

SÄHKÖMARKKINAT JA SÄHKÖNTUOTANTO

Tässä esityksessä on perustietoa sähkömarkkinoista ja sähköntuotannosta aluksi perinteisillä lähinnä fossiilisilla polttoaineisiin perustuvilla tekniikoilla sekä vesivoimalla ja esityksen lopussa aurinko- ja tuulivoiman avulla.

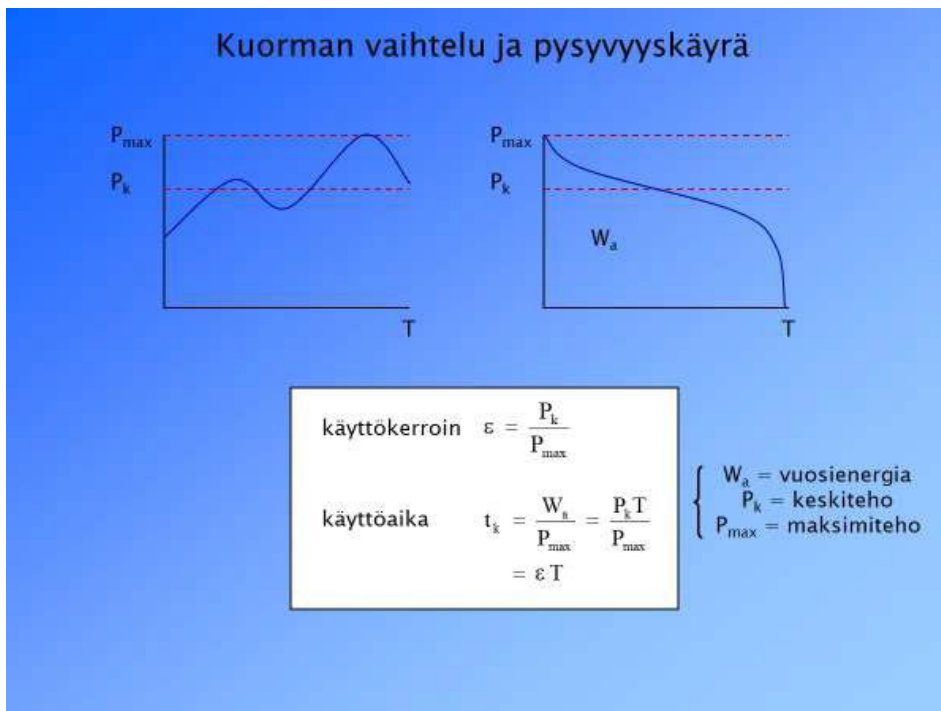
SÄHKÖMARKKINAT JA SÄHKÖNTUOTANTO.....	1
Käsitteitä: pysyvyyskäyrä, käyttökerroin, käyttöaika, huipunkäyttöaika	2
Voimalaitosten teho, ajojärjestys ja säätö sähkömarkkinoilla	3
Ajojärjestys ja hinnan muodostuminen sähkömarkkinoilla	5
Pohjoismaiset sähkömarkkinat, integraatio	6
Sähkömarkkinat: kilpailtu, säännelty sähköverkkotoiminta	7
Sähköverkon käyttövarmuus.....	8
Perinteiset voimalaitokset.....	9
Turbiini.....	9
CHP	9
Kombivoimalaitos	11
Ydinvoima	12
Vesivoima	13
Aurinkoenergia	16
Tuulienergia	26

Käsitteitä: pysyvyyskäyrä, käyttökerroin, käyttöaika, huipunkäyttöaika

Tarkastellaan aluksi sähkökuorman vaihteluun ja sen analysointiin liittyviä käsitteitä. Kun sähkökuorman suuruus laitetaan esimerkiksi tuntikeskitehoina laskevaan järjestykseen suurimmasta pienimpään, saadaan pysyvyyskäyrä. Tavallisesti tässä käytetään vuoden mittaista ajanjaksoa. Pysyvyyskäyrästä voidaan lukea esimerkiksi, kuinka monta tuntia tietty tehontarve on ylittyneenä vuoden aikana. Tätä tietoa voidaan sitten käyttää arvioitaessa, kuinka monta tuntia kunkin suuruista voimalaitosta tulisi käyttää ja kuinka monelle käyttötunnille kiinteät investoinnit tulisivat jakautumaan.

Tehonvaihtelun suuruutta ja tehojen pysyvyyttä voidaan arvioida myös käyttökerroimen avulla, joka on keskitehon ja maksimitehon suhde. Toinen tapa ilmaista tehon pysyvyys on käyttöaika, joka saadaan, kun vuosienenergia jaetaan maksimiteholla (tai huipputeholla). Tätä kutsutaan myös huipunkäyttöajaksi.

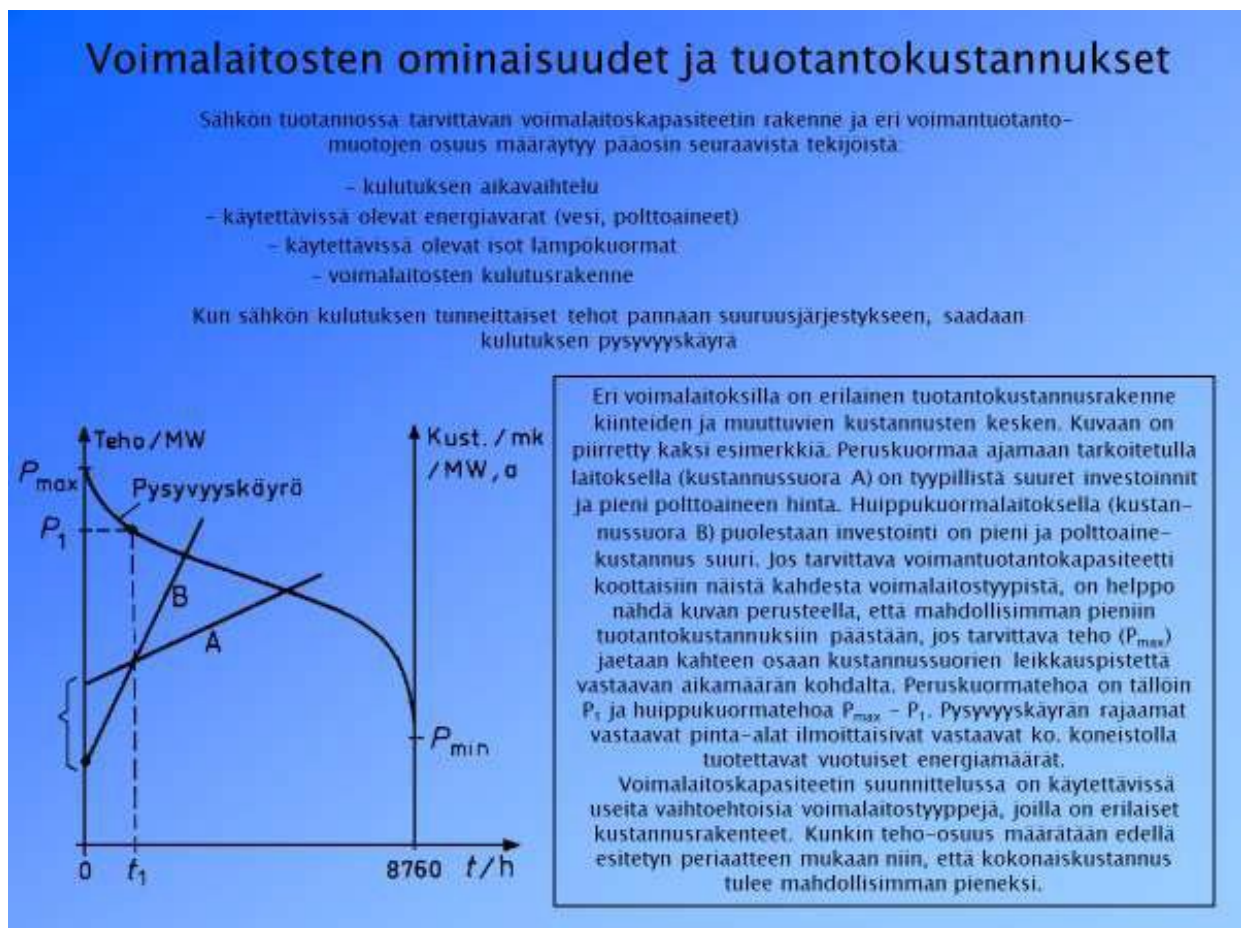
Huipunkäyttöaika saadaan myös, jos tarkastelujakso (tässä yksi vuosi) kerrotaan käyttökerroimella. Voidaan siis sanoa, että käyttökerroin on huipunkäyttöajan suhteellisarvo (per unit arvo). Käyttökerroin vaihtelee välillä $\epsilon < 1$ (p.u.) ja käyttöaika $t_k < 8760$ tuntia.



Oheisessa kuvassa on havainnollistettu pysyvyyskäyrän käyttöä sähkön tuotantokapasiteetin optimoimisessa. Laitos A on peruskuormalaitos, jolla on suuret investointikustannukset, mutta sähköntuotannon marginaalinen kustannus on pieni. Jotta tällainen laitos olisi kannattava, täytyy sitä voida käyttää riittävän pitkiä aikoja vuosittain. Tyypillinen esimerkki tällaisesta laitoksesta on ydinvoimalaitos.

Toinen laitostyyppi on B, jolla on pienemmät investointikustannukset, mutta jonka marginaalikustannus tuotettua energiayksikköä kohti on korkeampi. Kuvasta voidaan nähdä, että jos vuotuinen käyttöaika on pienempi kuin t_1 , tulee laitos B edullisemmaksi, muussa tapauksessa laitos A on halvempi ratkaisu.

Laitostyyppi B:tä edustaa esimerkiksi erilaiset fossiilisiin polttoaineisiin perustuvat lauhdevoimalaitokset, sekä viimeisten lyhytaikaisten huipputehojen tuottamisessa kaasuturbiinit.



Voimalaitosten teho, ajojärjestys ja säätö sähkömarkkinoilla

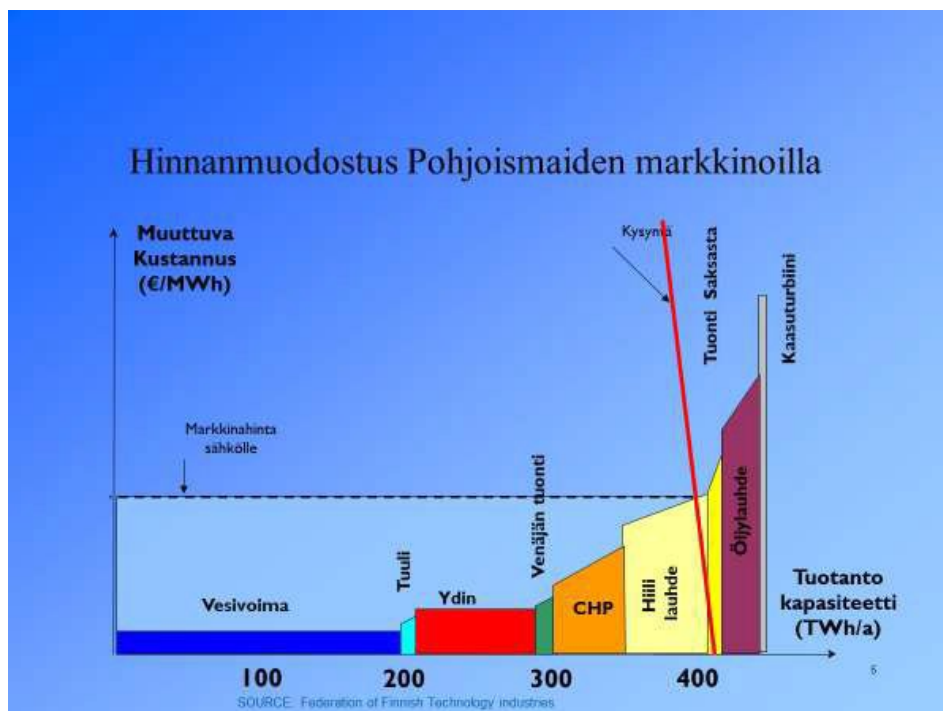
Sähkömarkkinoilla voimalaitosten ajojärjestys määräytyy niiden marginaalikustannuksen mukaan, siten että halvimmat laitokset pyritään käynnistämään ensin. Esimerkki hinnanmuodostuksesta Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on esitetty alla olevassa kuvassa. Ensimmäinen pyritään hyödyntämään vesi- ja tuulivoima, joiden marginaalikustannus on käytännössä

nolla. Samaan kategoriaan kuuluu tulevaisuudessa myös aurinkovoima. Tämän jälkeen tulevat muut tuotantomuodot sekä tuonti niiden marginaalikustannuksen mukaisessa järjestyksessä. Kuvassa CHP tarkoittaa yhdistettyä sähkön ja lämmön tuotantoa (Combined Heat and Power), mikä on ollut yleistä kaupunkien kaukolämpöverkkojen yhteydessä. Tässä tapauksessa polttoainekustannukset jakautuvat lämmön ja sähkön kesken, mikä tekee CHP:llä tuotetusta sähköstä edullisempaa kuin lauhdetuotannossa.

Viimeisenä käynnistetään sitten lauhdevoimalaitokset sekä huipputehon kattamiseen varatut kaasuturbiinit.

Kuvan mukaista ajojärjestystä käytetään suunniteltaessa tuntitasolla edullisinta ajojärjestystä esimerkiksi seuraavalle päivälle. Tuotannon ja kulutuksen välillä on ennustevirheistä johtuen aina poikkeamaa, mitä varten osa tuotantokoneistosta varataan hetkelliseen säätöön, joka perustuu taajuuden vaihtelun mittaamiseen. Tehonvajausta näkyy verkon taajuuden pienenemisenä, mitä ominaisuutta käytetään hyväksi tehonsäädössä.

Koska sähköverkon tasapainoon liittyvät ilmiöt ovat nopeita, säädetään taajuutta n.s. pyörivillä varusteilla. Tämä tarkoittaa sitä, että kyseinen kapasiteetti on koko ajan varattuna jo käynnissä olevissa koneistoissa. Lisäksi on varattuna hitaammin käynnistyvää reserviä mahdollisia vikatilanteita ja voimalaitosten laiterikkoja ajatellen.

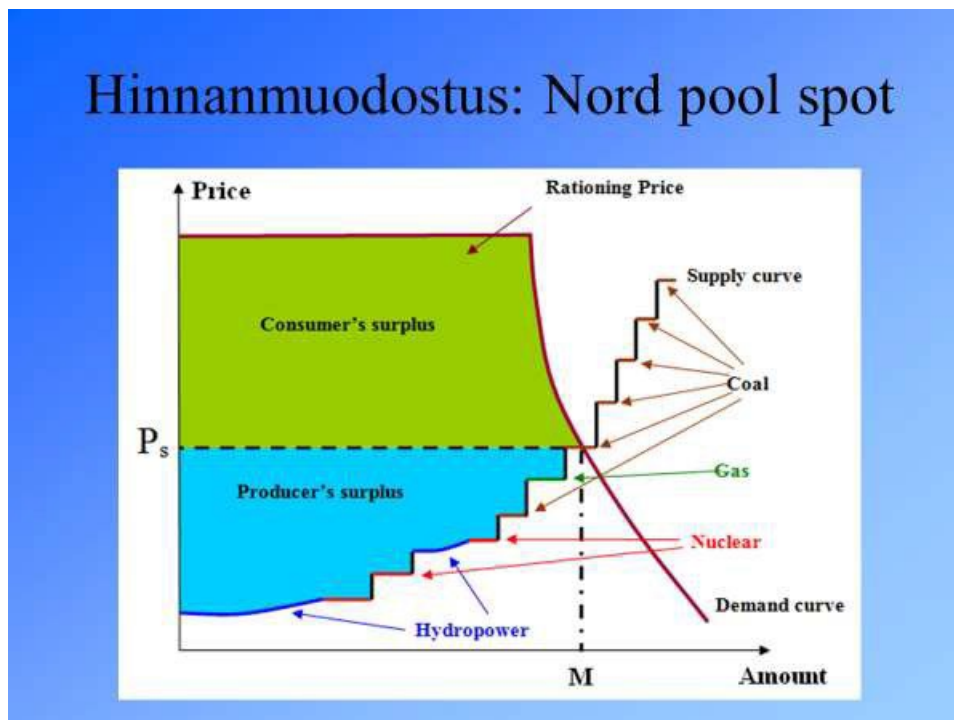


Ajojärjestys ja hinnan muodostuminen sähkömarkkinoilla

Käytännössä laitosten ajojärjestys muodostuu nykyään sähkömarkkinoilla, tuntitehojen osalta sähköpörssi Nordpoolin seuraavan päivän markkinoilla, n.s. Elspot-markkinoilla. Näillä markkinoilla tuottajat ja ostajat tekevät tuntitehoista tarjoukset edelliseen päivään kello 12 mennessä. Tuotantotarjoukset asetetaan hinnaltaan nousevaan summajärjestykseen ja ostot vastaavasti laskevaan. Se kohta, jossa nämä kaksi käyrää leikkaa, määrittelee sähkön hinnan kyseisellä tunnilla. Tätä hintaa sovelletaan sitten kaikkiin kauppoihin kyseisellä tunnilla.

Hinnan muodostumista on kuvattu alla olevassa kuvassa, jossa on myös laitettu näkyviin eri tuotantomuodot. Kuvassa sininen alue kuvastaa tuottajan saaman hinnan erotusta tuotantokustannuksiin ja siten tuottajan saamaa katetta. Koska viimeinen käynnistettävä tuotantomuoto määrittää rajahinnan, jota sovelletaan kaikkeen tuotantoon, saa tuottaja sitä paremman katteen, mitä suurempi on tämän rajahinnan ja kunkin tuotantolaitoksen rajakustannus. Ostajien tai sähköasiakkaiden sähköstä saamaa lisäarvoa kuvastaa puolestaan kuvan vihreä alue. Tässä ajatuksena on, että asiakas on valmis ostamaan sähköä niin kauan kuin sen arvo on vähintään yhtä suuri kuin siitä maksettava hinta. Tämä seikka määrittää vihreän alueen ylärajan. Kuitenkin, kuten kuvastakin on nähtävissä, sähkön hintajousto on verrattain vähäinen. Näin hinnan vaihtelut vaikuttavat lievemmin kulutuksen määrään kuin tarjotun tuotannon volyymiin.

Elspot-markkinan sulkeuduttua ostot- ja myynnit voidaan tasapainottaa vielä Nordpoolin Elbas-markkinalla, jossa hinnat määräytyvät sopimuskohtaisesti sitä mukaa kuin kauppoja tehdään. Elbas-sulkeutuu tunteja ennen toimitustuntia.



Pohjoismaiset sähkömarkkinat, integraatio

Pohjoismaissa sähköjärjestelmät ovat hyvin integroituneet ja sähköpörssin Elspot-hinta on suuren osan ajasta yhtä suuri kaikissa Pohjoismaissa. Alla olevassa kuvassa on kuvattu sähkösiirtoverkot ja niiden yhteydet Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Tanskassa. Suomi on yhteydessä Ruotsiin kahdella 400 kV vaihtosähköjohdolla pohjoisessa sekä kahdella merikaapelilla Olkiluodosta Forsmarkiin. Merikaapelit toimivat tasavirralla. Näin pitkien kaapeliensa on toimittava tasavirralla, koska vaihtovirralla toimittaessa kaapeliensa kapasitanssi ja kapasitiiviset varausvirrat varaisi liian suuren osan kaapeliensa siirtokyvystä. Pohjoismaat muodostavat yhteisen synkronialueen, jolloin niiden verkot käyvät samassa taajuudessa. Tästä on se hyöty että varavoimateho voidaan myös jakaa neljän maan kesken, jolloin esimerkiksi suuren ydinvoimayksikön irrotessa verkosta, voidaan puuttuva teho kattaa yhteisesti hyödyntäen kaikkien neljän maan tehoreservejä.

Laajasta yhteiskäyttöalueesta on jaettujen reservien lisäksi se hyöty että sähkö voidaan tuottaa niissä laitoksissa, missä se kulloinkin on edullisinta. Ajoittain kuitenkin rajajohdot rajoittavat haluttuja tehonsiirtoja. Näissä tilanteissa alueiden hinnat eroavat rajajohdon eri puolilla ja hinta muodostuu korkeammaksi sillä puolella jonne oli suurempi siirtotarve.

Edellä mainittujen yhteyksien lisäksi Suomen sähköjärjestelmä on liitetty Venäjän verkkoon tasavirtalinkillä, sekä Viron verkkoon kahdella merikaapelilla, jotka niin ikään toimivat tasavirralla.



Sähkömarkkinat: kilpailtu, säännelty sähköverkkotoiminta

Sähkömarkkinoiden toiminta on jaettu kilpailun piirissä olevaan sähkömarkkinaan ja säänneltyyn sähköverkkoliiketoimintaan. Sähkömarkkinalla toimivat sähkönmyyjät ostavat sähköenergian Nordpoolista ja myyvät edelleen vähittäismarkkinoiden kautta pienasiakkaille. Suuret teollisuusasiakkaat ostavat useimmiten sähkönsä itse suoraan sähkömarkkinoilta. Sähköpörssin kautta tapahtuvan kaupan lisäksi käydään suurempien toimijoiden kesken kahdenvälistä kauppaa.

Sähköverkkotoiminta on Suomessa säänneltyä monopoliliiketoimintaa, jonka tehokkuutta ja hinnoittelun kohtuullisuutta seuraa energiavirasto. Sähköverkot on jaettu maanlaajuiseen siirtoverkkoon joka toimii pääasiassa 400 kV jännitteellä, sekä useisiin kymmeniin paikallisiin 0.4 kV – 20 kV – 110 kV jakeluverkkoihin.

Siirtoverkkoa hallinnoi Fingrid Oyj, jonka vastuulla on paitsi Suomen kantaverkko, myös yhteydet naapurimaihin sekä sähköjärjestelmän käyttövarmuus ja sähkömarkkinoiden tekninen toiminta. Suuremmat sähkönkäyttäjät kuten teollisuuslaitokset liittyvät suoraan kantaverkkoon.

Jakeluverkkoyhtiöt huolehtivat sähkön siirrosta kantaverkon liittymäpisteestä pienemmille asiakkaille saakka. Sähkön siirrossa on voimassa pistetariffi, joka tarkoittaa sitä että saman verkkoyhtiön alueella asiakkaat saavat verkkopalvelunsa samalla hinnalla riippumatta siitä missä kohtaa verkkoa sijaitsevat.

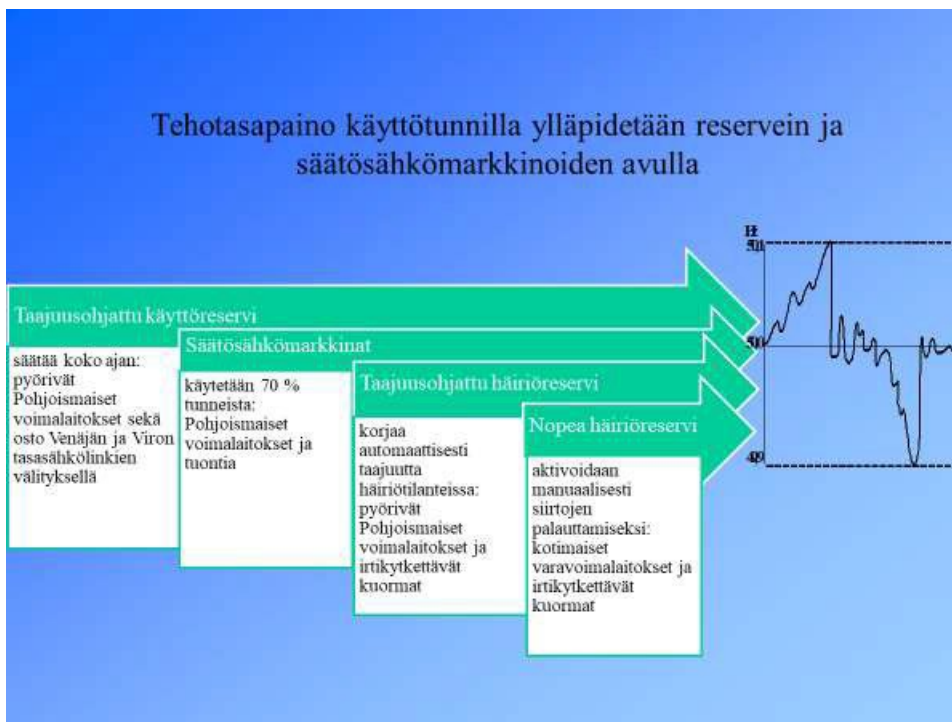


Sähköverkon käyttövarmuus

Sähköverkon käyttövarmuuden kannalta yksi merkittävimmistä tehtävistä on tehotasapainon ylläpitäminen. Tämä on annettu kantaverkkoyhtiö Fingridin tehtäväksi.

Kysynnän vaihtelusta johtuen sähköjärjestelmässä on koko ajan pientä tehotasapainon vaihtelua, joka näkyy pienenä taajuuden vaihteluna. Vähäiset tuotannon ja kulutuksen poikkeamat tasoitetaan jatkuvasti säätävillä käyttöreserveillä, jotka mittaavat taajuutta ja pyrkivät palauttamaan sen 50 Hz arvoon poikkeamien tapahtuessa. Tämä säätö on jatkuvaa toimintaa ja tapahtuu siihen varattujen pyörivien reservien toimesta. Tuntitasolla poikkeamat tasoitetaan säätösähkömarkkinoiden avulla. Näillä Fingrid ostaa tuottajilta tehon ylös- ja allassäätöä tarpeen mukaan.

Taajuusohjattu häiriöreservi otetaan käyttöön suurempien tehonvajausten yhteydessä, kuten ison voimalaitoksen tai raskaasti kuormitetun rajajohdon irrotessa yllättäen verkosta. Taajuusohjattu häiriöreservi on niin ikään pyörivää reserviä, joka on jatkuvassa valmiudessa tehonvajausten varalta. Taajuusohjattu häiriöreservi vapautetaan 15 minuutin kuluessa aktivoimalla manuaalisesti ohjattu nopeita häiriöreservejä, jotka koostuvat nopeasti käynnistettävistä varavoimalaitoksista sekä mahdollisesti irrotettavista kuormista.



Perinteiset voimalaitokset

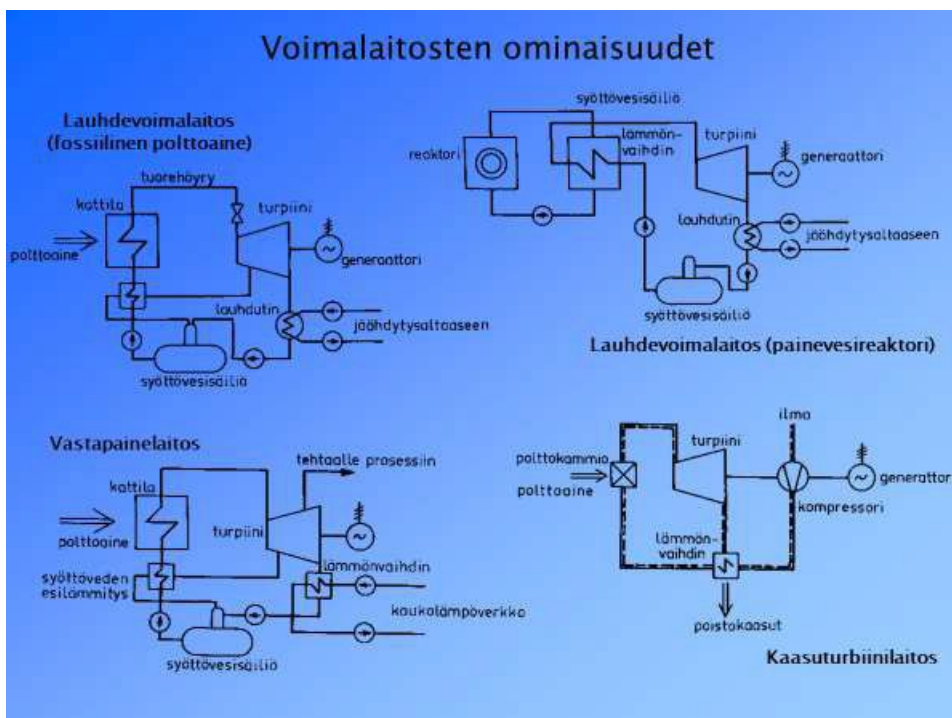
Turbiini

Tarkastellaan seuraavaksi erilaisten perinteisten voimalaitosten ominaisuuksia. Perinteisessä lämpövoimalaitoksessa kuumennetaan polttoaineen avulla vesihöyryä, joka johdetaan suuressa paineessa ja korkeassa lämpötilassa turbiiniin. Paisuessaan turbiinissa höyry luovuttaa mekaanista energiaa, joka muunnetaan generaattorin avulla sähköiseksi tehoksi, joka syötetään sähköverkkoon. Turbiinista ulos tuleva höyry lauhdutetaan takaisin vedeksi ennen sen syöttämistä uudelleen höyrykattilaan. Tässä vaiheessa suurin osa höyryn sisältämästä energiasta on vielä jäljellä ja se poistuu jäähdytyksen kautta. Tällaisen lauhdevoimalaitoksen hyötysuhde on melko heikko; maksimissaan vain noin 40-44% polttoaineen energiasta saadaan muunnettua sähköksi. Teoreettisen ylärajan lämpövoimaproessin tehokkuudelle antaa Carnot'n hyötysuhde $1 - T_c/T_h$, jossa T_c on turbiinista poistuvan höyryn absoluuttinen lämpötila ja T_h on turbiiniin tulevan höyryn absoluuttinen lämpötila. Ydinvoimalaitos eroaa fossiilisesta lauhdevoimalaitoksesta lähinnä siinä että lämpö tuotetaan polttoaineen sijasta ydinreaktorissa.

CHP

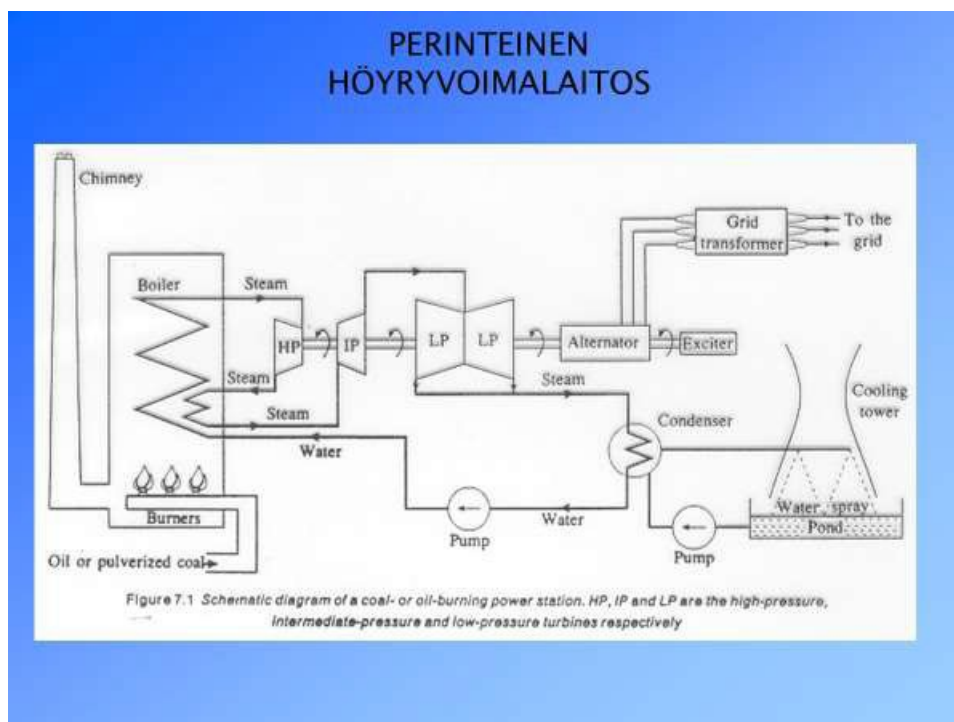
Kokonaishyötysuhdetta saadaan parannettua jos lauhdutuslämmölle löytyy käyttöä. Näin on perinteisesti ollut yhdistetyssä sähkön ja lämmöntuotannossa (CHP), jossa jäähdytyslämpö syötetään kaukolämpöverkkoon. Tällaisessa käytössä kokonaisenergiasta voidaan saada hyödyksi jopa noin 90%.

Kaasuturbiinivoimalaitoksessa paineistetun ilman sekaan syötetään polttoainetta ja seoksen annetaan palaa ja paisua turbiinissa. Kaasuturbiini on nopea käynnistää, minkä vuoksi sitä suositaan varavoimalaitoksissa. Hyötysuhde on kuitenkin melko matala, parhaimmillaan noin 35%.



Oheisessa kuvassa on kuvattu ison lämpövoimalaitoksen prosessia yksityiskohtaisemmin. Hyötysuhteen parantamiseksi turbiinissa on tavallisesti useita portaita, tässä korkea-, väli- ja matalapaineosat. Korkeapaineturbiinin jälkeen höyry johdetaan takaisin kattilaan välitulistusta varten. Lämpövoimalaitokset pyritään sijoittamaan vesistöjen tuntumaan, jolloin jäähdytys voidaan hoitaa suoraan vesistöön. Jos tämä ei ole mahdollista, rakennetaan tavallisesti jäähdytystorneja, joissa jäähtyminen saadaan aikaan vettä höyrystämällä.

Fossiilisiin polttoaineisiin perustuvien voimalaitosten ongelmaksi ovat muodostuneet polttamisesta aiheutuvat päästöt, joista ensimmäiseksi kiinnitettiin huomiota maaperää happamoittaviin SO₂- ja NO_x-päästöihin. Nykyään tarkastelun alla ovat kasvihuoneilmiötä aiheuttavat kaasut, lähinnä hiilidioksidi. Tämän vuoksi hiilivoimalaitokset pyritään korvaamaan vähäpäästöisemmällä tuotantomuodoilla.

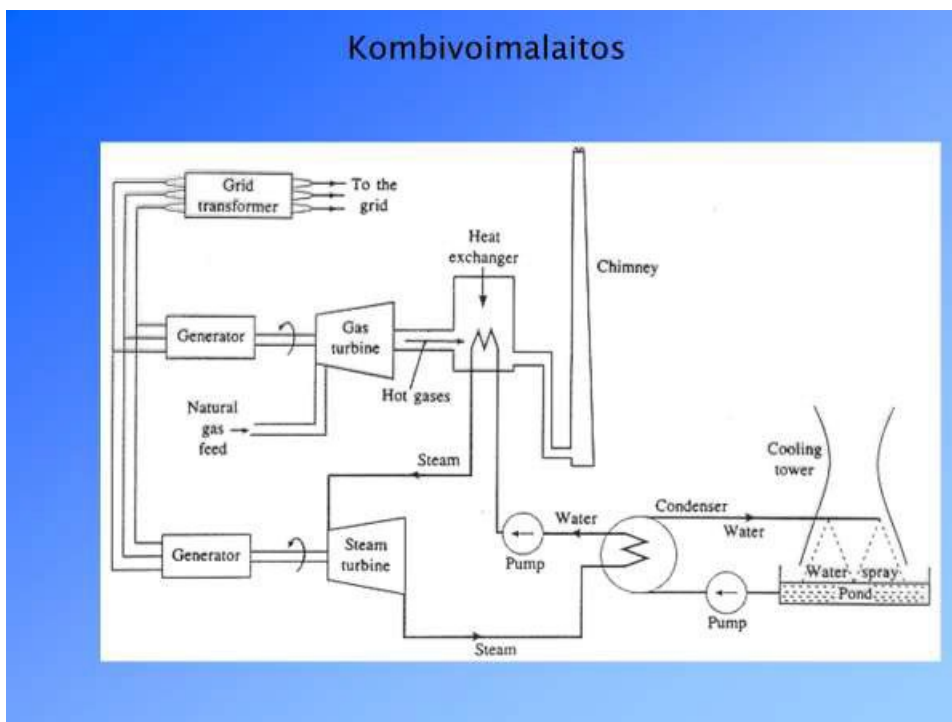


Kombivoimalaitos

Parempaan sähköntuotannon hyötysuhteeseen päästään yhdistämällä kaasuturbiini ja höyryturbiini kombivoimalaitokseksi. Tässä polttoaineena oleva kaasu syötetään aluksi kaasuturbiiniin, jonka pakokaasut edelleen viedään höyrykattilaan, joka syöttää höyryturbiinia. Tällaisessa voimalaitoksessa sähköä saadaan parhaimmillaan 60% polttoaineen energiasisällöstä. Jos laitoksen lauhdutuslämpö vielä viedään hyödyksi esimerkiksi kaukolämpöverkkoon, muodostuu kokonaishyötysuhde edelleen hyvin korkeaksi.

Kaasukombivoimalaitoksen CO₂-päästöt ovat tuotettua yksikköä kohti huomattavasti pienemmät kuin hiilivoimalaitoksissa. Lisäksi SO₂- ja NO_x-päästöt ovat vähäisemmät. Kaasukombilaitokset käyttävät nykyään maakaasua polttoaineena ja tulevaisuudessa on mahdollista, että kaasun sekaan tullaan lisäämään uusiutuvalla tavalla tuotetusta vedystä edelleen prosessoitu kaasua.

Kaasukombivoimalaitoksia löytyy suomalaisista kaupungeista, jotka käyttävät maakaasua, mm. Helsingin Vuosaaresta.



Ydinvoima

Tänä päivänä käytössä olevat ydinvoimalaitokset perustuvat uraanin isotooppi 235:n fissioon. Luonnonuraanista vain 0,7% on isotooppia U_{235} , pääosan ollessa isotooppia U_{238} .

Ydinpolttoaineen valmistamiseksi uraania täytyy väkevöidä, jotta isotooppi 235:n pitoisuus saadaan riittävän korkeaksi ketjureaktiota ajatellen. Tämä tehdään saattamalla uraani ensin kaasumaiseen muotoon (UF_6), ja erottelemalla sitten sentrifuugien avulla kevyemmät 235-isotoopit.

Ydinvoimalaitokset ovat kalliita rakentaa, mutta verrattain edullisia käyttää, minkä vuoksi ne soveltuvat peruskuormalaitoksiksi. Laitosten käytöstä ei synny CO_2 , NO_x tai SO_2 -päästöjä. Käytetyn ydinpolttoaineen käsittely ja loppusijoitus on Suomessa ratkaistu varastoimalla se kallioperään louhittuun luolastoon, jota kutsutaan Onkaloksi. Ydinonnettomuudet vuosina 1986 Tsernobylässä ja 2011 Fukushimaa johtivat laajojen maa-alueiden radioaktiiviseen saastumiseen.

Ydinreaktorin ketjureaktiota säädetään grafiittisten säätösauvojen avulla. Sauvat hidastavat ytimien halkeamisesta syntyviä neutroneita, saaden ne näin helpoimmin hakeutumaan uusiin uraaniytimiin aiheuttaen niiden halkeamisen. Ydinvoimalaitoksia on kaksi erilaista perustyyppiä, jossa kiehutusvesireaktorissa veden annetaan höyrystyä reaktorissa ja sama höyry johdetaan turbiiniin. Nykyiset Olkiluodon laitokset ovat tätä tyyppiä. Toinen perusratkaisu on painevesireaktori, jossa reaktorin ja turbiinin vesikierto on erotettu toisistaan. Reaktorissa oleva vesi pidetään korkean paineen avulla nestemäisessä muodossa ja höyry kehitetään lämmönvaihtimessa joka siirtää lämpöenergian reaktorin vesipiiristä edelleen turbiinin höyrykiertoon. Tällaiset laitokset on nykyään Loviisassa.

Tulevaisuudessa ydinenergiaa saatetaan tuottaa fuusioreaktion avulla lähtien vedyn eri isotoopeista. Mahdollisia reaktioita ovat $D+T=He+n$, $D+D=T+H$ tai $D+D=He+n$.

YDINVOIMALAITOKSET Painevesi- ja kiehutusvesireaktori

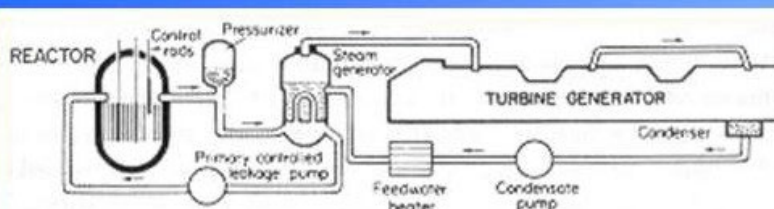


Figure 1.17 Schematic diagram of a pressurized water reactor.
(From *Physics of Nuclear Energy* by F. D. Effertrich and M. M. R. Effertrich.)

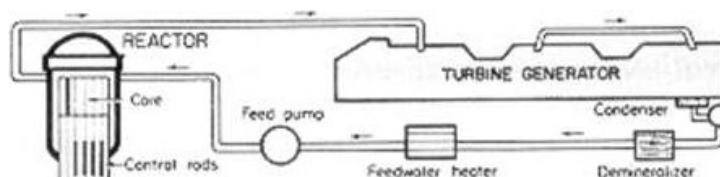


Figure 1.18 Schematic diagram of a boiling water reactor. (From *Physics of Nuclear Energy* by F. D. Effertrich and M. M. R. Effertrich.)

Vesivoima

Vesivoiman hyödyntämisessä veden sisältämä potentiaali- tai liike-energia muutetaan voimalaitoksissa sähköenergiaksi. Periaatteessa kyseessä on hyvin samantapaisesta muunnoksesta kuin myöhemmin käsiteltävässä tuulivoimassakin. Veden tiheys on kuitenkin ilmaa merkittävästi suurempi, joten samankokoisilla laitteilla saavutettavat tehotasot ovat paljon suurempia. Lisäksi veden avulla energiaa voidaan varastoida järviin tai altaiisiin. Ensimmäiset sähköä tuottava vesivoimala on rakennettu 1882 USA:ssa, Wisconsinissa ja sen teho oli vain 12,5 kW. Sähköntuotannon alku vesivoimalla olikin pääasiassa pieniä muutaman kuluttajan käyttöön rakennettuja voimaloita. Vesivoimaa toki on käytetty tätäkin ennen hyvin monenlaisissa mekaanisissa järjestelmissä, mm. myllyissä ja pumpuissa. Ensimmäisiä tietoja vesirattaan käyttämisestä löytyy jo ajalta 4000 ennen ajanlaskun alkua.

Allasvesivoima eli säännöstelyvesivoima

Allasvesivoima eli säännöstelyvesivoima on vesivoiman yleisin muoto ja sopii hyvin suuritehoiseen sähköenergian tuotantoon, ja maailman suurimmat voimalat ovatkin tämältyyppisiä. USA:ssa 1942 käyttöön otettu Grand Coulee Dam -voimala, kuva 1, oli pitkään maailman suurin, mutta Amazonin alueelle Etelä-Amerikassa on toteutettu kolme suurta voimalaa ja sen jälkeen todennäköisesti pitkään suurimpana pysyvä on Kiinassa 2010 käyttöön otettu Kolmen rotkon pato (Three-Gorges Dam). Allasvesivoima on tällä hetkellä ylivoimaisesti merkittävin tapa varastoida sähköenergiaa.

Taulukko 1: Maailman suurimmat vesivoimalaitokset

World's Largest Hydroelectric Power Plants

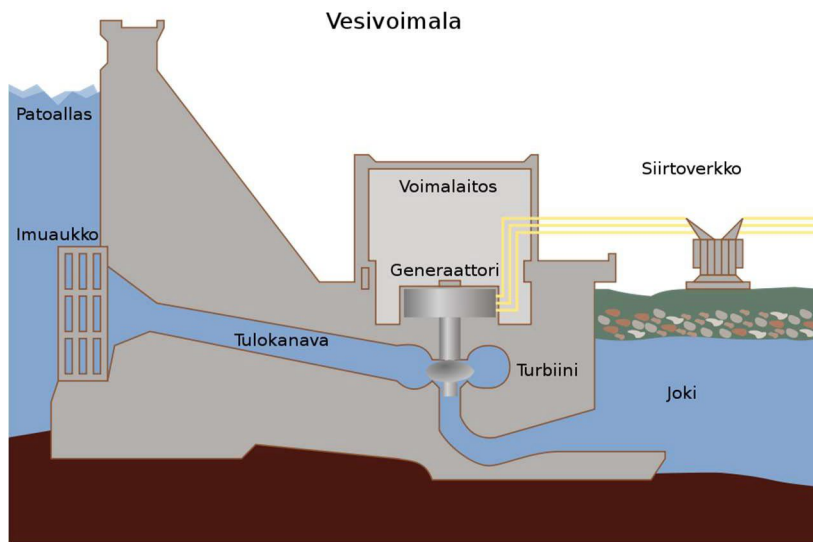
Name of Dam	Location	Capacity (GW)	Year of Completion
Three-Gorges	China	22.5	2010
Itaipu	Brazil/Paraguay	14	1983
Guri	Venezuela	10	1986
Tucuruí	Brazil	8.37	1984
Grand Coulee	Washington	7.0	1942
Sayano-Shushenskaya	Russia	6.4	1989
Krasnoyarsk	Russia	6	1968
Churchill Falls	Canada	5.43	1971
La Grande 2	Canada	5.33	1979
Bratsk	Russia	4.5	1961



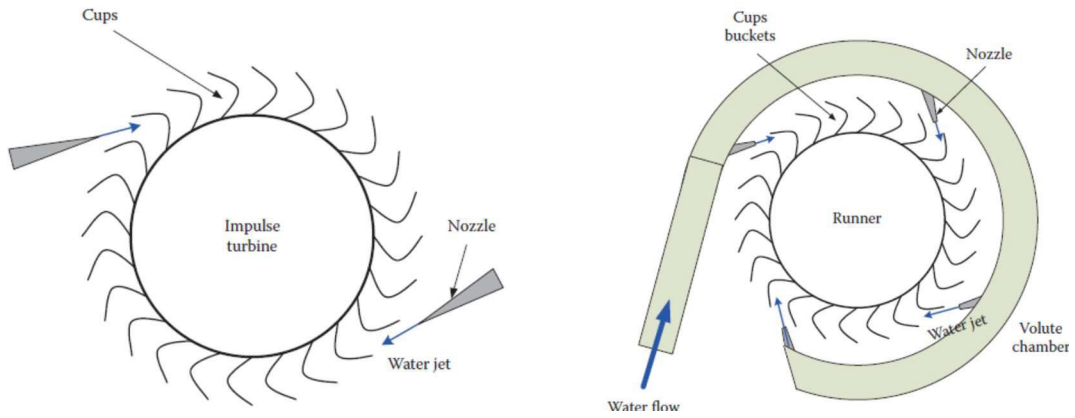
Kuva 1: Grand Coulee Dam ja siihen liittyvä tekojärvi USAssa lähellä Kanadan rajaa oli pitkään maailman suurin vesivoimalaitos (7 GW), ja se on rakennettu jo 1942. Padon korkeus on 170 m ja pituus 1,6 km.

Vesivoimalan yksinkertaistettu periaatekuva on esitetty kuvassa 2. Ylempänä olevan patoaltaan vesi johdetaan tulokanavaa pitkin turbiiniin, joka pyörittää generaattoria. Turbiinien toimintaperiaatteita on kaksi: impulssi- ja reaktioturbiini. Newtonin toinen laki (voima riippuu liikemäärän muutoksesta ja massan ollessa vakio kiihtyvyydestä) kuvaa impulssiturbiinin energiansiirtoa. Vesivirran paine (potentiaalienergia) muutetaan suuttimella liike-energiaksi. Kuvassa 3 suurinopeuksinen vesisuihku osuu turbiinin lavoissa oleviin kuppeihin, ja suihkun suunta muuttuu. Suihku aiheuttaa lapaan impulssivoiman, joka vaikuttaa tietyn matkan tehden työtä turbiiniin ja siten antaen sille energiaansa. Optimitilanteessa koko vesisuihkun liike-energia muuttuu turbiinia pyörittäväksi voimaksi. Pelton-turbiini toimii impulssiperiaatteella ja se sopii pienille virtaamille ja suurille putoukorkeuksille.

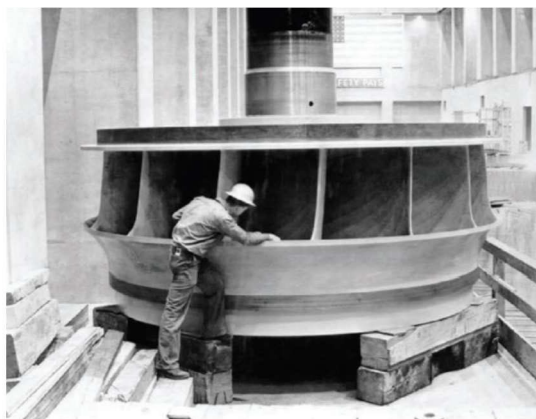
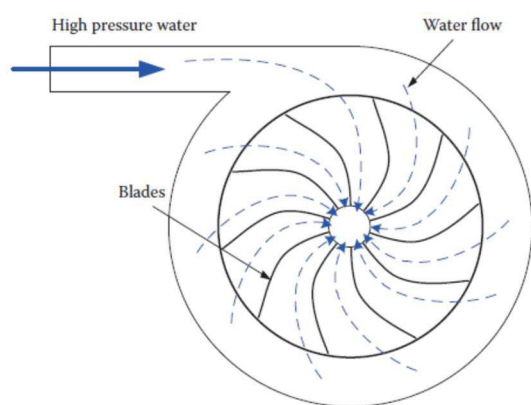
Toisin kuin impulssiturbiini, kuvan 4 reaktioturbiini on kokonaan veden täyttämä. Newtonin kolmas laki (voima ja vastavoima) kuvaa reaktioturbiinin energiansiirtoa. Vesivirran paine laskee sen vaikuttaessa turbiinin lapoihin ja luovuttaa energiaa turbiinille. Francis- ja Kaplan-turbiinit toimivat tällä periaatteella. Kaplan-turbiini soveltuu suurille virtaamille ja pienille pudotuskorkeuksille. Turbiinin juoksupyörä on potkurin tai aksiaalipumpun juoksupyörän muotoinen. Francis-turbiinit soveltuvat keskisuurille putoukorkeuksille, 20 m – 500 m. Niiden juoksupyörä muistuttaa keskipakopumpun juoksupyörää.



Kuva 2: Vesivoimalan yksinkertaistettu periaatekuva.



Kuva 3: Impulssiturbiinin toimintaperiaate ja impulssiperiaatteella toimiva Pelton-turbiini.



Kuva 4: Reaktioturbiinin periaate ja siihen perustuva Francis- ja Kaplan turbiinien valokuvat.

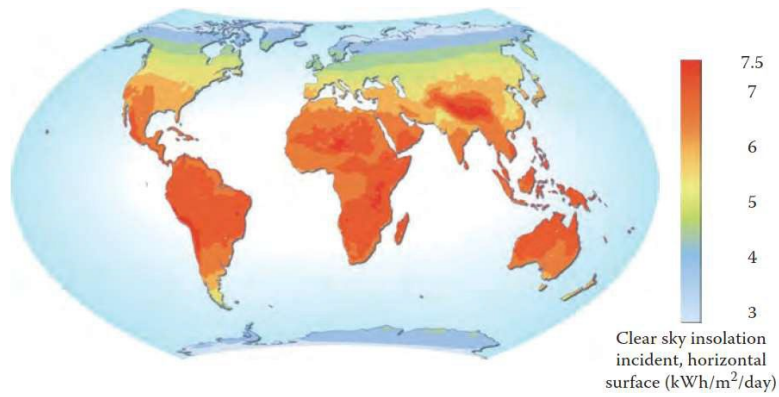
Suomessa vesivoimalaitosten tehot vaihtelevat alle yhdestä megawattista 170 megawattiin. Valtaosa Suomen vesivoimalaitoksista on joki- tai säännöstelyvoimalaitoksia. Vesivoimalla tuotettiin 1950-luvulla lähes 90 prosenttia maamme sähköstä. Muun sähköntuotannon lisääntyessä vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on vuosien mittaan vähentynyt ja esimerkiksi vuonna 2018 vesivoiman osuus oli 19 %. Ensimmäinen voimalamme avattiin 22. syyskuuta 1891 Tampereella, ja sen jälkeen vesivoiman rakentamisen tahti kiihtyi 1900-luvulle tultaessa. Suomen varsinainen sähköistäminen alkoi, kun Imatrankosken voimala valmistui 1929. Nykyään Suomessa on noin 250 vesivoimalaa ja niiden yhteinen kapasiteetti on noin 3,2 GW.

Aurinkoenergia

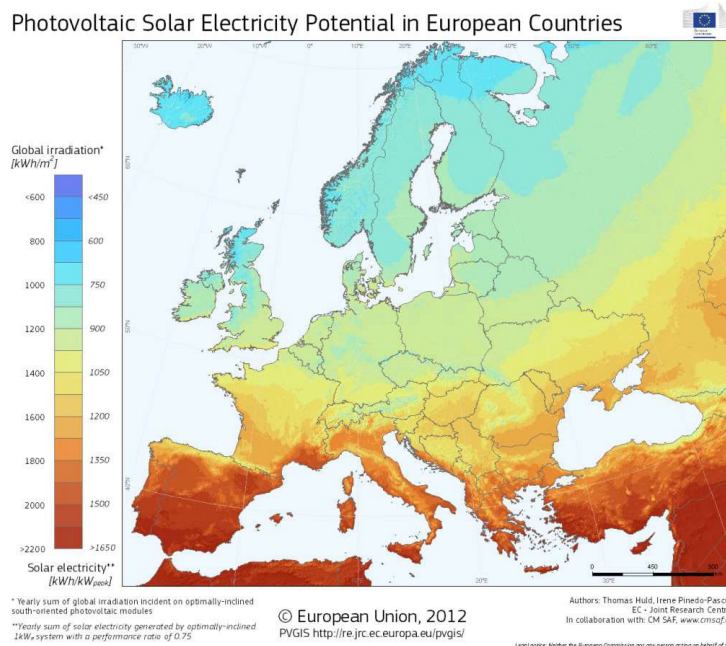
Auringon säteily avaruudessa on jopa $1\,366\text{ W/m}^2$, mutta maan pinnalle siitä päätyy vain osa, paikasta ja ajasta riippuen 5-70 %, eli vaihtelu on erittäin suuri. Säteilyn vaimenemiseen on useita eri syitä. Ilmakehä absorboi säteilyä ja säteilyä myös heijastuu ilmassa olevista partikkeleista. Maan pinnalla säteilyn määrä riippuu vuoden ja vuorokauden ajasta sekä paikasta maapallolla. Suomessa auringon vuosittainen säteilyn määrä on n. $1\,000\text{ kWh/m}^2$. Vaikka vaihtelu on suurta niin on kuitenkin syytä huomata, että yhden tunnin aikana maapallon pinnalle tulee auringon säteily-energiaa enemmän kuin koko ihmiskunta kuluttaa energiaa vuodessa

Säteilyn intensiteetti

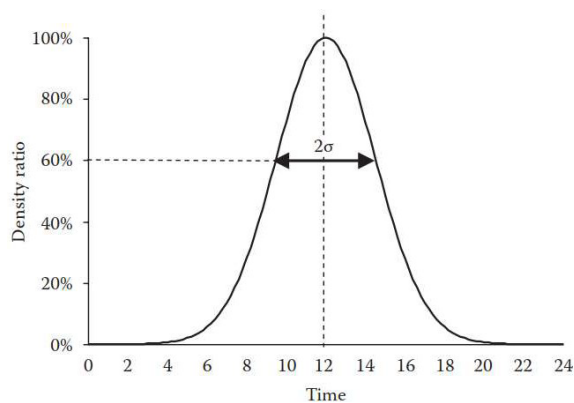
Auringon säteilyn intensiteetti vaihtelee hyvin voimakkaasti. Suurimmillaan se on päiväntasaajan lähellä olevissa maissa keskipäivällä, kun taivas on kirkas.



Kuva 5: Vuosittainen keskiarvoinen aurinkoenergian säteily maailmanlaajuisesti.



Kuva 6: Auringon säteilyn energiamäärä Euroopassa. Kuvasta on hyvä huomata, että Etelä-Suomen aurinko-olosuhteet vastaavat mm. Pohjois-Saksaa.



Kuva 7: Tyypillinen auringon säteilyn jakauma yhden vuorokauden aikana. Säteily on voimakkaimmillaan keskipäivän aikana.

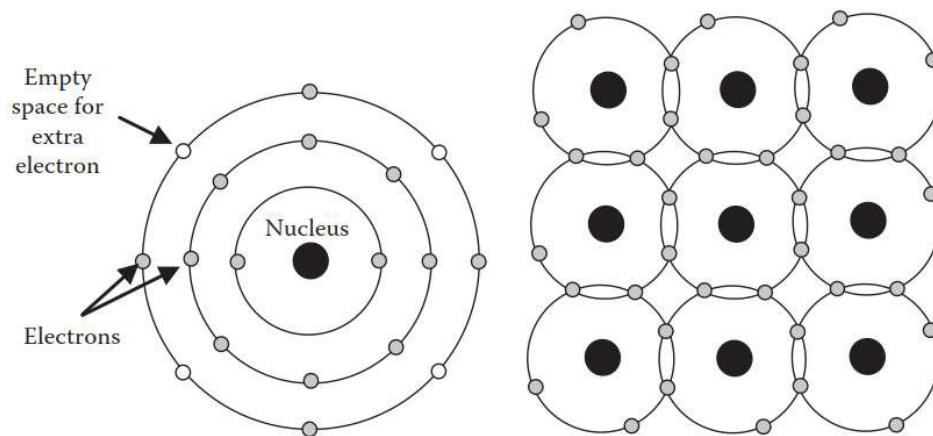
Aurinkosähköjärjestelmät

Tämän luvun tarkoituksena on esitellä aurinkokennon toimintaperiaate eli tapa, jolla auringon valo muutetaan sähköksi. Aurinkokenno toimii virtalähteenä, jonka virran suuruus riippuu auringon säteilystä. Samalla kuitenkin tuon virtalähteen lähtöjännite on rajoittunut varsin alhaiseksi, noin 0,5 – 0,7 V käytetyistä materiaaleista riippuen. Jännite on niin pieni, että käytännössä yhtä kennoa ei voi käyttää sellaisenaan vaan paneeleissa jännitteen nostamiseksi kennoja kytketään sarjaan ja virran nostamiseksi rinnan.

Valo koostuu fotoneista, joiden energia saadaan Planckin vakion ja taajuuden tulona. Aktiiviset aurinkosähköjärjestelmät perustuvat siihen, että tuo auringon säteilyn sisältämä energia saadaan muutettua suoraan sähköksi nk. valosähköisen ilmiön avulla. Sen havaitsi ensimmäisenä ranskalainen fyysikko Edmond Becquerel 1839 ja vähän myöhemmin Heinrich Hertz teki joitain uusia havaintoja 1887. He havaitsivat, että tietyt materiaalit pystyvät absorboimaan fotonien energian.

Vuonna 1905 Albert Einstein kehitti valosähköilmiölle tarkan analyysin olettamalla, että valonsäde koostuu pienistä energiapaketeista, joita hän kutsui fotoneiksi tai kvanteiksi. Näihin havaintoihin perustuva aurinkokenno kehitettiin noin 1900-luvun puolivälissä Bellin laboratoriossa USA:ssa.

Aktiiviset aurinkosähköjärjestelmät perustuvat piipohjaisiin puolijohteisiin samaan tapaan kuin elektroniikan komponentit ja laitteet. Piissä on neljätoista elektronia, jotka ovat järjestäytyneet kolmelle energiatasolle kuvan 8 tapaan. Kiinteässä aineessa elektroneja kuvataan niiden energialla. Elektronit sijoittuvat energia-asteikolla tietyille energiaväleille, joita kutsutaan energiaväiksi. Korkein matalassa lämpötilassa oleva täysi vyö on valenssivyö, ja sillä olevat elektronit sitovat atomeja toisiinsa kiinni, eli ne ovat sidoselektroneja. Näin muodostuu aineen kiderakenne.



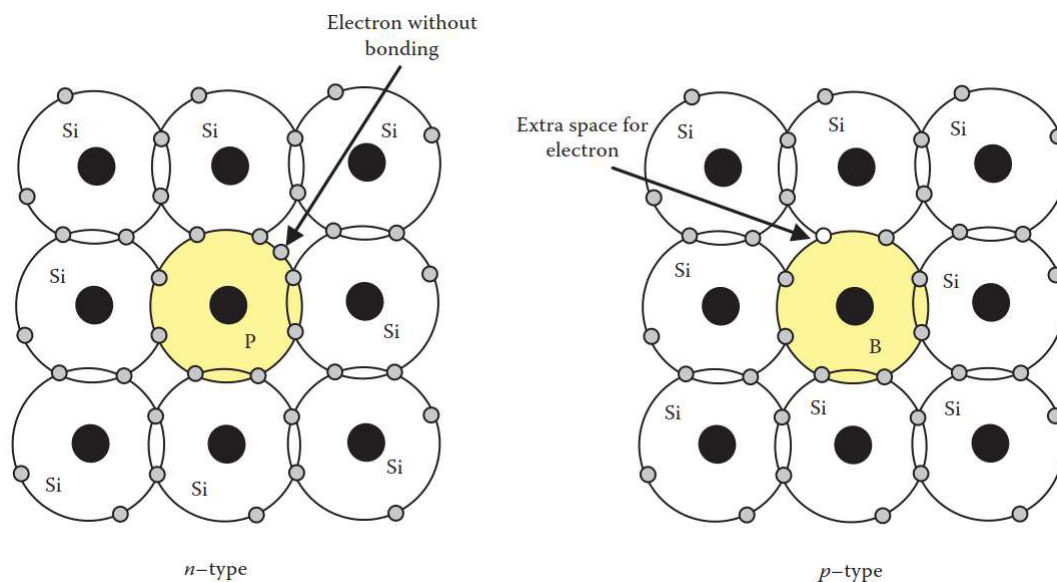
Kuva 8: Yksi pii-atomi ja useista pii-atomeista muodostuva kiderakenne.

Puolijohteissa ja eristeissä valenssivyö on yleensä täynnä eli kaikilla ulomman vyön paikoilla on elektroni. Tällaisella vyöllä elektroni ei kykene liikkumaan, koska nopeus nostaisi sen energiaa, mutta vapaita energiatiloja ei ole käytettävissä. Jos lämpövärähtely tai muu syy poistaa elektronin valenssivyöstä, jää vyöhön tyhjä paikka, jota kutsutaan aukoksi. Aukko on sähkövaraukseltaan positiivinen ja se kykenee liikkumaan ja kuljettamaan sähkövirtaa.

Elektroni pyrkii spontaanisti siirtymään alemmille energiatiloille eli vyökuvassa alaspäin. Jos elektroni siirtyy energia-asteikolla alempana olevan aukon tilalle, niin aukko nousee ylöspäin. Aukot siis pyrkivät spontaanisti kellumaan energia-asteikolla ylöspäin. Näin aukot sijaitsevat valenssivyön yläreunassa, kun taas elektronit ovat vyön alareunassa.

Piin sähköisiä ominaisuuksia voidaan muuttaa lisäämällä siihen epäpuhtauksia. N-tyyppin puolijohdeessa piihin on lisätty esimerkiksi fosfori-atomeja, joilla on ylimääräinen elektroni uloimmalla valenssivyöllä, kuva 9. Näin kiderakenteeseen jää yksi ylimääräinen elektroni, joka voi liikkua. Vastaavasti p-tyyppin puolijohdeessa piihin on lisätty esimerkiksi Booria, jolla on yksi elektroni vähemmän uloimmalla vyöllä. Näin materiaaliin jää vajuus elektroneista eli aukko, johon vapaa elektroni voi rekombinoitua. Kun n- ja p-tyyppin puolijohteet yhdistetään, saadaan komponentti nimeltään diodi. Liitoksessa n-tyyppin piin elektronit kulkevat kohti p-tyyppin aukkoja ja päinvastoin. Näin syntyy tyhjennysalue, jossa ei ole vapaita varauksenkuljettajia. Tämä sama p-n liitos on myös aurinkokennojen tärkein osa.

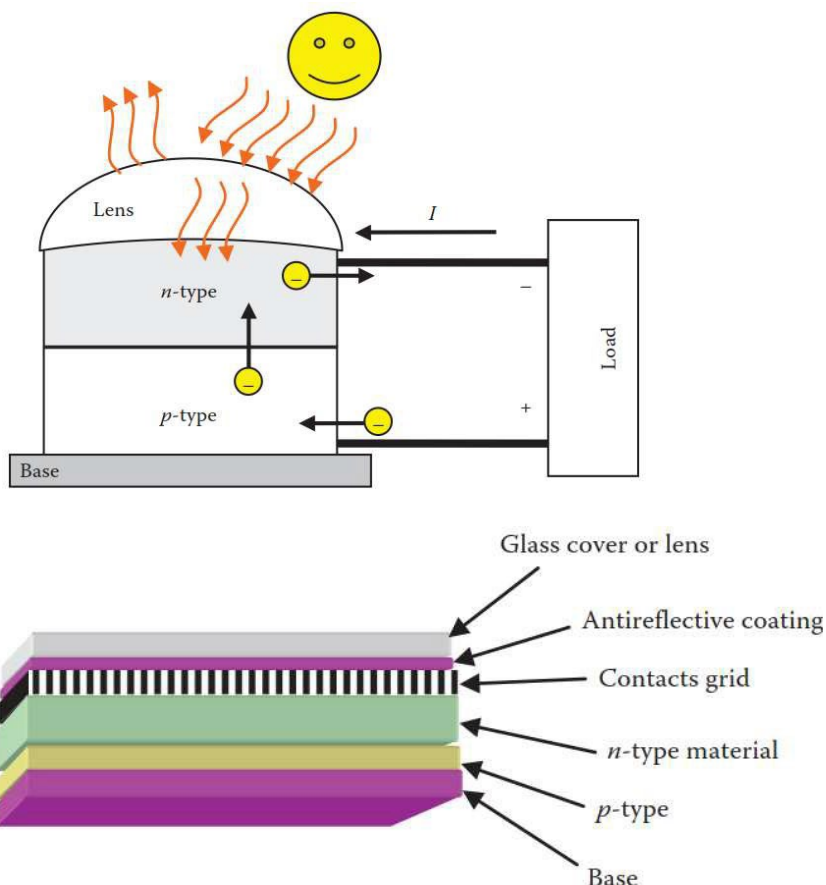
Kuvan 10 aurinkokenno muodostuu pohjalevyn päälle olevasta p-tyyppin puolijohdeesta ja sen päällä olevasta n-tyyppin kerroksesta. Kaikkein päällimmäisenä on lasista tehty linssi, jonka tarkoituksena on ohjata valon säteet mahdollisimman hyvin puolijohdeisiin. Samalla se suojaa rakennetta ympäristön vaikutuksilta. Valon osuessa rakenteeseen se irrottaa elektroneja ja kun kennon rinnalle on kytketty kuorma niin elektronit pääsevät kulkemaan kuorman kautta p-tyyppin alueelle ja sieltä takaisin n-alueelle. Näin syntyy virta, joka kulkee siis vastasuuntaan elektronien kulkua ja tämä johtuu aikoinaan tehdystä virran suunnan määrittelystä.



Kuva 9: Pii-kide, johon on lisätty a) fosforia (P), jolloin saadaan N-tyyppin puolijohde ja b) Booria (B), jolloin tulos on P-tyyppin puolijohde.

Aurinkokenno

Aurinkokennot voidaan jakaa tasapaksuihin levykennoihin (flat-plate photovoltaic, PV), joissa auringonvalo tuottaa suoraan sähköä sekä keskittäviin aurinkokennoihin (Concentrated PV), joissa auringonvalo keskitetään tai tiivistetään sähköntuotantoa varten.

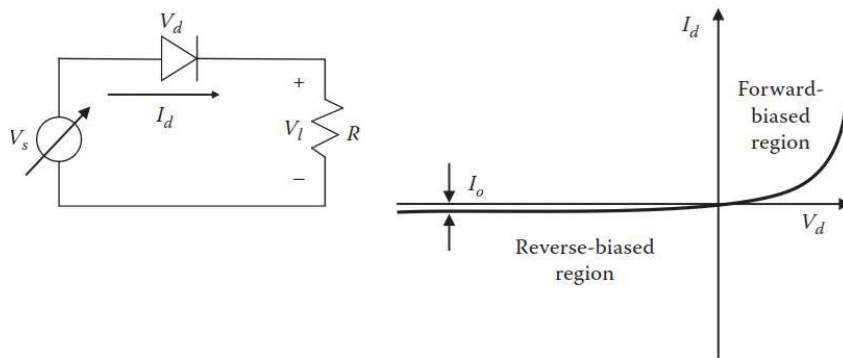


Kuva 10: Aurinkokennon periaate ja kennon keskeisimmät osat

Diodin toimintaperiaate

Ideaalisen aurinkokennon toiminta voidaan selittää aiemmin kuvatun p-n liitoksen ja diodin toiminnan avulla. Kun diodi kytketään kuvassa 11 esitetyllä tavalla osaksi virtapiiriä, jossa on vaihtojännitelähde, niin virta kulkee vain positiivisen jännitteen puoliskolla. Anodin positiivinen jännite vetää puoleensa n-alueen elektroneja ja vastaavasti katodin negatiivinen jännite vetää puoleensa p-alueen aukkoja. Näin komponentin läpi kulkee myötäsunnassa virta. Jos jännitteen napaisuus kääntyy niin anodin negatiivinen jännite vetää aukkoja kohti anodia ja katodin positiivinen jännite n-alueen elektroneja. Liitokseen syntyy tyhjennysalue, jossa ei ole vapaita varauksenkuljettajia ja ideallisen diodin läpi ei kulje virtaa. Käytännössä diodin läpi kulkee tällöin hyvin pieni estosuuntainen vuotovirta.

Diodin johtaessa sen yli jää noin 0,5-0,7 V:n jännite ja jännitehäviö kasvaa melko lineaarisesti virran kasvaessa, kuva 11. Diodin päästöjännitettä mallinnetaankin usein tuon kynnyksjännitteen ja vastuksen yhdistelmänä ja tämä on käytännön sovelluksiin varsin riittävä.



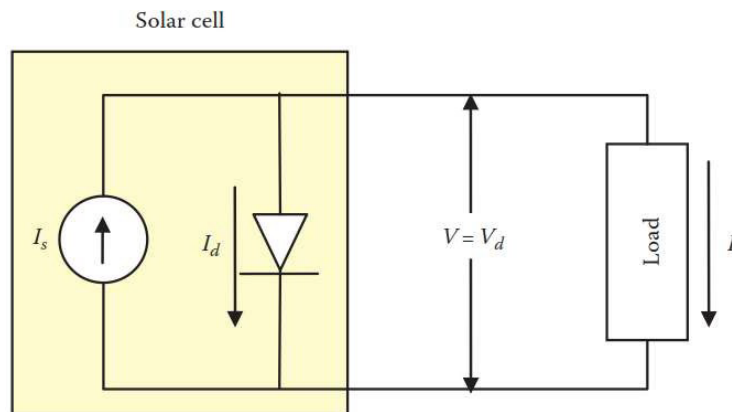
Kuva 11: Diodin sisältämässä virtapiirissä virta kulkee vain diodin päästösuuntaan. Diodi ei rajoita virtaa, vaan virran suuruus määräytyy jännitteen ja kuorman R mukaan. Estosuunnassa diodin läpi kulkee hyvin pieni vuotovirta I_o .

Ideaalinen aurinkokenno

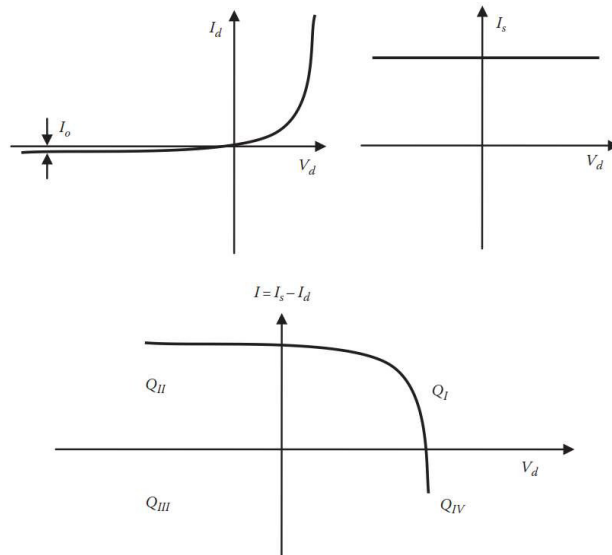
Ideaalisen aurinkokennon malli saadaan, kun edellinen diodin malli yhdistetään virtalähteeseen. Kuvassa 12 virtalähde I_s kuvaa auringon säteilyn vaikutusta eli virta kasvaa auringon säteilyn kasvaessa. Aurinkokenno voidaan mallintaa virtalähteenä, jolloin kennon virta kuormaan on

$$I = I_s - I_d \quad (1)$$

Diodin päästöjännite määrää samalla myös kennon jännitteen, joka on noin 0,7 V eli verrattain pieni. Yhden aurinkokennon jännite ei käytännön sovelluksissa riitäkään ja sen vuoksi paneeleissa kennoja on kytketty sarjaan. Aurinkokenno toimii siten virtalähteenä, jonka lähtöjännite on rajoitettu diodin päästöjännitteen suuruiseksi. Kennon jännite nousee virran kasvaessa, kunnes saavutetaan diodin päästöjännite ja sen jälkeen virta on nolla. Tämän vuoksi kennosta saatava teho myös muuttuu koko ajan. Aurinkokennon jännite-virta -ominaiskäyrä on esitetty kuvassa 13



Kuva 12: Ideaalisen aurinkokennon mallissa käytetään apuna auringon säteilyn määrästä riippuvaa virtalähdettä ja p-n rajapintaa kuvaavaa diodia.

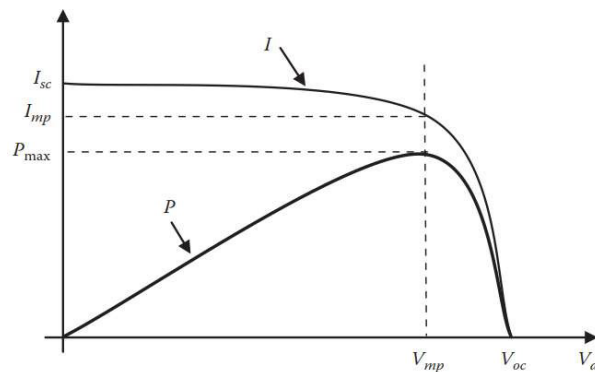


Kuva 13: Aurinkokennon jännite-virta ominaiskäyrästä.

Aurinkokennon teho saadaan kertomalla jännite ja virta keskenään, jolloin

$$P = VI = V_d I_s - V_d I_o \left(e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1 \right) \quad (2)$$

Aurinkokenno voidaan kytkeä oikosulkuun. Silloin sen jännite on nolla ja oikosulkuvirta I_{sc} määräytyy auringon säteilyn mukaan. Kuormaa kuvaavan resistanssin ollessa vakio paneelin jännite nousee lineaarisesti virran kasvaessa. Tällöin myös paneelin jännite ja teho kasvavat. Jännitteen noustua lähelle diodin päästöjännitettä jännite alkaa rajoittumaan ja virran edelleen noustessa se rajoittuu avoimen piirin jännitteeksi V_{oc} , jolloin piirin virta on nolla, kuva 14. Pistettä, jossa kennosta saatava teho on suurin, kutsutaan maksimitehon pisteeksi (Maximum power point, MPP) ja sitä vastaa myös jännite V_{MP} ja I_{MP} , jotka ovat pienempiä kuin V_{oc} ja I_{sc} .



Kuva 14: Aurinkokennon virta-jännite sekä teho-jännite ominaiskäyrät ja maksimitehon piste.

Aurinkokennon teholla on siis maksimipiste ja kennoa pitäisi käyttää tässä pisteessä, jotta auringon säteilystä saataisiin suurin hyöty. Jos kennon kuormaksi on kytketty vakiokokoinen resistanssi näin ei kuitenkaan tapahdu. Käytännön sovelluksessa kennoon tuleva auringon säteilyteho muuttuu koko ajan. Tämän vuoksi siis kennon virta muuttuu ja jos sen kuormana oleva vastus on vakio, muuttuu myös kennon jännite ja siitä saatava teho. Muuttuvan toimintapisteen vuoksi myös maksimitehon

pisteen kohta muuttuu. Tästä seuraa se, että lähtötehon maksimoimiseksi myös kuorman olisi muututtava. Jos kuormana on vakioresistanssi niin tämä ei ole mahdollista. Käytännössä aurinkokennon kuormat eivät ole resistansseja vaan eri tavoin säädettäviä teholähteitä. Säädettävä kuorma voidaan toteuttaa tasasähkökatkoilla, joita käytetään tasajännitteen suuruuden muuttamiseen. Katkojan lisäksi järjestelmään tarvitaan algoritmi, joka seuraa koko ajan mittaamalla kennon toimintapistettä ja säätää katkojan toimintaa niin, että se on maksimitehopisteen kohdalla (MPPT, maximum power point tracking).

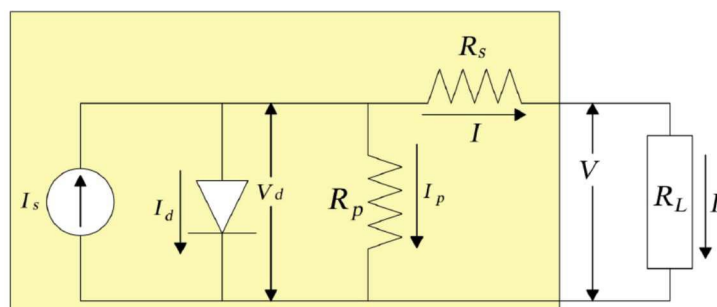
Aurinkokennojen sarjaan- ja rinnankytkentä

Kuten edellä todettiin, yhden aurinkokennon lähtöjännite on verrattain matala ja sitä suoraan käyttämällä järjestelmien hyötysuhde olisi erittäin huono. Sen vuoksi aurinkopaneeleissa yksittäisiä kennoja kytketäänkin sarjaan ja rinnan. Sarjaankytkennän lähtöjännite on kennojen jännitteiden summa. Haittapuolena on se, että kennojen läpi kulkevien virtojen on oltava sama. Siten pienimmän virran tuottava kenno määrää sarjaankytkennän virran. Yksittäisen kennon likaantuminen tai varjostuma puista, lumesta tai muusta johtuen vaikuttaa siten useamman kennon toimintaan.

Kennojen rinnankytkennässä paneelien jännite ei nouse, mutta virta on yksittäisten kennojen virran summa. Käytännössä aurinkopaneeleissa on kytketty sarjaan useita kymmeniäkin kennoja ja riippuen paneelin tehosta myös rinnankytkettyjä haaroja on useita.

Reaalinen aurinkokenno

Edellisessä tarkastelussa aurinkokenno oletettiin ideaaliseksi niin, että siinä ei ole häviöitä. Käytännössä näin ei ole. Kaupallisten kennojen hyötysuhde on tällä hetkellä tyypillisesti alle 20 %, mutta laboratorio-olosuhteissa parhaiden kennomateriaalien hyötysuhteeksi on saatu jopa 40-50 %. Häviöitä järjestelmässä on useita erilaisia. Säteilyyn liittyvät häviöt johtuvat heijastuksista kennon pinnasta tai siitä, että osa fotoneista ei ole riittävän suurenergisiä irrottamaan elektroneja. Sähköiset häviöt aiheutuvat erilaisista resistiivisistä häviöistä johdotuksissa ja puolijohdemateriaalissa. Kuvan 15 sijaiskytkennässä ne on mallinnettu kahdella resistanssilla, joista toinen on rinnalla ja toinen sarjassa. Sarjaan kytketty resistanssi R_s kuvaa johdotusten resistansseja ja se on muutamia milliohmeja. Rinnakkaisresistanssin R_p suuruus on sen sijaan muutamia kilo-ohmeja ja se kuvaa rakenteen vuotovirtoja.



Kuva 15: Käytännössä aurinkokennossa on myös häviöitä ja resistiivisiä häviöitä voidaan kuvata sijaiskytkennässä vastuksilla.

Aurinkosähköjärjestelmät

Aurinkopaneeleissa aurinkokennoja kytketään sarjaan ja rinnan tarvittavan tasajännitteen suuruuden ja järjestelmän tehotarpeen mukaan. Osassa järjestelmistä voidaan käyttää myös laitteistoja, joilla paneelien asentoa käännetään auringon liikkeen mukaan. Käytännössä näihin järjestelmiin liittyy kuitenkin mm. enemmän huoltotarpeita ja niiden hankintahinta on myös korkeampi. Suurimmassa osassa järjestelmistä paneelit onkin asennettu kiinteästi ja jos mahdollista niin kulmaan, joka on kyseisessä paikassa optimaalisin auringon liikkeeseen nähden. Paneelien asento olisi hyvä optimoida asennuspaikan mukaan ja tarkastelussa on laskettava arvioitu sähkön tuotto koko vuoden ajalta.

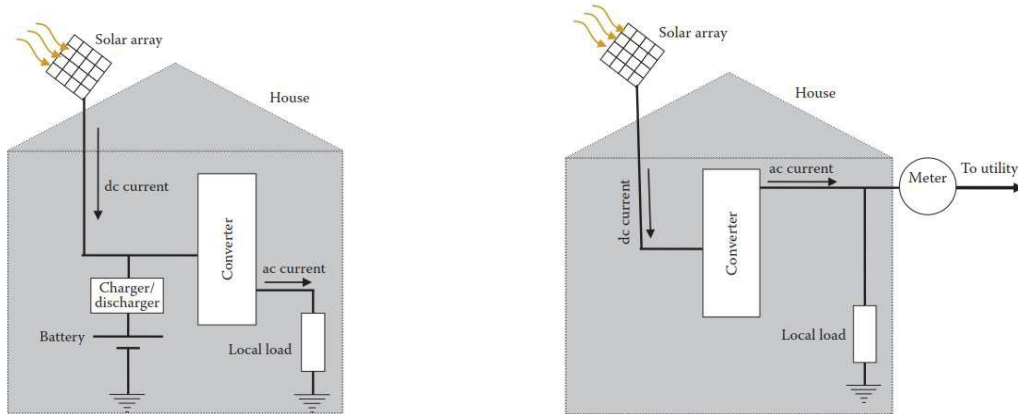


Kuva 16: Erilaisia aurinkosähköjärjestelmiä

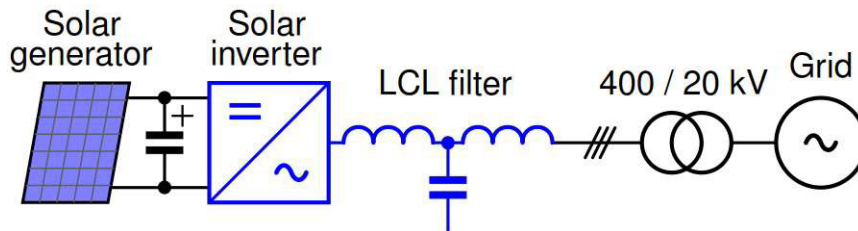
Aurinkosähköjärjestelmiä asennetaan varsin usein myös rakennuksiin, jolloin katto on oiva asennuspaikka. Jos rakennuksen sähkökulutus on riittävän suuri järjestelmää ei tarvitse liittää sähköverkkoon, mutta silloin tarvitaan akusto, jota voidaan käyttää varastona tuotannon ollessa kulutusta suurempi ja päinvastoin. Jos alueella on sähköverkko, järjestelmät liitetään usein siihen, kuva

17. Tällöin ylijäämä voidaan myydä sinne ja toisaalta puuttuva sähköenergia ostaa sähköverkosta.

Koska aurinkopaneeli tuottaa tasasähköä, järjestelmässä tarvitaan erilaisia muunnoksia, jotka tehdään tehoelektronikan avulla. Paneelin jännite on voitu sovittaa akustolle sopivaksi, mutta hyötysuhteen ja akun eliniän kannalta on parempi, jos järjestelmässä on akun lataamiseen oma tasasähkökatkoja. Lisäksi tarvitaan kuvan 18 vaihtosuuntaaja (invertteri), joka muuttaa tasajännitteen vaihtosähköksi. Vaihtosuuntausta varten tasasähköpuolen jännite on nostettava alueelle 600-850 V, jos liittymä on kolmivaiheinen. Yksivaiheisissa liittymissä tarvittava tasajännite on pienempi.



Kuva 17 Aurinkopaneelit asennetaan usein katolle ja niissä voi olla mukana energian varastointia varten akusto ja järjestelmät liitetään usein myös sähköverkkoon.



Kuva 18 Aurinkopaneelin kytkentä sähköverkkoon vaihtosuuntaajan (invertteri) avulla. Järjestelmässä on myös yliaaltojen suodattamiseen käytetty LCL-suodatin.

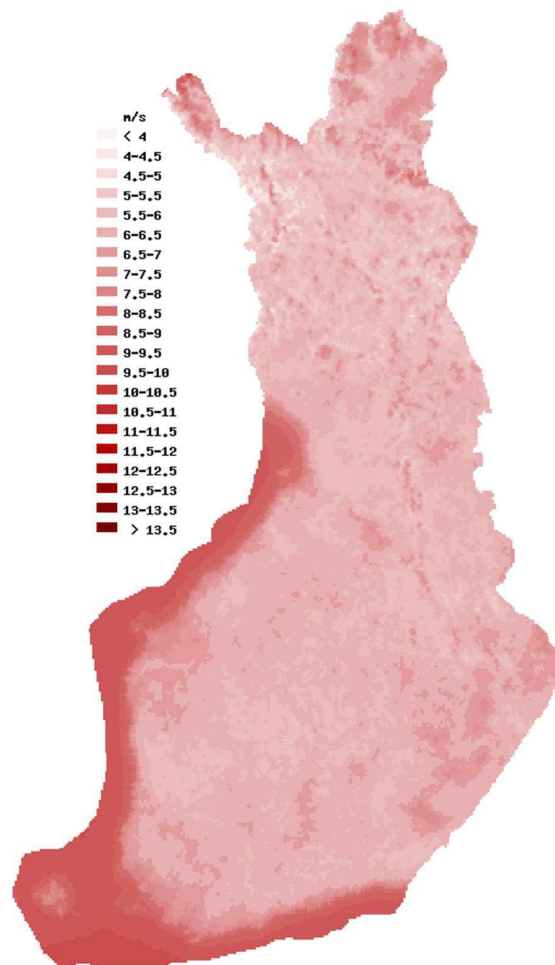
Aurinkosähköjärjestelmän ollessa suuri siinä käytetään tuhansittain aurinkokennoja ja niistä rakennettuja paneeleja. Paneeleja kytketään myös yhteen ja niitä kutsutaan usein ketjuiksi ja englanniksi niitä kutsutaan nimellä "string". Yhdessä ketjussakin voi olla nk. ketjuvaihtosuuntaaja, mutta usein ketjuja kerätään yhteen ja käytetään vain yhtä keskusvaihtosuuntaajaa. Markkinoilla olevien keskusvaihtosuuntaajien suurimmat tehot ovat jopa noin 2 MW.

Tuulienergia

Ensimmäisen nykymuotoisen tuuliturbiinin rakensi amerikkalainen Charles F. Brush vuonna 1888. Sen teho oli varsin vaatimaton, 12 kW, vaikka tarvittu mekaaninen rakenne olikin suuri. Nykyään tuulivoimaloiden tehot ovat noin 4 MW luokkaa ja suurimpien jopa 8 MW.

Maailmanlaajuiset investoinnit tuulivoimaloihin ovat kasvaneet merkittävästi ja tällä hetkellä asennetun tehon lisäys on vuosittain noin 50-60 GW. Parhaan ajantasaisen tiedon saa joko maailman energiayhdistyksen IEA [IEA – International Energy Agency](http://www.iea.org) tai tuulienergiayhdistyksen verkkosivuilta [World Wind Energy Association \(wwindea.org\)](http://www.wwindea.org). Suomessa tuulivoiman käyttöön liittyviä tilastoja ja tietoja käynnissä olevista hankkeista seuraa [Suomen Tuulivoimayhdistys \(STY\)](http://www.sty.fi).

Tuulivoimainvestointeja suunniteltaessa voimalan sijoituspaikalla on suuri merkitys ja erityisesti paikan tuuliolosuhteilla. Suomen tilastoituja tuulisuustietoja löytyy tuuliatlaksesta <http://www.tuuliatlas.fi/fi/index.html>. Tuulivoiman kannalta parhaat rakennuspaikat ovat merellä tai rannikkoseudulla. Tämän lisäksi hyviä paikkoja löytyy myös mantereelta, varsinkin korkeilta paikoilta ja mm. Lapin tuntureilta. Säämallilla on tarkasteltu Suomen tuuliolosuhteita eri korkeuksilta 50 metristä 400 metriin kautta koko maan 2,5 x 2,5 neliökilometrin alueilta. Rannikolla, saaristossa, tunturialueilla ja valituilla sisämaa-alueilla tuulen keskinopeus annetaan tarkemmalla 250x250 neliömetrin resoluutiolla.



Kuva 19 Tuulen keskinopeuden (m/s) jakauma 100 metrin korkeudella 2,5 x 2,5 neliökilometrin tarkkuudella.

Tuulivoiman tuotantoon liittyy joitain keskeisiä käsitteitä, jotka on hyvä tuntea. **Tuotanto roottorin pyyhkäisy-pinta-ala kohti** (kWh/m²) kertoo sen, kuinka paljon energiaa on tuotettu roottorin pinta-alaan nähden. Nyrkkisääntönä on, että voimala on tuottanut hyvin, mikäli vuosituotannosta laskettu luku on yli 1000 kWh/m². **Huipunkäyttöaika** th (h) määritellään, koska tuulivoimaloiden energiantuotanto vaihtelee välillä 0 % - 100 % nimellistehosta. Th kuvaa sen ajan pituutta, joka kuluisi vuodessa tuotetun energian tuottamiseen, mikäli tuulivoimala toimisi koko ajan nimellistehollaan. Esimerkiksi 2500 tunnin huipunkäyttöaika merkitsee sitä, että laitos on tuottanut vuoden aikana energiamäärän, jonka laitos tuottaisi toimiessaan nimellistehollaan 2500 tuntia. Mikäli tuulivoimalan vuotuinen huipunkäyttöaika on yli 2400 tuntia, on laitos tuottanut hyvin. **Kapasiteettikerroin** CF kertoo huipunkäyttöajan suhteessa vuoden tunteihin ja se kuvaa siten oleellisesti samaa asiaa kuin huipunkäyttöaika. Kapasiteettikerroin on käytössä erityisesti englanninkielisessä kirjallisuudessa.

Tuotantoindeksi IL (%) on sääasemilla mitattujen tuulennopeushavaintojen perusteella laskettu tuotanto suhteessa pitkän aikavälin havainnoista laskettuun keskimääräiseen tuotantoon. Suomen tuulivoimatilastoissa keskimääräinen tuotanto on tällä hetkellä laskettu vuosien 1987 - 2001 tuulennopeushavainnoista. Tuulennopeushavainnot muutetaan keskitehoksi käyttäen 1500 kW tuulivoimalaitoksen tehokäyrää ja huomioiden ilman tiheyden vaikutus tehon tuotantoon. Tuotantoindeksiä tarvitaan, kun halutaan selvittää, kuinka tuulinen jokin tietty ajanjakso oli suhteessa pitkän aikavälin keskimääräiseen tuulisuuteen. Asia on erityisen tärkeä tuulivoimainvestointien yhteydessä, jolloin on selvitettävä kuinka suuri tuotantoennuste on voimala- hankkeen eliniän ylitse.

Tuulivoimalan toiminta perustuu siihen, että tuulen liike-energia saadaan voimalan lapojen avulla muutettua ensin pyöriväksi liikkeeksi ja sen jälkeen pyörivän generaattorin avulla sähkötehoksi. Tuulen liike-energia *KE* voidaan laskea yhtälöistä

$$KE = \frac{1}{2}mw^2 \quad KE = \frac{1}{2}A\delta tw^3 \quad (3)$$

joissa *m* on massa, *w* tuulen nopeus m/s, *t* aika ja δ ilman tiheys kg/m³. Tuulen massa on laskettu voimalan siipien pyyhkäisemän pinta-alan *A*, tuulen tiheyden, nopeuden ajan avulla. Ilman tiheys ei ole vakio vaan se riippuu ilman paineesta, lämpötilasta, suhteellisesta kosteudesta, paikan korkeudesta sekä maan vetovoimasta.

Tuulen teho on vastaavasti

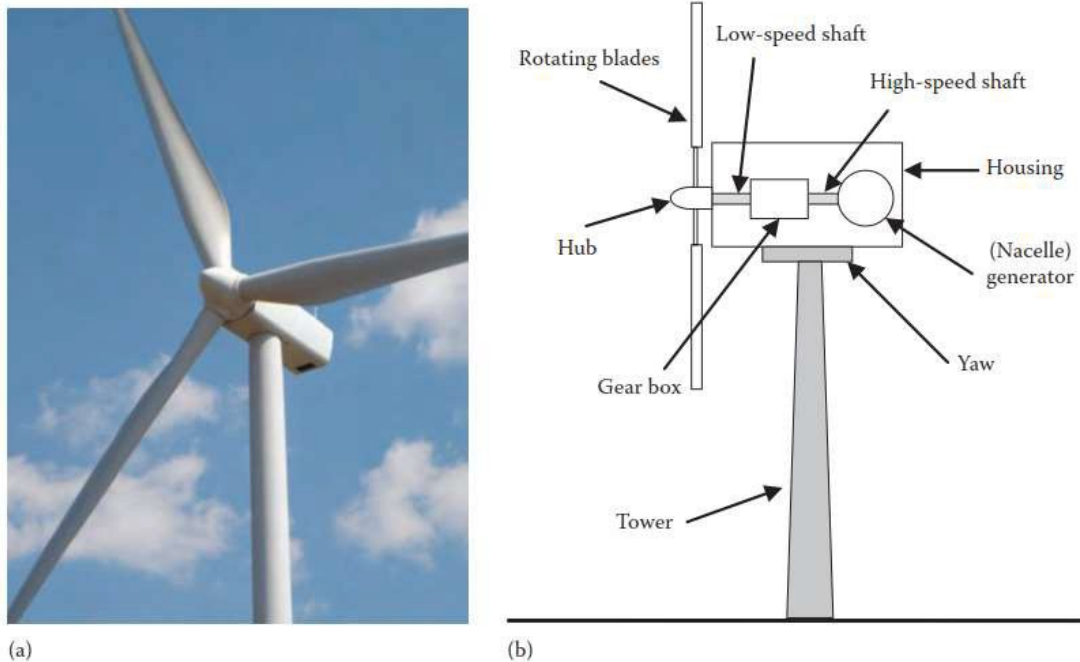
$$P_{wind} = \frac{KE}{t} = \frac{1}{2}A\delta w^3 \quad (4)$$

Yhtälöistä on hyvä huomata, että tuulen energia ja teho riippuvat tuulen nopeuden kolmannesta potenssista. Siten esimerkiksi 10 % nousu tuulen nopeudessa nostaa energiaa ja tehoa 33,1 % prosenttia. Tuulen nopeudella on siten erittäin suuri vaikutus tuotetun energian määrään. Tästä johtuu myös se, että voimalaa ei kannata käyttää, jos tuulen nopeus on hyvin alhainen, tyypillinen raja on noin 5 m/s.

Tuulivoimalan osat

Tuulivoimalan rakenneosat ovat suurimmaksi osaksi tuttuja olemassa olevien voimaloiden vuoksi. Tornin avulla voimalaitoksen siivet saadaan nostettua riittävän korkealle maasta. Suurten megawattiluokan voimaloiden tornin korkeus on jopa 250 m. Kuvan 20 naselli (nacelle) eli konehuone sijaitsee tuulivoimalan tornin yläosassa. Lavat on kiinnitetty nasellin etuosaan. Nasellissa sijaitsee mm. voimansiirto ja generaattori, jossa tuulen liike-energia muuttuu sähköksi. Naselli on kokoluokaltaan linja-auton tai junan veturin kokoinen ja se on laakeroitu torniin niin, että se pystyy kääntymään tuulen suunnan muuttuessa.

Pyörivät lavat on tavallisimmin tehty lasikuituvahvisteisesta polyesteristä tai puu-epoksi materiaaleista ja niiden pituudet vaihtelevat 5-20 metriin. Lavat muuttavat osan tuulen liike-energiasta pyörivän liikkeen liike-energiaksi. Lapojen kulmaa suhteessa tuuleen kutsutaan lapakulmaksi ja sitä voidaan säätää, jotta lapoihin siirtyvä teho saadaan maksimoitua. Useimmissa voimaloissa on kolme lapa. Lavat on kiinnitetty matalanopeuksiseen akseliin, jonka avulla pyöritetään vaihdelaatikkoa. Se nostaa generaattorin puolen kierrosnopeuden sähkögeneraattorille sopivampaan kierrosnopeuteen. Nykyään on myös voimaloita, joissa ei ole vaihdetta vaan niissä käytetään matalanopeuksista generaattoria, joka siis pyörii lapojen määrämällä nopeudella.



Kuva 20. Kolmilapaisen tuulivoimalan pääkomponentit

Wind Turbine

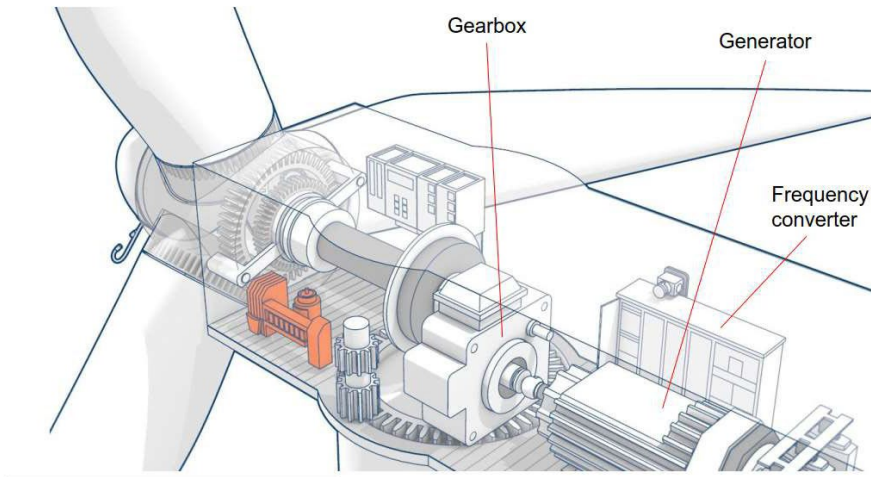
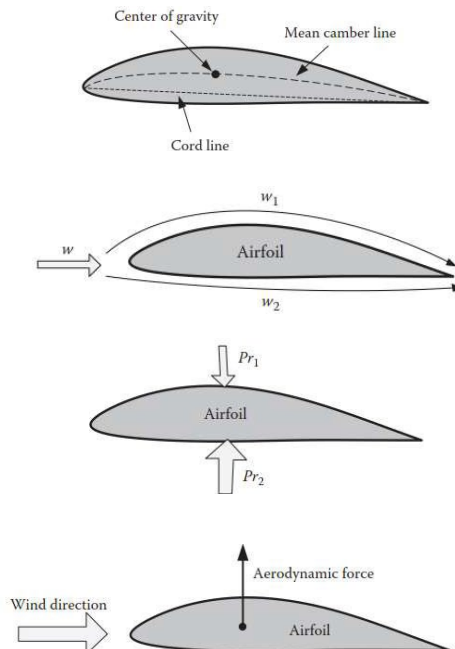


Figure: ABB (modified)

Kuva 21. Nykyaikaisen tuulivoimalan nasellissa on myös taajuusmuuttaja

Aerodynaamisen voiman tuotto lavoissa

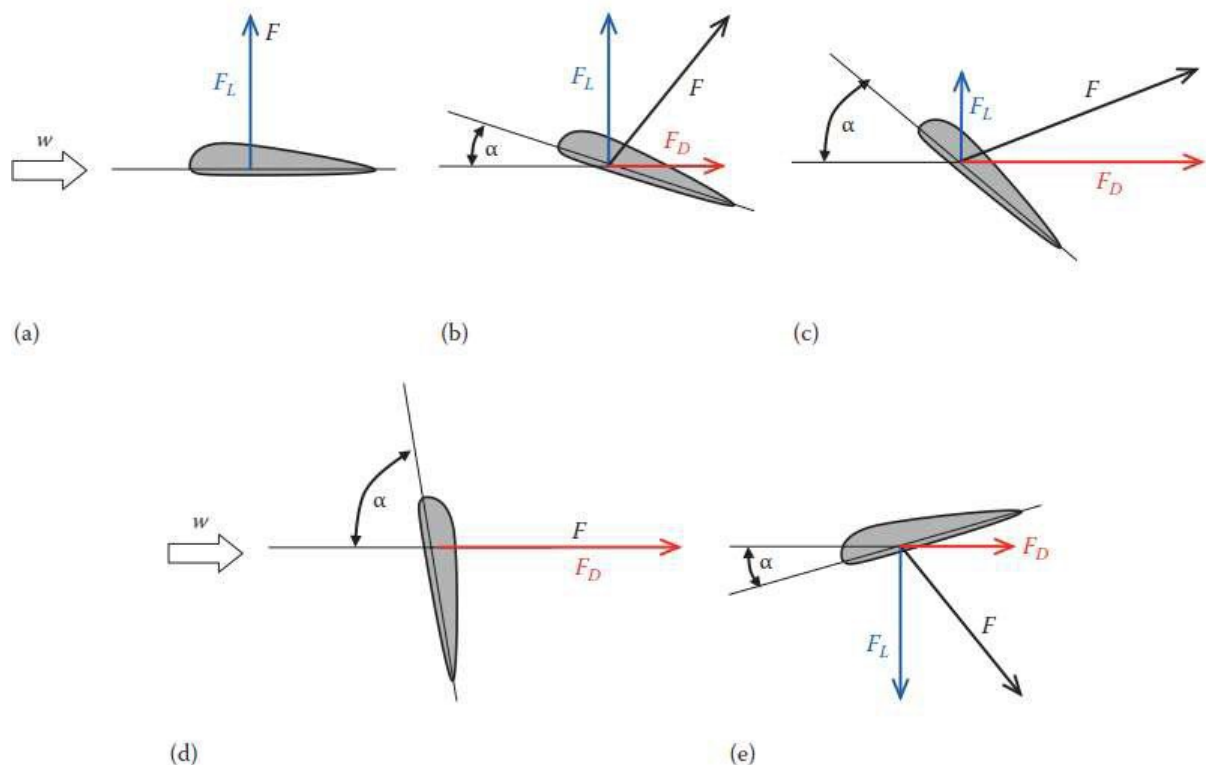
Tuulivoimalan lapa muistuttaa hyvin paljon lentokoneen siipeä ja voiman tuotto kummassakin tapahtuu samalla periaatteella, vaikka tuulivoimalassa voima aiheuttaakin voimalan rakenteen vuoksi pyörivän liikkeen. Lavan molemmat puolet kaareutuvat eri tavalla ja se näkyy hyvin siiven sivuprofiilista. Lavan ylemmän puolen kaarevuuden vuoksi, matka yläkautta siiven johtoreunasta jättöreunaan on pidempi kuin siiven alapuolella, kuva 22.



Kuva 22. Lavan sivuprofiilista nähdään kuinka kaareva lapa on, ja miten kaarevuus on erilainen lavan ylä- ja alapuolella. Lavan massakeskipiste sijaitsee keskimääräisellä kaarevuussuoralla ja se on korkeammalla kuin johto- ja jättöreunan yhdistävä suora.

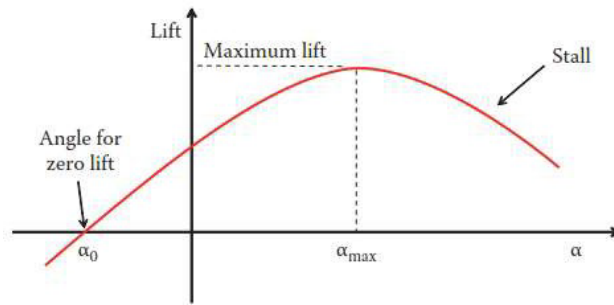
Tuulen kohdatessa lavan johtoreunan se jakaantuu kahteen osaa ja virtaa sekä ylä- että alapuolelta lapaa. Jos ilmavirtaus olisi laminaarinen, eli etureunaan tulevat ilmahiukkaset kohtaisivat suojanpuoleisessa reunassa kuljettuaan lavan ylä- ja alapuolta, niin ilmanpaine yläpuolella olisi pienempi kuin alapuolella. Näin ei kuitenkaan tarkkaan ottaen ole. Joka tapauksessa ilman nopeus siiven yläpuolella on suurempi kuin alapuolella ja sen vuoksi myös paine yläpuolella on pienempi. Tämä aiheuttaa aerodynaamisen nosteen, joka nostaa lentokoneen siipeä tai aiheuttaa tuulivoimalan pyörimisen.

Lavan tuottaman voiman suunta ja suuruus riippuu tuulen ja lavan kohtaamiskulmasta α . Tuulen kohdatessa lapa optimikulmassa voimassa on vain nostovoiman F_L osuus, kuva 23 a). Kulman kasvaessa työntövoiman F_D osuus kasvaa ja huonoimmillaan siipen kohdistuu vain tämä voiman komponentti ja nostovoima on nolla, kuva 23 d). Myrskyn aikaan tuulivoimalan lavat käännetään tähän asentoon, jotta voimalla ei pyöri. Huonona piirteenä tässä on se, että työntövoima taivuttaa siipiä taaksepäin ja rasittaa siten niitä merkittävästi. Kun kohtaamiskulmaa käännetään vastapäivään, saadaan nostovoiman suunta myös käännettyä, ja tällöin turbiinin pyörimissuunta muuttuu, kuva 23 e).



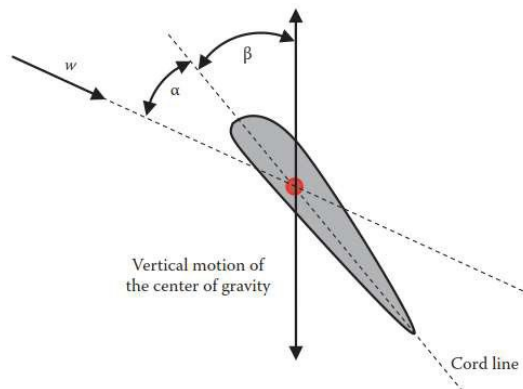
Kuva 23. Tuulen ja lavan kohtaamiskulman α kasvaessa nostovoimasta F_L osa muuttuu työntövoimaksi F_D ja sopivalla kulmalla jäljellä on vain työntövoima (d). Kohtaamiskulman ollessa negatiivinen voimien suunta muuttuu ja voimalla pyöriin toiseen suuntaan (e).

Tuulivoimalan lavan tyypillinen nostovoiman riippuvuus kohtaamiskulmasta on esitetty kuvassa 24. Nostovoima on nolla negatiivisella kulmalla α_0 ja sitä käytetään siis myös myrskyssä. Kulman kasvaessa nostovoima kasvaa maksimipisteeseen α_{max} saakka ja sen jälkeen nostovoima pienenee ja työntövoima kasvaa. Lentokoneissa tätä kutsutaan sakkaamiseksi.



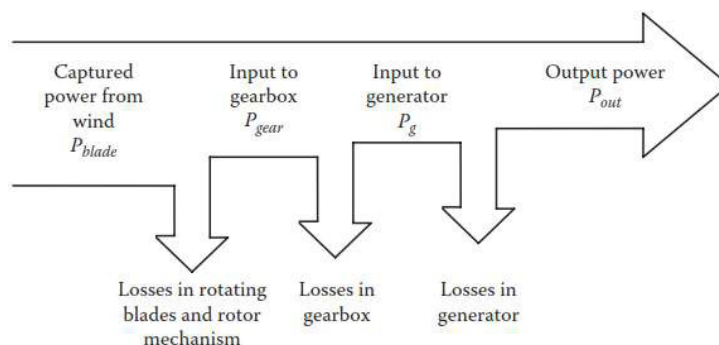
Kuva 24. Tuulivoimalan lavan nostovoima kohtaamiskulman α funktiona.

Tuulivoimalan säädössä käytetään kohtaamiskulman sijaan lapakulma β , joka on määritelty kuvassa 25. Tämä johtuu siitä, että tuulen suunta muuttuu koko ajan ja se olisi sen vuoksi mitattava. Lapakulma määritellään lavan jänteen ja massakeskipisteen kautta kulkevan suoran välillä. Suora vastaa massakeskipisteen liikkeen suuntaa. On syytä huomata, että lapakulma riippuu lavan geometriasta eikä tuulen suunnasta. Tuulen suunnan pysyessä vakiona lapakulman kasvu pienentää kohtaamiskulmaa ja päinvastoin. Lapakulman säätö on tuulivoimalan tärkein säätöparametri.



Kuva 25. Tuulen suunta, kohtaamiskulma α ja lapakulma β .

Kaikkea tuulivoimalan lapaan välittyvää tehoa ei saada muutetuksi sähköksi erilaisten häviöiden vuoksi. Osa häviöistä aiheutuu pyörivistä lavoista ja roottorista, osa vaihdelaatikosta. Myös sähkögeneraattorissa on häviöitä. Eri häviökomponentteja on havainnollistettu kuvassa 26.

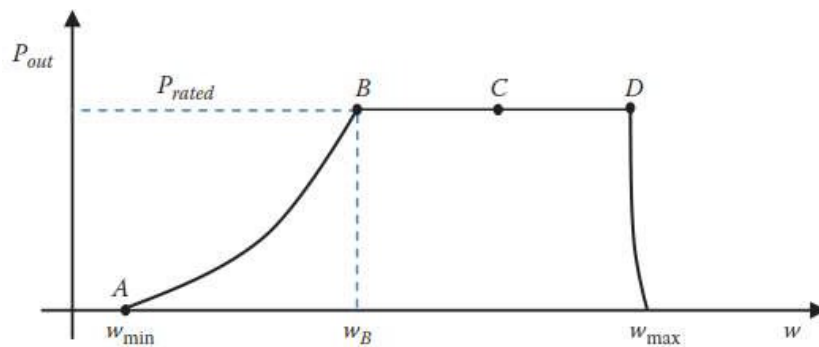


Kuva 26. Tuulivoimalan teho ja eri häviökomponentit

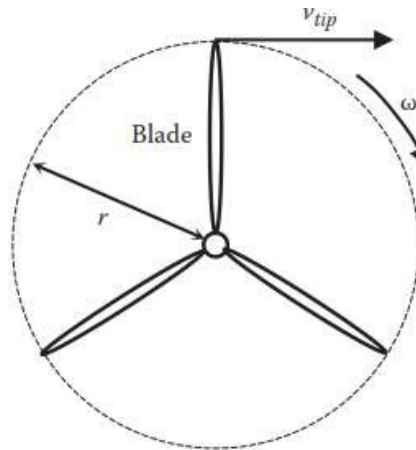
Kuten aiemmin todettiin, tuulen sisältämä energia ja teho kasvavat nopeuden kolmanteen potenssiin verrattuna. Tämän vuoksi myös tuulivoimalasta saatava sähköteho kasvaa samaan tapaan. Tuulen nopeuden ollessa alhainen myös voimalan tuottama teho on pieni. Kun tämä teho

riittää juuri ja juuri kattamaan voimalaitoksen pyörimisestä aiheutuvat häviöt, tuulivoimalaa ei kannata pitää toiminnassa. Tuulivoimala käynnistetäänkin vasta kun tuulen nopeus ylittää asetellun miniminopeuden w_{min} , joka on tyypillisesti 2-5 m/s. Tämän jälkeen teho kasvaa nopeasti tuulen nopeuden kasvaessa kuvassa 27 havainnollistetulla tavalla.

Tuulen nopeuden saavuttaessa nimellisarvonsa w_B voimalaitoksesta saatava teho on nimellinen. Voimalan komponentit on mitoitettu tämän tehon mukaan, ja ne kestävät sen aiheuttamat mekaaniset ja sähköiset rasitukset. Tuulen nopeuden edelleen kasvaessa voimalan tehon tuotto on rajoitettava kääntämällä lapoja epäedullisempaan kulmaan suhteessa tuuleen lapakulmaa kasvattamalla. Lopulta tuulen nopeus saavuttaa maksimiarvon w_{max} , jossa lapakulmankaan kasvattaminen ei enää riitä vaan esimerkiksi siipeen kohdistuva työntövoiman komponentti on jo suuri. Voimala on sen mekaanisen kestävyuden vuoksi pysäytettävä. Tuulivoimaloiden maksimituulen nopeus on tyypillisesti 25 m/s.



Kuva 27. Tuulivoimalan tehontuotto tuulen nopeuden funktiona



Kuva 28. Lapojen kärkinopeus

Lapojen kärkinopeus v_{tip} (m/s) riippuu lapojen pituudesta r ja kulmanopeudesta ω

$$v_{tip} = \omega r = 2\pi \frac{n}{60} r \quad (5)$$

jossa v_{tip} on kärjen nopeus m/s, ω siiven kulmanopeus (rad/s), n kierrosnopeus (r/min), r siiven pituus (m), w tuulen nopeus (m/s). Tämän perusteella määritellään myös nk. kärkinopeussuhde (tip speed ratio) suhteena

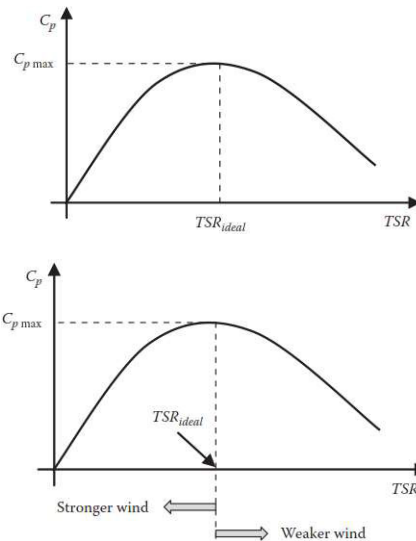
$$TSR = \frac{v_{tip}}{w} \quad (6)$$

Tämä nopeussuhde on oleellinen voimalan tehotuotannon kannalta. Nopeussuhteella on optimipiste, jossa voimalan tehontuotto on maksimissaan. Tämän selventämiseksi määritellään tehokkuuskerroin

$$C_p = \frac{P_{blade}}{P_{wind}} \quad (7)$$

joka on siis siipien ja tuulen tehon suhde. Ideaalitulanteessa tämä luku olisi yksi, mutta teoreettisesti se ei ole mahdollista. Tehokkuuskertoimen teoreettinen maksimiarvo on 0,5926 ja sitä sanotaan Betzin raja-arvoksi. Mikään nykyisistä turbiineista ei yllä tähän raja-arvoon saakka vaan parhaimmillaan se on 0,45 - 0,5. Tehokkuuskertoimen käyttäytyminen TSR:n funktiona on esitetty kuvassa 29 ja kuten siitä näkyy, riippuvuus on epälineaarinen.

Jos voimalaitos on kytketty sähköverkkoon ilman tehoelektroniikkaa niin sähköverkon 50/60 Hz taajuus määrää generaattorin ja turbiinin pyörimisnopeuden ja ne ovat siis vakioita. Kun pyörimisnopeus pysyy vakiona ja tuulen nopeus kasvaa niin TSR:n arvo pienenee ja samalla tehon tuotto pienenee. Vastaavasti käy myös tuulen nopeuden heiketessä. Vanhoissa tuulivoimaloissa käy siis näin. Nykyaikaisessa tuulivoimalassa on taajuusmuuttaja generaattorin ja sähköverkon välissä ja silloin generaattorin nopeus voidaan säätää vastaamaan TSR:n optimipistettä.

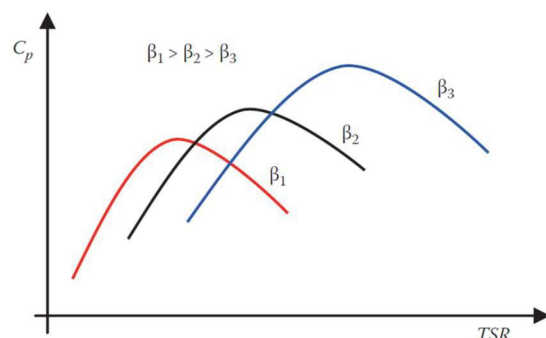


Kuva 29. Tuuliturbiinin tehokkuuskertoimen riippuvuus kärkinopeussuhteesta. Jotta voimala toimisi koko ajan optimipisteessä tuulen nopeuden vaihdellessa on myös voimalan pyörimisnopeutta säädettävä.

Voimalaitoksen tehokkuuskerrointa voidaan säätää nopeuden lisäksi myös lapakulmalla β . Lapakulmaa kasvattamalla tuulen kohtaamiskulma lavan kanssa ei enää ole yhtä optimaalinen ja tehontuotto pienenee kuvassa 30 esitetyllä tavalla.

Tuulen nopeuden kasvaessa tuulivoimalaan ja erityisesti sen lapoihin vaikuttava keskipakovoima kasvaa nopeuden neliöön verrannollisena. Kuten jo aiemmin todettiin, voimalaitos on pysäytettävä tuulen nopeuden ylittäessä noin 25 m/s. Tämä tehdään niin, että lapakulma käännetään asentoon,

jossa nostovoima tai edellä käsitelty tehokkuuskerroin C_p on melkein nolla ja sen jälkeen kytketään mekaaniset jarrut päälle.



Kuva 30. Tehokkuuskertoimen riippuvuus napakulmasta β

Tuulivoimaloiden luokittelu

Tuulivoiman hyödyntämisellä on jo pitkä historia. Sen vuoksi on myös luonnollista, että on olemassa isohko joukko erilaisia ratkaisuja ja rakenteita tuulen energian hyödyntämiseksi. Myös sähkötekniset ratkaisut ovat parin viime vuosikymmenen aikana kehittyneet oleellisesti. Luokittelu tehdäänkin sen vuoksi usein mekaanisen rakenteen tai sähkötekniikan perusteella.

Suurin osa nykyaikaisista tuulivoimaloista on vaaka-akselisia ja kolmilapaisia. Korkeasta tornista johtuen turbiinin tuuliolosuhteet saadaan hyväksi eivätkä lähellä olevat rakenteet tai maastonmuodot ole niin ratkaisevia. Tämän lisäksi voimalan jokainen lapa osallistuu koko ajan voiman tuottoon toisin kuin mm. pystyakselissa ratkaisuisissa. Nämä muodostavat samalla myös suurimmat haasteet. Tarvitaan kohtuullisen raskasrakenteinen torni, jotta se kestäää painavan generaattorin ja myös lapojen aiheuttamat voimat. Turbiinissa on myös oltava kääntömekanismi, jolla se käännetään sopivaksi tuulen suunnan muuttuessa. Ison rakenteensa vuoksi voimalat myös näkyvät hyvin ympäristössä ja yhdessä mm. meluhaittojen ja välkynnän vuoksi voimaloiden rakentamista on vastustettu.

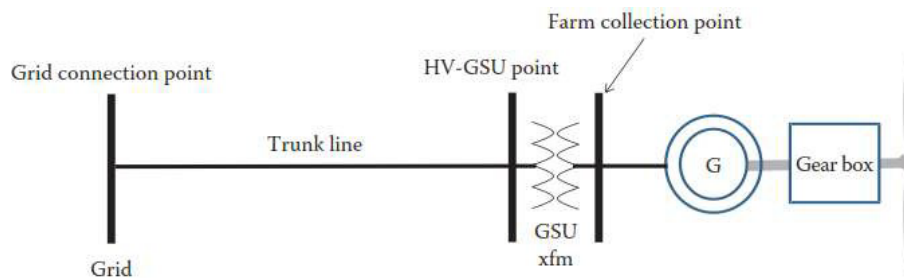
Tuulivoimaloissa käytetty sähkötekniikka on kehittynyt ja muuttunut erittäin paljon. Vanhimmissa tuulivoimaloissa on käytetty epätahtikonetta (oikosulkukone) generaattorina ja se on kytketty muuntajan avulla valtakunnanverkkoon, kuva 31. Sähköverkon taajuus määrää generaattorin tahtinopeuden, mutta nimensä mukaisesti epätahtikone käy tästä hieman poikkeavalla nopeudella. Generaattorikäytössä nopeus on hieman tätä tahtinopeutta suurempi ja ero riippuu nk. jättämästä, johon koneen kuormitus vaikuttaa. Generaattorin ja tuulivoimalan pyörimisnopeus ei siis ole aivan vakio, mutta melkein. Tästä vakionopeudesta seuraa se, että tuulivoimalan pyörimisnopeutta ei voida asetella tuulen nopeuden mukaan voimalan optimipisteeseen ja siten osa tuulen sisältämästä energiasta menee hukkaan.

Epätahtikonetta kehittyneemmässä ja erittäin paljon käytetyssä ratkaisussa generaattorina käytetään nk. liukurengaskonetta, 32. Se on rakenteeltaan hyvin paljon epätahtikoneen kaltainen, mutta erona on roottorikäänitys. Epätahtikoneessa roottorissa on oikosuljettu käännitys, josta tulee myös koneen toinen nimi. Liukurengaskoneessa roottorikäänityksen kytkeydytään mekaanisten liukurenkaiden kautta. Sitä kautta roottorista saatava nk. jättämäteho voidaan tasasuunnata ja syöttää jarruvastukseen kuvan 32 tapaan. Tällöin koneen nopeutta voidaan säätää tahtinopeutta alhaisemmaksi 10-20 prosenttia.

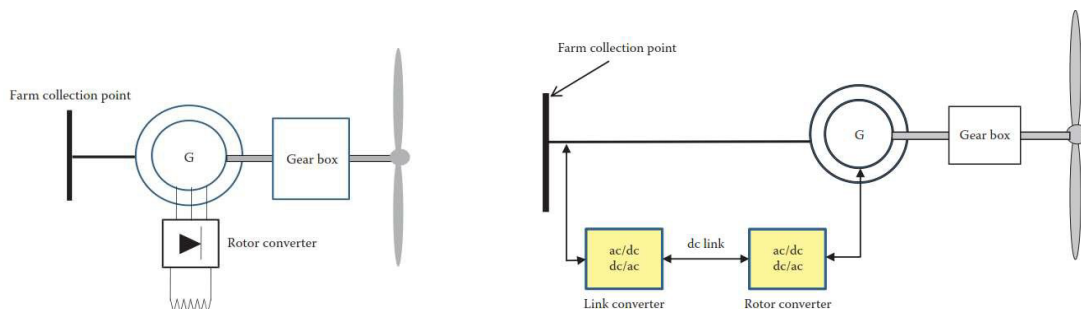
Tuulivoimaloissa tavanomaisempi ratkaisu on se, että roottorikäimitykseen kytketään taajuusmuuttaja, jonka avulla tuo jättämäteho voidaan syöttää verkkoon tai verkosta voidaan syöttää tehoa roottoriin ja nostaa generaattorin nopeutta vähän tahtinopeutta suuremmaksi. Tällä tavoin generaattorin nopeutta voidaan säätää 10-20 % eli tuulivoimalan nopeutta voidaan optimoida, jotta tuulesta saadaan mahdollisimman iso teho. Rajoittuneesta säätöalueesta johtuen voimalan nopeuden säätöalue on kuitenkin rajoittunut. Ratkaisun etuna on kuitenkin se, että tarvittavan taajuusmuuttajan tehomitoitus on vain noin 20 % koko generaattorin tehosta.

Kaikkein edistyneimmässä ratkaisussa generaattorin staattorin ja sähköverkon väliin kytketään taajuusmuuttaja, jonka kautta koko generaattorin teho syötetään sähköverkkoon. Näin generaattorin nopeutta voidaan säätää portaattomasti nolasta sen maksiminopeuteen saakka. Tässä tarvitaan kuitenkin koko teholle mitoitettu taajuusmuuttaja, joka on kalliimpi kuin liukurengasgeneraattorin tapauksessa. Kuvassa 33 on esimerkki tästä. Siinä myös generaattorin ja tuuliturbiinin välinen vaihdelaatikko on poistettu, mutta varsin usein myös näissä ratkaisuisa käytetään noin 1:40 välityssuhteen vaihdelaatikkoa. Vaihdelaatikkoa käytettäessä generaattorin pyörimisnopeus on huomattavasti suurempi kuin turbiinin. Tällöin saman tehon tuottamiseen tarvitaan pienempi vääntömomentti, koska pyörivässä liikkeessä teho on kulmanopeuden ja vääntömomentin tulo. Vääntömomentti taas on puolestaan voiman ja säteen tulo. Jos voima- laitoksessa ei ole vaihdelaatikkoa, turbiini ja generaattori pyörivät samalla hitaalla nopeudella. Sen vuoksi generaattorissa tarvitaan suuri vääntömomentti ja suuri säde. Hitaasti pyörivä generaattori on siten huomattavasti suurihalkaisijaisempi ja painavampi kuin nopeasti pyörivä generaattori.

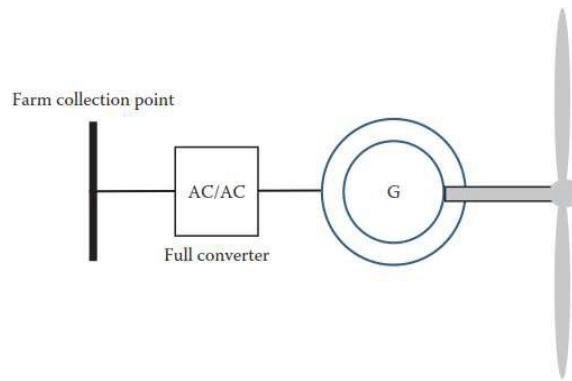
Tuulivoimaloissa on myös siirrytty paljolti käyttämään tahtikoneita generaattoreina. Niissä on perinteisesti roottorissa oma magnetoimiskäämi, johon on syötetty tasavirta. Se aiheuttaa omat vaateensa huollolle ja myös laitteisto on monimutkaisempi. Kestomagneettien kehityksen vuoksi niiden hinnat ovat laskeneet merkittävästi ja nykyään kestopagnetoidut tahtigeneraattorit ovat myös hyvin suosittuja.



Kuva 31. Perinteisessä tuulivoimalassa epätahtigeneraattori on kytketty suoraan muuntajan välityksellä sähköverkkoon.



Kuva 32. Tuulivoimala, jossa käytetään liukurengaskonetta generaattorina. Roottorin liukurenkaiden kautta saatava teho voidaan syöttää vastuksiin tai sitten tehoelektronikan avulla sähköverkkoon.



Kuva 33. Tuulivoimala, jossa generaattori on kytketty sähköverkkoon taajuusmuuttajan avulla. Jos generaattorin ja turbiinin välissä on vaihdelaatikko, niin generaattorin halkaisija ja paino on pienempi kuin kuvan ratkaisussa.

Varsinkaan isotehoisia tuulivoimaloita rakennetaan harvemmin yksitellen, vaan useampi voimala toteutetaan samalle alueella. Tähän vaikuttaa toki toteutuspaikka ja sen tuuliolosuhteet.

Tuulipuistoissa voimalaitosten sijoittaminen on tärkeää niin, että ne eivät varjosta toisiaan. Tässä on otettava huomioon vallitseva tuulen suunta ja lisäksi etäisyys voimaloiden välillä on oltava riittävä. Merelle tai etäisille paikoille rakennettaessa haasteeksi tulee myös riittävän siirtoverkon rakentaminen, koska maksimitehot voivat olla hyvinkin suuria. Merellä myös asennus- ja huolto-olosuhteet ovat hankalampia, vaikka tuuliolosuhteet ovatkin hyvät.

Tuulivoimaloiden koko on kasvanut merkittävästi viimeisen neljänkymmenen vuoden aikana. Ne olivat aluksi muutaman kymmenen kW:n kokoisia ja nykyään suurimmat myynnissä olevat voimalat ovat 6 MW ja roottoreiden halkaisija on kasvanut kymmenestä metristä 162 metriin ([Vestas](#)).

Pohjanmerelle on parhaillaan rakenteilla [General Electricin](#) tekniikalla jopa 13 MW voimaloita, joiden roottorin halkaisija on 220 m.