään sähkönmyyjän (RE) hyväksyntää.

Tyypillinen järjestely tällaisissa järjestelmissä on, että aggregaattori tekee yhteistyötä akku- ja invertterivalmistajan kanssa ja on erikoistunut ohjaamaan tiettyä laitemallia tai tuoteperhettä. Tällaisella aggregaattorilla voi olla vain yksi tai muutama laitemalli, jotka on hyväksytty käytettäväksi reservimarkkinoilla. Tämä johtaa käytännössä siihen, että järjestelmä rajautuu ennalta määriteltyyn akun ja invertterin yhdistelmään, mikä rajoittaa merkittävästi kuluttajille tarjolla olevien akkujärjestelmien valintamahdollisuuksia.

Reservimarkkinoille osallistumisen mahdollistamissa järjestelmissä investoinnin takaisinmaksuaikaa voidaan usein lyhentää, sillä niistä saatavat tulot ovat olleet huomattavasti suurempia verrattuna pelkkään sähkön spot-hintojen optimointiin. Yksi keskeinen tekijä on se, kuinka suuri osa akkukapasiteetista on varattu reservipalveluille ja kuinka paljon kapasiteettia jää omistajan käyttöön esimerkiksi itsekulutuksen optimointia tai muita käyttötarkoituksia varten. Aggregaattorit esittävät tyypillisesti, että reservikäytön todellinen vaikutus käytettävissä olevaan akkukapasiteettiin on vähäinen ja että suurin osa akusta säilyy omistajan käytössä, lukuun ottamatta pientä varattua kapasiteettiosuutta.

4.4 Älykotien integraatio – API:n saatavuus, yhteensopivuus kodin automaation kanssa

Sovellusohjelmointirajapinta (API) on laajasti käytetty tapa, jossa eri ohjelmat, sovellustasot tai järjestelmät voivat olla vuorovaikutuksessa keskenään. Erittäin yleinen viestintäprotokolla API-rajapinnoille on HTTP (ja HTTPS), protokollat, joita käytetään myös tavallisilla verkkosivuilla. Tällainen API toimii tyypillisesti asiakas-palvelin-vuorovaikutuksen periaatteella, jossa asiakas tekee pyynnön ja palvelin vastaa pyyntöön. Jotkut invertterivalmistajat tarjoavat API:n, jonka kautta invertterin mittausdata saadaan järjestelmästä. Useimmiten invertterit eivät tarjoa tapoja ohjata järjestelmää HTTP-rajapinnan avulla, vaan se tehdään yleensä, jos mahdollista, käyttämällä yleisimpiä kenttäväyläprotokollia, kuten Modbus (TCP tai RTU).

Laajempaan energiavarojen hallintaan kodissa tai muussa rakennuksessa akkujärjestelmän tai invertterin integroidussa EMS:ssä on usein rajalliset ominaisuudet. Tämä mahdollistaa sen yhdistämisen kolmannen osapuolen energianhallintajärjestelmään tai kodin automaatiojärjestelmään, mutta siihen liittyy myös omat haasteensa laitteiden yhteensopivuuden suhteen. Kaupalliset kodin energianhallintavaihtoehdot eivät ole vielä yleisiä, ja toimivan järjestelmän tekeminen vaatii yksityiskohtaista tietoa sekä EMS:stä että invertterin liitännöistä. Tästä syystä jotkut EMS-palveluntarjoajat ilmoittavat yhteensopivuudesta vain valittujen

invertterimallien kanssa, mikä rajoittaa käytettävissä olevia vaihtoehtoja järjestelmän hankinnassa. Se myös rajoittaa merkittävästi mahdollisuuksia muokata tällaista järjestelmää olemassa olevaan järjestelmään.

Toinen haara, kaupallisesti saatavilla olevien EMS-järjestelmien rinnalla, on vapaasti saatavilla olevat järjestelmät, kuten OpenEMS ja Home Assistant. Nämä järjestelmät voivat integroitua kodin automaatioon ja muihin rakennusjärjestelmiin, kuten veden lämmityksen ohjaamiseen releiden avulla, mutta vaativat myös yksityiskohtaisempaa tietoa ja osallistumista rakennuksen järjestelmiin. Tarjoamalla avoimen alustan yhteensopivuus on vähemmän ongelma, mutta vaatii silti tietoa käytettävissä olevista järjestelmän komponenteista. Lisäksi EMS:n perustaminen näiden vapaasti saatavilla olevien vaihtoehtojen pohjalta vaatii teknistä asiantuntemusta, sillä usein toteutus on suoritettava loppukäyttäjän toimesta.

5 Asennus ja fyysiset ominaisuudet

5.1 Ympäristö

Markkinoilla olevat kotitalouksien akkujärjestelmät on suunniteltu joko sisäasennukseen tai tukevat sekä sisä- että ulkoasennusta. On syytä huomata, että ulkokäyttöön soveltuviksi luokitellut akkujärjestelmät eivät aina sovellu ulkokäyttöön Suomessa kylmien talvien vuoksi. Sisäasennuksessa suurin haaste voi olla esimerkiksi löytää talon teknisistä tiloista sopiva vapaa tila akkujärjestelmälle. Ulkoasennuksessa akkujärjestelmällä on oltava korkea kotelointiluokka (IP-luokitus) ja sen on oltava varustettu lämpöhallintajärjestelmällä. Yksinkertaisin ratkaisu on lämpövastukset, jotka on asetettu kennojen ympärille. Litiumioniakkuja ei voi ladata pakkasessa, siksi ne on esilämmitettävä kylminä päivinä turvallisen latauksen varmistamiseksi. Akkujärjestelmien käyttöalue on yleensä 0–50 °C sisäasennukseen suunnatuissa malleissa, ja –10–50 °C ulkoasennukseen soveltuvissa malleissa. Jotkut mallit lupaavat toimivansa jopa -30 °C. Suomen talviolosuhteissa tämä alaraja ei kuitenkaan usein ole riittävä. Akkujärjestelmän BMS tulee suojata akku ja estää akun toiminta, kun lämpötila on käyttöalueen ulkopuolella, mikä käytännössä rajoittaa akkujärjestelmän toimintaa hyvin kylminä päivinä. Vaikka ulkoasennus on teknisesti mahdollista, suurin haittapuoli on heikentynyt hyötysuhde. RTE voi laskea huomattavasti, kun ympäristön lämpötila on matala, ja akkujärjestelmän lämmittämiseen on käytettävä lämpövastuksia. Monet valmistajat eivät mainitse RTE:tä tuoteselosteissaan. Jos RTE on listattu, se usein esitetään optimaalisessa lämpötilassa tai tietyllä lämpötila-alueella sekä mukana on huomautus mahdollisesta poikkeamasta ideaalisten olosuhteiden ulkopuolella.

5.2 Asennus

Akkuihin perustuvat energianvarastointijärjestelmät (eng. Battery Energy Storage System, BESS) voidaan asentaa joko sisä- tai ulkotiloihin. Tärkeintä on varmistaa, että asennus takaa akulle ja invertterille asianmukaiset käyttöolosuhteet laitteiston teknisten vaatimusten mukaisesti. Useimmat akkujärjestelmät on suunniteltu asennettaviksi lattialle seisovaan asentoon. Joissakin järjestelmissä on myös mahdollisuus seinäkiinnitykseen. Akkujen suuren painon vuoksi lattialle asennettava ratkaisu on kuitenkin usein

suositeltavin. Kaikissa tapauksissa akkujärjestelmän asennus edellyttää, että akun ja invertterin ympärille jätetään riittävästi vapaata tilaa.

Ympäristöolosuhteet, kuten lämpötila ja ilmankosteus, vaikuttavat laitteiston käyttöikään. Ulkokäyttöön tarkoitetut BESS-järjestelmät on suojattava sadevedeltä ja ympäröivän ilman kosteudelta esimerkiksi käyttämällä riittävää kotelointiluokkaa, kuten IP55.

Erityistä huomiota on kiinnitettävä akun ympäristön lämpötilaan. Esimerkiksi $LiFePO_4$ (LFP) -akuilla on tiukat alhaisen lämpötilan rajat: latauksen tulee tapahtua yli 0 °C lämpötilassa pysyvien vaurioiden välttämiseksi, kun taas purkaminen on turvallista jopa -20 °C lämpötilaan asti. Sama koskee myös kennojen maksimikäyttölämpötilaa. Akkujen lataaminen yli +45 °C lämpötilassa heikentää akun kuntoa (eng. State of Health, SoH), kun taas purkaminen jopa +60 °C lämpötilassa on mahdollista, mutta pitkäaikainen käyttö tällä rajalla voi heikentää suorituskykyä. Tämän vuoksi ulkokäyttöön suunnitelluissa BESS-järjestelmissä on lämpöhallintajärjestelmä, joka pystyy lämmittämään tai jäähdyttämään akkua silloin, kun olosuhteet lähestyvät näitä rajoja. Akun lämmittämisestä aiheutuvat lisäkustannukset ja heikentynyt järjestelmän lataus-purku-hyötysuhde vähentää ulkoasennusten houkuttelevuutta Pohjoismaissa.

Toinen tärkeä huomioitava tekijä on palovaara sekä suojaus sähköiskuja vastaan. Palovaarat liittyvät lämpökarkaamisen (thermal runaway) riskiin, jossa akkujen kennojen lämpötila nousee hallitsemattomasti. Lämpökarkaamisen seurauksena akkujen kennoista voi vapautua vaarallisia aineita. Kiinteistöihin asennettavat energianvarastointijärjestelmät sisältävät merkittävän määrän akkuja, ja jos lämpökarkaaminen tapahtuu, järjestelmistä voi vapautua suuria määriä vaarallisia aineita, kuten myrkyllistä savua, kemikaaleja tai raskasmetalleja.

Akkuihin perustuvaa energianvarastointia asennettaessa on tärkeää varmistaa, että palon syttymisen riski sekä tulen ja savun leviäminen rakennuksessa pidetään mahdollisimman vähäisenä. Kuten kaikissa sähkölaitteistoissa, laitteet on suunniteltava, valmistettava ja käytettävä niiden käyttötarkoituksen mukaisesti siten, etteivät ne aiheuta vaaraa ihmisten hengelle, terveydelle tai omaisuudelle normaalikäytössä tai vikatilanteessa.

Suomen rakentamislainsäädäntö ja -määräykset eivät käsittele erikseen litiumioniakkuun perustuvia energianvarastointijärjestelmiä. BESS-järjestelmien asennus on siten tehtävä tuotteen mukana toimitettujen ohjeiden mukaisesti. Periaatteessa valmistajan on annettava asennusohjeet, jos tunnistettavissa on vaaroja, kuten palo- tai räjähdysriski (EU-asetus 2023/1542, artikla 12). Käytännössä asennusohjeet tai tuotemäärittelyt viittaavat usein kansainvälisiin standardeihin tai niiden kansallisiin vastineisiin, jotka kattavat toimittajan vastuun mahdollisissa vikatilanteissa. Nämä standardit ovat lukuisia, kalliita ja monimutkaisia, minkä vuoksi niiden tulkinta yksittäiselle toimijalle on usein haastavaa.

Ensimmäinen suositus on käyttää pätevää urakoitsijaa BESS-järjestelmän asentamisessa kiinteistöön. Hyvä vaihtoehto on myös viitata esimerkiksi Pelastusopiston vuonna 2025 julkaisemaan asiakirjaan *" Litiumioniakkuenergiavarastojen sijoittaminen ja paloturvallisuus"* (Pelastusopisto 2025). Asiakirjan korkean laadun ja ajankohtaisuuden vuoksi suosittelemme viittaamaan siihen suoraan sen sijaan, että sitä tiivistettäisiin tässä ja riskeerattaisiin väärintulkintoja.

Ensimmäinen askel on tarkistaa paikallisilta viranomaisilta, vaaditaanko BESS-järjestelmän asentamiseen rakennuslupa. Tämä riippuu järjestelmän koosta, sijainnista ja asennustyypistä. Rakennusluvan myöntämisen vaatimukset on esitetty kattavasti Pelastusopiston julkaisemassa asiakirjassa, ja niitä voidaan käyttää yleisenä ohjeena asennusprosessissa. Vaikka rakennuslupaa ei vaadittaisi, suosittelemme silti noudattamaan vastaavaa menettelyä ja pyytämään urakoitsijaa toimittamaan samat tarkistus- ja dokumentointiasiakirjat kuin rakennuslupamenettelyssä.

Asuinrakennuksiin ja pieniin kiinteistöihin asennettavien litiumioniakkujen energianvarastointijärjestelmien osalta Pelastusopiston asiakirjassa käsitellään seuraavia asennustapauksia ottaen huomioon ulkoiset vaaratekijät (palo, vesi, isku, tärinä ja vandalismi), törmäys- ja iskuvaara, altistuminen vaarallisille kemikaaleille, ympäristöolosuhteet, muiden syttyvien materiaalien läsnäolo sekä poistumisreitit:

- Erillinen akkuhuone
- Rakennuksen sisä- tai ulkopuolinen koteloitu tila
- Erillinen rakennelma tai kontti

Asiakirja sisältää suosituksia muun muassa seuraavista:

- Varoituskyltit huoneen tai kontin ulkopuolella, esimerkiksi: "Battery, Battery Room, Hazardous Voltage"
- Huolto- ja asennusohjeet
- Poistumis- ja kulkureittien mitoitus sekä ovien tyypit ja toiminnot
- Sammutusvälineiden saatavuus
- Ilmanvaihdon suunnittelu ja mitoitus syttyvien kaasujen turvalliseen poistamiseen lämpökarkaamistilanteessa sekä lämpötilan hallintaan BESS-järjestelmän kapasiteetin (kWh) mukaan
- Palonilmaisu- ja hälytysjärjestelmät
- Hätäkatkaisija, joka sijaitsee huoneen ulkopuolella
- Palo-osastointi
- Yksittäisen yksikön enimmäiskoko varastoidun energian perusteella sekä vähimmäisetäisyydet yksiköiden välillä
- Etäisyys muista laitteista tai varastoiduista materiaaleista

Pelastusopiston asiakirjassa esitetään lisäksi vaatimuksia pelastustoiminnan suunnittelulle sekä kuvauksia asianmukaisista palonsammutusjärjestelmistä.

5.3 Paino ja mitat

Paino ja ominaisenergiatiheys eivät ole kovin merkityksellisiä paikallaan käytettävissä akkuenergian varastointijärjestelmissä. Sähkökemiaan perustuvilla akuilla on kuitenkin suhteellisen korkea energiatiheys. Vertailussa esitettyjen tyypillisten järjestelmien ominaisenergiatiheys on noin 80-100 Wh/kg. Esimerkiksi 10 kWh:n BESS-järjestelmän paino on noin 100-125 kg.

Painotiheys ei ole kovin merkityksellinen paikallaan käytettävissä sovelluksissa. Akun paino ei kuitenkaan saa ylittää lattiarakenteen kantavuutta. Tämä on erityisen tärkeää olemassa oleviin rakennuksiin tehtävissä asennuksissa. Paino on huomioitava myös kuljetuksen ja käytännön asennustöiden suunnittelussa. Tämä voi aiheuttaa haasteita esimerkiksi silloin, kun järjestelmä suunnitellaan asennettavaksi olemassa olevan rakennuksen kellariin ilman hissiä. Joissakin tapauksissa on erittäin hyödyllistä käyttää tornimaisia akkupinoja tai ainakin modulaarista akkurakennetta.

Hyvin samankaltaiset näkökohdat koskevat akkujärjestelmän ulkomittoja. Koko ja tilavuustiheys on otettava huomioon sekä tilankäytön suunnittelussa että asennuksen aikana tarvittavan pääsyn varmistamisessa. Tyypillinen 20 kWh:n BESS-järjestelmä mahtuu noin 2 metriä korkeaan ja 60 cm × 60 cm kokoiseen kaappiin.

Kuten edellisessä luvussa mainittiin, akkujen, seinien sekä muiden samassa tilassa olevien laitteiden tai varastoitujen materiaalien väliset vähimmäisetäisyydet riippuvat akkuun varastoidusta energiasta (kWh) sekä asennustavasta (Pelastusopisto 2025). Nämä vähimmäisetäisyydet perustuvat mahdolliseen palon leviämiseen, riittävän ilmanvaihdon varmistamiseen akun lämpötilan hallitsemiseksi sekä turvallisen pääsyn takaamiseen hätätilanteissa.

Seuraavat vaatimukset koskevat asennusta erilliseen akkuhuoneeseen:

- Yksittäisen yksikön enimmäiskapasiteetti on 50 kWh.
- Jos akkuja on useita, niiden välillä on oltava vähintään 1 metrin etäisyys.
- Muita tavaroita ei saa säilyttää 1 metrin etäisyydellä sisätiloihin asennetuista koteloiduista akuista.

Kun koteloitu akkujärjestelmä sijoitetaan rakennuksen ulkoseinälle pienissä kiinteistöissä, sovelletaan seuraavia sääntöjä:

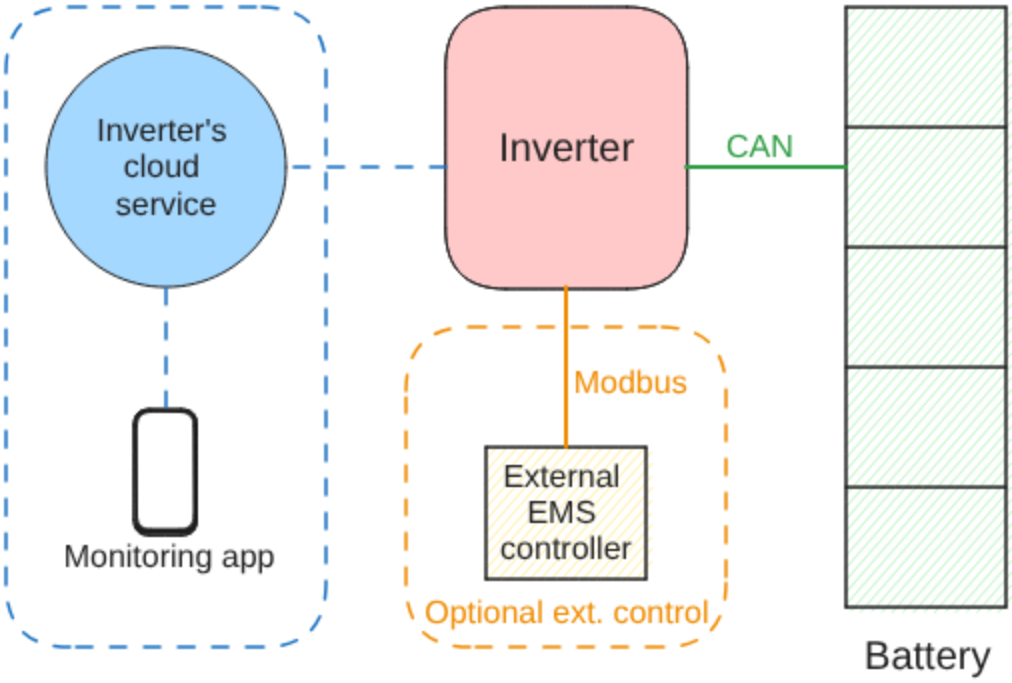
- Yksittäisen yksikön koko ei saa ylittää 20 kWh.
- Akkujen välillä on oltava vähintään 1 metrin etäisyys.
- Ovien ja ikkunoiden etäisyyden on oltava vähintään 1,5 metriä.

- Kasvillisuus koteloidun ulkona sijaitsevan akkujärjestelmän läheisyydessä on kielletty, vaikka tarkkaa vähimmäisetäisyyttä ei ole määritelty (konttiin asennettujen akkujen kohdalla puita ei saa olla 3 metriä lähempänä).

6 Yhteydet ja seuranta

6.1 Viestintäprotokollat

Akkujärjestelmissä on useita viestintäkanavia invertterin, muiden akkuyksiköiden ja käyttäjän kanssa. Invertterin paikalliseen hallintaan ja datankeruuhun käytetään yleensä Modbus-kenttäväylää. Invertterit käyttävät erilaisia protokollia; akun täytyy tukea niitä, jotta se voi kommunikoida invertterin kanssa oikein. Kun akkujärjestelmää skaalataan lisäämällä lisäyksiköitä, ne kaikki täytyy yhdistää toisiinsa ja kommunikoida sisäisesti. Käytössä oleva viestintäprotokolla on yleensä CAN tai Modbus, ja se on valmistajakohtainen varmistaen skaalautuvuuden saman akkujärjestelmän sarjassa. Ethernet- tai Wi-Fi-viestintä on saatavilla käyttäjien vuorovaikutukseen, valvontaan ja akkujärjestelmän ylläpitoon.



Kuva 11 Esimerkki invertterin käyttämistä tietoliikennerajapinnoista pilvipalvelun, paikallisen hallinnan ja akuston välillä

6.2 Pilvi- ja sovellusominaisuudet

Suurin osa invertterivalmistajista tarjoaa pääsyn pilvipalveluun, johon invertteriltä kerätään mittausdataa tuotetusta aurinkoenergiasta ja akuston tilasta sekä kiinteistön sähkönkulutuksesta. Usein samaan palveluun on yhdistetty myös älypuhelinsovellus. Palvelua voidaan myös käyttää invertterin laiteohjelmiston (firmware) päivitykseen. Verkkopohjaiset etäseurantaan kykenevät palvelut edellyttävät invertteriltä internet-yhteyttä, ja käyttäjän rekisteröitymistä palveluun.

7 Kustannukset ja hyödyt

7.1 Kokonaiskustannukset

Kotitalouksille suunnatun akkujärjestelmän asennuksen kokonaiskustannukset eivät sisällä pelkästään akun kustannuksia, vaan myös invertterin kustannuksia (ellei invertteri ole jo olemassa PV-asennuksesta), EMS-järjestelmän kustannukset, mahdollisesti lisälaitteet, kuten pariston varavarajärjestelmät sähkökatkon sattuessa sekä lopuksi asennuskustannukset. Kuukausittaisia toistuvia tilauskustannuksia voi myös esiintyä, erityisesti pilvipalveluihin, verkkopalveluihin jne. liittyen.

7.2 Hinta per kWh ja kW

Energian varastoinnin hintoja tarkasteltaessa on selvä ero teknologian ja komponenttien hintojen välillä (esim. suuri tilavuushinta akkukennoille on alle 50 €/kWh) ja asennusvalmiiden akkuenergian varastointijärjestelmien välillä. BESS:n kustannuksiin kuuluvat kennojen kokoaminen ja liittäminen akkumoduuleissa, moduulien hyllyt ja kytkeminen, BMS, laitteistosuojaukset ja viestintälaitteet.

Maailmanlaajuinen trendi akkujärjestelmien hintojen laskuun on havaittavissa myös kotitalouksien akkujärjestelmissä, vaikka nykyinen kotitalouksien akkujen hinta per kWh on kaukana viimeisimmissä akkukehitysraporteissa julkaistuista hintatasoista <100 €/kWh, jotka käsittelevät pääasiassa suuria akkujärjestelmiä. Tällä hetkellä kotitalouksien akkujärjestelmien hinta on keräämiemme tietojen perusteella 250–500 €/kWh.

7.3 Hyödyt

Kotitaloudet ja pienyritykset ostavat pääasiassa akkuvarastointijärjestelmiä saavuttaakseen seuraavat tavoitteet:

- Säästää sähkölaskussa
- Tarjota varavirtaa ja parantaa sähköntoimituksen luotettavuutta
- Lisätä riippumattomuutta sähköverkossa
- Vähentää ympäristövaikutuksia
- Kiinteistön arvon nostaminen

On tärkeää, että jokainen akkujärjestelmää valitseva ymmärtää omat tavoitteensa ennen akkujärjestelmän ostamista, sillä ne voivat johtaa erilaisiin teknologisiin valintoihin. Monille tärkein syy sijoittaa akkujärjestelmään on odotettu sähkölaskujen säästäminen, ja seuraava indikaattori on takaisinmaksuaika. Kotitalouksien akkuvarastointijärjestelmän takaisinmaksuaika on hyvin monimutkainen ja siihen liittyy monia muuttujia ja skenaarioita, jotka on otettava huomioon – aiheena tulevassa Kiinteistöakku2030-julkaisussa. Toisaalta akkujärjestelmän ja sen lisävarusteiden kokonaiskustannukset ovat mukana, toisaalta säästöt sähkölaskuissa ja mahdolliset uudet tulot, joita syntyy osallistumalla varamarkkinoille akkujärjestelmän avulla. Kohtuullisen takaisinmaksuajan saavuttamiseksi akkujärjestelmän on oltava oikean kokoinen energianhallinnan käyttötarkoitukseen ja kulutukseen.

Vaikka takaisinmaksuaika tai sijoitetun pääoman tuotto on tärkein päätöksentekijä puhtaasti taloudellisesta näkökulmasta, on muitakin syitä investoida asuinkäyttöön akkujen varastointiin. Akkujärjestelmät yhdessä aurinkosähkön kanssa voivat tarjota kotitalouksille pidennetyn energiariippumattomuuden ja autonomian, vähentäen riippuvuutta verkosta ja tarjoten varavirtaa sähkökatkojen sattuessa. Varavirran toiminnallisuus on tärkeä ottaa huomioon akkujärjestelmää valitessa, sillä kaikki invertterit eivät pysty tarjoamaan varavirtaa sähkökatkon sattuessa (Grid Forming Capability). Nykyteknologialla on mahdollista pyörittää kotitalouksia kokonaan ilman verkkoa ympäri vuoden, mutta joitakin rajoituksia on Suomessa tai Tšekissä talven synkimpinä päivinä. (Dams, 2024)(Podruh, 2025)

Lopuksi jotkut kotitaloudet saattavat päättää aurinkosähkö + akkujärjestelmän ympäristösyistä CO_2 päästöjen vähentämiseksi kotitaloudessaan. Suomessa kotitalouksien aurinkosähkö- ja akkujärjestelmät voivat vähentää kotitalouksien CO_2-päästöjä verrattuna verkkosähkön käyttöön vain osittain. Tilanne on hyvin erilainen muissa maissa, jotka ovat vahvasti riippuvaisia fossiilisista polttoaineista. Suomessa uusiutuvan sähkön tuotannon kasvu yhdessä ydinvoiman kanssa ja keskittyminen hiilen ja turpeen asteittaiseen poistamiseen vähensivät sähköverkon päästöjä noin 40–130 g CO_2eq/kWh riippuen vuorokaudesta ja vuodenajasta (Electricity Maps ApS, 2025). Tutkimuksen mukaan aurinkosähkö- ja akkuvarastojen elinkaaren päästöt ovat 80–88 g CO_2eq/kWh (International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2025). Mielenkiintoista lisätietoa tästä löytyy Fingridin verkkosivuilta (Fingrid Oyj 2026).

8 Ympäristö ja kestävyys

8.1 Kierrätettävyys

Kotitalouksille suunnattujen akkujen pääasiallinen akkukemia on LFP, joka koostuu raudasta ja fosfaatista. Niitä on runsaasti ja ne ovat myrkyttömiä. LFP-akkuja voidaan kierrättää, mutta tällä hetkellä suurin haaste niiden kierrätyksessä liittyy kierrätyksen kustannukseen verrattuna talteen otettavien materiaalien arvoon. LFP-akkujen kierrätys ei ole taloudellisesti kannattavaa.

8.2 Second-life -akun käyttö

Li-ioniakkujen käytön ja yleistymisen kasvaessa markkinoille tulee yhä enemmän akkuja, jotka soveltuvat toisen elinkaaren sovelluksiin, kun ne eivät enää täytä alkuperäisen käyttökohteensa vaatimuksia. Tähän kuuluvat erityisesti sähköautojen akut, jotka ovat peräisin esimerkiksi kolaroiduista ajoneuvoista tai ensimmäisen sukupolven sähköautoista, jotka ovat poistumassa liikennekäytöstä. On olemassa useita aloitteita, joissa pyritään purkamaan vanhojen sähköautojen akkuja moduuleiksi tai jopa kennoiksi, testataan ja kootaan uudelleen uusiksi akkupaketeiksi energian varastointikäyttöön uuden BMS-järjestelmän kanssa. Monissa tapauksissa tämä lähestymistapa on melko kallis, eikä kunnostettu akkupaketti ole merkittävästi halvempi kuin uusi akkujärjestelmä.

Vaihtoehtoinen lähestymistapa on käyttää koko akkupaketti uudelleen, mukaan lukien alkuperäinen BMS ja lämmönhallintajärjestelmä, ja liittää se suoraan aurinkoinvertteriin Battery Emulatorin (Öster, 2025) avulla – aktiivisesti kehitetty avoimen lähdekoodin hanke turvalliseen viestintään sähköautojen akkujen ja aurinkoinvertterien välillä. Maailmanlaajuisesti on yli 1000 asennusta, jotka käyttävät tätä ratkaisua! Jos akku ei ole vaurioitunut, ei ole tarvetta uudistaa moduuleja, BMS:ää tai rakentaa uusia koteloita, jotka mahdollistavat paljon kustannustehokkaamman toisen elämän akun käytön kotitalouksien akkujen varastointiin verrattuna aiemmin kuvattu toisen elämän moduulien uudelleenrakentaminen. Battery Emulator on pieni mikrokontrolleripohjainen laite, joka toimii tulkkina sähköauton akun ja aurinkoinvertterin välillä. Se muuntaa sähköautojen akun CAN-viestintäkommunikoinnin aurinkoinvertteriprotokollaksi, pääasiassa RS485:ksi, mahdollistaen turvallisen viestinnän. Suositellaan, että näiden akkujärjestelmien asennukset tehdään ulkona, autotalleissa ja muissa turvallisissa tiloissa sekä käyttäen sertifioituja komponentteja ja ammattitaitoisia sähköasentajia. Mukana on useita toisen elämän akkujärjestelmiä mukana olevassa akkujärjestelmätietokannassa (Öster, 2025).



Kuva 12 Toisen elämän sähköautoakku kiinteänä varastointiesimerkkinä (Öster, 2025)

Lähteet

Amptron. *UN 38.3 certification explained*. Viitattu 26.01.2026 https://amptron.au/un38-3-certification-explained/

Battlink. (2024). *Energy storage battery certifications in Europe*. https://battlink.com/news/energy-storage-battery-certifications-in-europe/

Centre for European Policy Studies. (2024, March). *Implementing the EU digital battery passport*. Viitattu 11.02.2026 https://circulareconomy.europa.eu/platform/sites/default/files/2024-03/1qp5rxiZ-CEPS-InDepthAnalysis-2024-05_Implementing-the-EU-digital-battery-passport.pdf

Dams, J. (2024). *Up North and Offgrid*. Medium. https://medium.com/@upnorthandoffgrid

Electricity Maps ApS. (2025). *Electricity Map*. Viitattu 19.11.2025 https://app.electricitymap.org

European Commission. *Electromagnetic compatibility (EMC) directive*. Viitattu 04.02.2026 https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/electrical-and-electronic-engineering-industries-eei/electromagnetic-compatibility-emc-directive_en

European Commission. *Low voltage directive (LVD)*. Viitattu 04.02.2026 https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/electrical-and-electronic-engineering-industries-eei/low-voltage-directive-lvd_en

European Commission. *REACH regulation*. Viitattu 26.01.2026 https://environment.ec.europa.eu/topics/chemicals/reach-regulation_en

European Commission. *RoHS directive*. Viitattu 26.01.2026 https://environment.ec.europa.eu/topics/waste-and-recycling/rohs-directive_en

Fingrid Oyj. (2024). *Independent Aggregator – general information.* Viitattu 11.12.2025 https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves/power-system-reserves/#reserve-products-and-their-purposes

Fingrid Oyj. (2026). Real-time CO2 emissions estimate. Viitattu 03.08.2026 https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/real-time-co2-emissions-estimate/

International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme. (2025). *Environmental LCA of residential PV and battery storage systems*. Viitattu 19.11.2025 https://iea-pvps.org/key-topics/environmental-life-cycle-assessment-of-residential-pv-and-battery-storage-systems/

National Fire Protection Association. *NFPA 855: Standard for the installation of stationary energy storage systems*. Viitattu 29.01.2026 https://www.nfpa.org/product/nfpa-855-standard/p0855code

Pelastusopiston, (2025), Litiumioniakkuenergiavarastojen sijoittaminen ja paloturvallisuus. Viitattu 11.3.2026 https://www.pelastusopisto.fi/wp-content/uploads/Litiumioniakkuenergiavarastojen-sijoittaminen-ja-paloturvallisuus-12-2025.pdf, tarkistettu

Podruh, P. (2025). *Czech offgrid house*. Viitattu 19.11.2025 https://www.csdum.cz/

SFS – Finnish Standards Association. *SFS Online*. Retrieved from https://online.sfs.fi/fi/index.html.stx

SunLith Energy. *UL 9540 vs UL 9540A*. Viitattu 29.01.2026 https://sunlithenergy.com/ul-9540-vs-ul-9540a/

Tesla, Inc. *Safety standards – Lithium-ion electrochemical storage systems*. Viitattu 29.01.2026 https://energylibrary.tesla.com/docs/Public/EnergyStorage/Powerwall/General/Compliance/SafetyStandardsLithiumIonElectrochemical/en-us/GUID-414E7578-C34D-42D6-AA3A-895EA5A73B36.html

Öster, D. (2025, November 18). *Battery emulator*. GitHub. https://github.com/dalathegreat/Battery-Emulator