

ANALYSIS OF WIND GENERATOR IMPACT ON POWER SYSTEM STABILITY USING EUROSTAG SOFTWARE

EUROSTAG PROGRAMMATŪRAS IZMANTOŠANA VĒJA ĢENERATORU IETEKMES PETĪJUMOS UZ ENERGOSISTĒMAS STABILITĀTI

Tatjana Malehotko, *Dr.Sc. student.*

Phone: +371 29233775,

E-mail: tatjana.malehotko@latvenergo.lv

Andrejs Svalovs, *docent, Dr. Sc. eng.*

Riga Technical University, Faculty of Power and Electrical Engineering

Address: 1 Kronvalda boulv., Riga, LV-1010, Latvia

Phone/Fax: +371 7089931

E-mail: svalovs@eef.rtu.lv

Atslēgvārdi: vēja enerģētika, energosistēmas stabilitāte, pārejas procesu modelēšana

Ievads

Vēja enerģētika pasaulē sāka strauji attīstīties kopš 1973. gada kurināmā krīzes. Šajā laikā notika plaši pētījumi vēja enerģētikā. Enerģiju, kuru iegūst no vēja (E), var aprēķināt pēc formulas $E = cv^3$ kur c ir vēja izmantošanas koeficients, bet v - vēja ātrums.

Argumenti PAR vēja enerģētiku:

1. Vējš - neizsīkstošs dabas enerģijas avots
2. Ekoloģiski tīrs enerģijas ieguves paņēmiens
3. Vēja ģeneratoru estētiskais ansamblis var kļūt par tūrisma objektu

Argumenti PRET vēja enerģētiku:

1. Ilgs atmaksāšanās periods
2. Maksimālo jaudu attīsta, sākot ar noteiktu vēja ātrumu (10 - 12 m/s)
3. Vēja nevienmērīgums pasteidzina iekārtas nolietošanas

Lieljaudas vēja ģeneratori

Vēja ģeneratorus nosacīti iedala mazjaudas, kuru jauda mērāma kilovatos un lieljaudas jeb megavatīgajos. Pirmie paredzēti viena objekta, piemēram, zemnieku saimniecības individuālai elektroapgādei, toties megavatīgie ģeneratori iesaistās rūpnieciskā elektroenerģijas ražošanā un tiem ir jākonkurē ar citiem ražotājiem.

Lieljaudas vēja ģeneratori var elektrotīklā radīt sprieguma svārstības, kas rodas jaudas krituma brīžos, kad vēja turbīnas spārns iet gar mastu. Tīklīdz jauda samazinās par 10%, samazinās spriegums, kas tiek atdots tīklam, veidojas sprieguma pulsācija (mirgoņa).

Iespējamās vējģeneratoru sistēmas tipi

1. Autonomas - šādā režīmā pielieto iekārtas ar mazāku jaudu (10 - 100 kW) dzīvojamo telpu, fermu elektrifikācijai, ūdens sūkņēšanai.
2. Pieslēgtas kopējai energosistēmai.
3. Kombinētas ar dīzeļģeneratoriem vai citām enerģijas iegūšanas iekārtām.

Visas ģeneratoru konstrukcijas var sadalīt 4 grupās. Pirmā grupa - elektriskās mašīnas ar kolektoru, kuru iztīrāšana uzreiz jāizslēdz. Tām ir suku-kolektoru iekārta, kas padara tās nedrošas un sarežģītas ekspluatācijā. Otra elektrisko ģeneratoru grupa ir klasiskā izpildījuma sinhronās mašīnas. Šīm mašīnām var būt elektromagnētiskā ierosme vai ierosme no pastāvīgiem magnētiem. Elektromagnētiskā ierosme padara tas viegli kontaktējamas, t. i. tās ir nedrošas sarežģītos ekspluatācijas apstākļos (putekļi, mitrums, apledojums) un tām ir lieli zudumi uz ierosmes daudz polu gadījumā. Daudz polu ir zemu apgriezīnu konstrukcijās. Ierosme no pastāvīgiem magnētiem, ļauj ģeneratoru izveidot ar daudz poliem, bet tad tiek zaudēta ģeneratora vadāmība un būtiski pieaug tā izmaksa. Trešo grupu sastāda asinhronie ģeneratori. Taču asinhronās mašīnas nevar būt ar daudz poliem, tāpat tās nevar būt tikai ar maziem apgriezieniem. Jau pie 6 - 8 polu pāru skaita, tā enerģētiskie rādītāji pasliktinās, gabarīti un masa pieaug. Ceturtā ģeneratoru grupā var iekļaut sinhronās induktormašīnas ar aksiālo ierosmi. Šīs mašīnas var viegli izveidot ar 50 - 100 polu pāru skaitu, nodrošinot pie tam mazus zudumus ierosmē. Šo mašīnu trūkums, ka samērā maz tiek izmantota ierosmes magnētiskā plūsmas, tiek kompensēts ar tādu vērtīgu īpašību kā daudzpolainību.

Vēja parku ietekme uz ģenerācijas režīmu

Vēja enerģētikā galvenokārt izmanto asinhronus ģeneratorus, kuri patērē reaktīvo jaudu. Ja vēja parka pieslēguma punktā ir nodrošināta reaktīvas jaudas kompensācija, tas var uzlabot maksimālo pieļaujamo elektropārvadi, ja tā ir noteikta pēc spriegumu stabilitātes apsvērumiem. Īsslēgumā un pēc īsslēgumā mainīgā ātrumā vēja ģeneratori tiek automātiski atslēgtas no tīkla, lai aizsargātu savu pārveidotāju. Tomēr, ja lieljaudas vēja parks īsslēgumā gadījumā tiek atslēgts no tīkla, īsslēgumā negatīva ietekme pastiprinājās. Tas var savukārt ietekmēt pieejamo enerģētisko sistēmu.

Lai sasniegt drošu elektriskās sistēmas darbību, ir izstrādāts pieslēgšanas noteikumi tīklam. Ja vēja parks atbilst šīm prasībām it sevišķi tām, kas atteicas uz reaktīvas jaudas izstrādi, aktīvās jaudas samazināšanu un releja aizsardzību, tad vēja parka ietekmē uz sistēmu ierobežojumiem var tikt samazināta vai vispār novērsta.

Vēja ģeneratoriem ir mazs izmantošanas laiks, stundas ar nominālo ražoto jaudu ne vienmēr sakrīt ar doto maksimālo elektropārvadi caur doto elektropārvades līniju. Vēja parka kopēja nomināla jauda ir mazāka par atsevišķo vēja ģeneratora nominālo jaudu summu. Vēja ātruma mērījumus no vēja ģeneratora var izmantot dinamiskajam termisko sistēmu ierobežojumu novērtējumam, ja var tikt nodrošināta nepārtraukta reaktīvas jaudas kompensācija, tad vēja enerģija neietekmē sistēmas ierobežojumus pēc sprieguma stabilitātes apsvērumiem. Ja iespējams ģenerēt reaktīvo jaudu vēja parka pieslēguma punktā, tad elektropārvades sistēma pēc sprieguma stabilitātes apsvērumiem var būt pat palielināta.

Vēja elektrostaciju ģeneratoru modeļi stabilitātes pētījumiem

Metodes statiskās stabilitātes pētīšanai

Dažādas metodes eksistē priekš tēmai, katra priekš speciālas pielietošanas sfērai. Modeļu analīzes metodes (pilnīgs vai daļējs īpašvērtības problēmas atrisinājums) atver dažādu ģeneratoru pedalīšanās energosistēmu svarstības, linearizētas apkārt stabilā vai nestabilā līdzsvara punkta.

Algebriskas stabilitātes kritēriji (sēkojošie no Gurvica, rausa, u.c.) rāda, vai ir stabīlas sistēmu stāvokļi vai nē.

Frekvenču raksturlīknes metodes (D-sadalījuma metode, Mihailova kriterijs) nodrošina ceļu priekš sistēmu atbilstošai noregulēšanai.

Metodes dinamiskas stabilitātes pētīšanai

Dinamiskās stabilitātes kritērijs nosaka divu mašīnu shēmu , kas pēc traucējuma (piemērām, īsslēgums) sinhronais ģenerators konservē sinhrono režīmu ar sistēmu, ja viņas bremzēšanas enerģija ir lielāka nekā paātrinājuma enerģija.

Paātrināšanas enerģija un sastinguma enerģija ir izpētīta priekš darba režīma divu mašīnu shēmas maināmību : sākotnejs režīms, traucējuma gaitas režīms un pēcavārijas režīms.

Dotās enerģētiskās sakarības ļauj noteikt nopietnu praktisku parametru- kritiskais īsslēguma atslēgšanas laiks, kurš ir definēts un noteikts, ka maksimālais bojājuma ilgums, kurš nepievestu pie sinhronisma zaudēšanas viena vai vairākiem ģeneratoriem.

Energosistēmu diagrammas ir daudz kompleksas nekā divu mašīnu shēma. Ciparu modeļu attīstība un lietošana – ir stabilitātes analīzes alternatīvā metode.

Stabilitātes simulācijas modeļi

Pētot stabilitāti, bija pieņemtas modeļu attīstības simulācijas iespējas. Algebrisko-diferencial vienādojumu, ciparu atrisinājums atklāj ģeneratoru režīmu, slodzes un nosacījumus tīklā.

Izstrādāti daudz un dažādi programmas kompleksi, kas dod iespēju modelēt elektroenerģētisko sistēmu dažādus darba režīmus. Šeit varētu minēt tādas programmas kā : EUROSTAG [4], PSS/E, MUSTANG u.c. Viņi palīdz aprēķināt elektriskas strāvas izmaiņas, spriegumu, jaudu, EDS, frekvenci, rotora leņķi un citu parametru laikā, sākot no noteikta simetriska gadījuma un seko viena vai rinda modelētas notikumus.

Pareizas atbildes var būt panāktas, ja dinamiski līdzīgi sistēmu modeļi ir sistēmā. Pie zināmiem stāvokļiem statiskas slodzes atvieglotie modeļi, rotējošas un elektroniskas ierīces, tapāt kā viņu vadības sistēmas, ļauj panāktu pieņemamo rezultātu.

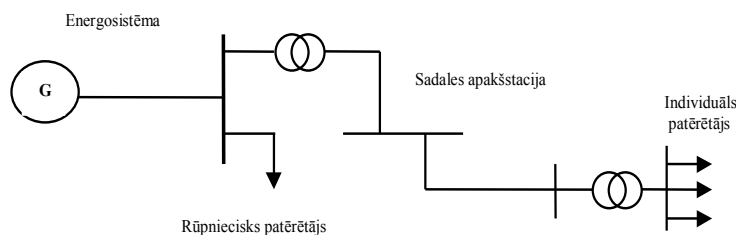
Analīzes metodes un modelēšanas programmas paketes šauri pielietojamas inženieru un pētnieku vidū. Energosistēmā tās varētu būt ekonomisko zaudējumu bīstamais iemesls.

Slodzes modelēšana

Energosistēmas stabila darbība atkarīga no spējas nepārtraukti nodrošināt ģenerētās un patērētās jaudas līdzsvaru. Sistēmas stabilitāte būtiski atkarīga no slodzes rakstura un parametriem. Slodzes modelēšanu apgrūtina apstākļi, ka slodzi veido liels skaits dažādu elektrotehnisku ierīču ar atšķirīgiem parametriem. Slodzi var veidot elektriskās apgaismošanas, sildīšanas ierīces, elektriskie dzinēji, dažādu tipu tehnoloģiskās un sadzīves iekārtas. Precīzi noteikt slodzes sastāvu praktiski nav iespējams. Tas atkarīgs no diennakts stundas, gadalaika, laika apstākļiem, klimatiskajiem un ģeogrāfiskajiem nosacījumiem. Latvijā, piemēram, slodzes maksimālais lielums ir aukstākajos ziemas mēnešos, bet ASV elektriskās slodzes maksimums ir karstākajos vasaras mēnešos, kad slodzi lielā mērā nosaka gaisa kondicionēšanas ierīču darbība. Ievērot katru slodzes sastāvdaļu nav mērķtiecīgi pat tad, ja precīzi zināma slodžu kombinācija, jo slodžu ir ļoti daudz. Tādēļ aprēķinos ievieš slodzes vidējos parametrus ar daudziem vienkāršojumiem. Tālāk aplūkosim slodzes modelēšanas pamatkonceptus.

Slodzes modeļu tipi

Aplūkosim vienkāršotu slodzes izvietojuma shēmu energosistēmā



1.att.Slodzes izvietojuma shēma energosistēmā

Statiskās slodzes modelis

Statiskās slodzes modeli jebkurā laika momentā raksturo algebriska funkcija, kuras arguments ir kopņu spriegums un sistēmas frekvence.

Slodzes atkarību no sprieguma tradicionāli attēlo ar eksponenciālu modeli

$$\begin{aligned} P &= P_0 (U^*)^a \\ Q &= Q_0 (U^*)^b, \end{aligned} \quad (1)$$

kur P_0 un Q_0 - lielumu P (aktīvā jauda) un Q (reaktīvā jauda) sākumvērtības (pie nominālā sprieguma);

$$U^* = \frac{U}{U_0} - \text{pret nominālo vērtību attiecinātā sprieguma vērtība.}$$

Pie koeficientu a un b vērtībām 0, 1, 2 modelis pārstāv nemainīgu jaudu, strāvu vai konstantu pretestību.

Saliktai slodzei a (vai b) aptuveni vienādi ar $\frac{dP}{dU}$ (vai $\frac{dQ}{dU}$) stāvumu pie $U = U_0$.

Saliktai slodzei koeficientu izmaiņas diapazons ir šāds: $a = 0,5 \div 1,8$; $b = 1,5 \div 6$. Parasti koeficients b ir nelineāra sprieguma U funkcija.

Praktiski slodžu raksturojumus iegūst mērījumu ceļā. Precīzākos aprēķinos izmanto polinomālu modeli.

$$\begin{aligned} P &= P_0 [k_{p1} U^2 + k_{p2} U + k_{p3}] \\ Q &= Q_0 [k_{q1} U^2 + k_{q2} U + k_{q3}]. \end{aligned} \quad (2)$$

Slodzes frekvenčatkarību pārstāv cita funkcija, kuru iegūst reizinot spriegumatkarīgo funkciju ar frekvences faktoru

$$\begin{aligned} P &= P_0 (U^*)^a (1 + k_{pf} \Delta f) \\ Q &= Q_0 (U^*)^b (1 + k_{qf} \Delta f) \end{aligned} \quad (3)$$

vai arī

$$\begin{aligned} P &= P_0 [k_{p1} U^2 + k_{p2} U + k_{p3}] (1 + k_{pf} \Delta f) \\ Q &= Q_0 [k_{q1} U^2 + k_{q2} U + k_{q3}] (1 + k_{qf} \Delta f). \end{aligned} \quad (4)$$

Šeit $\Delta f = f - f_0$.

Parasti izmanto šādas tuvinātas koeficientu vērtības

$$\begin{aligned} k_{pf} &= 0 \div 3,0 \\ k_{qf} &= -2 \div 0. \end{aligned} \quad (5)$$

EUROSTAG programmatūras īss raksturojums

Programma palīdz aprēķināt elektriskas strāvas novirzi, spriegumu, jaudu, EDS, frekvenci, rotora leņķi un citu parametru laikā, sākot no noteikta simetriska gadījuma un seko viena vai rinda pievienotas traucēšanas.

Pareizas atbildes var būt panāktas, ja dinamiski līdzīgi sistēmu modeļi ir sistēmā. Pie zināmiem stāvokļiem statiskas slodzes atvieglotie modeļi, rotējošas un elektroniskas ierīces, tapāt kā viņu vadības sistēmas, ļauj panāktu pieņemamo rezultātu.

Analīzes metodes un modelēšanas programmas paketes šauri pielietojamas inženierkomunikācijās un pētnieku vidū, ja stabilitātes problēma ir faktiskais uzdevums. Energosistēmā tās varētu būt ekonomisko zaudējumu bīstamais iemesls.

Aprēķinos tika pielietota programma EUROSTAG, lai veiktu sistēmās režīmu modelēšanu.

Programmas EUROSTAG pamatfunkcijas:

Elektriskā tīkla stacionārā režīma aprēķins

Tiešās secības režīmu parametri.

- Aktīvās un reaktīvās jaudas balance pie fāzes simetrijas un nominālās frekvences.

Elektromehānisko pārejas procesu modelēšana

- Lielumu izmaiņas laikā no nulles līdz 10÷100 sekundēm (un vairāk) pēc viena vai vairākiem bojājumiem.

- Fāzes nesimetrijas modelēšana

- papildus funkcijas

Aplūkosim aprēķinu modeļu piemērus ar EUROSTAG pielietojumu

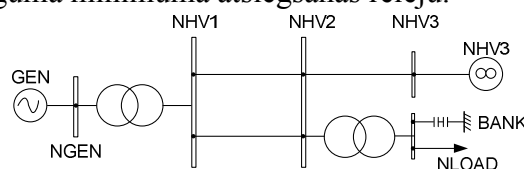
Mezgli NHV2 ir saistīts ar 330kV līniju 100km garumā pie liela apvienota tīkla, prezentētas ar bezgalīgo mezglu. 400/158 kV transformators starp NHV2 un NLOAD mezglu ir aprīkots ar ULTC regulatoru, kurš kontrolē sprieguma uz NLOAD mezglu.

Slodze uz NLOAD mezglu sastāv no 25% pilnas pretestības un 75% slodzes asinhronā dzinēja tipa.

Kondensatoru baterija no 5x50Mvar ir pieslēgta pie NLOAD mezglu.

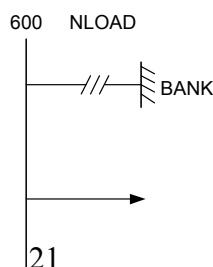
1000 MW modulis ir pieslēgts pie NGEN mezgla un aprīkots ar sprieguma regulatoru.

Dzinējs ir aprīkots ar sprieguma minimuma atslēgšanas releju.

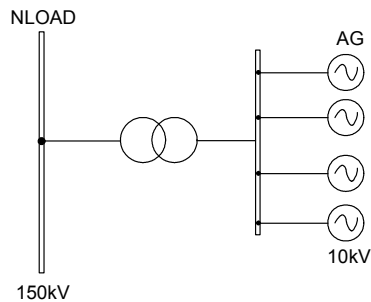


2.att. Vispārināta shēma

Modelesim sistēmu ar vēja parku. NLOAD mezglu vietā pieslēgsim vēja parku no sinhroniem ģeneratoriem: 5 grupas ar 4 asinhroniem ģeneratoriem katrā:



3.att. Sistēmas slodze pirms vēja parka

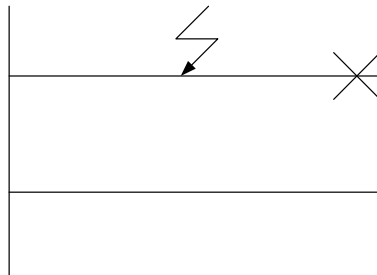


4.att. Pieslēgtais vēja parks ar 5 grupām katrā pa 4 sinhroniem ģeneratoriem

Viena ģeneratora jauda ir 6MW. Vienas grupas jauda ir 20MW un attiecīgi parka jauda ir 100MW. Uz mezgliem 57, 58, 78 un 79 pieslēdzam mūsu grupas. Parējie mezgli ir starp vēja parku un transformatoru.

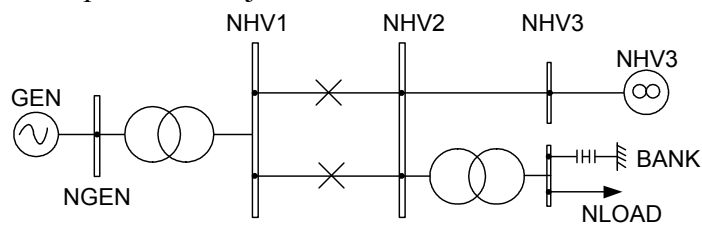
Modelēto režīmu apskats (6 aprēķini)

1. Aprēķinā modelēsīm īsslēgumu caur lielu pārejas pretestību. Ģenerators jauda būs vienāda ar līnijas jaudu. Īsslēgums saksies pēc 20 sekundēm un aprēķini beigsies pēc 200 sekundēm.



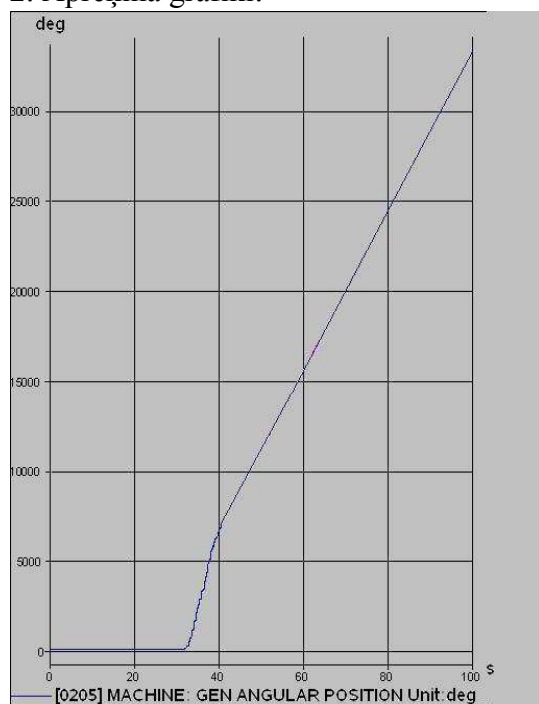
5.att. Īsslēgums līnijas vidū

2. Aprēķinā atslēgsim divas paralēlas līnijas NHV1 un NHV2

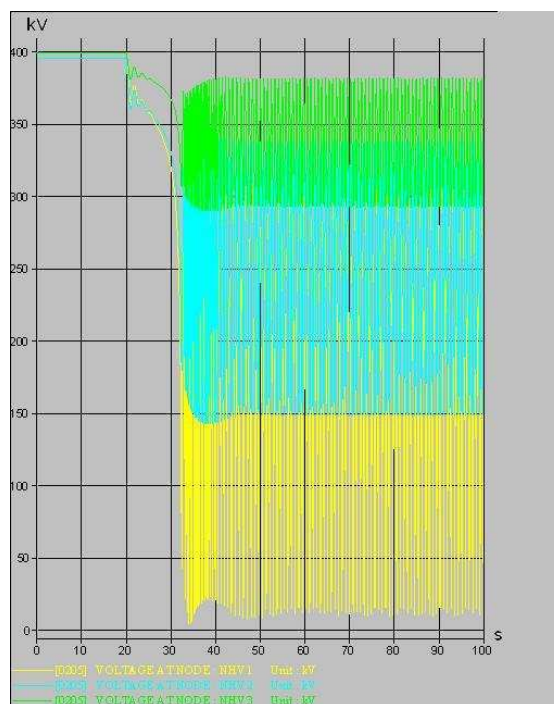


6.att. Divu līniju atslēgšana

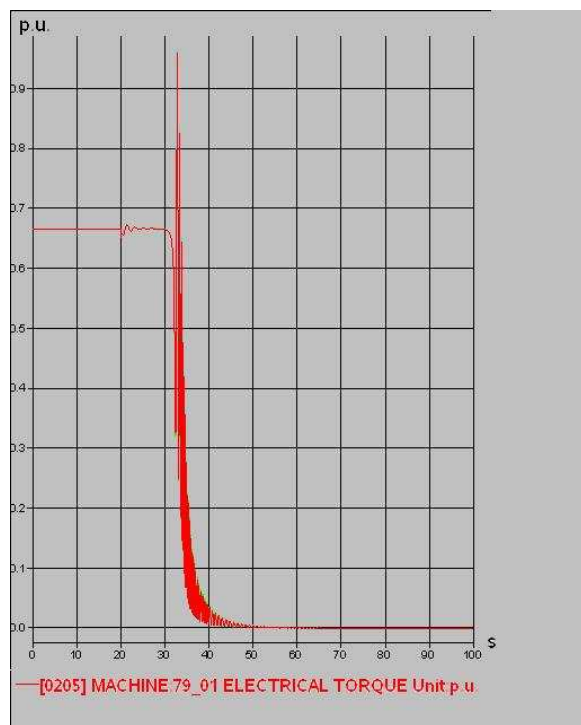
2. Aprēķina grafiki:



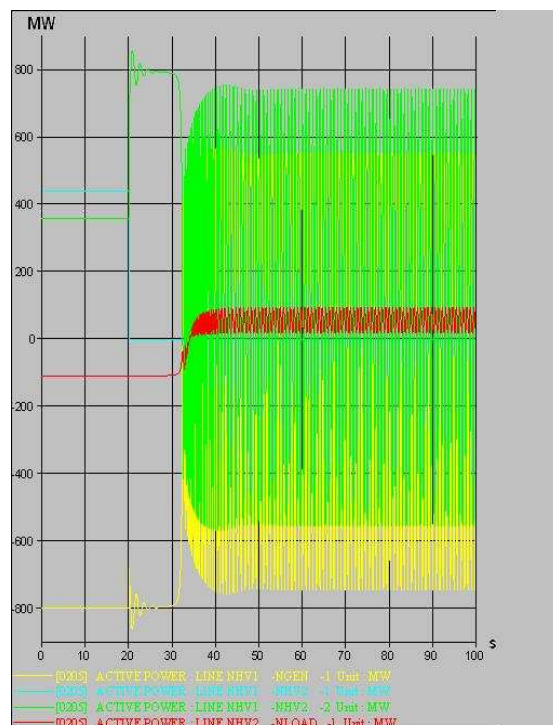
8.att. Ģeneratora lenķa izmaiņa



9.att. Mezglu spriegums



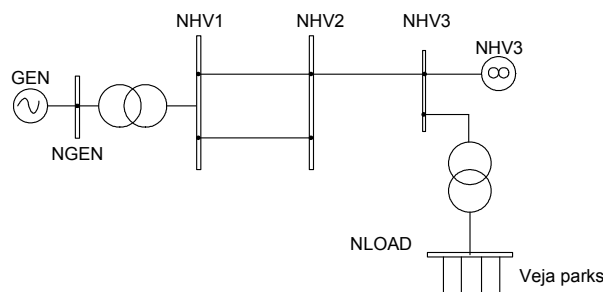
10.att. Ģeneratoru aktīvās jaudas uz mezgliem, kur pieslēgtas grupa



11.att. Aktīvās jaudas līnijā

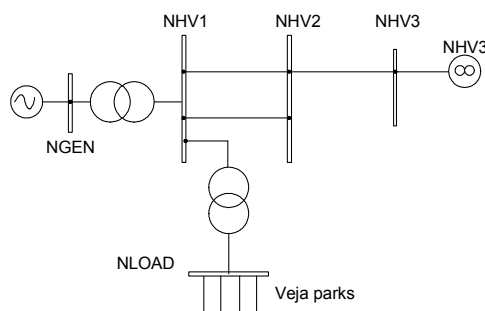
3. Aprēķinā pieslēdzam vēja parku līnijas vidū uz NHV2 mezglu. (Brocēnos vēja parks arī ir pieslēgts līnijas vidū). Samainīsim ģenerators jaudu no 800MW uz 400MW. Ģenerators strāda ar citu jaudu.

4. Aprēķinā pieslēdzam vēja parka sistēmu no otra uz trešo mezglu – NHV3 kopā ar transformatoru



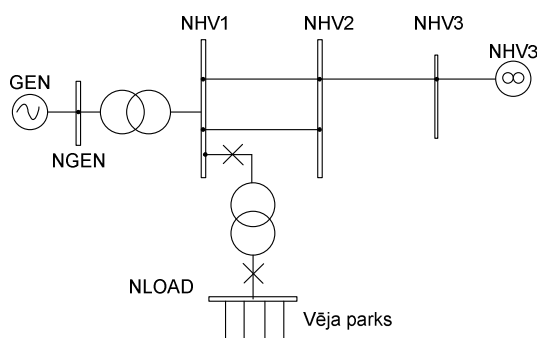
12.att. Vēja parks ir pieslēgts līnijas vidū uz NHV3 mezgla

5. Aprēķinā pieslēdzam vēja parku pie pirmā mezgla NHV1



13.att. Vēja parks ir pieslēgts līnijas vidū uz NHV1 mezgla

6. Aprēķinā atslēgsim pilnīgi vēja parka transformatoru no abām pusēm:



14.att. Vēja parka transformators ir atslēgts no abām pusēm

Aprēķinu rezultāti

1. Aprēķina modelī notiek īsslēgums caur lielu pārejas pretestību NHV1-NHV2 pirmās līnijas posmā. Pēc stacionārā un dinamiskā režīma aprēķiniem ieguvām 1. aprēķinam sekojošus rezultātus: pēc grafikiem ir redzams, ka sistēmā iestājas asinhronais režīms. Pēc 20 sekundēm, kad notiek īsslēgums, ģenerators leņķis sāk strauji paaugstināties. NHV1,

NHV2, NHV3 mezglu spriegums ir asinhronajā režīmā. Aktīvās jaudas vēja ģeneratoru pieslēgšanas vieta krīt uz nulli. Aktīvas jaudas līnijās asinhronā režīmā.

2. Aprēķinā bija atslēgtas divas paralēlas līnijas NHV1 un NHV2. Ģeneratora leņķis mainās tāpat kā primajā aprēķinā. NHV1, NHV2, NHV3 mezglu spriegums ir arī asinhronajā režīmā. Bet spriegums uz mezgla NHV3, kur ir pieslēgts vēja parks, mainās citādi, nekā pirmajā aprēķinā 300-350kV robežās.

3. Aprēķinā pieslēgts vēja parks līnijas vidū uz NHV2 mezgla. Pēc grafiku analīzes ir redzams, ka asinhrono režīmu pēc īsslēguma nav. No katras vēja ģeneratoru grupas slodze ir 22 MW, tas ir, asinhronie ģeneratori kopā ar invertoru. Ģeneratora leņķis paaugstinās no 53 līdz 58,5 grādiem.

4. Aprēķinā vēja parks ir pieslēgts pie NHV3. Aktīvās jaudas līnijā NHV2-NHV3 ir 400M (3. aprēķinā ir 500MW). Redzams, ka sistēma strādā normālā režīmā. Ģeneratora leņķis paaugstinās no 55 līdz 62 grādiem. Svārstības ir tādas pašas kā iepriekšējā aprēķinā, bet sākas jau mazliet augstāk. Svārstību amplitūda ir lielāka, nekā iepriekšējos aprēķinos, kur vēja parks bija pieslēgts līnijas vidū.

5. Aprēķinā vēja parks ir pieslēgts pie NHV1. Sistēma strādā normālā režīmā. Aktīvā jauda līnijā NHV2-NHV3 ir 500MW, kā arī variantā, kad vēja parks bija pieslēgts pie NHV2. Ģeneratora leņķis pieaug jau 52 līdz 59 grādu robežās. Svārstību amplitūda ir mazāka nekā iepriekšējā modelī.

6. Aprēķinā tika atslēgts vēja parka transformators no abām pusēm. Sistēmā iestājas normālais režīms.

Literatūra

1. „Enerģētika un Sabiedrība” Rīga, № 21, 2002. Rudens ISSN 1407-1827
2. Пугачев В. Расчет магнитной цепи аксиальной индукторной машины с постоянными магнитами в пазах индуктора. Известия Латв. АН, 1968, № 10, с. 159-162.
3. Svalovs A. „EUROSTAG v4.2. programmatūras īsā lietošanas pamācība universitātes studijām”, Rīga, EEF, Rīgas Tehniskā universitāte, 2005.
(http://www.eef.rtu.lv/MacibuMateriali/Eurostag_instrukcija_stud_maijs2006.pdf)
4. Achilles S. and Pöller M. „ Direct drive synchronous machine models for stability assessment of wind farms” Germany
(http://www.digsilent.de/Consulting/Publications/DirectDrive_Modeling.pdf)
5. Čuvičins V., Strelkovs V., Vadības sistēmas enerģētikā un transportā, Rīga, 2007.

Malehotko T., Svalovs A. Analysis of wind generator impact on power system stability using Eurostag software.

The expediency of use and types of wind generators have been considered. Their availability in a system influences different aspects of activity, including on stability of a power system.

In real existing systems stability is parsed with use software maintenance EUROSTAG is one of such means, and its use is expedient as in practice of university and the educational purposes. It has been considered two initial models with powers of generators 800 MW and 400MW, connected to a certain unit. Different situations have been considered, and the power failure in units after switching-off of a line has been discounted. The amplitude leaves in an asynchronous condition more. If the asynchronous condition infinite increase of an angle of the generator followed has been initially established. In the issue the actual scheme of drive of power should be lower. If it is necessary to disable a line in calculations it is necessary to take into account amplitude of oscillation. Power of the wind generator should not exceed 20 % of a power system. It is necessary for maintaining stability in-process systems, parameters of frequency and a line voltage

Malehotko T., Svalovs A. Eurostag programmatūras izmantošana vēja ģeneratoru ietekmes pētījumos uz energosistēmās stabilitāti.

Tika apskatīta pielietojšanas iespēja un dažādi vēja ģeneratoru tipi. Viņu esamība sistēmā ietekme uz dažādiem darba aspektiem, tai skaitā ietekme uz energosistēmas stabilitāti.

Reāli eksistējošās sistēmās stabilitāte pētās ar programmas EUROSTAG palīdzību, kuras pielietojums arī piemērots priekš praktiskiem darbiem universitātes mācību plānos.

Tika apskatīti divi sākotnēji režīmi ar ģeneratora jaudu 800MW un 400MW, kuri bija pieslēgti pie noteikta mezgla. Tika apskatītas dažādas situācijas, un bija ievērots kā samazinās spriegums mezglos pēc līniju atslēgšanas. Amplitūda vairāk aiziet uz asinhrono režīmu. Ja bija uzstādīts uzreiz asinhronais režīms, tad sekoja nepārtraukta lēnā palielināšanās. Secinājumā faktiskās shēmas jaudas pārvadei vajadzētu būt zēmākai. Ja ir vajadzība atslēgt līniju, tad aprēķinos ir vajadzīgs novērtēt svarstības amplitūdu. Vēja ģeneratora jaudai nevajadzētu būt lielākai par 20%, nekā energosistēmas jauda. Tas ir nepieciešams priekš stabilitātes turēšanas sistēmas darbības un frekvences parametru un spriegumu tīklā.

Малехотко Т., Свалов А. Использование программы EUROSTAG в исследовании влияния ветряных генераторов на устойчивость энергосистемы.

Была рассмотрена целесообразность использования и типы ветряных генераторов. Их наличие в системе влияет на различные аспекты работы, в том числе на устойчивость энергосистемы.

Устойчивость в реальных существующих системах анализируется с использованием программного обеспечения EUROSTAG, использование которого целесообразно так же в практике университета и учебных целях.

Было рассмотрено два начальных режима с мощностями генераторов 800 MW и 400MW, подключенных к определённому узлу. Были рассмотрены различные ситуации, и было учтено падение напряжения в узлах после отключения линии. Амплитуда больше уходит в асинхронный режим. Если же был изначально установлен асинхронный режим, то следовало бесконечное увеличение угла генератора. В конечном итоге фактическая схема передачи мощности должна быть ниже. Если необходимо отключить линию, то в расчётах нужно учесть амплитуду колебания. Мощность ветряного генератора не должна превышать 20% энергосистемы. Это необходимо для поддержания стабильности в работе системы, параметров частоты и напряжения в сети.