



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

# **Atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtakos elektros sistemos dinaminiam stabilumui tyrimas**

Baigiamasis magistro projektas

---

**Edgaras Šatkauskas**

Projekto autorius

**Asist. Almantas Bandza**

Vadovas

---

**Kaunas, 2024**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

# **Atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtakos elektros sistemos dinaminiam stabilumui tyrimas**

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

---

**Edgaras Šatkauskas**

Projekto autorius

**Asist. Almantas Bandza**

Vadovas

**Doc. Povilas Marčiulionis**

Recenzentas

---

**Kaunas, 2024**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

Edgaras Šatkauskas

## **Atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtakos elektros sistemos dinaminiam stabilumui tyrimas**

Akademinio sąžiningumo deklaracija

Patvirtinu, kad:

1. baigiamąjį projektą parengiau savarankiškai ir sąžiningai, nepažeisdama(s) kitų asmenų autoriaus ar kitų teisių, laikydamasi(s) Lietuvos Respublikos autorių teisių ir gretutinių teisių įstatymo nuostatų, Kauno technologijos universiteto (toliau – Universitetas) intelektinės nuosavybės valdymo ir perdavimo nuostatų bei Universiteto akademinės etikos kodekse nustatytų etikos reikalavimų;
2. baigiamajame projekte visi pateikti duomenys ir tyrimų rezultatai yra teisingi ir gauti teisėtai, nei viena šio projekto dalis nėra plagijuota nuo jokių spausdintinių ar elektroninių šaltinių, visos baigiamojo projekto tekste pateiktos citatos ir nuorodos yra nurodytos literatūros sąrašė;
3. įstatymų nenumatytų piniginių sumų už baigiamąjį projektą ar jo dalis niekam nesu mokėjęs (-usi);
4. suprantu, kad išaiškėjus nesąžiningumo ar kitų asmenų teisių pažeidimo faktui, man buvo taikomos akademinės nuobaudos pagal Universitete galiojančią tvarką ir būsiu pašalinta(s) iš Universiteto, o baigiamasis projektas gali būti pateiktas Akademinės etikos ir procedūrų kontrolieriaus tarnybai nagrinėjant galimą akademinės etikos pažeidimą.

Edgaras Šatkauskas

*Patvirtinta elektroniniu būdu*

Šatkauskas, Edgaras. Atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtakos elektros sistemos dinaminiam stabilumui tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas asist. dr. Almantas Bandza; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

Studijų kryptis ir sritis (studijų krypčių grupė): elektros inžinerija, inžinerijos mokslai

Reikšminiai žodžiai: Elektros sistema, dinaminis stabilumas, atsinaujinantys elektros energijos šaltiniai.

Kaunas, 2024. 62 p.

### **Santrauka**

Baigiamajame magistro darbe nagrinėjama atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtaka, elektros sistemos dinaminiam stabilumui.

Apžvalginėje dalyje aprašomas elektros sistemos stabilumo klasifikavimas, stabilumą lemiančios elektros sistemos savybės, stabilumo vertinimo kriterijai, taip pat yra analizuojama vėjo ir saulės elektrinių įtaka elektros sistemos stabilumui.

Tiriamajoje dalyje aprašomas elektros sistemos modelio kūrimas „Simulink“ aplinkoje, taip pat aprašomi pagrindiniai modelio kūrimui naudojami elementai ir atliekamas sukurto modelio bandymas.

Tyrimo rezultatų dalyje modeliuojami skirtingi tyrimo scenarijai skirti įvertinti atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtaka elektros sistemos dinaminiam stabilumui, pateikiami ir aptariami gauti rezultatai.

Šatkauskas, Edgaras. Research of Influence of Renewable Electricity Sources on Dynamic Stability of Network. Master's Final Degree Project / assist. dr. Almantas Bandza; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

Study field and area (study field group): electrical engineering, engineering science.

Keywords: Power network, dynamic stability, renewable electricity sources.

Kaunas, 2024. 62.

### **Summary**

Masters thesis studies influence of renewable electricity sources on dynamic stability of network.

In the overview section, classification of power network stability, characteristics which influence stability, and ways to assess stability are described, also influence of solar and wind power on dynamic stability is analyzed.

Research section describes main components used in power network model and creation of power network model itself in „Simulink“ model space. Also finished model is tested.

In research results section, model is used to simulate different scenarios, to assess impact of renewable electricity sources on power network, also results are presented and discussed.

## Turinys

<b>Santrumpų ir terminų sąrašas .....</b>	<b>11</b>
<b>Įvadas.....</b>	<b>12</b>
<b>1. Literatūros analizė.....</b>	<b>13</b>
1.1. Elektros tinklo dinamika.....	13
1.2. Elektros sistemos stabilumas .....	14
1.2.1. Elektros sistemos saugumas .....	15
1.3. Elektros sistemos inercija .....	16
1.4. Stabilumo indikatoriai .....	17
1.4.1. Pereinamojo stabilumo indeksas .....	18
1.4.2. Pereinamasis rotoriaus kampo intensyvumo indeksas .....	18
1.4.3. Rotoriaus greitėjimo indeksas .....	19
1.5. Vėjo elektrinės.....	19
1.5.1. Vėjo elektrinių įtaka tinklo stabilumui.....	20
1.6. Saulės elektrinių įtaka tinklo stabilumui .....	21
<b>2. Elektros sistemos dinaminio stabilumo tyrimo metodika.....</b>	<b>23</b>
2.1. Perdavimo tinklo modelio komponentai .....	23
2.1.1. Sinchroninių generatorių modeliavimas.....	24
2.1.2. Vėjo elektrinės modeliavimas .....	26
2.1.3. Saulės elektrinės modeliavimas.....	27
2.1.4. Trumpojo jungimo modeliavimas .....	28
2.2. Perdavimo tinklo modeliavimas .....	29
2.3. Modelio veikimo tikrinimas .....	31
<b>3. Sistemos dinaminio stabilumo tyrimas.....</b>	<b>34</b>
3.1. Bandymas Nr.1 .....	34
3.1.1. Vėjo elektrinės įtaka .....	34
3.1.2. Saulės elektrinės įtaka .....	38
3.1.3. Bendra saulės ir vėjo elektrinių įtaka .....	42
3.2. Bandymas Nr.2 .....	44
3.2.1. Vėjo elektrinės įtaka .....	45
3.2.2. Saulės elektrinės įtaka .....	48
3.2.3. Bendra saulės ir vėjo elektrinių įtaka .....	52
3.3. Bandymas Nr. 3 .....	54
3.3.1. Trumpojo jungimo bandymas 9 mazge .....	55
3.3.2. Trumpojo jungimo bandymas 6 mazge .....	56
3.3.3. Trumpojo jungimo bandymas 5 mazge .....	57
3.3.4. Trumpojo jungimo bandymas 4 mazge .....	58
<b>Išvados .....</b>	<b>60</b>
<b>Literatūros sąrašas .....</b>	<b>61</b>

## Paveikslų sąrašas

<b>1 pav.</b> Dinaminių reiškinių skirstymas [1] .....	13
<b>2 pav.</b> Elektros sistemos stabilumo klasifikavimas [2] .....	14
<b>3 pav.</b> Elektros sistemos režimų klasifikavimas .....	15
<b>4 pav.</b> Tinklo dažnio kitimas po avarijos, esant skirtingam inercijos kiekiui [4] .....	17
<b>5 pav.</b> Rotoriaus kampo skirtumo kitimas avarijos metu [8] .....	18
<b>6 pav.</b> Vėjo elektrinių prijungimo prie tinklo schemas [14] .....	20
<b>7 pav.</b> Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [15] .....	20
<b>8 pav.</b> Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [16] .....	21
<b>9 pav.</b> Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [16] .....	21
<b>10 pav.</b> Rotoriaus kampo svyravimai trumpojo jungimo metu, didinant instaliuotą saulės elektrinių galia [18] .....	22
<b>11 pav.</b> Modeliuojamo elektros tinklo schema .....	23
<b>12 pav.</b> Sinchroninio generatoriaus G1 parametrai .....	24
<b>13 pav.</b> Sinchroninio generatoriaus G2 (G3) parametrai .....	24
<b>14 pav.</b> Sinchroninio generatoriaus G2 modelis .....	25
<b>15 pav.</b> 4 tipo vėjo elektrinės schema .....	26
<b>16 pav.</b> Vėjo elektrinės modelis .....	27
<b>17 pav.</b> Saulės elektrinės modelis .....	28
<b>18 pav.</b> Avarijų imitavimui ir išjungimui skirti blokai .....	28
<b>19 pav.</b> Modelyje naudojami transformatoriaus, linijos ir apkrovos blokai .....	29
<b>20 pav.</b> Galios transformatoriaus parametrų lentelė .....	29
<b>21 pav.</b> Elektros perdavimo linijų parametrų lentelė .....	30
<b>22 pav.</b> Elektros perdavimo linijų parametrų lentelė .....	30
<b>23 pav.</b> Elektros energetikos sistemos modelis „Matlab Simulink“ aplinkoje .....	31
<b>24 pav.</b> Išmatuotos įtampos vertės 6 mazge be avarijos. Kairėje – viso matavimo laikotarpiu. Dešinėje – paskutinė 0,25 sekundės .....	32
<b>25 pav.</b> Generatorių rotoriaus kampų svyravimai be avarijos. SG1 rotoriaus kampo svyravimai – geltona, SG2 rotoriaus kampo svyravimai – mėlyna, G3 rotoriaus kampo svyravimai – oranžinė ....	32
<b>26 pav.</b> Išmatuotos įtampos vertės 6 mazge avarijos metu ir po jos. Kairėje – viso matavimo laikotarpiu. Dešinėje – paskutinė 0,25 sekundės .....	33
<b>27 pav.</b> Generatorių rotoriaus kampų svyravimai avarijos metu ir po jos. G1 rotoriaus kampo svyravimai – , geltona, G2 rotoriaus kampo svyravimai – mėlyna, G3 rotoriaus kampo svyravimai – oranžinė .....	33
<b>28 pav.</b> TRASİ pokytis, didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai .....	35
<b>29 pav.</b> TSI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai .....	35
<b>30 pav.</b> ROMA pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai .....	36
<b>31 pav.</b> Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	36
<b>32 pav.</b> Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	37
<b>33 pav.</b> Dažnio svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 138 MW, kai tinklas nestabilus .....	37
<b>34 pav.</b> Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 138 MW, kai tinklas nestabilus .....	38
<b>35 pav.</b> TRASİ pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai .....	39
<b>36 pav.</b> TSI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai .....	39

<b>37 pav.</b> ROMA pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai .....	40
<b>38 pav.</b> Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai kai tinklas stabilus .....	40
<b>39 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	41
<b>40 pav.</b> Dažnio svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 125 MW, kai tinklas nestabilus .....	41
<b>41 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 125 MW, kai tinklas nestabilus.....	42
<b>42 pav.</b> Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai kai tinklas stabilus .....	43
<b>43 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai, kai tinklas stabilus .....	43
<b>44 pav.</b> Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus .....	44
<b>45 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus .....	44
<b>46 pav.</b> TRASI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai .....	45
<b>47 pav.</b> TSI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai.....	46
<b>48 pav.</b> ROMA pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai.....	46
<b>49 pav.</b> Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	47
<b>50 pav.</b> Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	47
<b>51 pav.</b> Dažnio svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 77 MW, kai tinklas nestabilus .....	48
<b>52 pav.</b> Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 77 MW, kai tinklas nestabilus .....	48
<b>53 pav.</b> TRASI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai .....	49
<b>54 pav.</b> TSI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai.....	49
<b>55 pav.</b> ROMA pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai.....	50
<b>56 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	50
<b>57 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus .....	51
<b>58 pav.</b> Dažnio svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 59 MW, kai tinklas nestabilus .....	51
<b>59 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 59 MW, kai tinklas nestabilus .....	52
<b>60 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai, kai tinklas stabilus .....	53
<b>61 pav.</b> Dažnio svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai, kai tinklas stabilus.....	53
<b>62 pav.</b> Dažnio svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus .....	54
<b>63 pav.</b> Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus .....	54
<b>64 pav.</b> Dažnio svyravimai 9 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,1 s .....	55
<b>65 pav.</b> Dažnio svyravimai 9 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s .....	56
<b>66 pav.</b> Dažnio svyravimai 6 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,1s .....	57



<b>67 pav.</b> Dažnio svyravimai 5 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s .....	58
<b>68 pav.</b> Dažnio svyravimai 4 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s .....	59

## Lentelių sąrašas

<b>1 lentelė.</b> TRASI priklausomybė nuo avarijos vietos [18].....	22
<b>2 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios .....	34
<b>3 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės elektrinės galios .....	38
<b>4 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės ir vėjo elektrinės galios..	42
<b>5 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios .....	45
<b>6 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios .....	49
<b>7 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės ir vėjo elektrinės galios..	52
<b>8 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 9 mazge .....	55
<b>9 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 6 mazge .....	56
<b>10 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 5 mazge .....	57
<b>11 lentelė.</b> TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 4 mazge .....	58

## Santrumpų ir terminų sąrašas

### Santrumpos:

TSI – Pereinamojo stabilumo indeksas (angl. Transient stability index)

TRASI – Pereinamasis rotoriaus kampo intensyvumo indeksas (angl. Transient rotor angle severity index)

ROMA – Rotoriaus greitėjimo indeksas (angl. Rate of machine acceleration)

SE – Saulės elektrinė

VE – Vėjo elektrinė

AEŠ – Atsinaujinantys energijos šaltiniai

SG – Sinchroninis generatorius

AKĮ – Automatinis kartotinis įjungimas

## Įvadas

Elektros energetikos sistema, susideda iš keturių pagrindinių dalių: elektros energijos gamybos, perdavimo tinklo, skirstomojo tinklo ir elektros energijos vartotojų. Kiekviena tinklo dalis susideda iš daugybės elementų, kurie yra sujungti tarpusavyje, taip suformuodami vieningą sistemą. Dėl tokios tinklo sudėties, elektros tinklas yra sudėtinga ir dinamiška sistema, kuri yra priklausoma nuo daugybės parametru, tokių kaip elektros energijos gamyba ir sunaudojimas, perduodamos elektros energijos ir elektros tinklo charakteristikų. Šie parametrai yra nuolat kintantys laike ir gali keistis dėl įvairių priežasčių, tokių kaip energijos suvartojimo kitimas dienos metu ar staigus apkrovos arba generacijos praradimas dėl tinkle įvykusius avarijos. Nepaisant šių trikdžių elektros tinklas turi išlaikyti sklandų ir nepertraukiama kokybiškos elektros energijos tiekimą.

Lietuvos Respublika yra išsikėlusį tikslą iki 2030 m. pasigaminti 45% jai reikalingos elektros energijos iš atsinaujinančių energijos šaltinių, o 2050 m. iš atsinaujinančių energijos šaltinių pasigaminti net 80% šaliai reikalingos elektros energijos [22]. Iki šiol didžioji dalis elektros energijos buvo gaminama naudojant didelės galios sinchroninius generatorius, kurių didelė galia ir inercija užtikrindavo tinklo stabilumą įvairių trikdžių atveju, tačiau juos keičiant mažesnės galios atsinaujinančiais energijos šaltiniais, keičiasi tinklo parametrai ir topologija, nėra aišku kaip elektros tinklas reaguos į šiuos pasikeitimus ir ar galės išlaikyti saugų ir nepertraukimą elektros energijos tiekimą.

**Darbo tikslas:** ištirti kokia įtaką, elektros sistemos dinaminiam stabilumui daro atsinaujinantys energijos šaltiniai.

### **Darbo uždaviniai:**

1. ištirti kokia įtaką elektros sistemos dinaminiam stabilumui, turi atsinaujinantys energijos šaltiniai, kai jie prijungiami nemažinant instaliuotos sinchroninių generatorių galios;
2. ištirti kokia įtaką elektros sistemos dinaminiam stabilumui, turi atsinaujinantys elektros energijos šaltiniai, kai juos prijungiant, instaliuota sinchroninių generatorių proporcingai mažėja;
3. ištirti kokia įtaką elektros sistemos dinaminiam stabilumui, daro atsinaujinantys energijos šaltiniai, priklausomai nuo avarijos vietos ir avarijos pašalinimo laiko.

## 1. Literatūros analizė

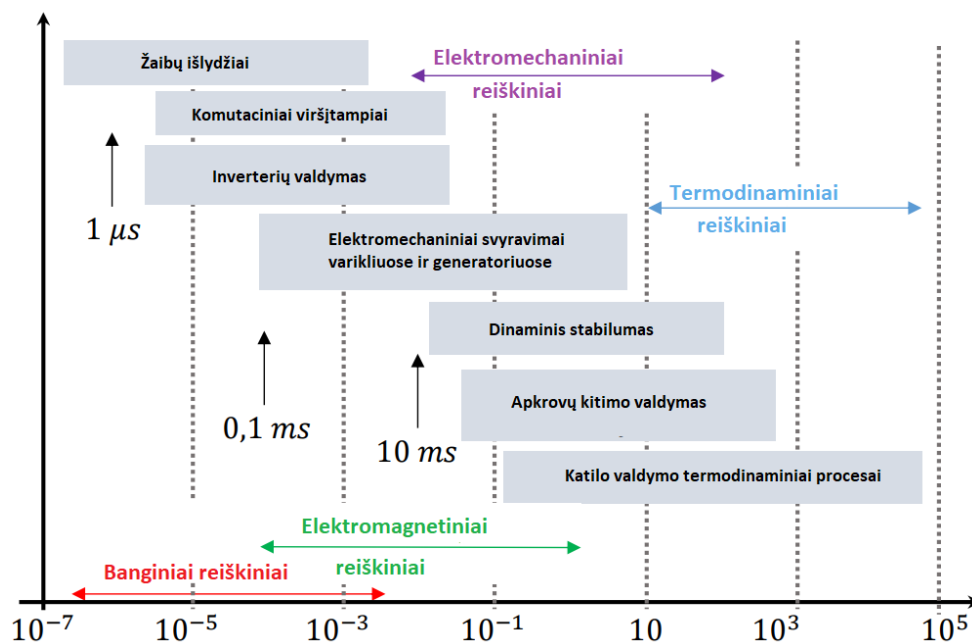
### 1.1. Elektros tinklo dinamika

Elektros energetikos sistema yra dinamiška, jos parametrai nuolat kinta laike, ji susideda iš individualių elementų, kurie yra sujungti tarpusavyje, taip suformuodami didelę ir sudėtingą sistemą, kuri geba pagaminti, perduoti ir paskirstyti elektros energiją didelėje geografinėje teritorijoje. Dėl didelės gausos elementų sistemoje, tarp jų gali vykti daug įvairių dinaminų sąveikų, kurios gali paveikti pavienius elementus, sistemos dalį arba visa sistemą. Kiekvienas dinaminis efektas yra apibudinamas tam tikromis unikaliomis savybėmis, todėl elektros sistemoje vykstančias dinamines sąveikas galima suskirstyti į grupes, pagal jų priežastį, pasekmes, sąveikos laiką ir vietą kur ji vyko sistemoje.

Elektros tinklo parametrų kitimas, gali atsirasti dėl dviejų pagrindinių priežasčių:

- Galios balanso palaikymas – nuolat kintantis galios poreikis tinkle sukelia įvairius tinklo parametrų pokyčius, kurie skiriasi savo trukme. Greičiausi pokyčiai atsiranda, dėl staigaus elektros energijos poreikio pasikeitimo, jie vyksta generatorių rotoruose keičiant mechaninę energiją į elektros. Šiek tiek lėtesni dinaminiai procesai, yra įtampos ir dažnio reguliavimas, siekiant juos išlaikyti normalų sistemos darbo režimą. Lėčiausi procesai, tai elektros energijos gamybos reguliavimas, prisitaikant prie kintančios apkrovos dienos metu.
- Trikdžiai – įvairūs trikdžiai, tokie kaip trumpieji jungimai arba relinių apsaugų veikimas, kurie skiriasi savo trukme, taip pat gali lemti sistemos parametrų kitimą. Greičiausi yra banginiai reiškiniai, kurie vyksta aukštos įtampos perdavimo linijose, šiek tiek lėtesni elektromagnetiniai reiškiniai kurie vyksta elektros mašinose, tokiose kaip transformatoriai. Dar lėtesni yra elektromechaniniai rotorių virpesiai, ir lėčiausi termodinaminiai reiškiniai, vykstantys garu varomų turbinų katiluose.

Dinaminis pokyčius elektros sistemoje galima suskirstyti į keturias pagrindines kategorijas, banginius, elektromagnetinius, elektromechaninius ir termodinaminis [1].



1 pav. Dinaminų reiškinų skirstymas [1]

Šios tinklo parametru pokyčių priežastys yra išsidėsčiusios laike, kaip parodyta 1 paveiksle. Nors toks klasifikavimo būdas yra patogus, jis tikrai nėra absoliutus, kadangi reiškiniai persidengia tarpusavyje. Šios keturios reiškinų rūšys taip pat gali būti apibūdinamos pagal jas sukeliančias priežastis:

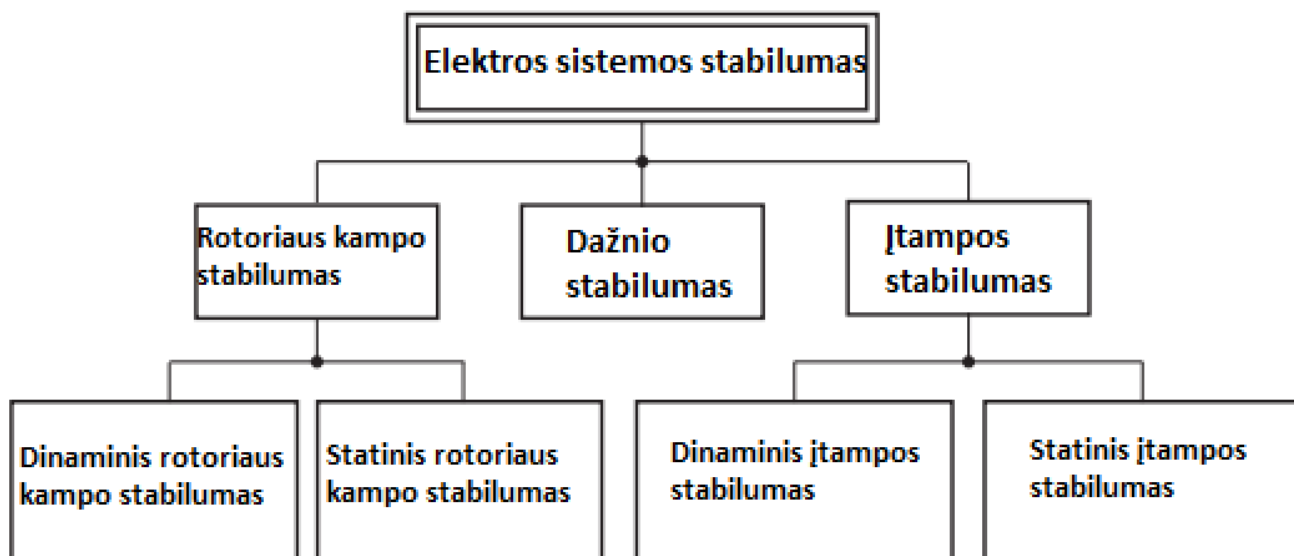
- Banginis reiškinys – tai patys greičiausi ir trumpiausi, nuo mikrosekundžių ir milisekundžių trukmės reiškiniai, vykstantys aukštos įtampos linijose, dėl į jas trenkusio žaibo arba dėl komutacinių viršįtampių, jie vyksta tik perdavimo tinkle ir neišplinta už transformatorių apvijų.
- Elektromagnetinis reiškinys – šiek tiek lėtesni, nuo milisekundžių ir sekundžių trukmės reiškiniai vykstantys elektros mašinų apvijoje, po trikdžių tinkle, relinių apsaugų veikimo arba tinklo ir elektros mašinų sąveikos, jie vyksta generatorių apvijoje ir dalyje tinklo.
- Elektromagnetinis reiškinys – dar lėtesni reiškiniai, nuo vienos iki kelių sekundžių trukmės, vykstantys dėl generatorių ir variklių rotorinių virpesių, kuriuos sukelia trikdžiai, relinės apsaugos veikimas, įtampos reguliavimas arba turbinos reguliavimas.
- Termodinaminis reiškinys – patys lėčiausi reiškiniai lemiantys tinklo dinamikos pasikeitimą, nuo kelių sekundžių iki kelių valandų trukmės, kuriuos lemia katilų reguliavimas garu varomose elektrinėse.

## 1.2. Elektros sistemos stabilumas

Elektros tinklo stabilumas, tai tinklo savybė grįžti į normalų darbo režimą po tinkle įvykusių trikdžių. Stabiliam tinklo režimui palaikyti išskiriami trys pagrindiniai parametrai:

- tinko mazgų įtampos kampas (apkrovos arba galios kampas);
- dažnis;
- tinklo mazgų įtampos.

Pagal šiuos tris parametrus elektros sistemos stabilumą galima išskirti į rotoriaus kampo stabilumą, dažnio stabilumą ir įtampos stabilumą [2].



2 pav. Elektros sistemos stabilumo klasifikavimas [2]

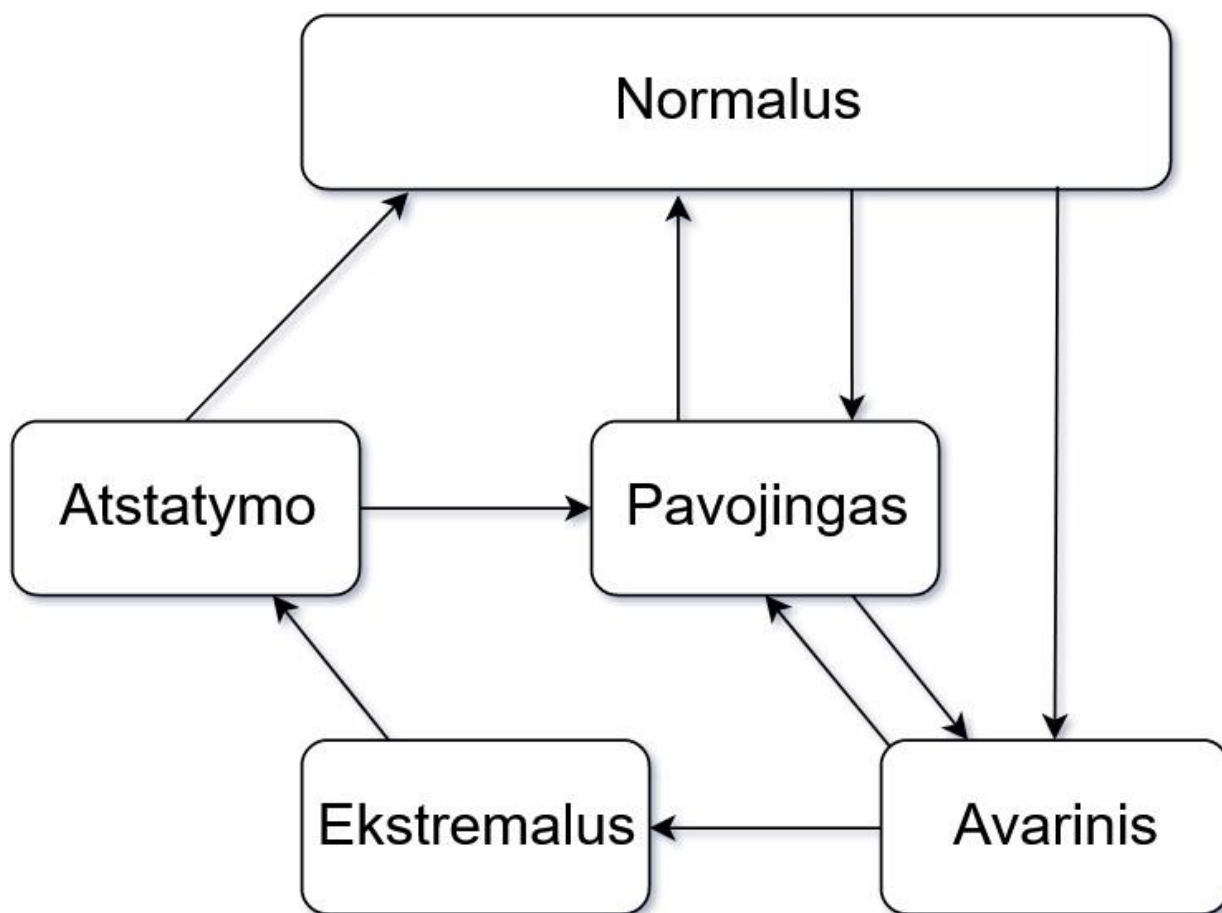
Kaip pavaizduota 2 paveiksle, rotoriaus kampo stabilumą galima išskirti į statinį ir dinaminį. Statinis stabilumas, tai rotoriaus kampo nuokrypiai, kurie atsiranda dėl apkrovos ar generacijos

pokyčių ir gali būti sutvarkomi reguliatoriais. Dinaminis stabilumas, tai atsiradę galios svyravimai po galingo trumpojo jungimo, arba kokios nors kitos stambios avarijos, ir rotoriaus kampo gebėjimas grįžti į stabilią padėtį. Jiems sutvarkyti gali nebeužtekti reguliatorių, gali tekti atjungti apkrovą. Įtampos stabilumas, taip pat skirstomas į statinį ir dinaminį. Statinis įtampos stabilumas, tai įtampos pokyčiai kintant apkrovai kuriuos sureguliuoja įtampos reguliatorius, o dinaminis įtampos stabilumas, tai staigūs įtampos pokyčiai, dažniausiai kritimai, kuriuos sukelia didelės avarijos tinkle. Po didelių avarijų tinkle, gali nebeužtekti įtampos reguliatorių normaliai įtampai atkurti, tokiu atveju veikia relinės apsaugos, kurios atjunginėja apkrovas, taip atkurdamos galios balansą ir normalia tinklo įtampą.

Elektros sistemos stabilumas daugiausia susijęs su elektromechaniniais reiškiniais, bet stabilumui taip pat turi įtakos ir labai greiti elektromagnetiniai reiškiniai ir lėti termodinaminiai reiškiniai. Pagal tai stabilumą dar galima išskirti į trumpalaikį ir ilgalaikį.

### 1.2.1. Elektros sistemos saugumas

Elektros tinklo saugumas tai tinklo savybė grįžti į normalų darbo režimą įvykus avarijai, nenutraukiant elektros tiekimo vartotojams. Elektros sistemos stabilumas ir saugumas, yra susiję terminai, sistemos stabilumas yra svarbi elektros sistemos saugumo dedamoji, bet pats saugumas yra gerokai platesnis terminas. Sistemos saugumas taip pat įvertina elektros tinklo vientisumą ir ilgalaikį galių balansą. Elektros sistemos saugumą galima suskirstyti į penkis režimus [3], kaip pateikta 3 paveiksle.



3 pav. Elektros sistemos režimų klasifikavimas

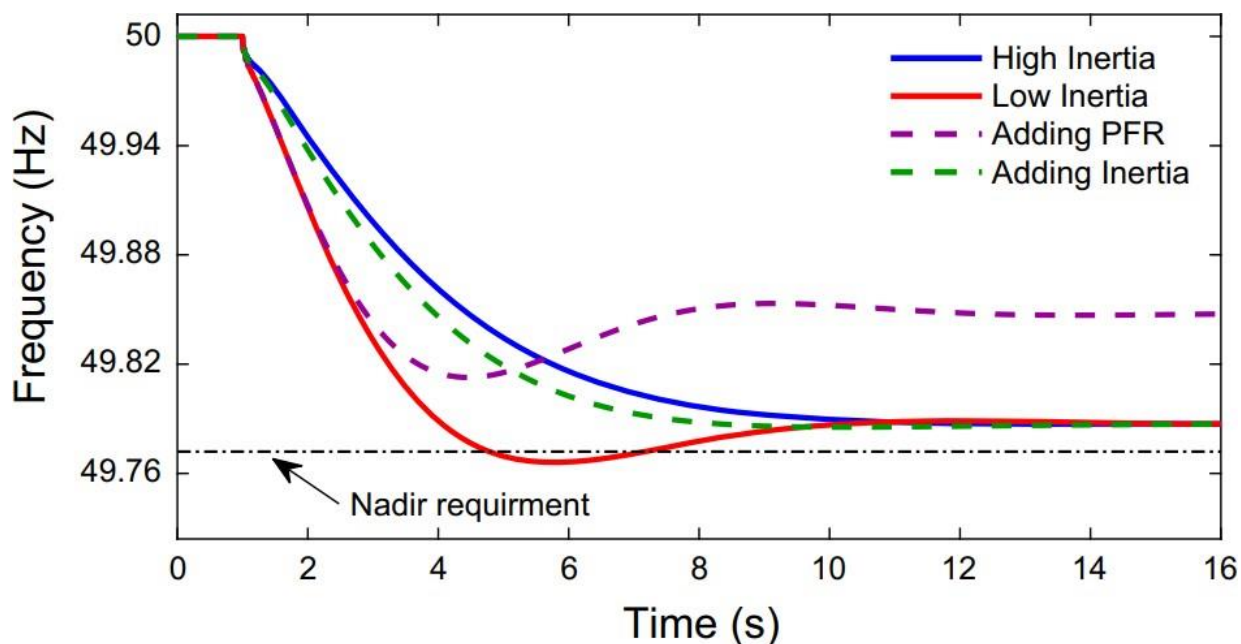
- Normalus režimas – tai elektros sistema sugeba patenkinti visų vartotojų elektros poreikius, visi tinklo kokybės parametrai yra leistinose ribose ir sistema gali atlaikyti, bet kokia įmanoma avarija.
- Pavojingas režimas – tai režimas, kuomet dalis tinklo parametrų, reikalingų normaliam režimui palaikyti, nukrypsta už leistinų ribų. Tai gali būti per didelės linijų srovės, padidėjęs arba sumažėjęs dažnis, sukilusi arba nukritusi įtampa. Sistema į toki režimą gali pereiti, dėl staiga išaugusios apkrovos ar dėl avarijos prarastos perdavimo linijos arba generacijos šaltinio. Sistemai dirbant pavojingame režime, dar labiau išaugusi apkrova, arba įvykusi avarija, gali sukelti problemų sistemai aprūpinti visus jos vartotojus elektros energija, todėl būtina imtis veiksmų, sistemai gražinti į normalų darbo režimą.
- Avarinis režimas – Avariniame režime elektros sistema vis dar yra vientisa ir gali patiekti elektros energija, visiems prie jos prisijungusiems vartotojams, bet sistemos parametrų nuokrypis nuo leistinų ribų yra dar didesnis nei pavojingame režime. Dažniausiai sistema pereina į avarinį režimą, iš pavojingo režimo, tuo atveju, kai nebuvo imtasi veiksmų normaliam režimui atstatyti. Elektros sistema, taip pat gali pereiti į avarinį režimą tiesiai iš normalaus režimo, jeigu įvyksta kelios rimtos avarijos paeiliui. Sistemai esant avariniame režime, būtina imtis staigių veiksmų jos būklei pagerinti, pirma pereinant į pavojingą režimą, o tada atstatant į normalų.
- Ekstremalus režimas – Sistema pereina į ekstremalų režimą iš avarinio, jei nebuvo imtasi veiksmų sistemos atstatymui į normalų režimą. Ekstremaliame režime, sistema jau nebėra vientisa, sistemoje atsiranda galios trūkumas, dėl atsijungusių generatorių, kurie atsijungia dėl sinchronizmo nebuvimo, taip pat veikia nukrovimo automatika, kuri atjunginėja vartotojus bandydama palaikyti galių balansą. Ekstremalus tokios sistemos režimas, gali būti dalinė arba pilna sistemos griūtis.
- Atstatymo režimas –tai režimas, kuris vyksta po ekstremalaus režimo, bandant gražinti sistemą į pavojingą arba normalų režimą. Šio režimo metu, sistemos operatorius dalimis atstatinėja energijos gamybą ir prijunginėja apkrovą, kol sistema grįžta į normalų arba bent jau avarinį režimą. Skyrelio pavadinimas

### 1.3. Elektros sistemos inercija

Įprastinėje elektros energetikos sistemoje didžiąją dalį elektros energijos gamina sinchroniniai generatoriai, kurie verčia mechaninę rotoriaus energiją į elektros energiją[4]. Staigiai pasikeitus apkrovos galiai tinkle, priklausomai nuo to, į kurią pusę pakrypo galių balansas, dažnis pradeda kristi arba augti. Generatoriaus rotoruje sukaupta kinetinė energija priešinasi šiam dažnio pokyčiui, tai vadinama sistemos inercija. Sistemos inercija padeda palaikyti tinklo dažnį leidžiamose ribose, esant nedideliems jo svyravimams [5]. Esant didesniems svyravimams, prie dažnio reguliavimo prisideda pirminės galios reguliatoriai.

Seniau tinklo inercija buvo laikoma įprasta tinklo charakteristika, bet mažėjant sinchroninių generatorių gaminamai energijai tinkle ir integruojant vis daugiau atsinaujinančių energijos šaltinių, kurie prie tinklo jungiami per nuolatinės srovės intarpus, skirtingų šalių perdavimo tinklo operatoriai nustatė kokia svarbi yra inercija tinklo stabilumui palaikyti. 4 paveiksle pavaizduota, kaip kinta dažnis tinkle po avarijos, esant skirtingam inercijos kiekiui [6].





4 pav. Tinklo dažnio kitimas po avarijos, esant skirtingam inercijos kiekiui [4]

Kaip matoma paveiksle, esant mažesnei tinklo inercijai, dažnis krinta gerokai staigiau, ir nukrenta žemiau leistinos ribos, kol galiausiai atsistato iki normos ribų įjungus galios rezervą. Sistemoje su didele inercija, dažnio kritimas yra švelnesnis ir dažnis nusistovi, įjungus galios rezervą, nenukritęs žemiau leistinos ribos. Abiejose sistemos nusistovi tas pats dažnis, nes abiejų sistemų galios rezervas dažniui palaikyti vienodas. Taigi, dažnio stabilumui pagerinti, reikia didinti inercijos kiekį tinkle (žalia punktyrinė linija) arba didinti galios rezervą ir greitinti jo įjungimą dažniui palaikyti (violetinė punktyrinė linija).

Mažėjantis inercijos kiekis elektros sistemoje kelia dvi labai rimtas problemas:

- Padidėjęs dažnio kitimo greitis po avarijos arba prisijungus papildomoms apkrovoms, tai gali lemti tinklo komponentų, ypač atsinaujinančių generacijos šaltinių atsijungimą.
- Didesni ir dažnesni dažnio nuokrypiai už leistinų ribų, dėl to gali veikti nukrovimo automatika, kuri atjunginėja apkrovas ar net įvykti visiška sistemos griūtis.

Taigi, norint palaikyti tinklą stabilų ir saugų, reikia, kad tinklas turėtų pakankamai inercijos, tačiau reikia paminėti, kad mažinant sinchroninių generatorių, kaip pagrindinių elektros energijos šaltinių kiekį, tinklo inercija tik mažėja[7].

#### 1.4. Stabilumo indikatoriai

Visų energetinių sistemų būklė gali būti apibūdinama naudojant atitinkamus rodiklius. Sistemos rodikliai, arba dar kitaip vadinami indikatoriai, yra ne kas kita, kaip tam tikrų parametrų vertės, kurios ir nusako, kokioje būklėje yra sistema. Sistemos dinaminiam stabilumui apibūdinti yra naudojami keli rodikliai. Šie rodikliai nusako sistemos būklę būtent esamu momentu. Pasitelkus stabilumo rodiklius galima daryti prognozes, kokia sistemos būseną buvo ateinančiu momentu. Priklausomai nuo to, pagal kokį stabilumą vertinama sistemos būseną, reikia rinktis tai stebėsenai tinkamus rodiklius [8].

### 1.4.1. Pereinamojo stabilumo indeksas

Pereinamojo stabilumo indeksas, tai indeksas skirtas įvertinti sistemos būklę po avarijos. Šis indeksas vertina maksimalų rotoriaus kampo nuokrypį tarp bet kurių dviejų sistemoje esančių generatorių iš kart po avarijos, ir yra apskaičiuojamas pagal 1 formulę [9]:

$$TSI = \frac{360 - \delta_{max}}{360 + \delta_{max}} \cdot 100; \quad (1)$$

čia  $\delta_{max}$  – maksimalus kampų skirtumas tarp dviejų sistemos generatorių tuo pačiu metu, po avarijos. TSI parametras patenka į ribas  $-100 < TSI < 100$ . Kuo TSI parametras didesnis, tuo sistema stabilesnė.

### 1.4.2. Pereinamasis rotoriaus kampo intensyvumo indeksas

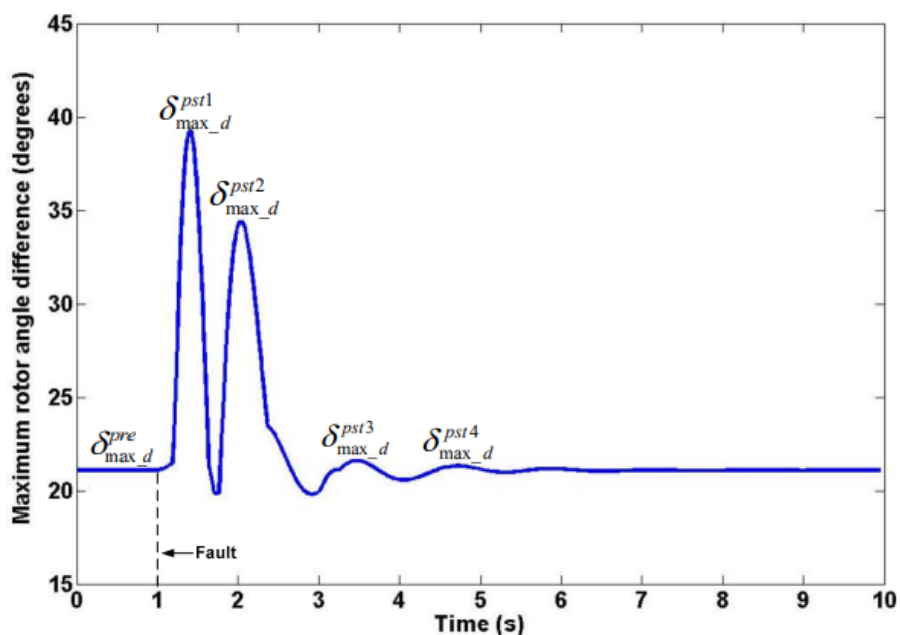
Tai indeksas, skirtas įvertinti sistemos būklę avarijos metu. Jis, kaip pereinamojo stabilumo indeksas, vertina maksimalų rotoriaus kampo nuokrypį tarp dviejų sistemos generatorių, bet ne po avarijos, o avarijos metu. Pereinamojo rotoriaus kampo intensyvumo indeksas apskaičiuojamas pagal 2 formulę [10]:

$$TRASI = \frac{360 - \max(\delta_{max\_d}^{pst})}{360 - \delta_{max\_d}^{pre}}; \quad (2)$$

čia  $\delta_{max\_d}^{pst}$  – didžiausias skirtumas tarp dviejų generatorių rotoriaus kampų po avarijos,

$\delta_{max\_d}^{pre}$  – didžiausias skirtumas tarp dviejų generatorių rotoriaus kampų prieš avarią.

TRASI indeksas patenka į ribas  $0 \leq TRASI \leq 1$ . Indekso vertei artėjant link vieneto, sistemos stabilumas gerėja, indkso vertei mažėjant, stabilumas gerėja.



5 pav. Rotoriaus kampo skirtumo kitimas avarijos metu [10]

### 1.4.3. Rotoriaus greitėjimo indeksas

Generatorių rotorių greitėjimas ir lėtėjimas elektros sistemoje yra sistemos inercijos ir dažnio nuokrypio greičio rodiklis. Šį ryšį galima analizuoti naudojant parametą, panašų į dažnio kitimo spartą (ROCOF). Rotoriaus greitėjimo indeksas yra apskaičiuojamas pagal formulę:

$$ROMA = \frac{\Delta\alpha_i}{\Delta t}; \quad (3)$$

čia  $\Delta\alpha_i$  – rotoriaus greitėjimo pokytis iškart po gedimo,  $\Delta t$  – yra laiko pokytis.

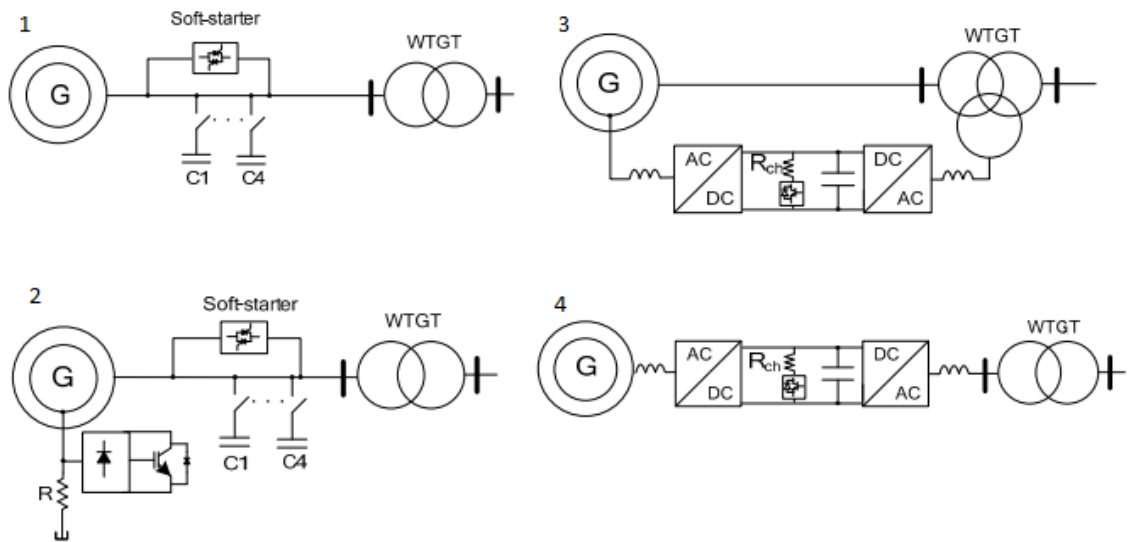
Šis rodiklis yra labai svarbus norint suprasti sistemos reakciją į gedimus ir dažnio nuokrypius, kurie priklauso nuo sistemos inercijos.

### 1.5. Vėjo elektrinės

Vėjo turbinos yra skirstomos į keturis pagrindinius tipus pagal naudojamą mechaninės energijos keitimą į elektros energiją būdą: [16]

1. Fiksuoto greičio asinchroniniai narveliniai generatoriai. Šiems generatoriams prijungti prie tinklo naudojamas „lengvo paleidimo“ įrenginys, kuris yra užšuntuojamas generatoriui pilnai pasileidus. Taip pat šiose sistemose naudojamos kondensatorių baterijos, skirtos asinchroninio generatoriaus suvartojamai reaktyviai galiai kompensuoti. Tokio tipo generatorių elektrinis sukimo momentas nėra reguliuojamas.
2. Kintamo greičio asinchroninis generatorius, su kintama rotoriaus varža. Šie generatoriai, prie tinklo taip pat jungiami per „lengvo paleidimo“ įrenginį ir naudoja kondensatorių baterijas galios faktoriaus korekcijai. Šių generatorių rotorių varža yra dinamiškai kontroliuojama naudojant galios elektronikos elementus. Keičiant rotoriaus varžą galima reguliuoti elektrinį sukimo momentą.
3. Kintamo greičio dvigubo maitinimo generatoriai (DFIG). Šių generatorių statoriaus apvija tiesiogiai prijungta prie tinklo, o rotoriaus apvija prie tinklo prijungta per dažnio keitiklį, tai leidžia pilnai kontroliuoti reaktyvią ir aktyvią generatoriaus galią.
4. Pilnai per AC/DC/AC jungtį prijungti generatoriai. Šie generatoriai, yra visiškai atskirti nuo tinklo.

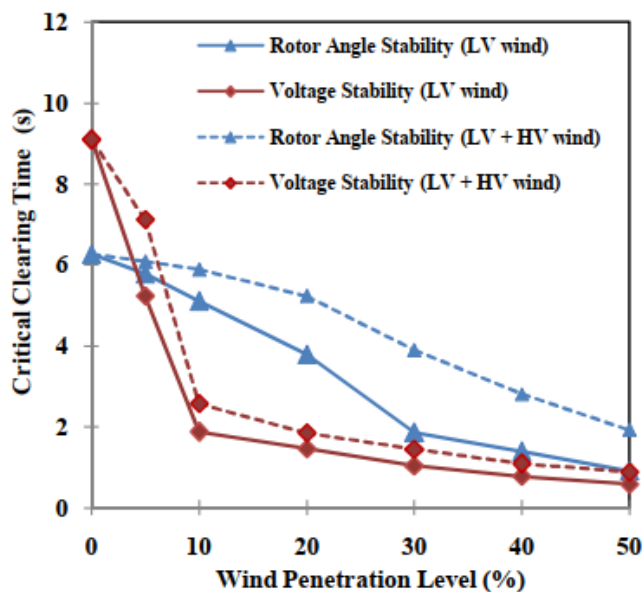
Vėjo turbinų prijungimo schemas, pateiktos 6 paveiksle.



6 pav. Vėjo elektrinių prijungimo prie tinklo schemas [16]

### 1.5.1. Vėjo elektrinių įtaka tinklo stabilumui

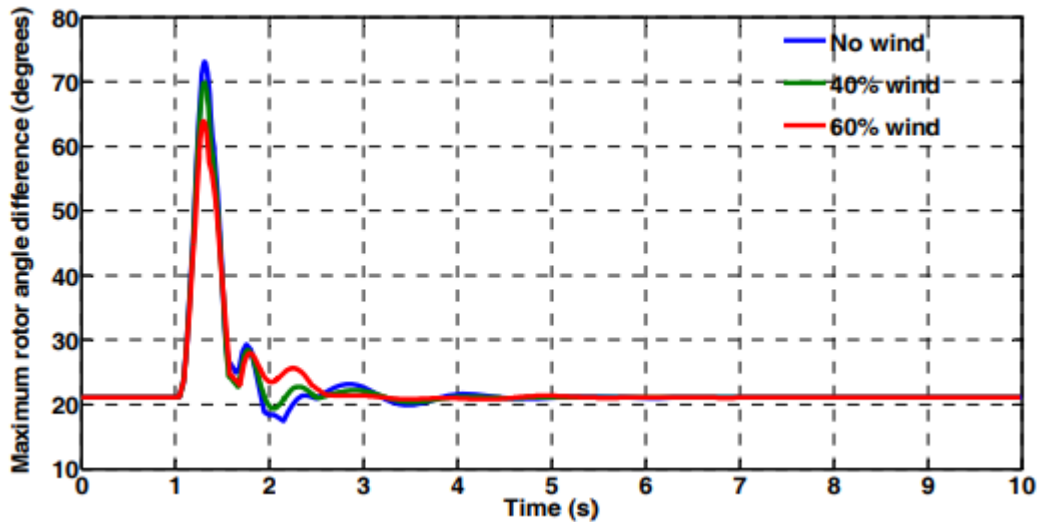
Yra keletas veiksnių, kurie lemia, kokia įtaką tinklo stabilumui daro vėjo elektrinės. Straipsnyje [15] aptariama fiksuoto greičio asinchroninių narvelinių generatorių įtaka tinklo stabilumui, priklausomai nuo vėjo elektrinės prijungimo vietos. Instaliuojant vėjo turbinas tik skirstomajame tinkle, nustatomas žymus kritinio atjungimo laiko trumpėjimas, didėjant instaliuotai vėjo elektrinių galiui. Neigiamą įtaką tinklo stabilumui galima sumažinti vėjo elektrines jungiant tiesiai į perdavimo tinklą. Tolygiai paskirsčius vėjo elektrinių galią aukštos ir žemos įtampos tinkle, nustatomas nemažas rotoriaus kampo ir nedidelis įtampos stabilumo pagerėjimas, todėl yra siūloma daugiau vėjo elektrinių instaliuoti aukštos įtampos tinkle. 8 paveiksle pateikta vėjo elektrinių įtaka rotoriaus kampo stabilumui, pagal įrengimo vieta.



7 pav. Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [17]

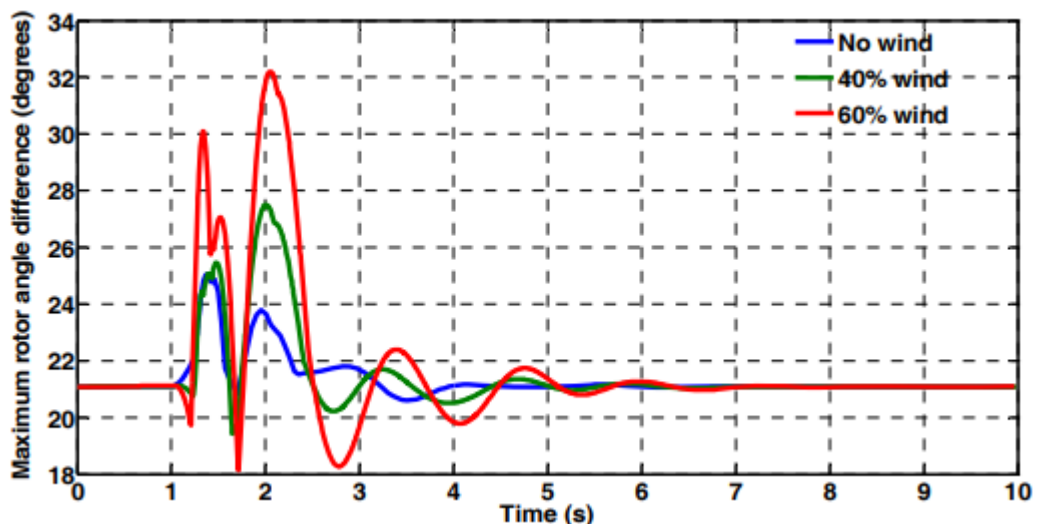
DFIG vėjo turbina šiuo metu populiariausia vėjo energijos technologija, dėl savo galimybių reguliuoti reaktyvią ir aktyvią galią. Šios vėjo turbina gali turėti tiek neigiamą, tiek teigiamą įtaką

tinklo stabilumui. DFIG įtaka tinklo stabilumui, yra labai priklausoma nuo avarijos vietos [18] [19]. Jeigu avarija įvyksta arti sinchroninių generatorių ir toli nuo vėjo elektrinių, nustatoma, kad sumažėja rotoriaus kampo svyravimai po avarijos. 9 paveiksle pateikta rotoriaus kampo laikinė charakteristika po avarijos tame pačiame taške, prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinių galios, kai avarija įvyksta toli nuo vėjo elektrinės.



8 pav. Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [18]

Tačiau, jei avarija įvyksta arti vėjo elektrinių, nustatoma, kad rotoriaus kampo svyravimai ženkliai išauga ir pailgėja atsistatymo laikas. 10 paveiksle pateikta rotoriaus kampo laikinė charakteristika po avarijos tame pačiame taške prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinių galios, kai avarija įvyksta arti vėjo elektrinės.



9 pav. Vėjo turbinų įtaka tinklo stabilumui [18]

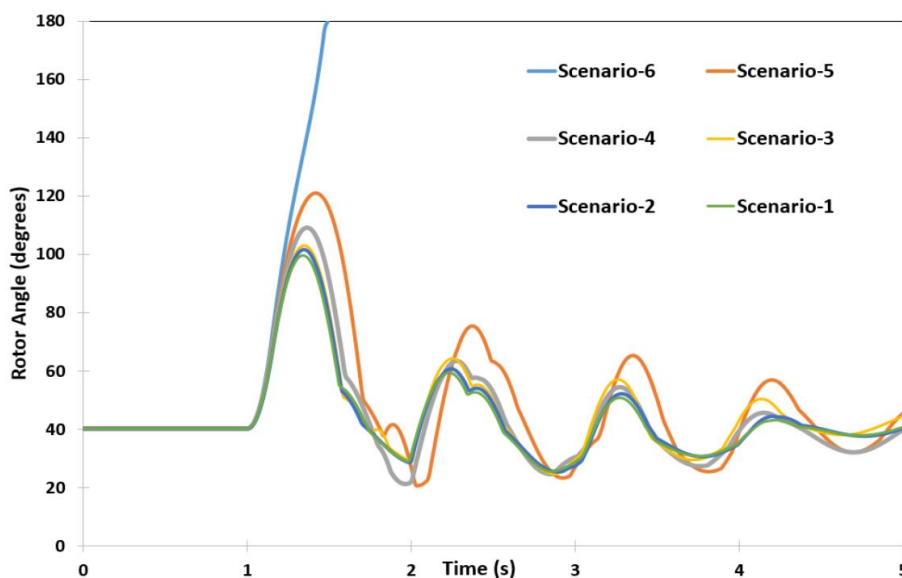
Taip pat galime pastebėti, kad vėjo elektrinės nepakeičia sistemos atsako į avariją tendencijos, o tiesiog ją pablogina.

### 1.6. Saulės elektrinių įtaka tinklo stabilumui

Saulės elektrinės yra nuolatinės srovės šaltiniai, todėl visos jos prie tinklo yra jungiamos per galios elektronikos prietaisus. Saulės elektrinių prijungimas prie tinklo, kaip ir vėjo elektrinių, gali daryti

tiek teigiamą, tiek neigiamą įtaką tinklo stabilumui, priklausomai nuo prijungtos galios, prijungimo vietos bei avarijos tipo ir vietos [20] [18].

11 paveiksle pavaizduota rotoriaus kampo stabilumo priklausomybė nuo instaliuotos saulės elektrinių galios. Įvykus trumpajam jungimui, kritiniame sistemos taške, didinant instaliuotą saulės elektrinių galią nuo 0 iki 5, 12, 22, 33 ir 45%, nustatomas rotoriaus kampo svyravimų padidėjimas, o pasiekus 45%, trumpojo jungimo metu sistema jau praranda stabilumą.



**10 pav.** Rotoriaus kampo svyravimai trumpojo jungimo metu, didinant instaliuotą saulės elektrinių galią [19]

Tačiau, jei trumpasis jungimas, įvyksta mažiau kritiniame sistemos taške, yra pastebimas sistemos stabilumo padidėjimas. 1 lentelėje pateiktos TRASI indekso vertės, kai trumpasis jungimas vykdomas skirtingose sistemos vietose.

**1 lentelė.** TRASI priklausomybė nuo avarijos vietos [19]

	Avarijos vieta	Saulės elektrinių instaliuota galia, %					
		0	5	12	22	33	45
TRASI	1	0,815	0,808	0,805	0,785	0,748	0,000
	2	0,853	0,850	0,859	0,823	0,827	0,802
	3	0,859	0,853	0,852	0,959	0,971	0,978
	4	0,870	0,865	0,878	0,842	0,850	0,832
	5	0,872	0,872	0,875	0,846	0,860	0,871

Penkios avarijų vietos atspindi penkis šynų mazgus. Pirmame mazge buvo prijungta saulės elektrinė ir apkrova, kituose mazguose prijungti sinchroniniai generatoriai ir apkrovos. Labiausiai nuo saulės elektrinių nutolęs yra 3 sistemos mazgas, jame pastebimas didžiausias TRASI didėjimas, padidinus prijungtų saulės elektrinių galią daugiau nei 22%. 4 ir 5 taškai nuo saulės elektrinių nutolę panašiu atstumu; matoma, kad TRASI yra didžiausias, kai saulės elektrinių instaliuota galia 12%. O antrame taške, kuris yra arti saulės elektrinės, bet taip pat sujungtas su dviem mazgais, turinčiais sinchroninius generatorius, didžiausias TRASI nustatomas, kai prijungtų saulės elektrinių galia yra 12% ir 33%.

## 2. Elektros sistemos dinaminio stabilumo tyrimo metodika

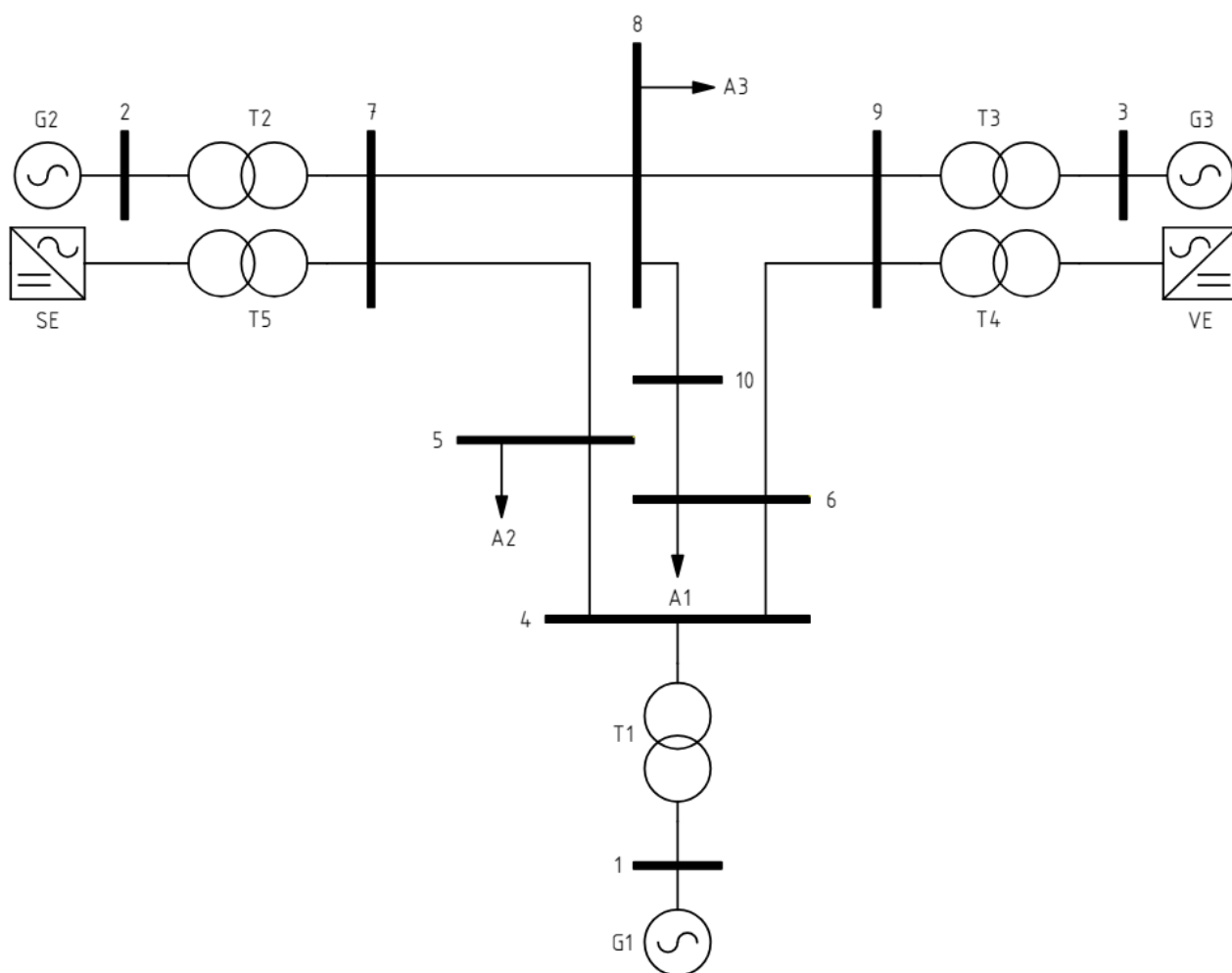
Norint ištirti atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtaką elektros sistemos dinaminiam stabilumui, reikia atlikti trumpų jungimų modeliavimą, esant skirtingoms sistemos veikimo sąlygoms.

Kaip nagrinėta pirmame skyriuje, atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtaka tinklo dinaminiam stabilumui gali priklausyti nuo kelių pagrindinių sąlygų:

- instaliuotos atsinaujinančių elektros energijos šaltinių galios tinkle;
- avarijos vietos ir avarijos atjungimo laiko tinkle. Atsinaujinančių elektros energijos šaltinių įtaka tinklo stabilumui kinta priklausomai nuo to, kiek toli nuo avarijos vietos yra įrengtos saulės ir vėjo elektrinės ir kiek greitai yra atjungiamas trumpasis jungimas.

### 2.1. Perdavimo tinklo modelio komponentai

Tam, kad atlikti dinaminio stabilumo tyrimą pagal aukščiau išbrėžtas sąlygas, reikia sukurti elektros sistemos modelį, kuriame visas šias sąlygas būtų galima keisti. Tam tikslui kuriamas imitacinis modelis remiantis „IEEE-9 bus“ sistema. Vienlinijinė modelio schema pateikta 11 paveiksle.



11 pav. Modeliuojamo elektros tinklo schema



Elektros energetikos sistemos modelis buvo kuriamas „Matlab Simulink“ aplinkoje. Norint tinkamai analizuoti sistemos dinamiką trumpojo jungimo metu, reikia sumodeliuoti sinchroninius generatorius su žadinimo ir greičio reguliavimo įrenginiais, vėjo elektrines ir saulės elektrines.

### 2.1.1. Sinchroninių generatorių modeliavimas

Sinchroniniams generatoriams modeliuoti naudojamas fundamentalusis sinchroninės mašinos blokas. Šis blokas, gali dirbti generatoriaus ir variklio režimu, priklausomai nuo mechaninės galios ženklo (teigiamas generatoriaus režimui, neigiamas variklio režimui). Modelis atsižvelgia į statoriaus lauko ir slopinimo apvijų dinamiką. Rotoriaus parametrai ir elektriniai dydžiai yra nustatomi iš statoriaus parametrų. Kadangi prie pirmo ir antro generatoriaus buvo jungiami atsinaujinantys energijos šaltiniai, jie modeliuojami kaip identiški. Generatorių G1 ir G2 (G3) parametrai pateikiami 12 ir 13 paveiksluose.

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: [ 247.5E6 16500 50 ]

Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl ] (pu): [ 0.361, 0.1504, 0.099, 0.2398, 0.099, 0.062 ]

Time constants

d axis: Open-circuit

q axis: Open-circuit

[ Tdo' Tdo'' Tqo'' ] (s): [ 8.96 0.001 0.001 ]

Stator resistance Rs (pu): 1e-7

Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [ H(s) F(pu) p()]: [ 9.55 0 20 ]

Initial conditions [ dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu) ]: [ 0 -86.3839 0.299344 0.299344 0.299344 -20.3492 -140.349 99.6508 1.08182 ]

Simulate saturation Plot

[ ifd; vt ] (pu): [ 0.6404, 0.7127, 0.8441, 0.9214, 0.9956, 1.082, 1.19, 1.316, 1.457, 0.7, 0.7698, 0.8872, 0.9466, 0.9969, 1.046, 1.1, 1.151, 1.201 ]

12 pav. Sinchroninio generatoriaus G1 parametrai

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: [ 128e6 13.8e3 50 ]

Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl ] (pu): [ 1.68, 0.23206, 0.19, 1.61, 0.23206, 0.19, 0.314 ]

Time constants

d axis: Open-circuit

q axis: Open-circuit

[ Tdo' Tdo'' Tqo' Tqo'' ] (s): [ 5.89, 0.001, 0.6, 0.001 ]

Stator resistance Rs (pu): 1e-7

Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [ H(s) F(pu) p()]: [ 2.35 0 1 ]

Initial conditions [ dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu) ]: [ 0 -36.9422 0.654471 0.654471 0.654471 11.2191 -108.781 131.219 1.39246 ]

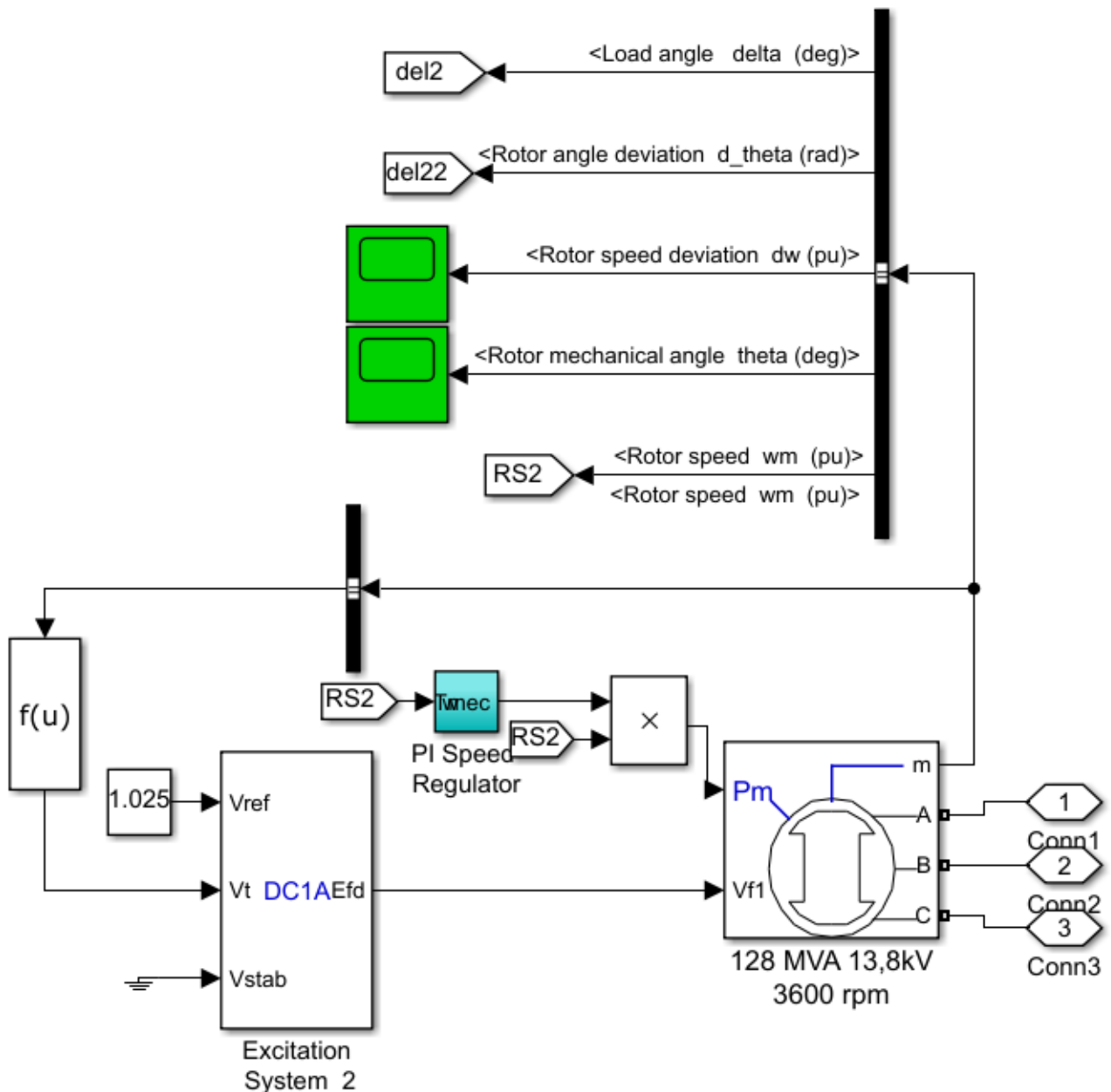
Simulate saturation Plot

[ ifd; vt ] (pu): [ 0.6404, 0.7127, 0.8441, 0.9214, 0.9956, 1.082, 1.19, 1.316, 1.457, 0.7, 0.7698, 0.8872, 0.9466, 0.9969, 1.046, 1.1, 1.151, 1.201 ]

13 pav. Sinchroninio generatoriaus G2 (G3) parametrai

Sinchroninei mašinai valdyti modeliuojami žadinimo ir greičio regulatoriai. Jie skirti sinchroninės mašinos išėjimo įtampai ir rotoriaus sukimosi greičiui reguliuoti. Visų generatorių modeliuojami žadinimo ir greičio reguliavimo įrenginiai yra vienodi. Sinchroninės mašinos modelis su žadinimo ir greičio reguliavimo įrenginiais pateikiamas 14 paveiksle.





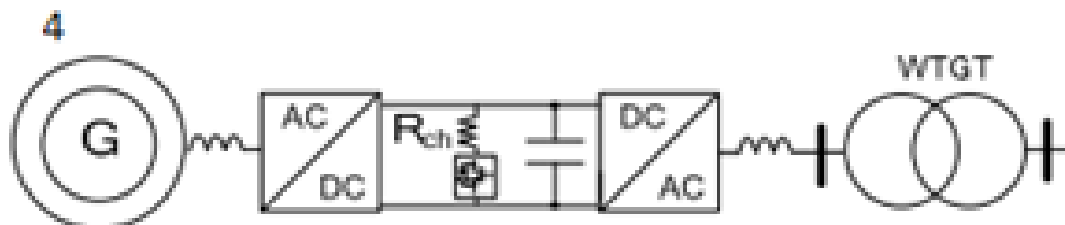
14 pav. Sinchroninio generatoriaus G2 modelis

- Kaip matome 14 paveiksle, sinchroninė mašina turi keturis išėjimus ir du įėjimus, kurie naudojami:
- Pm įėjimas nurodo mašinos mechaninę galią ant mašinos veleno, šiuo atveju naudojamas PI greičio reguliatorius;
  - Vf sinchroninės mašinos žadinimo apvijos įėjimas skirtas generatoriaus išėjimo įtampai reguliuoti. Šis signalas formuojamas žadinimo sistemos bloke santykiniais vienetais;
  - A, B ir C išėjimai, generatoriaus fazių išėjimai jungiami prie galios transformatoriaus;
  - m matavimų išėjimas perduoda visus vidinius sinchroninės mašinos matavimų signalus. Matavimai gali būti perduodami santykiniais arba SI sistemos vienetais.

Sinchroninės mašinos vidinio modelio matavimai paaimami naudojant „bus selector“ bloką, kuris leidžia pasirinkti, kokius matavimus naudoti. Žadinimo sistemoje naudojama sinchroninės mašinos išvadų įtampa, kuri lyginama su atstojamąja ir pagal ją yra formuojama žadinimo įtampa. Grafiniam atvaizdavimui, yra panaudoti apkrovos kampas, rotoriaus kampo nuokrypis, rotoriaus greičio nuokrypis ir rotoriaus mechaninis kampas.

## 2.1.2. Vėjo elektrinės modeliavimas

Kadangi tyrimo metu bus atliekamas elektros sistemos dinaminio stabilumo priklausomybės nuo instaliuotos atsinaujinančių energijos šaltinių galios tyrimas, vėjo elektrinių parko modelis turi būti toks, kuriame būtų galima laisvai keisti jo nominalią galią. Tam naudojamas 4 tipo vėjo elektrinės modelis, su galimybe laisvai pasirinkti nominalią galią. Elektrinės prijungimo prie elektros sistemos schema pavaizduota 15 paveiksle.



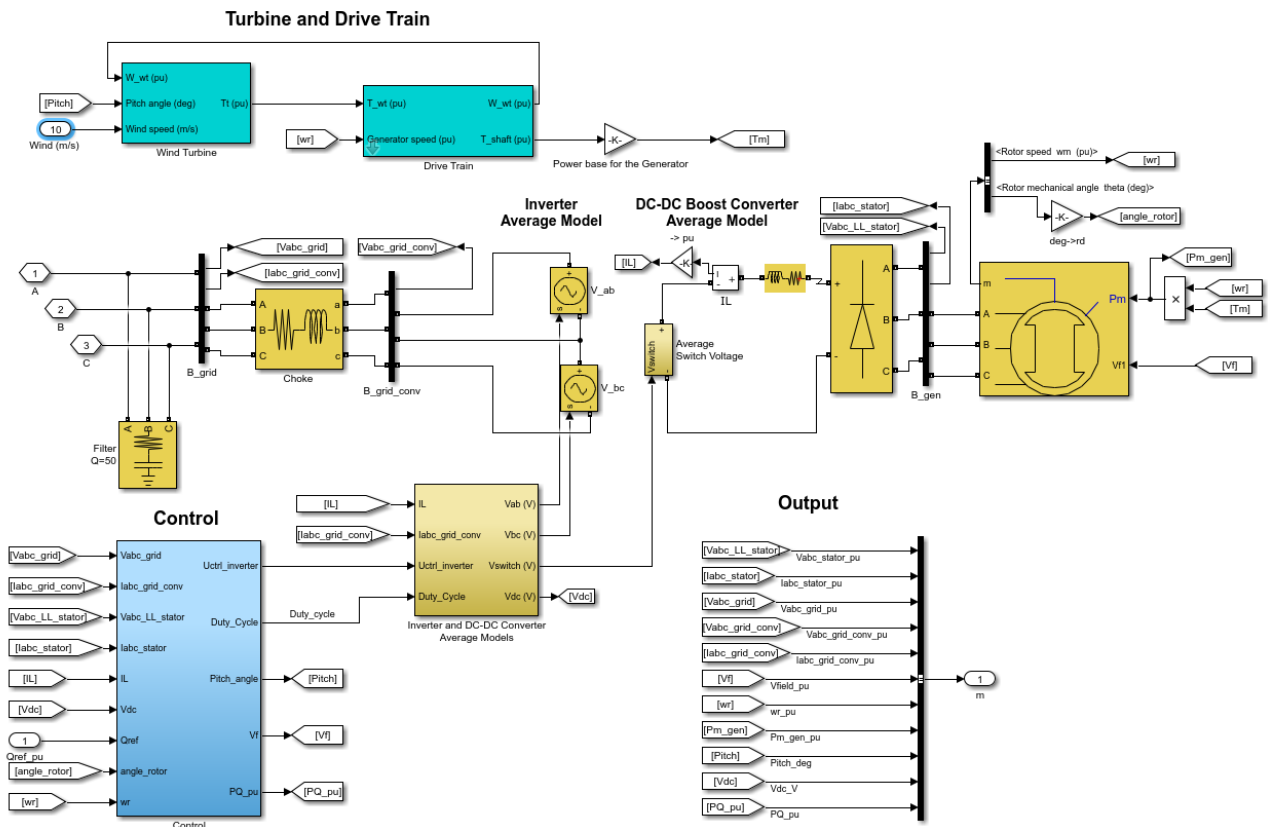
15 pav. 4 tipo vėjo elektrinės schema

Pasirinktas 10 MW vėjo elektrinių parkas, sudarytas iš penkių 2 MW vėjo turbinų, kurių nominali įtampa yra 575V. Vėjo elektrinių parkas prie perdavimo tinklo prijungiamas per du galios transformatorius. Pradžioje įtampa pakeliama iki 25 kV, tuomet jungiama prie tinklo per 25/330 kV galios transformatorių.

Vėjo elektrinių parko modelis, susideda iš:

- inchroninio generatoriaus, prijungto prie diodinio lygintuvo,
- IGBT tipo tranzistoriais pagrįsto DC-DC tipo aukštinančiojo keitiklio, valdomo impulsu pločio moduliacijos metodu ir
- DC-AC IGBT tipo tranzistoriais pagrįsto keitiklio, valdomo impulsu pločio moduliacijos metodu. Ketvirto tipo vėjo elektrinė išgauna maksimalią vėjo galią esant mažiems vėjo greičiams, ir sumažina mechaninius įtempius turbinoje vėjo gūsių metu.

Prie 0,575/25kV galios transformatoriaus vėjo elektrinė prijungiama per L ir C tipo filtras, kurių paskirtis nufiltruoti impulso pločio moduliacijos metu sukeltas harmonikas, kad išėjimo charakteristika būtų kuo panašesnė į sinusinę. Konkreči vėjo elektrinių parko galia buvo pasiekama keičiant vėjo turbinų kiekį. Vėjo elektrinės modelis pateiktas 16 paveiksle.



16 pav. Vėjo elektrinės modelis

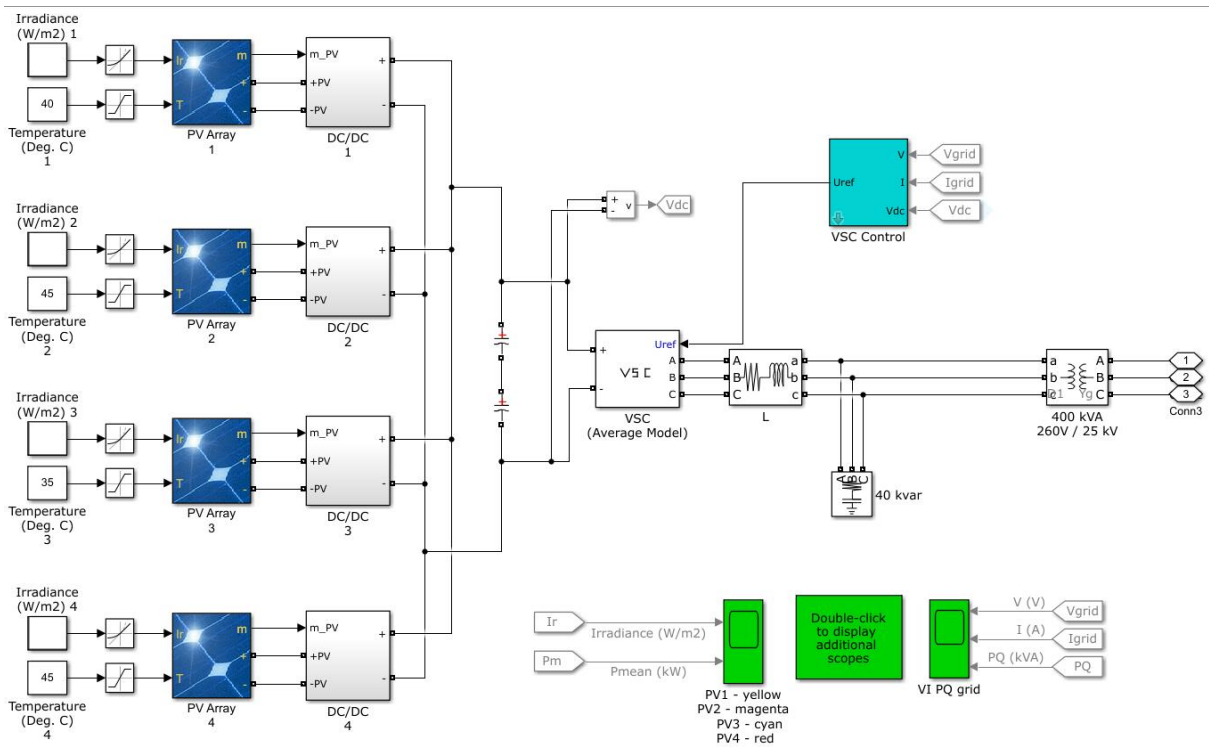
### 2.1.3. Saulės elektrinės modeliavimas

Saulės elektrinei, lygiai taip kaip ir vėjo elektrinei, yra svarbi galimybė keisti jos nominalią galią.

Saulės elektrinė susideda iš keturių fotovoltinių masyvų. Kiekvieno masyvo maksimali galia esant 1000 W/m<sup>2</sup> apšvietai yra 100 kW. Kiekvienas fotovoltinis masyvas susideda iš 64 lygiagrečių grandinių, kiekvienoje grandinėje yra po penkis nuosekliai sujungtus „SunPower SPR-315E“ saulės elektrinių modulius, kurių nominali galia 315W.

Fotovoltiniai masyvai prijungti prie DC-DC aukštinančio keitiklio, kuris pakelia saulės elektrinės įtampą iki 500 V. Pakeltos saulės elektrinių įtampos surenkamos į bendrą 500 V šyną, kuri jungiama prie DC-AC įtampos keitiklio, kuris 500 V DC įtampą pakeičia į trifazę 260 V AC įtampą. 260 V AC įtampa per galios transformatorių yra paaukštinama iki 25 kV įtampos, tuomet saulės elektrinė prie tinklo jungiama per dar vieną galios transformatorių, kuris 25 kV įtampą pakelia iki 330 kV perdavimo tinklo įtampos.

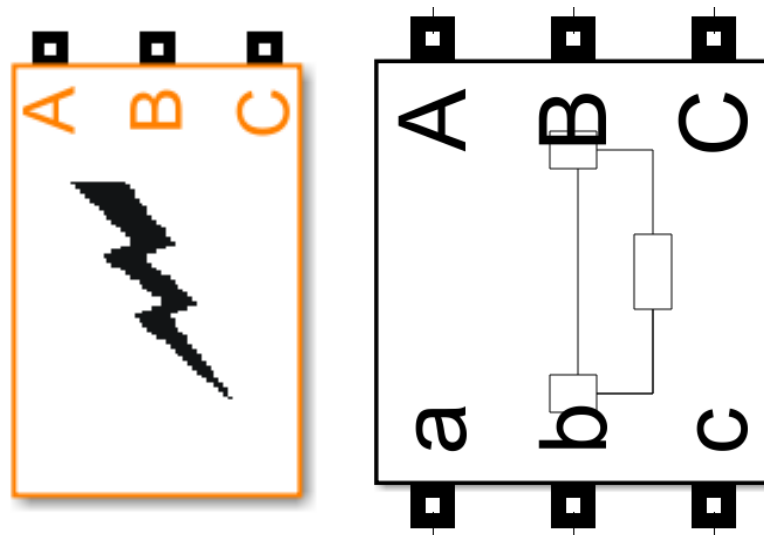
Šiame modelyje įtampos šaltinio keitiklis yra įgyvendinamas ekvivalenčiais įtampos šaltiniais, todėl jis neatvaizduoja į tinklą paduodamų harmonikų, bet išlaiko dinaminę saulės elektrinės ir elektros tinklo sąveiką. Saulės elektrinės parko galia buvo keičiama, didinant lygiagrečiai sujungtų, nuoseklių grandinių skaičių ir lygiagrečiai jungiant daugiau masyvų. Saulės elektrinės modelis pateiktas 17 paveiksle.



17 pav. Saulės elektrinės modelis

#### 2.1.4. Trumpojo jungimo modeliavimas

Trumpajam jungimui modeliuoti, naudojamas universalus trumpųjų jungimų imitavimo blokas „Three-Phase Fault“, kuris leidžia pasirinkti avarijos tipą (vienfazį, dvifazį arba trifazį) ir avarijos įvykimo laiką. Avarijos išjungimui naudojamas „Three-Phase Breaker“ jungtuvo blokus.

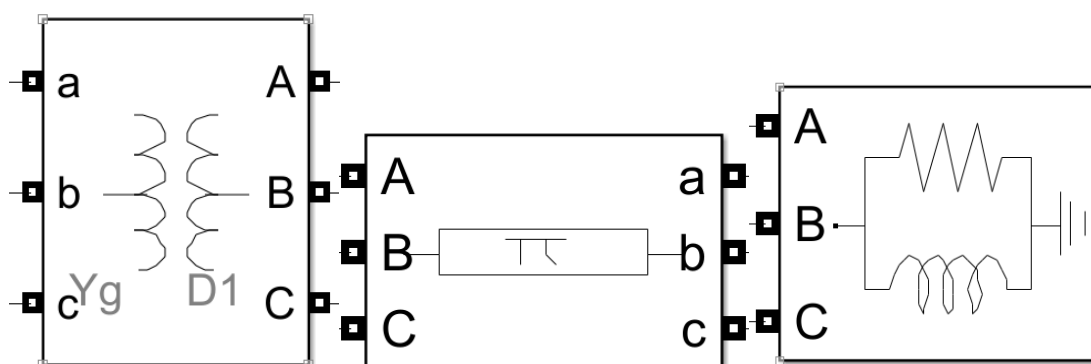


18 pav. Avarijų imitavimui ir išjungimui skirti blokas

Naudojant šiuos du blokus, galima pilnai imituoti bet kokio tipo avariją, avarijos išjungimą ir, jeigu reikia, automatinį kartotinį įjungimą.

## 2.2. Perdavimo tinklo modeliavimas

Perdavimo tinklo modelis yra žiedinis, paremtas „IEEE-9“ modeliu ir sudarytas iš 10 mazgų. Pirmame mazge yra prijungtas 16,5 kV nominalios įtampos ir 247,5 MVA nominalios galios sinchroninis generatorius G1, kuris prie perdavimo tinklo prijungiamas per 16,5/330 kV, 250 MVA galios transformatorių. Antrame ir trečiame mazguose prijungti 13,8 kV nominalios įtampos, 128 MVA galios sinchroniniai generatoriai G2 ir G3. Jie prie perdavimo tinklo prijungiami per 13,8/330 kV, 150 MVA galios transformatorius. Vėjo elektrinių parkas prijungiamas 9 mazge per 25/330 kV galios transformatorių. Lygiai taip pat prie 7 mazgo yra prijungiama saulės elektrinė, kuri prie perdavimo tinklo jungiasi 25/330 kV galios transformatorių. Vis mazgai tarpusavyje sujungti aukštos įtampos perdavimo linijomis, taip pat yra prijungtos trys apkrovos 5, 6 ir 8 mazguose. Elektros linijoms, transformatoriams ir apkrovoms panaudoti tipiniai blokeliai iš „Matlab Simulink“ bibliotekos, naudoti blokeliai pateikti 19 paveiksle.



19 pav. Modelyje naudojami transformatoriaus, linijos ir apkrovos blokai

Galios transformatoriams modeliuoti naudoti „Three-Phase Transformer“ blokai. Šiuose blokuose aprašomi tokie parametrai, kaip nominali galia, žemos ir aukštos pusių įtampa, varža ir induktyvumas, magnetolaidžio varža ir induktyvumas. Transformatoriaus parametų lentelė pateikta 20 paveiksle.

Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]	[ 150e6 , 50 ]	:
Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu) ]	[ 18e3 , 1e-6 , 0 ]	:
Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(pu) , L2(pu) ]	[ 330e3 , 1e-6 , 0.0625 ]	:
Magnetization resistance Rm (pu)	500	:
Magnetization inductance Lm (pu)	500	:
Saturation characteristic [ i1 , phi1 ; i2 , phi2 ; ... ] (pu)	[ 0.0024,1.2 ; 1.0,1.52 ]	:

20 pav. Galios transformatoriaus parametų lentelė

Elektros perdavimo linijoms modeliuoti naudoti „Three-Phase PI Section Line“ blokai. Šiuose blokuose aprašomi nominalus dažnis, tiesioginės ir nulinės sekos varžos induktyvumai ir talpūmai. Elektros perdavimo linijos parametų lentelė pateikta 21 paveiksle.

Frequency used for rlc specification (Hz):	50
Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [ r1 r0 ]:	[0.044965 0.11241]
Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [ l1 l0 ]:	[ 1.49e-3 2.42e-3]
Positive- and zero-sequence capacitances (F/km) [ c1 c0 ]:	[7.511e-9 4.994e-9]
Line length (km):	120

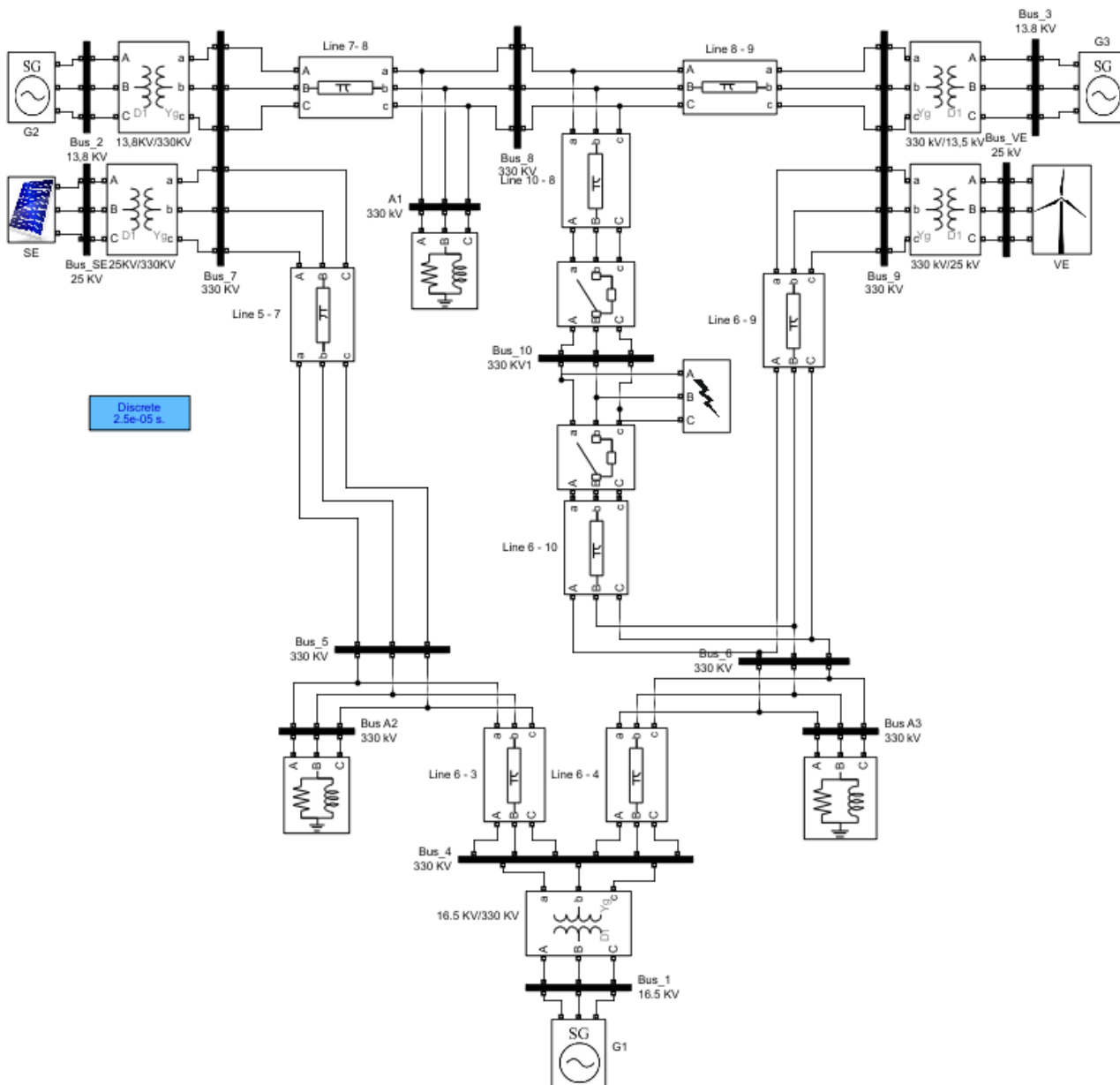
**21 pav.** Elektros perdavimo linijų parametų lentelė

Apkrovoms modeliuoti naudoti „Three-Phase Parallel RLC Load“ blokai. Šiuose blokuose aprašomi nominali apkrovos įtampa, dažnis, aktyvios ir reaktyvios galios dedamosios. Apkrovos parametų lentelė pateikta 22 paveiksle.

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms)	(330000)
Nominal frequency fn (Hz):	50
<input type="checkbox"/> Specify PQ powers for each phase	
Active power P (W):	100e6
Inductive reactive Power QL (positive var):	35e6
Capacitive reactive power Qc (negative var):	0

**22 pav.** Elektros perdavimo linijų parametų lentelė

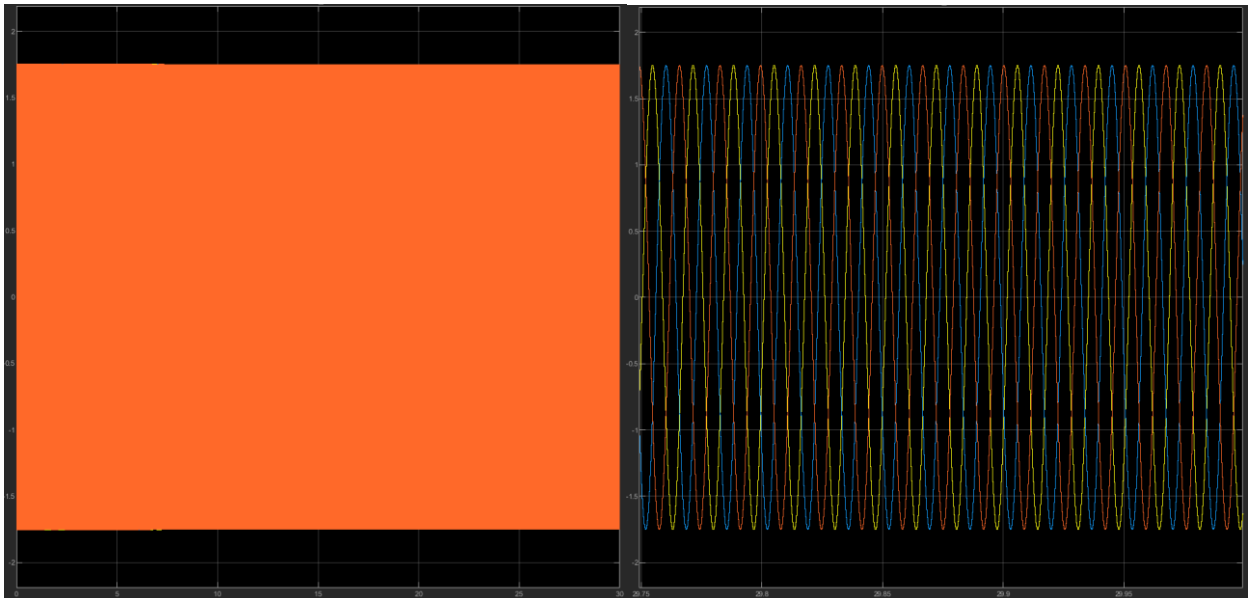
Iš šių blokų, taip pat iš sinchroninio generatoriaus, vėjo elektrinės ir saulės elektrinės posistemių sukurtas elektros energetikos sistemos modelis pateiktas 23 paveiksle.



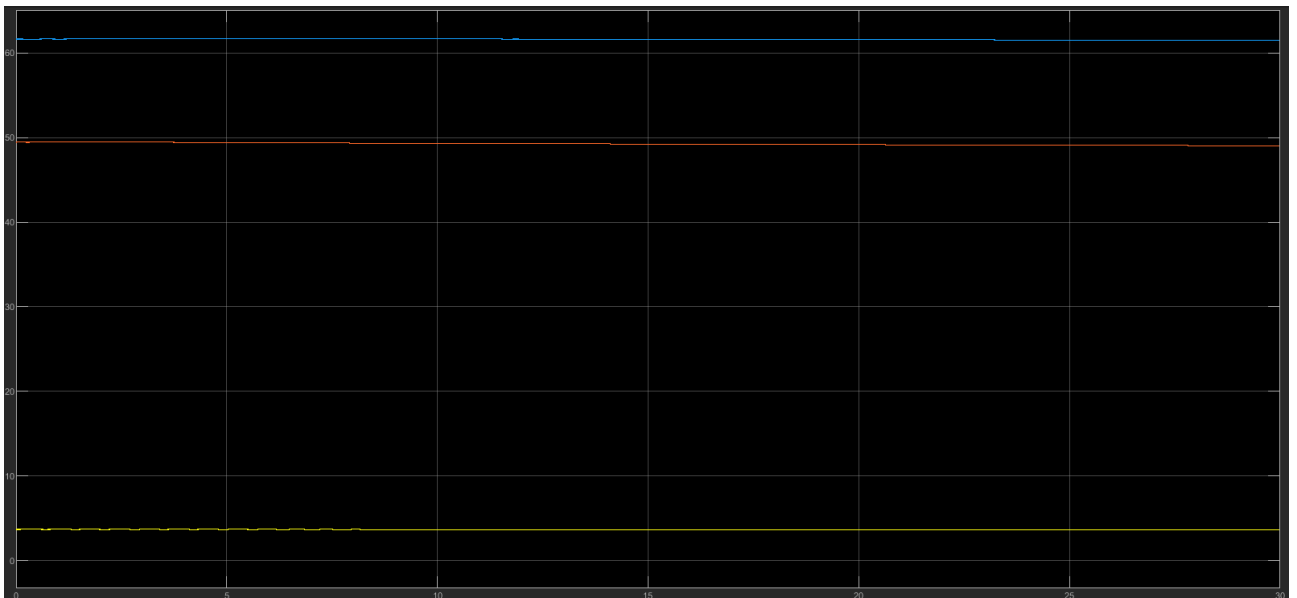
23 pav. Elektros energetikos sistemos modelis „Matlab Simulink“ aplinkoje

### 2.3. Modelio veikimo tikrinimas

Sukurtas elektros energetikos sistemos modelis, kuris pateiktas 23 paveiksle, buvo naudojamas elektros sistemos dinaminiam stabilumui tirti. Prieš atliekant tyrimą, reikia įsitikinti, kad modelis yra stabilus neprijungus saulės ir vėjo elektrinės. Modelio patikrinimui, buvo atliekamas 30 sekundžių trukmės modeliavimas normaliu darbo režimu, be avarių. Matavimai buvo atliekami 6 tinklo mazge, buvo matuojama tinklo įtampa ir jos svyravimai ir visų trijų sinchroninių generatorių rotorius kampai modeliavimo metu. Matavimo rezultatai pateikti 24 ir 25 paveiksluose.



**24 pav.** Išmatuotos įtampos vertės 6 mazge be avarijos. Kairėje – viso matavimo laikotarpiu. Dešinėje – paskutinė 0,25 sekundės



**25 pav.** Generatorių rotoriaus kampų svyravimai be avarijos. SG1 rotoriaus kampo svyravimai – geltona, SG2 rotoriaus kampo svyravimai – mėlyna, G3 rotoriaus kampo svyravimai – oranžinė

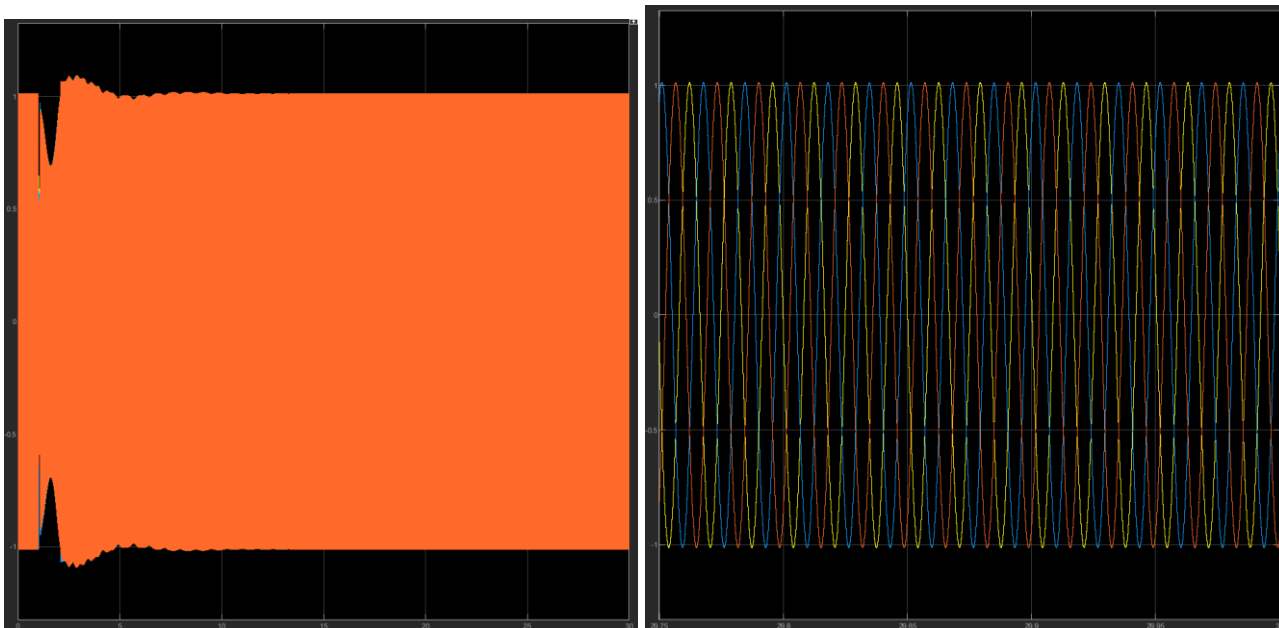
Atlikus 30 sekundžių modeliavimą matome, kad įtampa viso modeliavimo metu yra stabili, abiejų generatorių rotoriaus kampai taip pat yra stabilūs ir nekinta modeliavimo metu.

Atlikus modeliavimą normaliaame režime, taip pat reikia atlikti ir modeliavimą trumpojo jungimo metu, kad įsitikinti, jog sistema nepraras stabilumo, joje atsiradus trikdžiams.

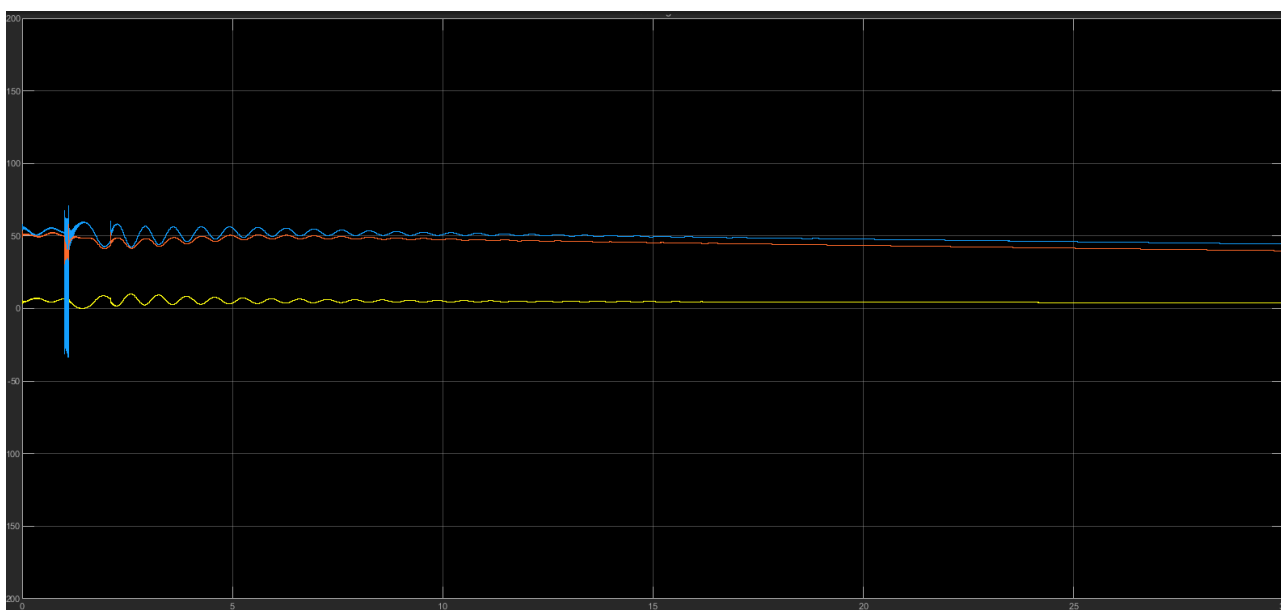
Trumpajam jungimui modeliuoti buvo naudojami blokai, aprašyti 2.1.4 punkte. Modeliuojamas trifazis trumpasis jungimas 10 mazge, kuris išjungiamas iš abiejų pusių dviem jungtuvais. Praėjus sekundei po avarijos atjungimo, buvo daromas AKĮ ir abu jungtuvai vėl buvo įjungti. Trumpasis jungimas modeliuojamas pirmą modeliavimo sekundę, o atjungiamas praėjus 0,1 sekundės nuo avarijos pradžios, tai yra 1,1 sekundę nuo modeliavimo pradžios. Jungtuvai vėl buvo įjungti 2.1



modeliavimo sekundę. Kaip ir normalaus darbo režimo metu buvo vertinama tinklo įtampa ir sinchroninių generatorių rotorų kampai. Modeliavimo rezultatai pateikiami 26 ir 27 paveiksluose.



**26 pav.** Išmatuotos įtampos vertės 6 mazge avarijos metu ir po jos. Kairėje – viso matavimo laikotarpiu. Dešinėje – paskutinė 0,25 sekundės



**27 pav.** Generatorių rotoriaus kampų svyravimai avarijos metu ir po jos. G1 rotoriaus kampo svyravimai – , geltona, G2 rotoriaus kampo svyravimai – mėlyna, G3 rotoriaus kampo svyravimai – oranžinė

Atlikus 30 sekundžių modeliavimą, matome, kad įtampa trumpojo jungimo metu ima svyruoti, bet pašalinus trumpą jungimą, svyravimai nuslopsta ir visiškai nusistovi maždaug po 15 sekundžių. Abiejų generatorių rotorų kampai trumpojo jungimo metu taip pat ima svyruoti, bet pašalinus trumpą jungimą, svyravimai smarkiai sumažėja ir rotoriaus kampai visiškai nusistovi maždaug po 20 sekundžių.

### 3. Sistemos dinaminio stabilumo tyrimas

#### 3.1. Bandymas Nr.1

Šio bandymo metu atliekamas sistemos stabilumo tyrimas, didinant instaliuotai atsinaujinančių energijos šaltinių galia sistemoje, išlaikant tą pačią instaliuotą sinchroninių generatorių galią. Tam, kad prijungus atsinaujinančius energijos šaltinius nebūtų perskirstomi galios srautai, saulės ir vėjo elektrinė jungiamos prie tų pačių aukštos įtampos šynų, kaip ir sinchroniniai generatoriai.

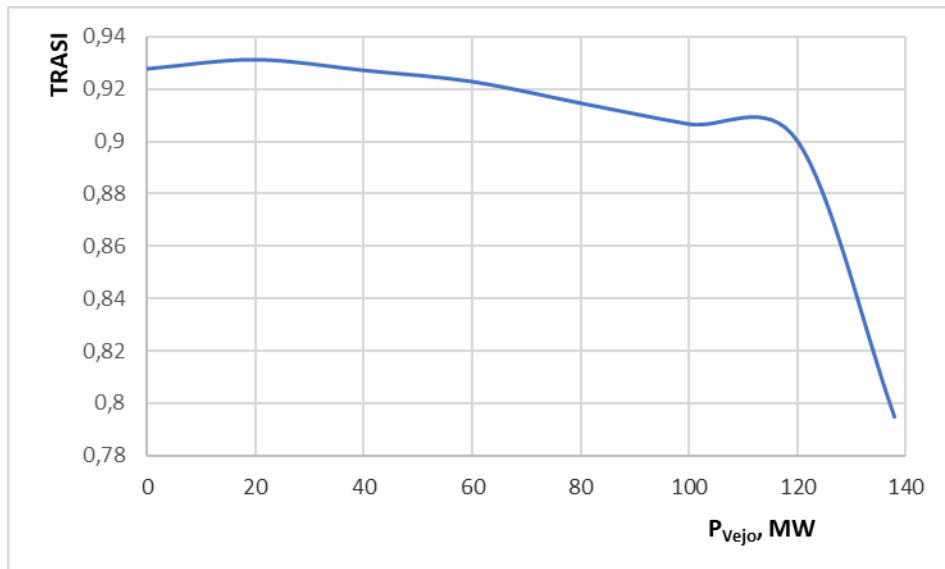
Atliekami trys tyrimai, prijungiant tik vėjo arba tik saulės elektrinę ir prijungiant abi elektrines vienu metu skirtinguose tinklo mazguose. Sistemos stabilumas vertinamas naudojant indikatorius aprašytus 1.4 skyriuje.

##### 3.1.1. Vėjo elektrinės įtaka

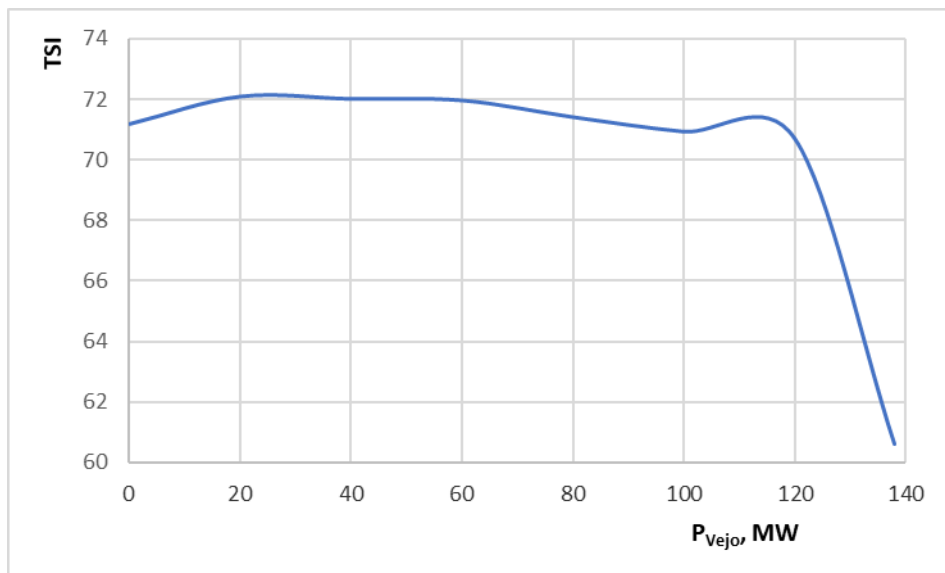
Vėjo elektrinė yra prijungiama 9 sistemos mazge, jos galia didinama kas 20 MW. Dešimtą modeliavimo sekundę, 10 tinklo mazge sukeliamas 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kuri išjungus, po 1 s daromas AKĮ. Gauti rezultatai pateikti 2 lentelėje.

**2 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios

P <sub>vėjo</sub> , MW	P <sub>vėjo</sub> , %	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,9278	71,17	0,1051	0,4718	0,3772
20	4,2	0,9313	72,08	0,09873	0,4508	0,3672
40	8,2	0,9272	72	0,0919	0,4297	0,3586
60	11,8	0,9229	71,95	0,08451	0,4085	0,351
80	15,1	0,9147	71,4	0,07646	0,3872	0,344
100	18,2	0,9067	70,92	0,06752	0,3658	0,3368
120	21	0,9004	70,69	0,05767	0,3444	0,3288
138	23,5	0,7949	60,61	0,04658	0,3228	0,3183

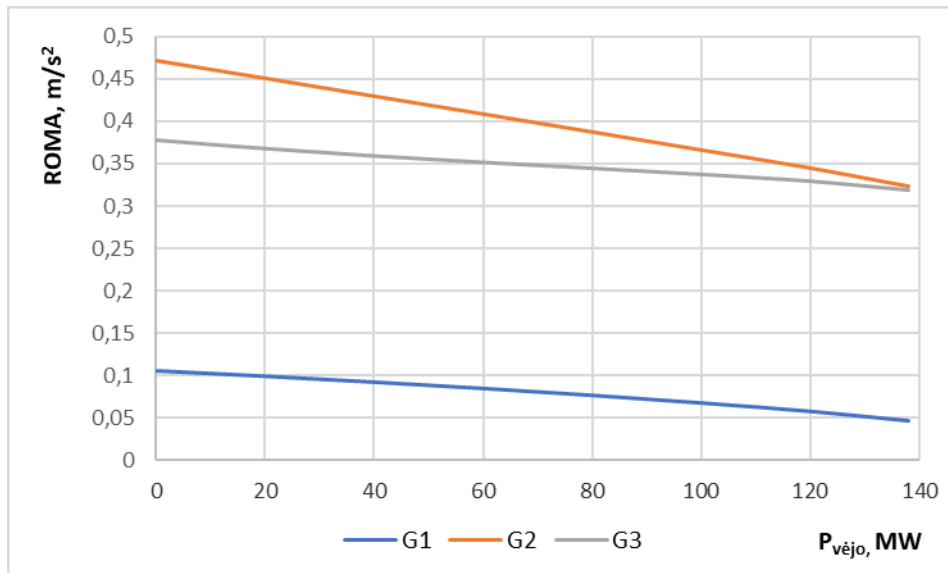


**28 pav.** TRASI pokytis, didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai



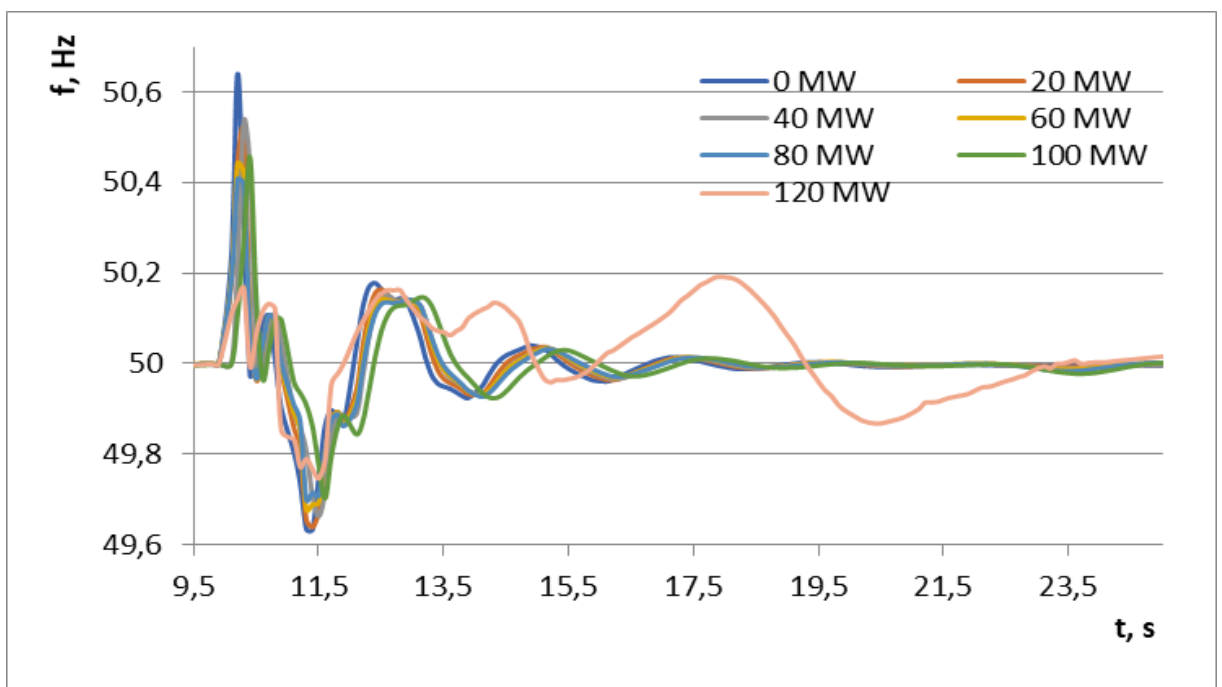
**29 pav.** TSI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai

Iš TRASI ir TSI grafikų matome, kad abu šie parametrai nežymiai pagerėja prijungus 20 MW vėjo elektrinę. Taip įvyksta dėl padidėjusios aktyvios galios sistemoje ir sumažėjusios apkrovos generatoriams. Tačiau toliau didinant vėjo elektrinės galia TRASI ir TSI pradeda mažėti, taip įvyksta dėl šuoliu sumažėjusios vėjo elektrinės galios trumpojo jungimo metu. Sinchroniniai generatoriai, kurių generuojama galia sumažėjo dėl didelės generacijos iš vėjo elektrinės, nebesugeba pakankamai greitai pakelti galios tinkle, dėl to didėja generatorių rotoriaus kampo svyravimai.

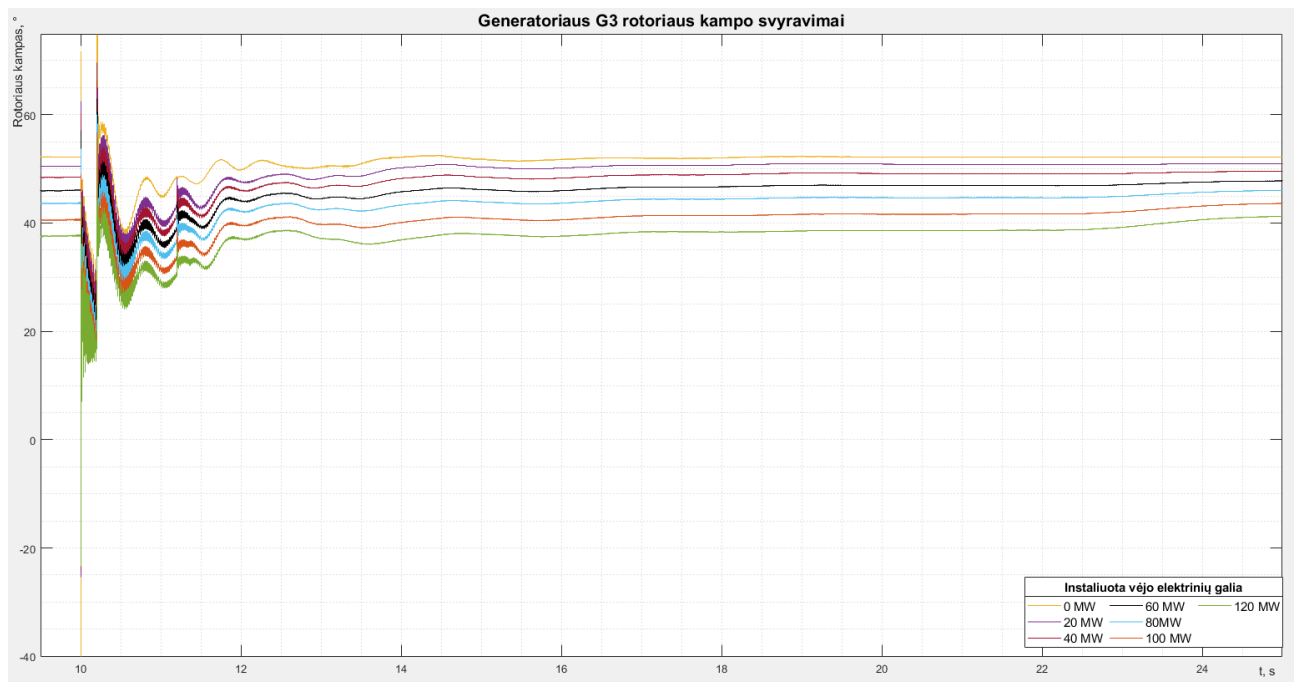


30 pav. ROMA pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai

Taip pat nustatomas ROMA sumažėjimas visiems generatoriams, tai yra sumažėjusios sistemos inercijos požymis, tai matoma dažnio grafike 33 paveiksle. Sistemoje, kurioje nėra instaliuotų vėjo elektrinių, sinchroninių generatorių PI greičio reguliatoriai, reaguodami į avariją tinkle, staigiai užkelia galią; dėl pakilusios galios pakyla ir dažnis. Didėjant prijungtai vėjo galiai, dėl mažėjančios tinklo inercijos reguliavimo atsakas į avariją silpnėja, dažnio svyravimai nežymiai sulėtėja.



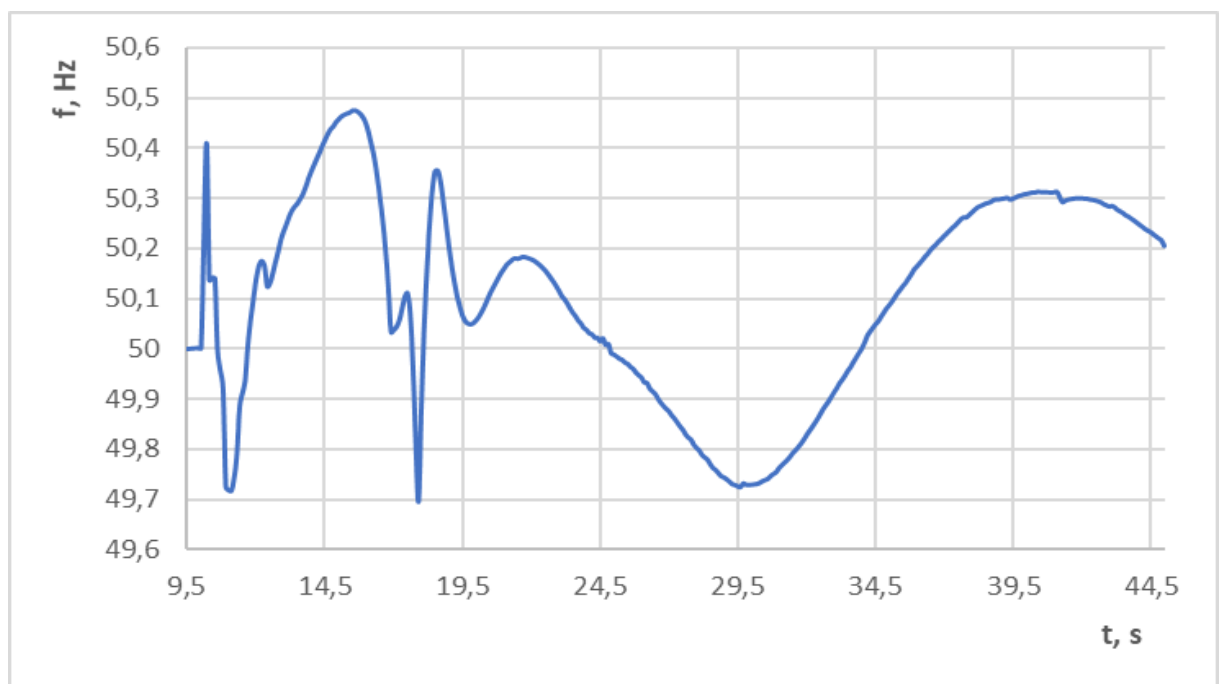
31 pav. Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus



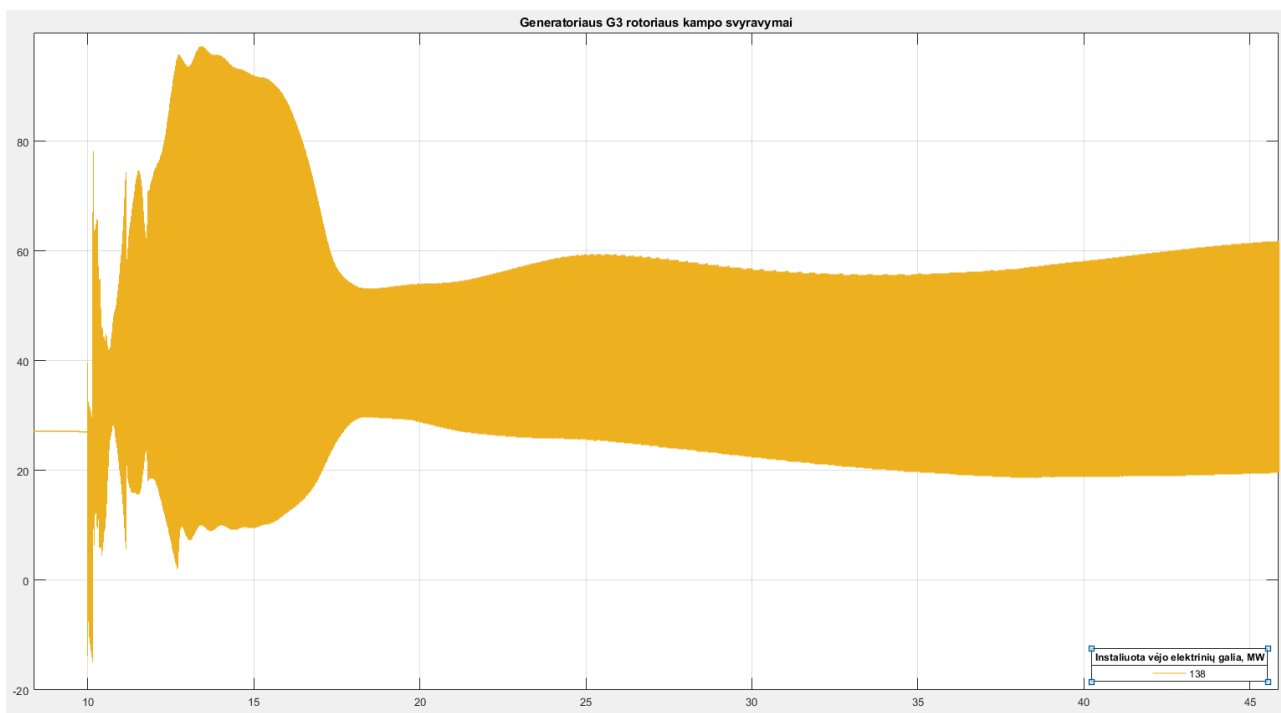
**32 pav.** Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

Generatoriaus G3, prie kurio prijungta vėjo elektrinė, rotoriaus kampas didėjant instaliuotai vėjo elektrinių galiai mažėja, dėl mažesnės apkrovos tenkančios generatoriui. Generatorių kampo svyravimai, taip pat ir dažnio svyravimai, nežymiai sulėtėja dėl mažėjančios tinklo inercijos, didėjant vėjo elektrinės galiai. Jų nusistovėjimo greitis taip pat nežymiai krinta.

Instaliuotai vėjo elektrinių galiai pasiekus 138 MW, po avarijos tinklas tampa nestabilus, dažnis tinkle pradeda svyruoti. Dažnio svyravimas pateiktas 33 paveiksle. Generatoriaus G3 rotoriaus kampas po avarijos pereina į didėjančius svyravimus ir nebusistovi, tai matoma 34 paveiksle.



**33 pav.** Dažnio svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 138 MW, kai tinklas nestabilus



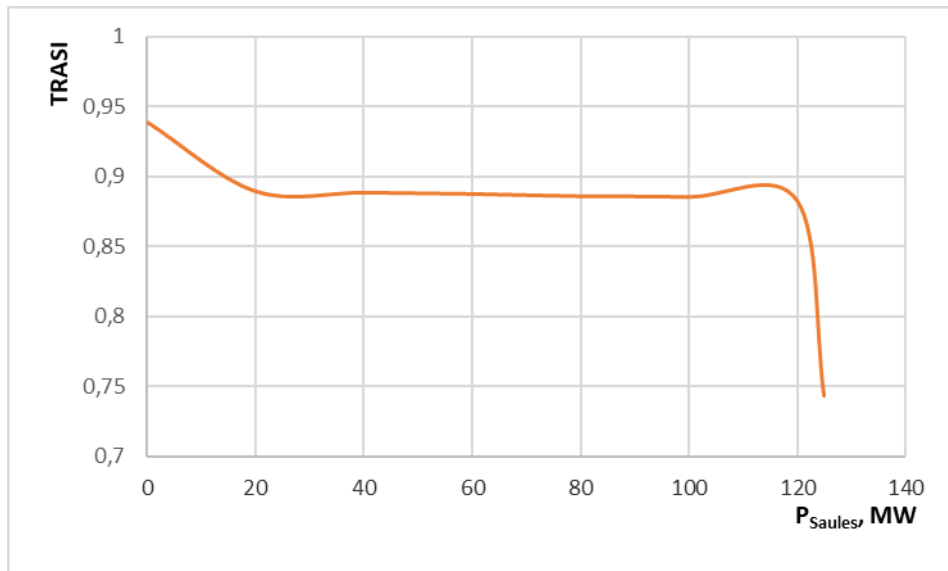
**34 pav.** Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 138 MW, kai tinklas nestabilus

### 3.1.2. Saulės elektrinės įtaka

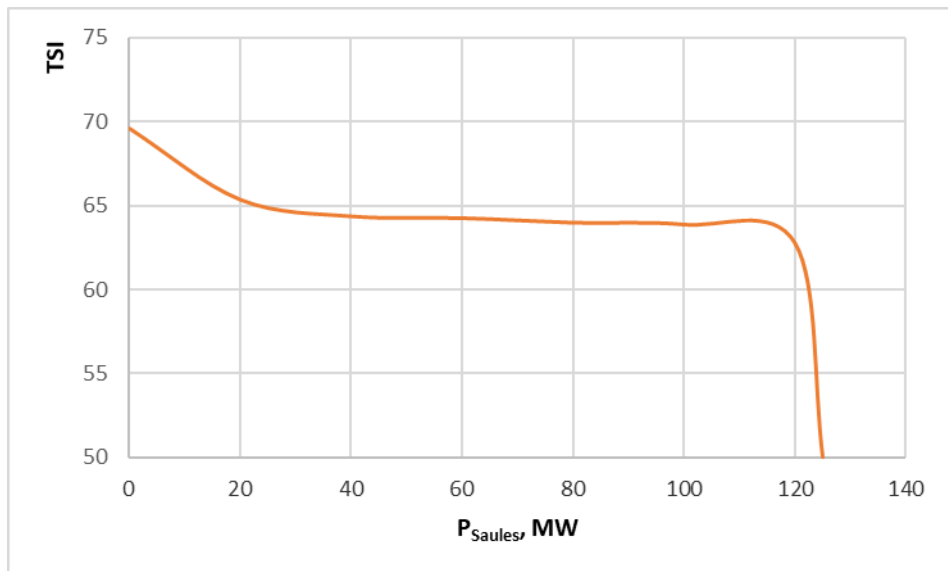
Saulės elektrinė yra prijungiama 7 sistemos mazge, jos galia didinama kas 20 MW. Dešimtą modeliavimo sekundę, 10 tinklo mazge sukeliama 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kurį išjungus, po 1s daromas AKĮ. Gauti rezultatai pateikti 3 lentelėje.

**3 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės elektrinės galios

P <sub>Saulės</sub> , MW	P <sub>Saulės</sub> , %	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,9386	69,62	0,1051	0,4718	0,3772
20	4,2	0,8893	65,38	0,09876	0,2993	0,3727
40	8,2	0,8884	64,39	0,09446	0,2911	0,3701
60	11,8	0,8874	64,28	0,09352	0,2967	0,3621
80	15,1	0,8858	64,01	0,08509	0,2969	0,3437
100	18,2	0,8853	63,9	0,07883	0,2908	0,3297
120	21	0,8828	62,8	0,06892	0,2861	0,3105
125	21,8	0,7432	50,05	0,04442	0,2126	0,2412

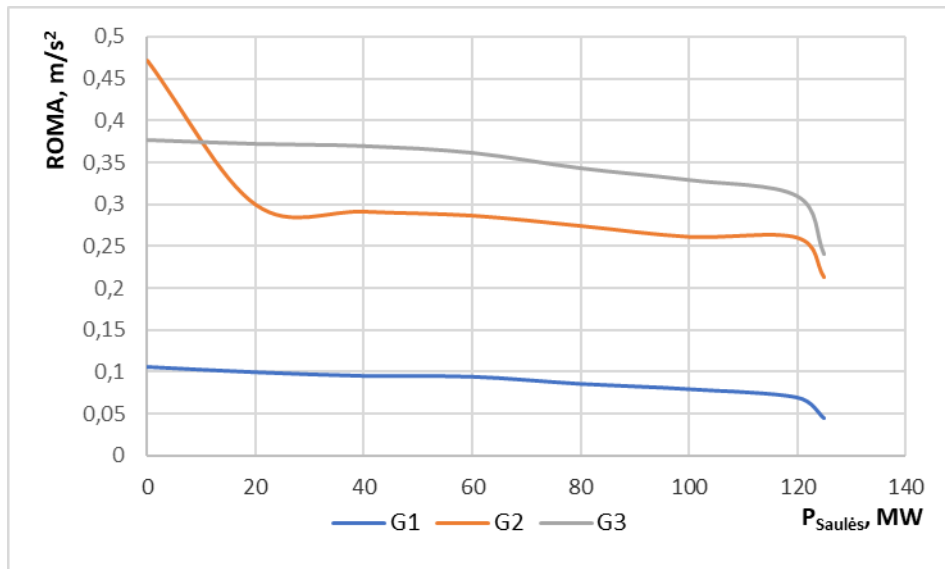


**35 pav.** TRASI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai



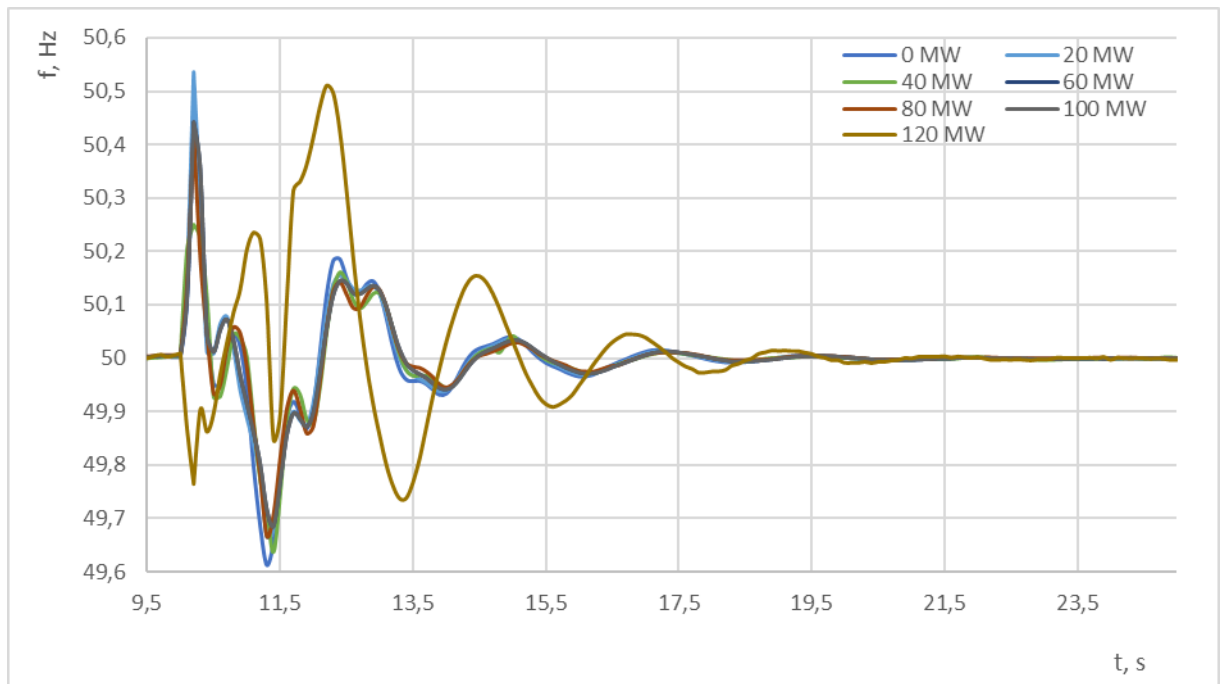
**36 pav.** TSI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai

Šio bandymo metu prie generatoriaus G2 prijungus 20 MW saulės elektrinę, TSI ir TRASI ženkliai nukrenta, bet toliau, kol instaliuota saulės elektrinės galia pasiekia 100 MW, kinta nežymiai. Taip yra dėl to, kad šis mazgas yra toliau nuo apkrovų ir generatoriaus apkrovimas ir taip yra nedidelis.



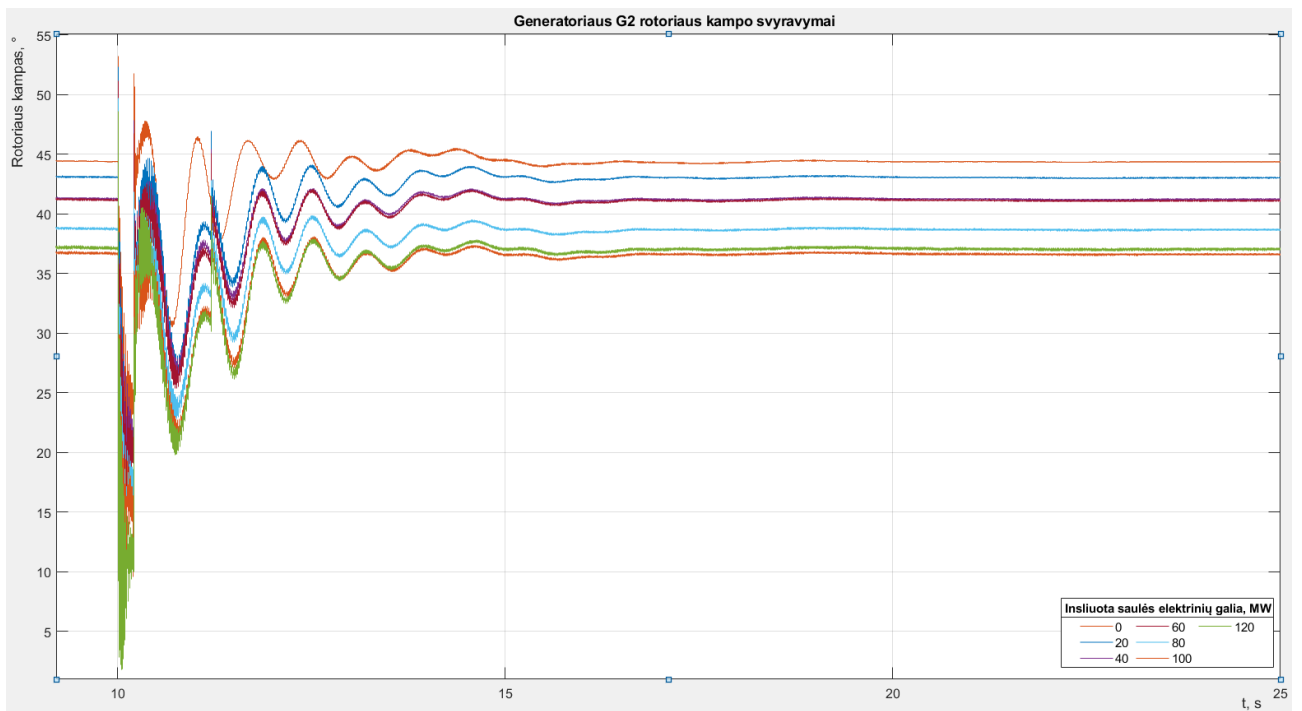
37 pav. ROMA pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai

Taip pat, kaip ir su vėjo elektrine, nustatomas ROMA sumažėjimas. Jis yra gerokai didesnis generatoriui, prie kurio prijungta saulės elektrinė, nes ją prijungus žymiai sumažėja sinchroninio generatoriaus generuojama galia ir jo turima inercija. Taip pat dėl inercijos sumažėjimo, nežymiai sulėtėja dažnio ir generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai ir atsistatymas, kurie atvaizduoti 38 ir 39 paveiksluose.



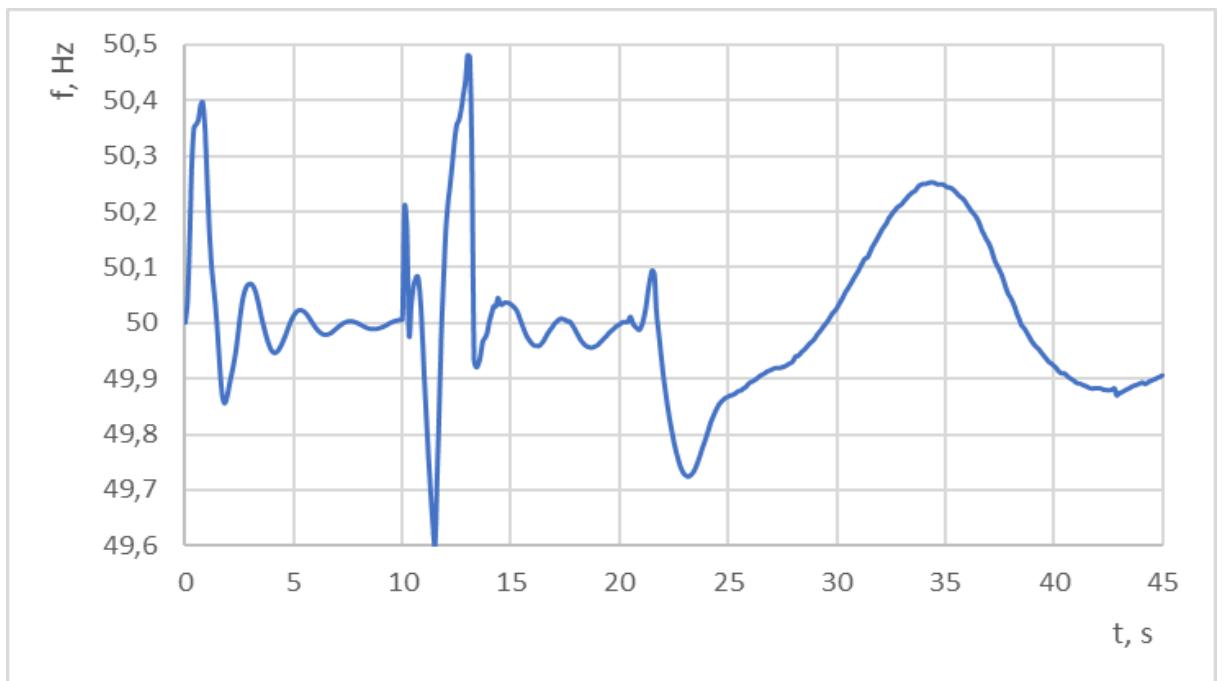
38 pav. Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai kai tinklas stabilus



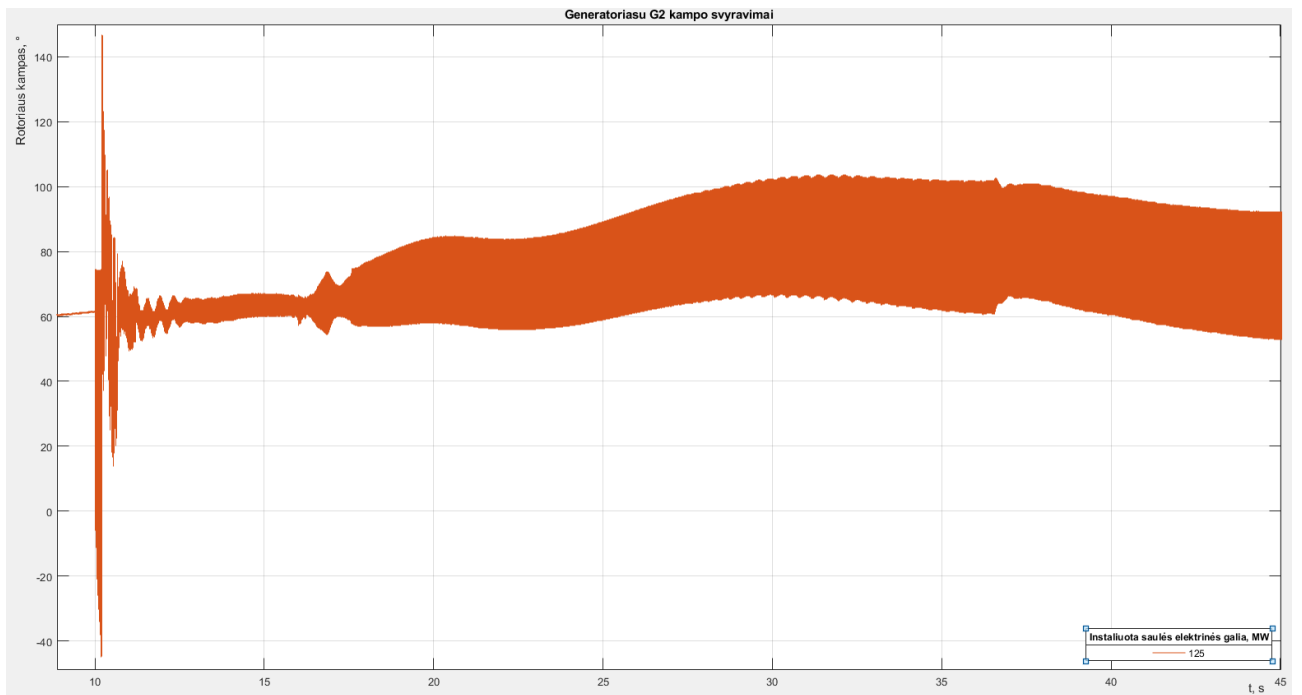


**39 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

Instaliuotai saulės elektrinė galiai pasiekus 125 MW po trumpojo jungimo sistema nebebusistovi, o pereina į didėjančius svyravimus. Dažnio 7 mazge ir generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai pateikiami 40 ir 41 paveiksluose.



**40 pav.** Dažnio svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 125 MW, kai tinklas nestabilus



**41 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 125 MW, kai tinklas nestabilus

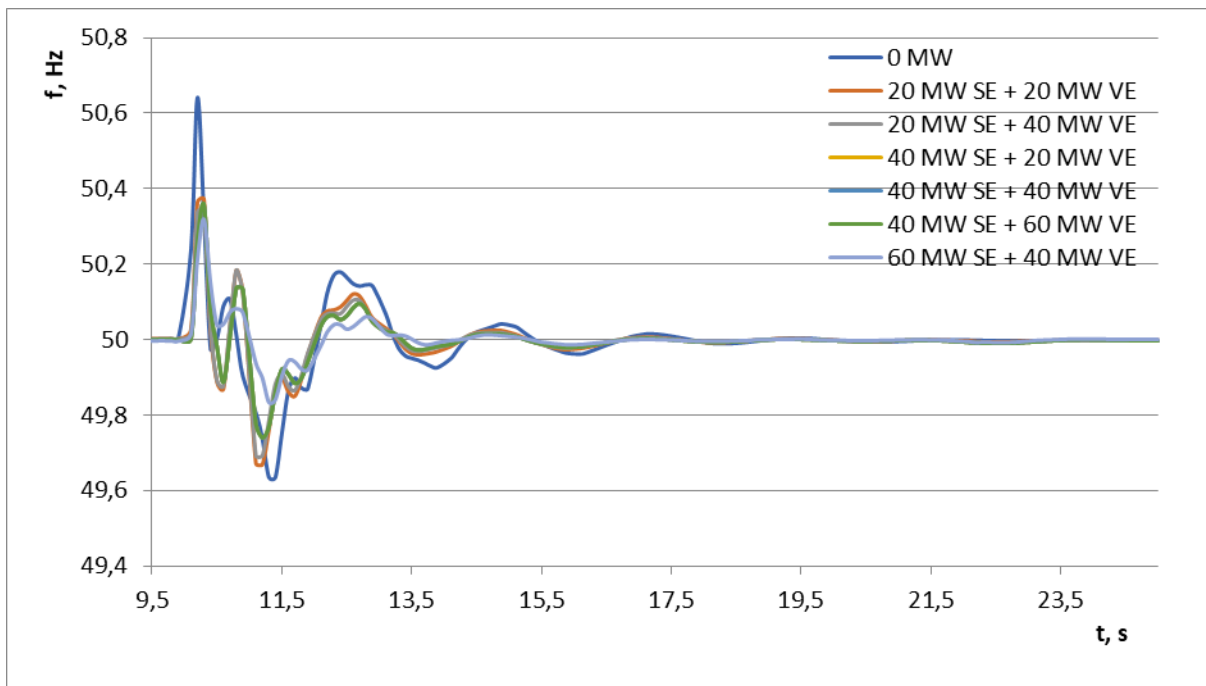
### 3.1.3. Bendra saulės ir vėjo elektrinių įtaka

Šiame bandyme į tinklą vienu metu jungiama saulės ir vėjo elektrinė. Vėjo elektrinė prijungiama 9 mazge, o saulės elektrinė yra prijungiama 7 sistemos mazge. Abiejų elektrinių galia didinama kas 20 MW. Dešimtą modeliavimo sekundę 10 tinklo mazge sukeliamas 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kurį atjungus po 1 s daromas AKĮ. Gauti modeliavimo rezultatai pateikti 4 lentelėje.

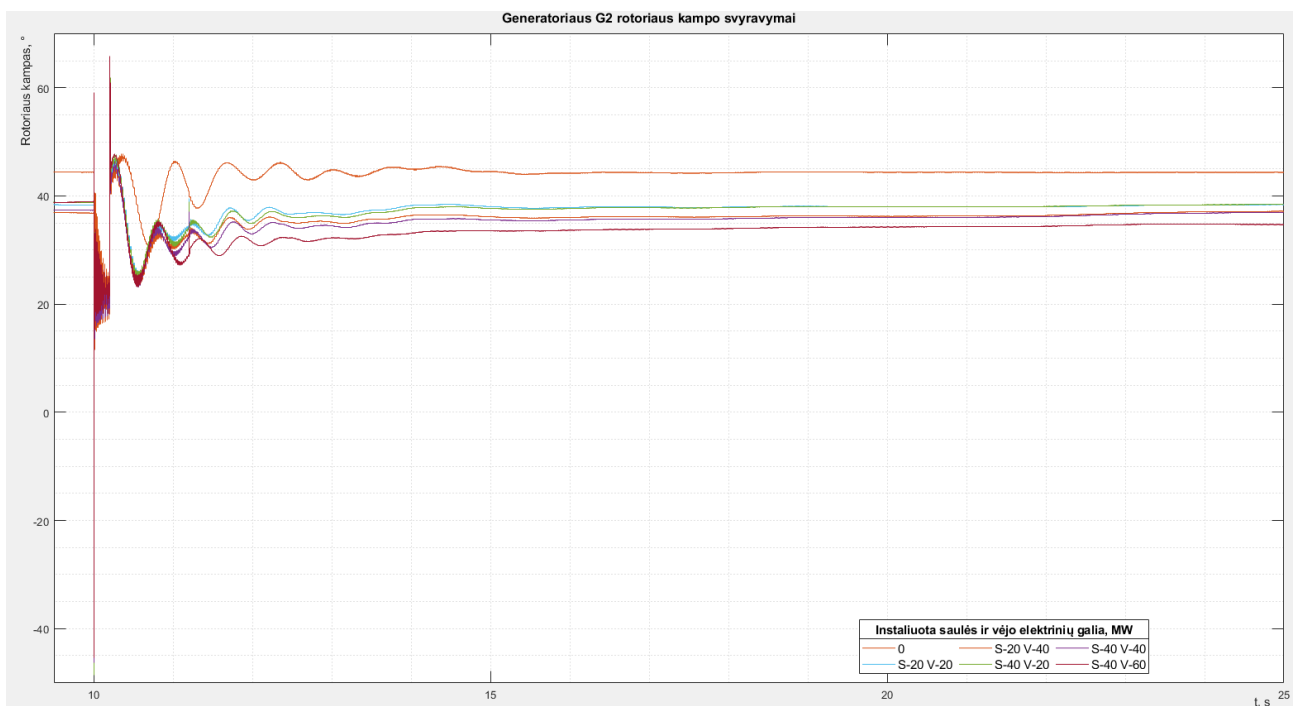
**4 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės ir vėjo elektrinės galios

P <sub>Vėjo</sub> , MW	P <sub>Saulės</sub> , MW	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,8744	71,17	0,1051	0,4718	0,3772
20	20	0,8563	48,26	0,08232	0,2864	0,471
20	40	0,8556	48,57	0,07347	0,2604	0,4556
40	20	0,8484	45,1	0,07872	0,2768	0,4571
40	40	0,8566	49,51	0,08195	0,3065	0,4987
60	40	0,8464	39,02	0,06986	0,2464	0,4311
40	60	0,848	45,3	0,07006	0,2526	0,442
60	60	0,6017	32,45	0,04242	0,2075	0,3436

Šiame bandyme nustatomas gerokai didesnis TSI TRASI ir ROMA kritimas nei prijungus tik saulės arba tik vėjo elektrinę, nors suminė prijungta galia yra mažesnė nei prijungiant tik vieną elektrinę. Tai įvyksta dėl asinchroninių energijos šaltinių, slopinančių du iš trijų sistemoje esančių sinchroninių generatorių. Tokiu atveju sistemos inercijai palaikyti lieka tik vienas generatorius G1 ir sistema tampa gerokai nestabilesnė nei sinchroninės generacijos dominuojamu atveju. Dažnio 7 mazge ir generatoriaus G2 svyravimai pateikiami 42 ir 43 paveiksluose.

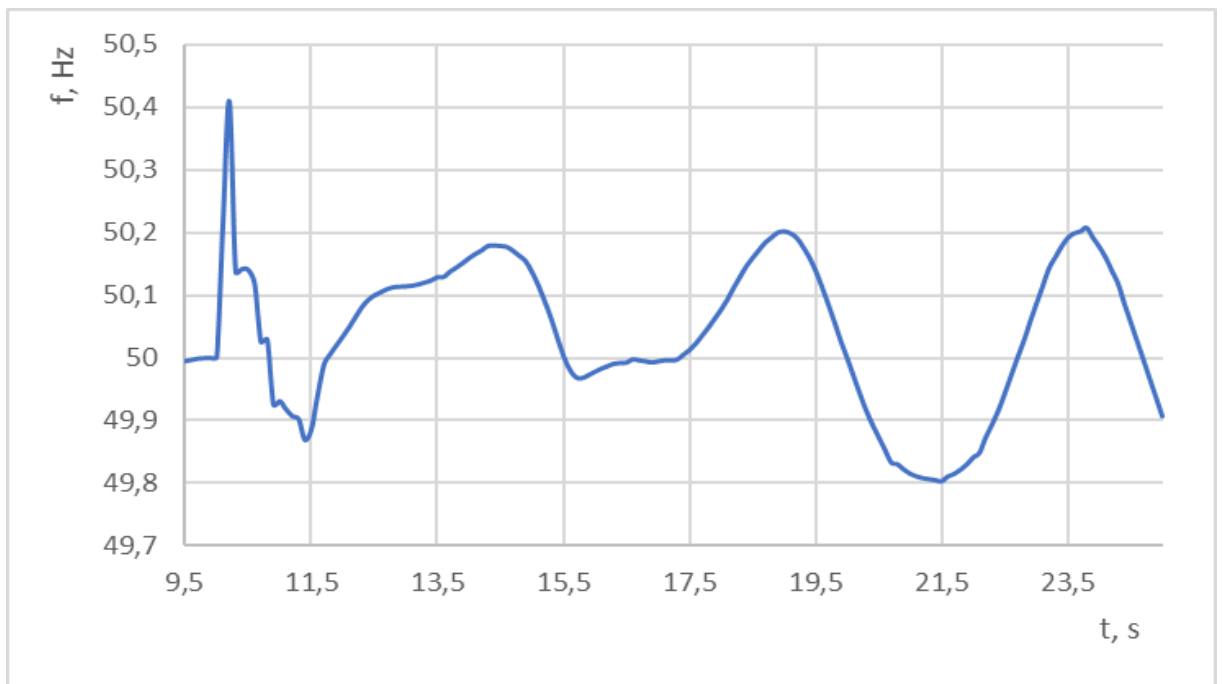


**42 pav.** Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai kai tinklas stabilus

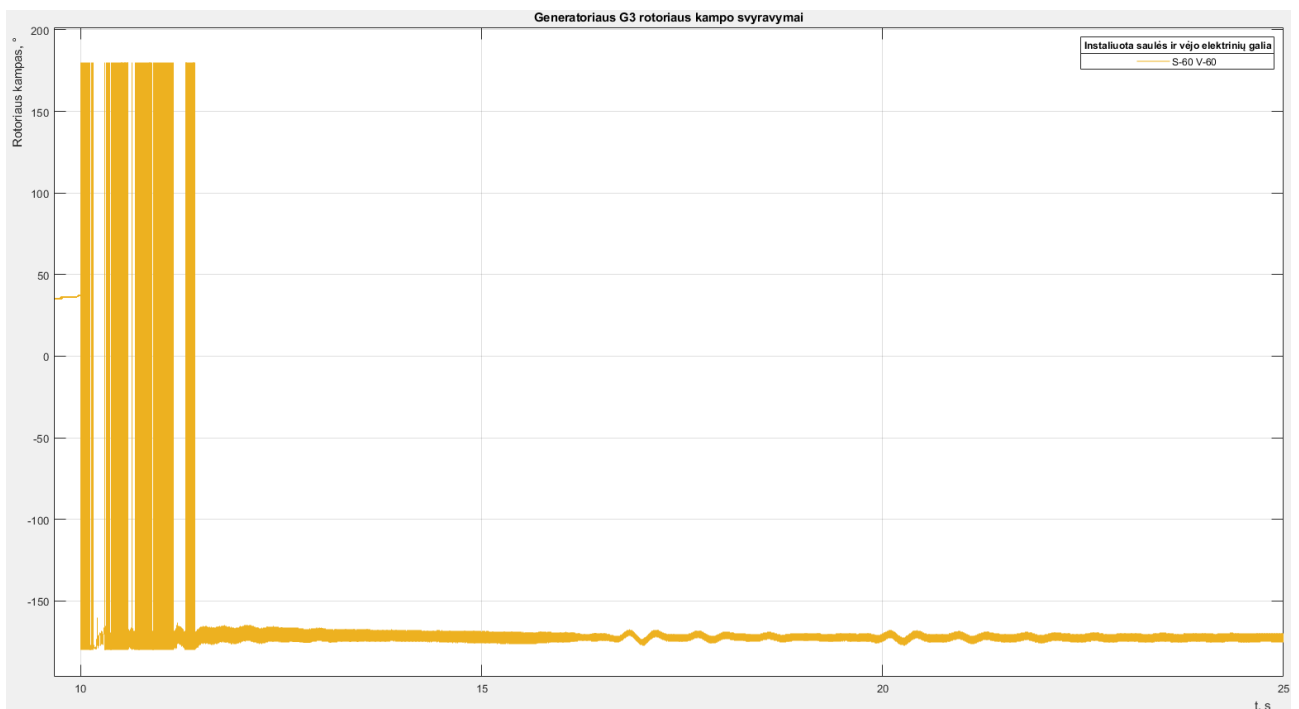


**43 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galiai, kai tinklas stabilus

Instaliuotai saulės ir vėjo elektrinių galiai pasiekus 120 MW, po trumpojo jungimo sistema nebebusistovi, o pereina į augančius švytavimus. Dažnio 7 mazge ir generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai pateikiami 44 ir 45 paveiksluose.



**44 pav.** Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus



**45 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus

### 3.2. Bandydas Nr.2

Šio bandymo metu, atliekamas sistemos stabilumo tyrimas, didinant instaliuotą atsinaujinančių energijos šaltinių galią sistemoje ir tuo pačiu proporcingai mažinant instaliuotą synchroninių generatorių galią. Saulės ir vėjo elektrinės buvo prijungiamos tuos pačiuose mazguose kaip ir pirmame bandyme, trumpojo jungimo ir AKĮ laikai išlieka tie patys.

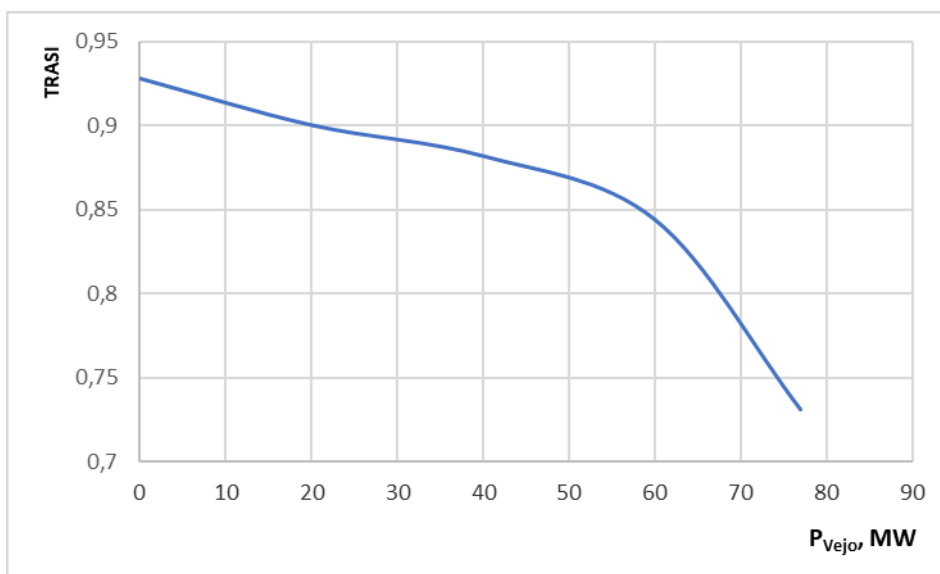
Atliekami trys eksperimentai, prijungiant tik vėjo arba saulės elektrinę ir prijungiant abi elektrines vienu metu skirtinguose tinklo mazguose. Sistemos stabilumas vertinamas naudojant indikatorius aprašytus 1.4 skyriuje.

### 3.2.1. Vėjo elektrinės įtaka

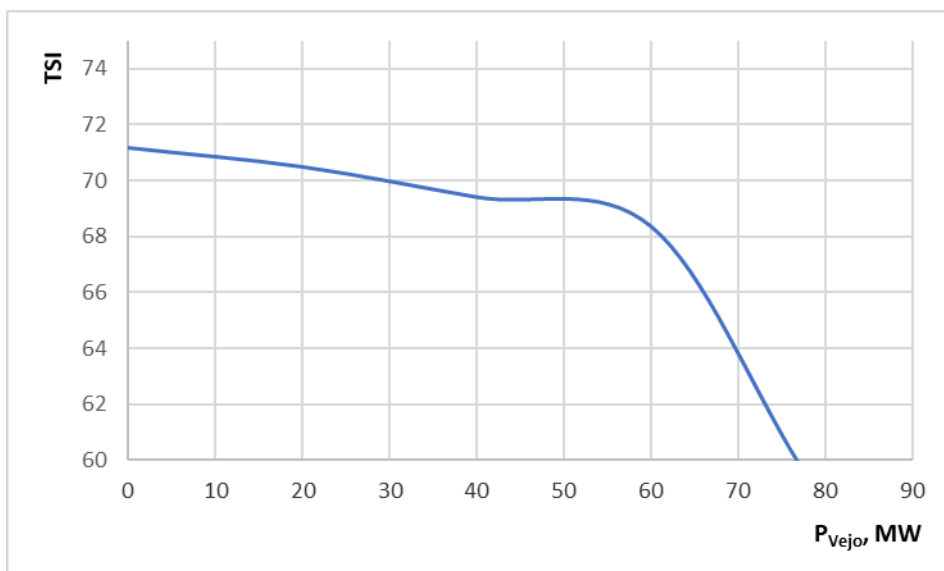
Vėjo elektrinė yra prijungiama 9 sistemos mazge. Jos galia didinama kas 20 MW, atitinkamai, sinchroninio generatoriaus galia buvo mažinama tokiais pačiais intervalais, kad būtų išlaikomas nepakitęs instaliuotos galios ir apkrovos balansas. Dešimtą modeliavimo sekundę 10 tinklo mazge sukeliama 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kurį atjungus po 1 s daromas AKĮ. Gauti rezultatai pateikti 5 lentelėje.

**5 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios

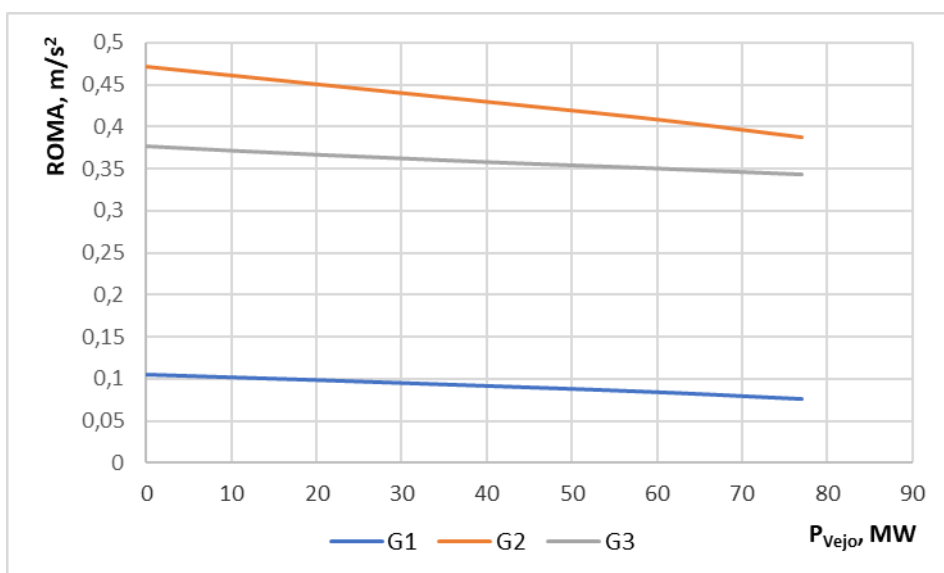
P <sub>Vėjo</sub> , MW	P <sub>Vėjo</sub> , %	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,9278	71,17	0,1051	0,4718	0,3772
20	4,5	0,9001	70,49	0,4302	0,3003	0,1012
40	8,9	0,8817	69,41	0,4148	0,2831	0,09251
60	13	0,844	68,36	0,3981	0,2638	0,08238
77	17,1	0,731	59,87	0,3829	0,2461	0,07275



**46 pav.** TRASI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai

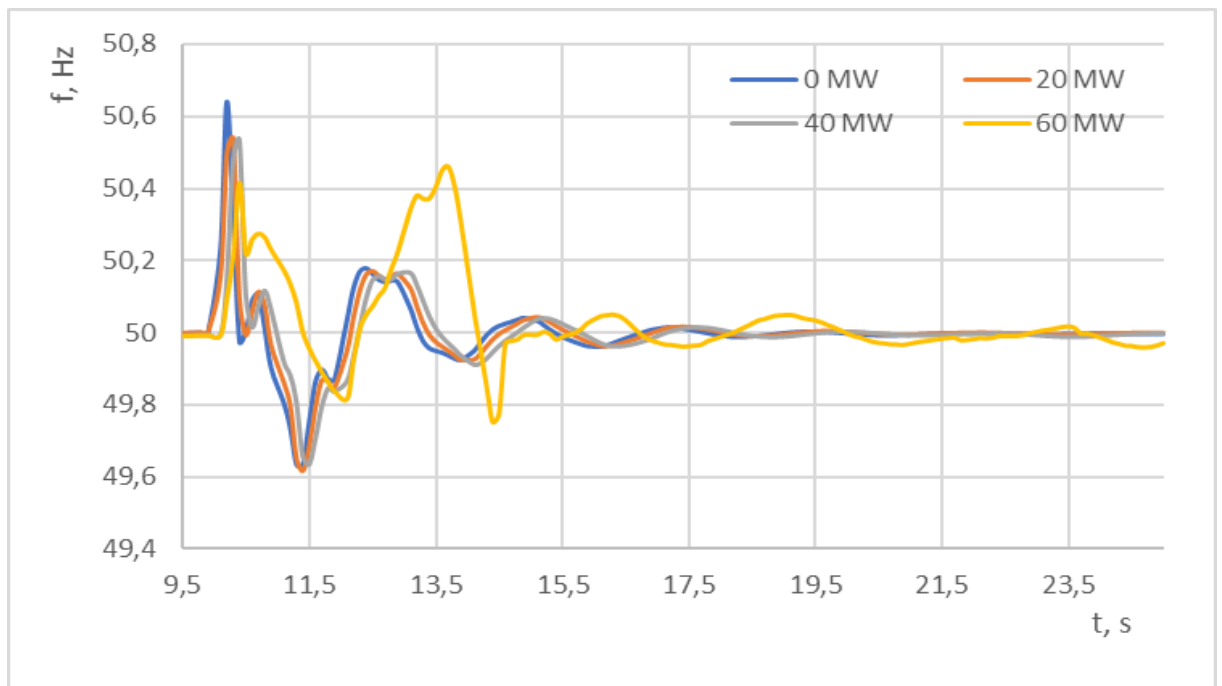


**47 pav.** TSI pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai

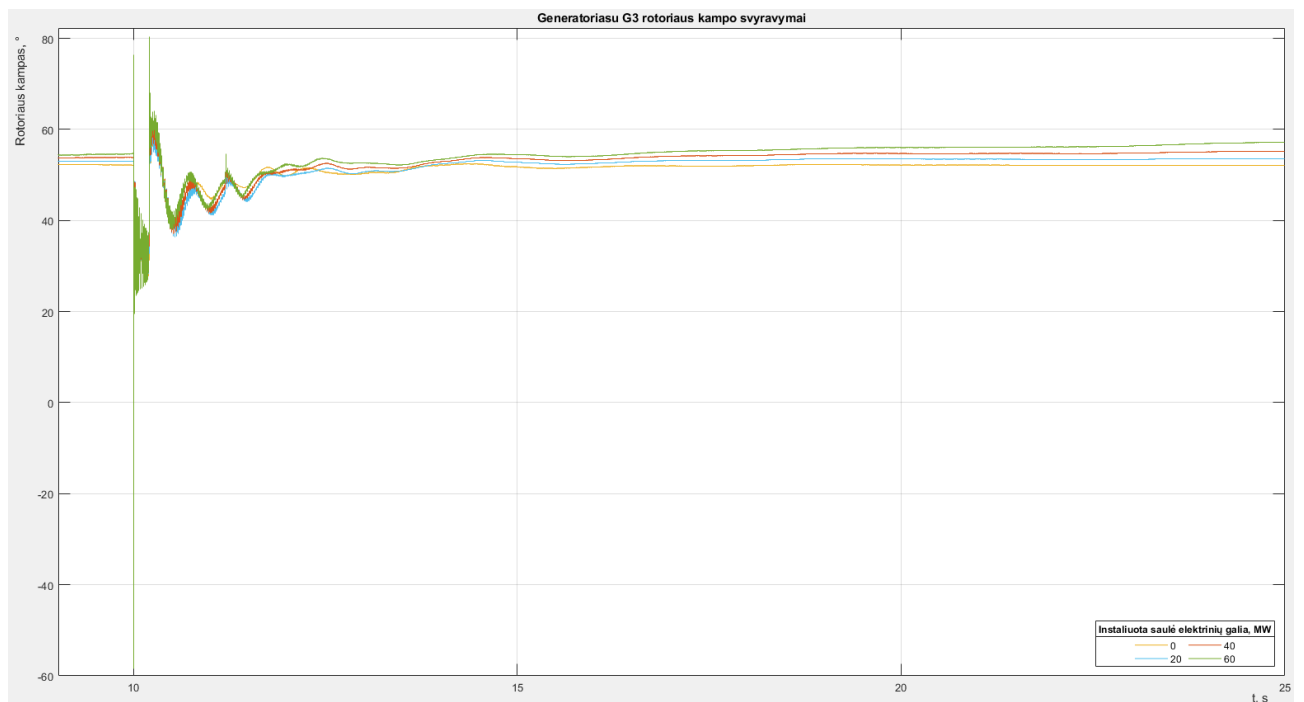


**48 pav.** ROMA pokytis didėjant prijungtos vėjo elektrinės galiai

Kaip matome iš grafikų, stabilumo indikatoriai blogėja visais atvejais, nors ROMA sumažėja ne taip žymiai, kaip anksčiau vykdytais scenarijais. Stabiliu atveju vėl nustatomas generatoriaus rotoriaus kampo ir dažnio svyravimų sulėtėjimas, tai yra mažėjančios tinklo inercijos padarinys. Dažnio 9 mazge ir generatoriaus G3 svyravimai pateikiami 49 ir 50 paveiksluose.

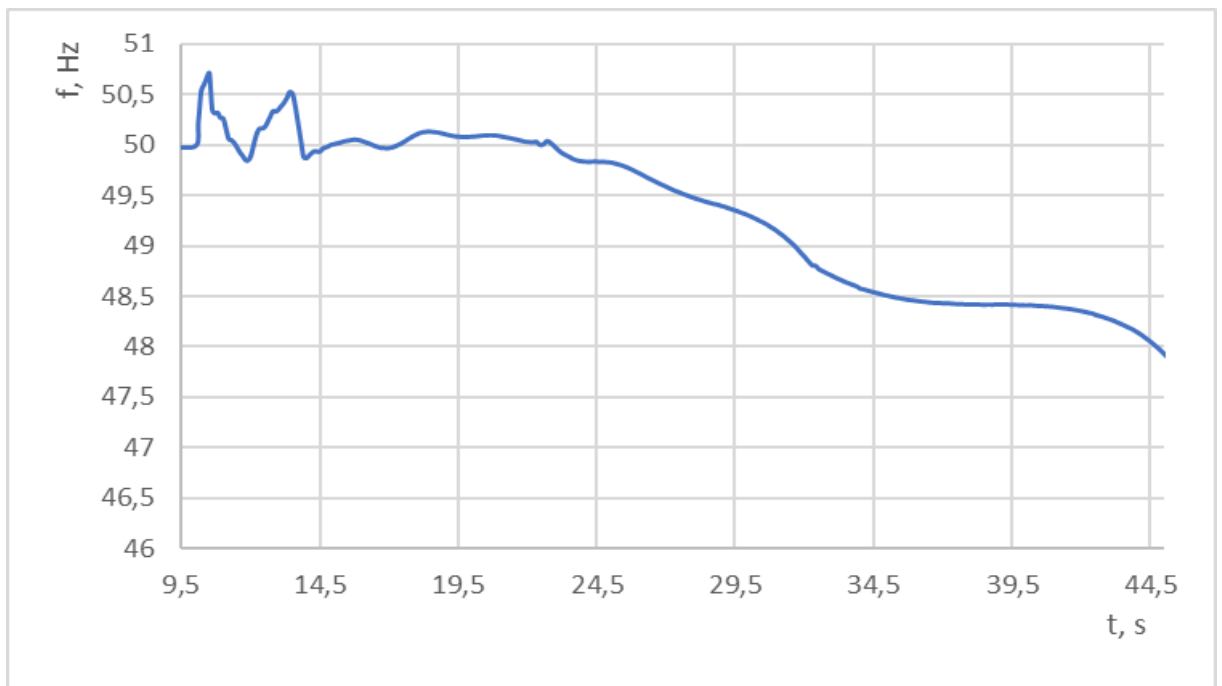


**49 pav.** Dažnio svyravimai trumpojo jungimo metu, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

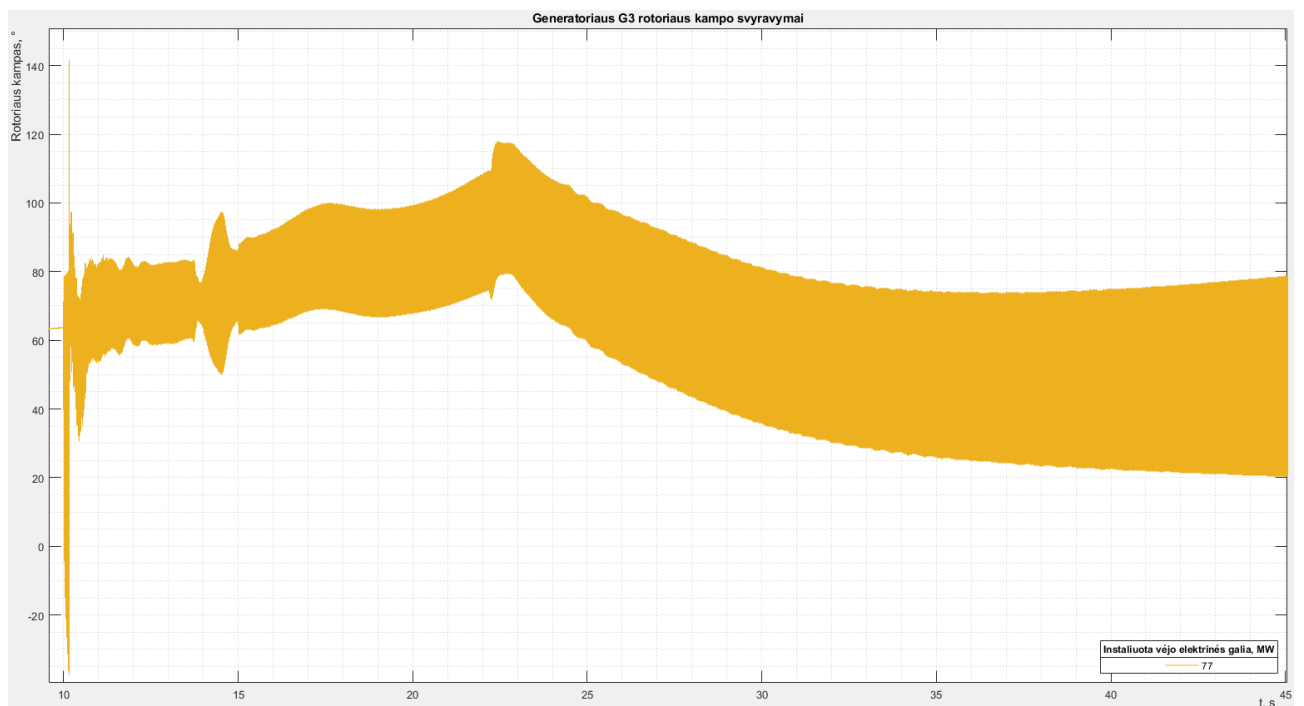


**50 pav.** Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos vėjo elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

Instaliuotai vėjo elektrinių galiai tinkle pasiekus 77 MW, po avarijos generatoriaus G3 rotoriaus kampas pereina į didėjančius svyravimus, o dažnis ima stabiliai kristi, sistema praranda stabilumą. Nestabilios sistemos dažnis 9 mazge ir rotoriaus kampo svyravimai atvaizduoti 51 ir 52 paveiksluose.



**51 pav.** Dažnio svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 77 MW, kai tinklas nestabilus



**52 pav.** Generatoriaus G3 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos vėjo elektrinės galia 77 MW, kai tinklas nestabilus

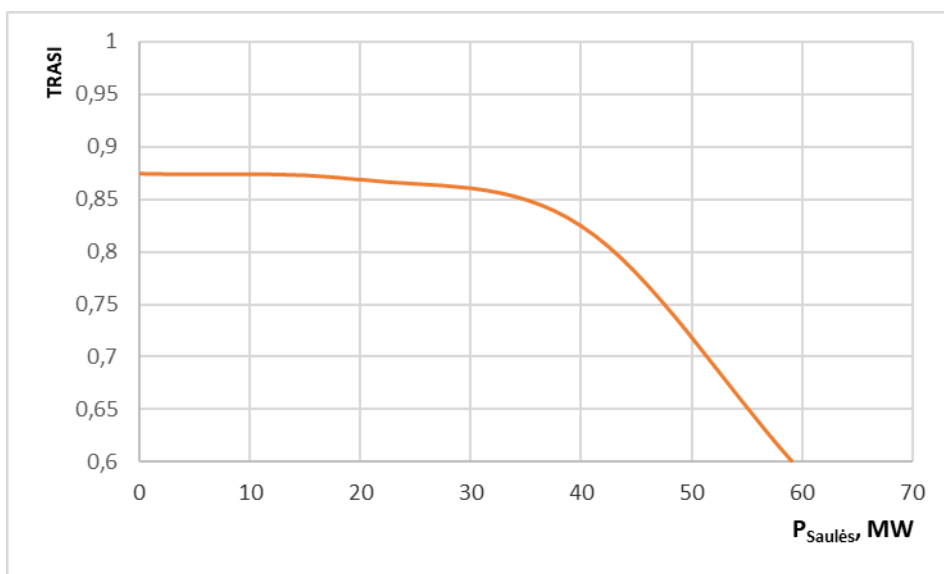
### 3.2.2. Saulės elektrinės įtaka

Saulės elektrinė yra prijungiama 7 sistemos mazge, jos galia didinama kas 20 MW, atitinkamai sinchroninio generatoriaus galia buvo mažinama tokiais pačiais intervalais, kad būtų išlaikomas nepakitęs instaliuotos galios ir apkrovos balansas. Dešimtą modeliavimo sekundę 10 tinklo mazge sukeliama 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kurį atjungus po 1 s daromas AKĮ. Gauti rezultatai pateikti 6 lentelėje.

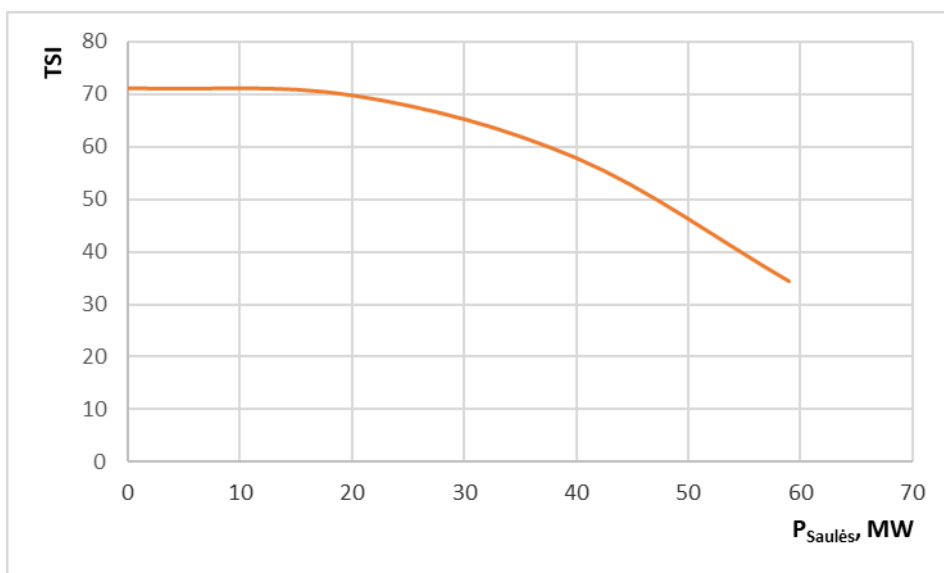


**6 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos vėjo elektrinės galios

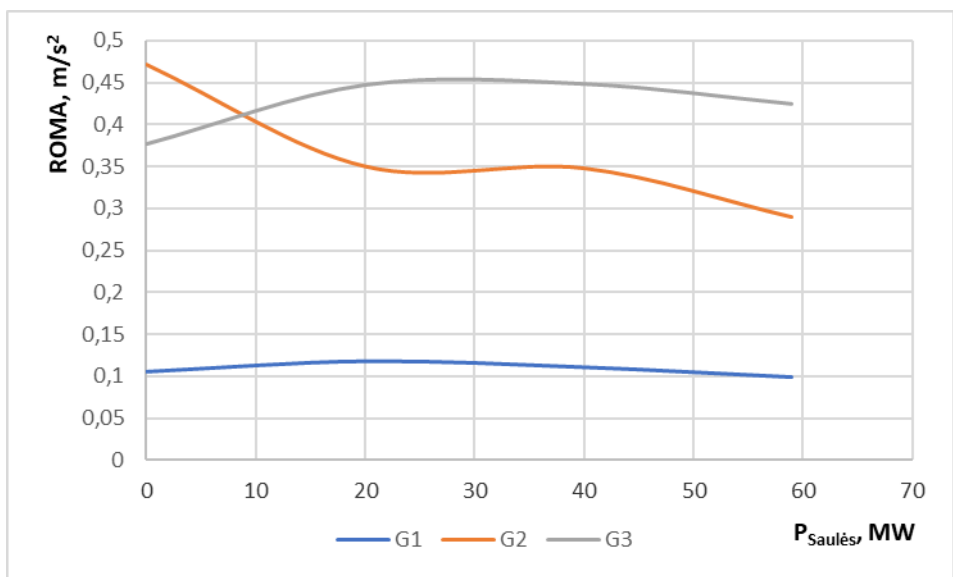
P <sub>Saulės</sub> , MW	P <sub>Saulės</sub> , %	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,8744	71,17	0,1051	0,4718	0,3772
20	4,5	0,8687	69,81	0,4302	0,3003	0,1012
40	8,9	0,825	57,9	0,4148	0,2831	0,09251
59	13,1	0,6011	34,48	0,3981	0,2638	0,08238



**53 pav.** TRASI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai

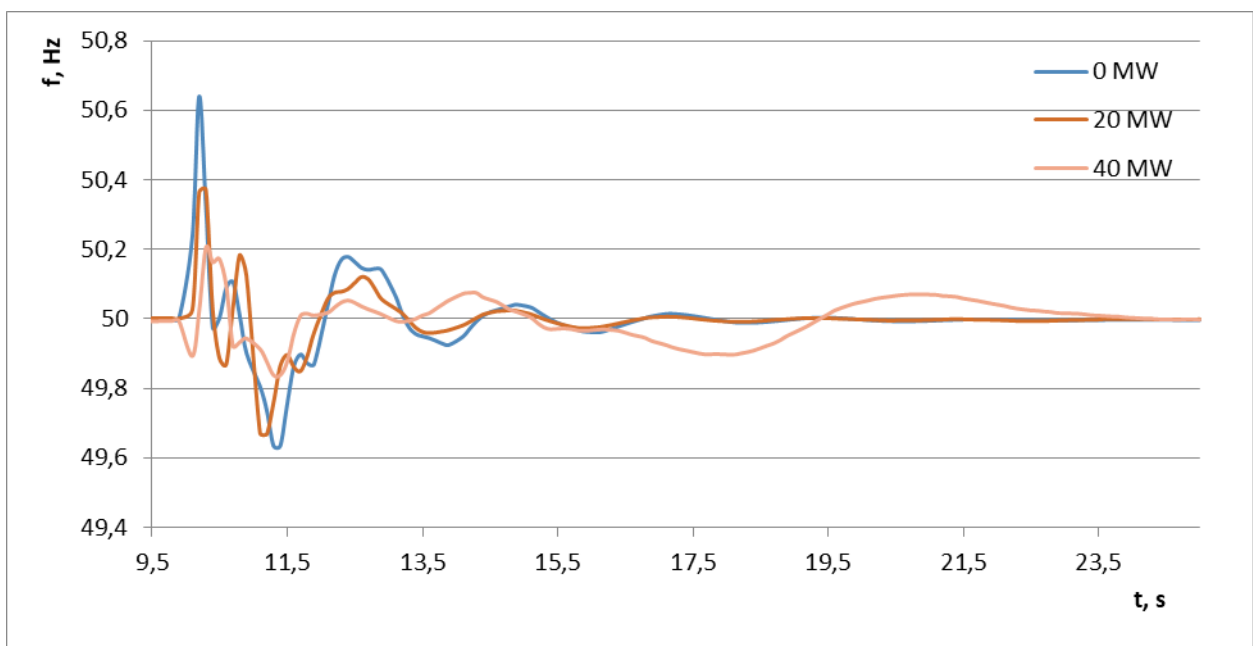


**54 pav.** TSI pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai

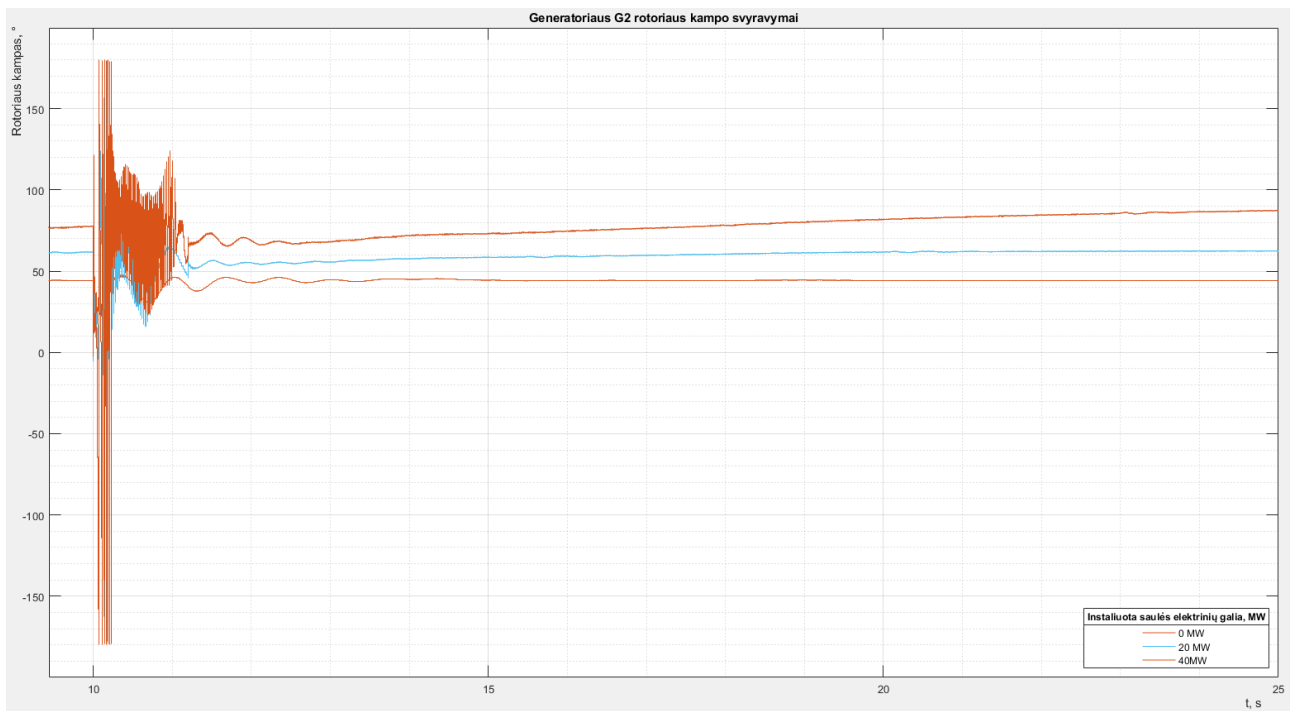


55 pav. ROMA pokytis didėjant prijungtos saulės elektrinės galiai

Kaip matome iš grafikų 56 ir 57 paveiksluose, prijungus 40 MW saulės elektrinę, o G2 generatoriaus galią sumažinus 40 MW, dažnio svyravimai po avarijos gerokai pailgėja, taip pat, generatoriaus G2 rotoriaus kampas po avarijos pradeda švytuoti, bet susireguliuoja po vienos sekundės švytavimų

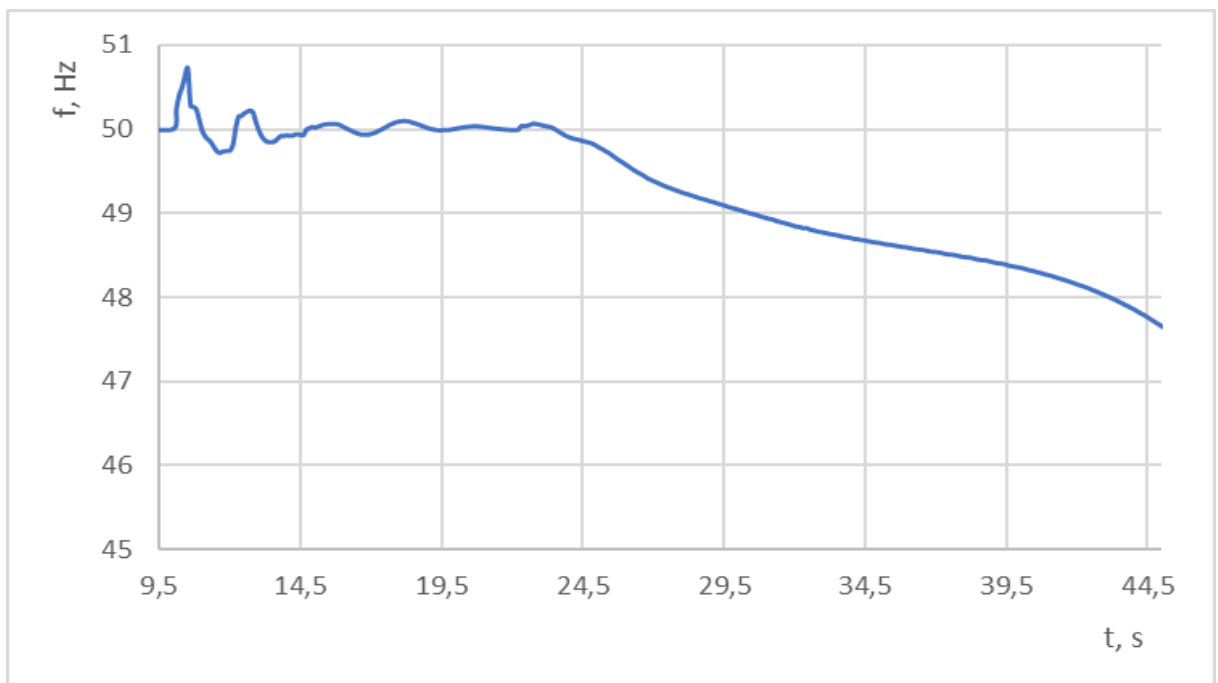


56 pav. Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

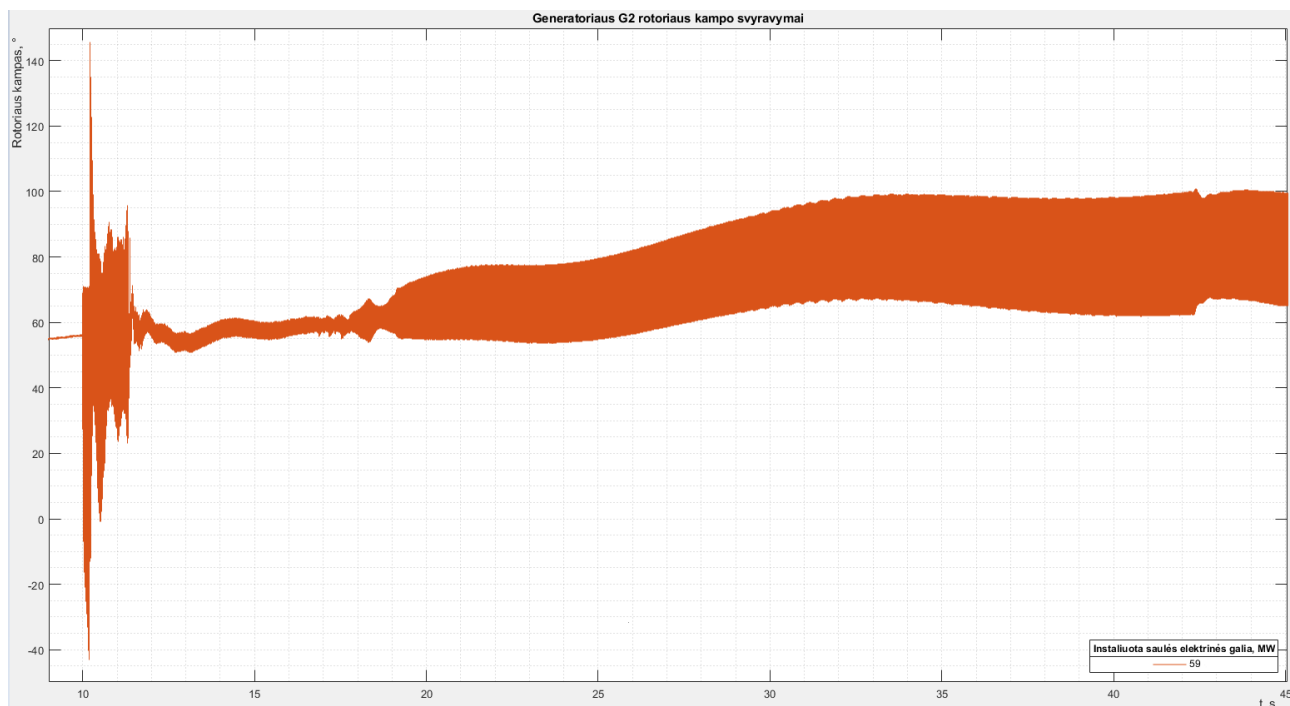


**57 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtos saulės elektrinės galiai, kai tinklas stabilus

Aktyvią saulės elektrinės galią pakėlus iki 59 MW sistema tampa nestabili, generatoriaus G2 kampas pereina į didėjančius svytavimus, kurie nenusistovi, o dažnis pradeda kristi. Dažnio 7 mazge ir generatoriaus G2 svyravimai pateikiami 58 ir 59 paveiksluose.



**58 pav.** Dažnio svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 59 MW, kai tinklas nestabilus



**59 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungtos saulės elektrinės galia 59 MW, kai tinklas nestabilus

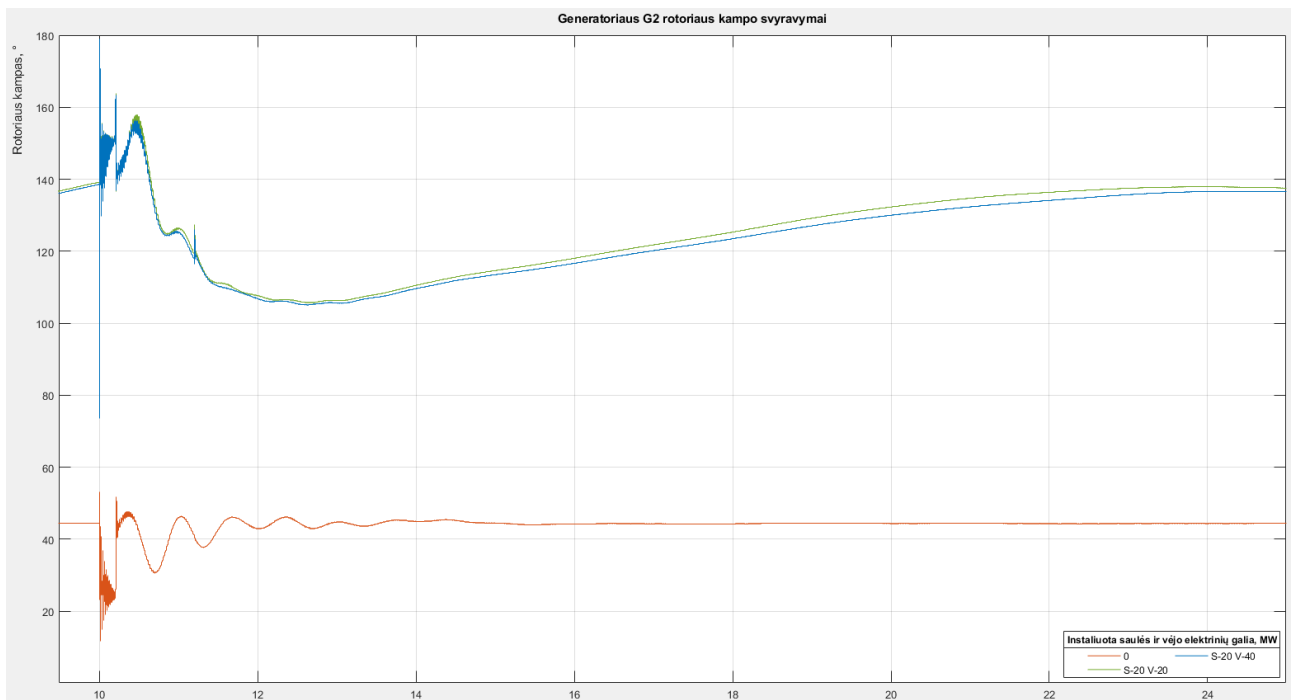
### 3.2.3. Bendra saulės ir vėjo elektrinių įtaka

Šiame bandyme į tinklą vienu metu jungiama saulės ir vėjo elektrinė. Vėjo elektrinė prijungiam 9 mazge, o saulės elektrinė yra prijungiam 7 sistemos mazge, abiejų elektrinių galia didinama kas 20 MW, o generatorių G2 ir G3 galia buvo atitinkamai mažinama. Dešimtą modeliavimo sekundę, 10 tinklo mazge sukeliamas 0,2 sekundžių trukmės trumpasis jungimas, kurį išjungus po 1 s daromas AKĮ. Gauti modeliavimo rezultatai pateikti 7 lentelėje.

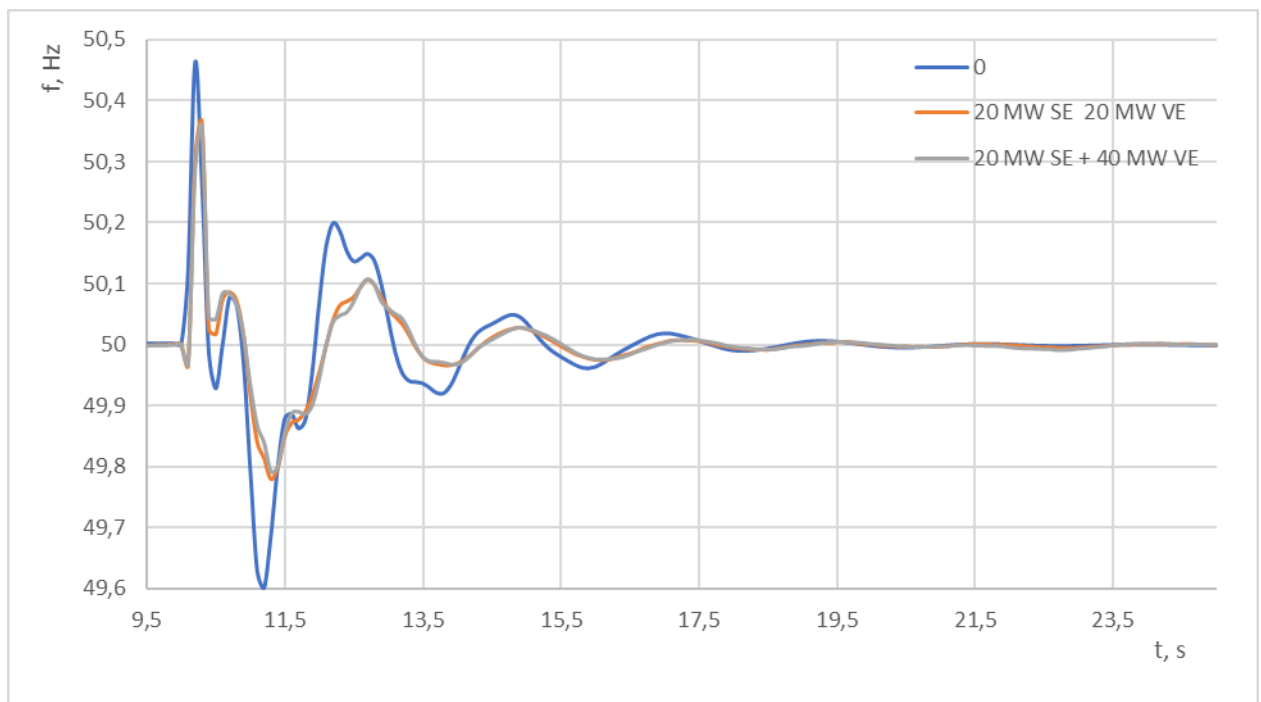
**7 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA vertės prie skirtingos instaliuotos saulės ir vėjo elektrinės galios

P <sub>Vėjo</sub> , MW	P <sub>Saulės</sub> , MW	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0	0	0,9278	71,17	0,1051	0,4718	0,3772
20	20	0,8744	68,6	0,09675	0,2877	0,5257
20	40	0,6063	30,18	0,197	0,5386	0,7634
40	40	0,3735	17,4	0,1978	0,5482	0,7839

Šiame bandyme nustatomas gerokai didesnis TSI TRASI ir ROMA kritimas nei prijungus tik saulės arba tik vėjo elektrinę, nors suminė instaliuota galia yra mažesnė nei instaliuojant tik vieną elektrinę. Tai įvyksta dėl asinchroninių energijos šaltinių slopinančių du iš trijų sistemoje esančius sinchroninius generatorius. Taip pat sumažėjusi instaliuota generatorių galia, sumažina jų galimybę pakelti galią trumpojo jungimo metu. Tokiu atveju sistemos inercijai palaikyti lieka tik vienas generatorius G1 ir sistema tampa gerokai nestabilesnė nei sinchroninės generacijos dominuojamu atveju.

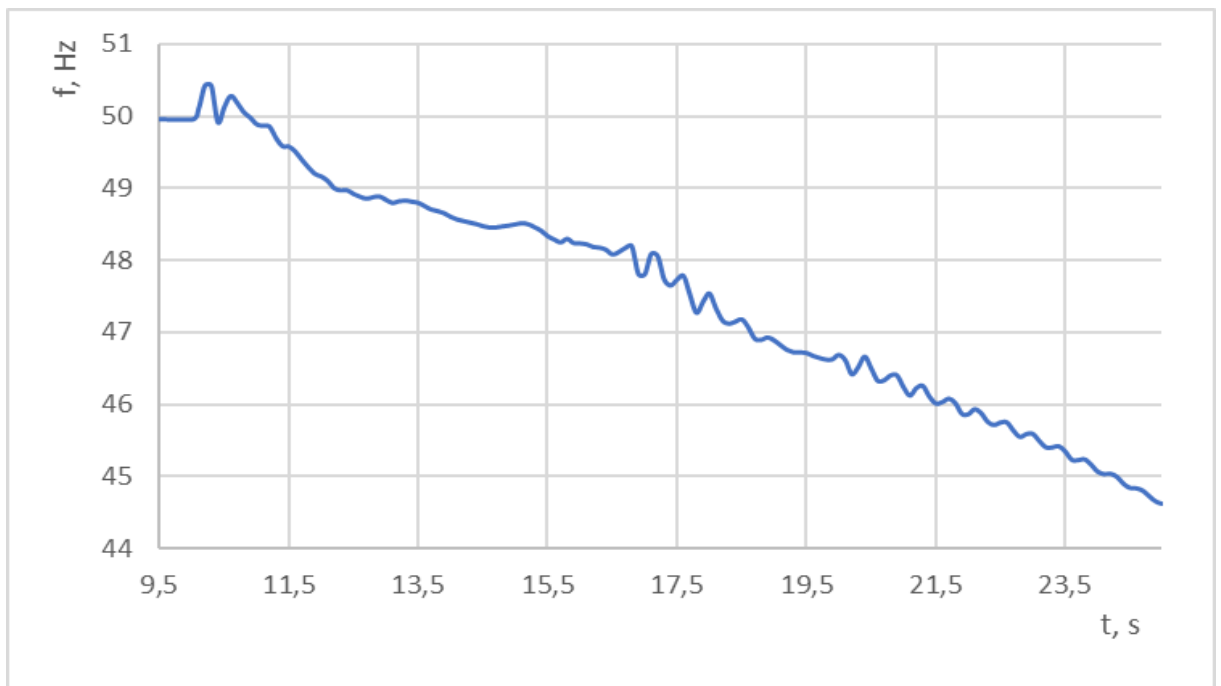


**60 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galių, kai tinklas stabilus

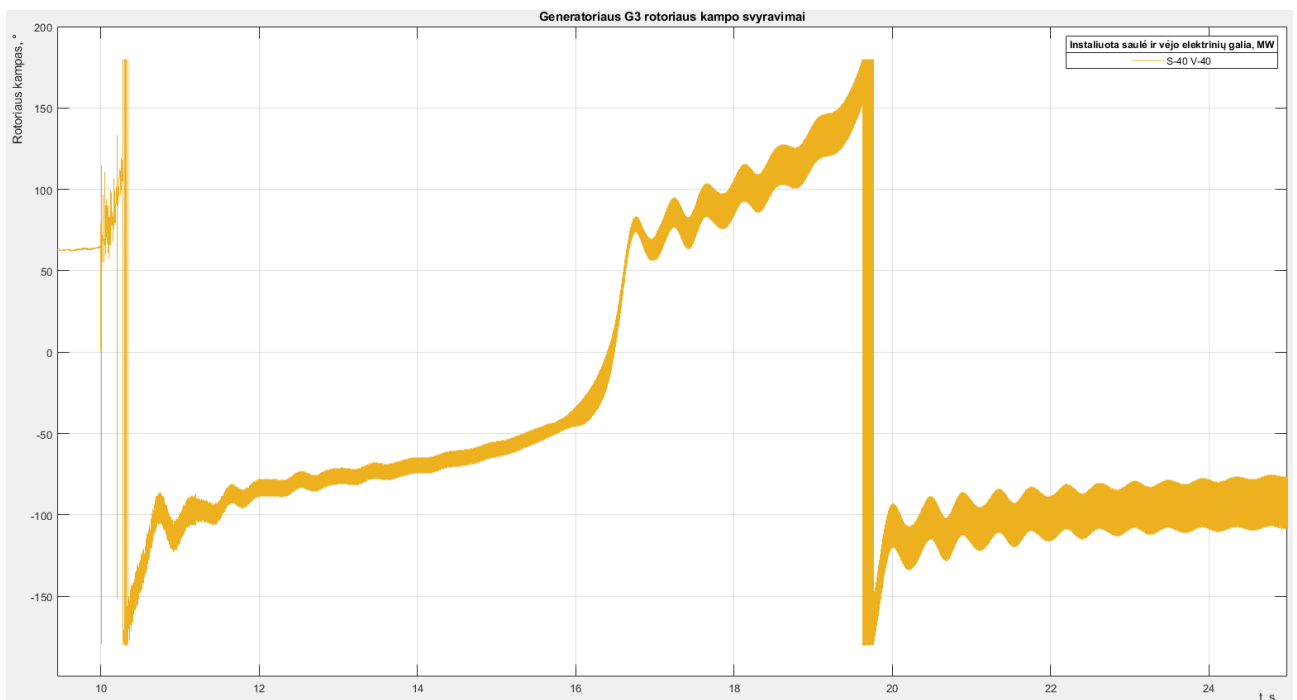


**61 pav.** Dažnio svyravimai, esant skirtingai prijungtų saulės ir vėjo elektrinių galių, kai tinklas stabilus

Instaliuotai saulės ir vėjo elektrinių galių pasiekus po 40 MW, po trumpojo jungimo sistema nebeusistovi, dažnis pradeda kristi, o generatoriaus G2 rotoriaus kampas, pereina į augančius svyravimus. Dažnio 7 mazge ir generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai pateikiami 62 ir 63 paveiksluose.



**62 pav.** Dažnio svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus



**63 pav.** Generatoriaus G2 rotoriaus kampo svyravimai, prijungta 60 MW SE ir 60 MW VE, kai tinklas nestabilus

### 3.3. Bandymas Nr. 3

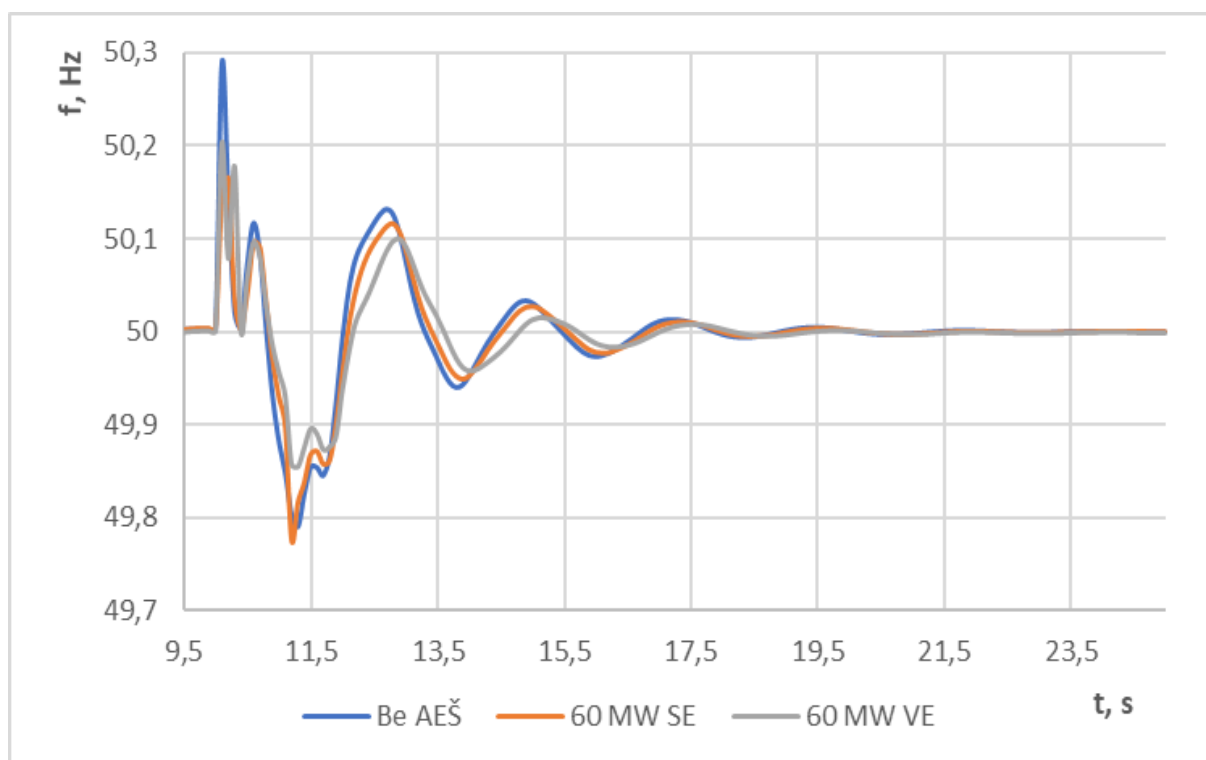
Trečiame bandyme tiriama elektros sistemos dinaminio stabilumo priklausomybė nuo atstumo tarp atsinaujinančių elektros energijos šaltinių ir vietos, kurioje įvyksta avarija ir kiek greitai ji išjungiamą. Bandymas atliekamas su bazine sistema, prijungus tik saulės elektrinę ir prijungus tik vėjo elektrinę. Trumpasis jungimas buvo vykdomas 4 sistemos mazguose, trumpų jungimų laikai – 0,1 0,15 ir 0,2 sekundės. Prijungiama saulės ir vėjo elektrinės galia 60 MW. Stabilumo vertinimas buvo atliekamas pagal 1.4 skyriuje aprašytus stabilumo indikatorius.

### 3.3.1. Trumpojo jungimo bandymas 9 mazge

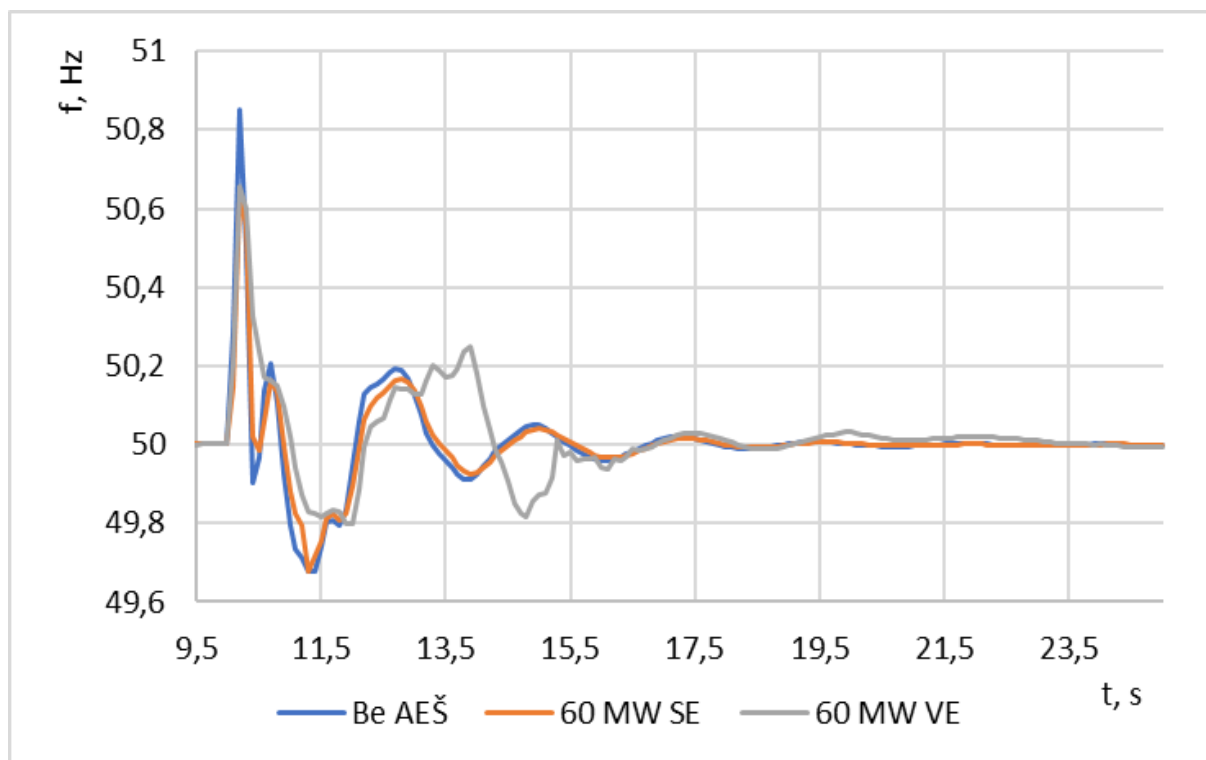
Šiame bandyme trumpasis jungimas daromas 330 kV mazge, kuris yra arčiausiai atsinaujinančių energijos šaltinių prijungimo vietos. Saulės ir vėjo elektrinė žemoje įtampos pusėje prijungiama per 10 km liniją. Gauti rezultatai pateikti 8 lentelėje.

**8 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 9 mazge

Avarijos atjungimo laikas, s	Tinklo režimas	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0,1	Be AEŠ	0,9131	70,76	0,1143	0,3694	0,5942
	60 MW SE	0,9114	69,21	0,09351	0,3278	0,5497
	60 MW VE	0,8954	69,16	0,08525	0,3084	0,5391
0,15	Be AEŠ	0,9102	69,22	0,1121	0,3435	0,5167
	60 MW SE	0,9040	67,89	0,09124	0,3065	0,4815
	60 MW VE	0,8743	65,02	0,08266	0,2859	0,4625
0,2	Be AEŠ	0,9084	68,83	0,1115	0,3149	0,4686
	60 MW SE	0,8997	68,85	0,09065	0,281	0,4351
	60 MW VE	0,8604	63,84	0,08214	0,2616	0,42



**64 pav.** Dažnio svyravimai 9 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,1 s



**65 pav.** Dažnio svyravimai 9 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s

Trumpajam jungimui įvykus arti atsinaujinančių elektros energijos šaltinių prijungimo vietas, sistemos stabilumas pablogėja visais atvejais, tai matoma iš 8 lentelėje pateiktų TRASI, TSI ir ROMA verčių. Vėjo elektrinė, daro didesnę neigiamą įtaką nei saulės elektrinė. Ilgėjant trumpojo jungimo išjungimo laikui, stabilumo rodikliai dar labiau blogėja. Kaip matome iš 64 paveiksle pateikto dažnio grafiko, kai trumpasis jungimas atjungiamas per 0,1 sekundės, dažnio svyravimai šiek tiek sulėtėja, bet jis atsistato per tą patį laiką. Kai trumpasis jungimas išjungiamas per 0,2 sekundės, nustatomas žymus dažnio reguliavimo pablogėjimas vėjo elektrinės prijungimo atveju, nors jis ir nusistovi praktiškai tuo pačiu laiku. Kai trumpasis jungimas išjungiamas per 0,15 sekundės, dažnio svyravimo tendencija išlieka ta pati, kaip ir 0,2 sekundės atveju.

### 3.3.2. Trumpojo jungimo bandymas 6 mazge

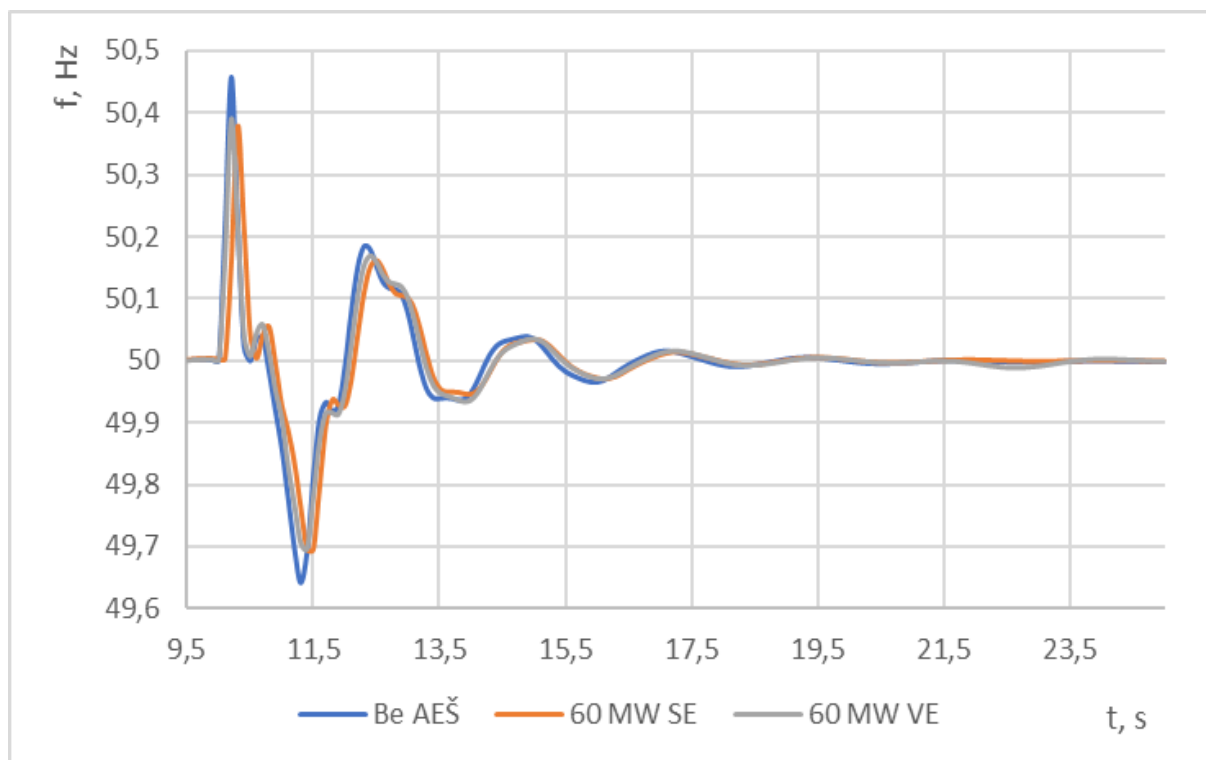
Šiame bandyme trumpasis jungimas daromas 330 kV mazge, kuris nuo atsinaujinančių energijos šaltinių prijungimo vietas yra nutolęs 80 km, atstumas iki artimiausio sinchroninio generatoriaus – 100 km. Gauti rezultatai pateikti 9 lentelėje.

**9 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 6 mazge

Avarijos atjungimo laikas, s	Tinklo režimas	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0,1	Be AEŠ	0,9142	70,94	0,1143	0,3694	0,5942
	60 MW SE	0,9081	70,21	0,09351	0,3278	0,5497
	60 MW VE	0,9101	70,43	0,08525	0,3084	0,5391
0,15	Be AEŠ	0,9130	70,62	0,1121	0,3435	0,5167
	60 MW SE	0,9043	69,77	0,09124	0,3065	0,4815
	60 MW VE	0,9088	70,01	0,08266	0,2859	0,4625



0,2	Be AEŠ	0,9107	70,33	0,1115	0,3149	0,4686
	60 MW SE	0,9009	69,32	0,09065	0,281	0,4351
	60 MW VE	0,9024	69,94	0,08214	0,2616	0,42



**66 pav.** Dažnio svyravimai 6 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,1s

Trumpajam jungimui įvykus už 80 km nuo atsinaujinančių elektros energijos šaltinių prijungimo vietos nustatomas mažesnis stabilumo rodiklių pablogėjimas. Vėjo elektrinė šiuo atveju turi mažesnę neigiamą įtaką stabilumui, nei saulės elektrinė. Dažnio svyravimo tendencija visais atvejais išlieka panaši, kaip pateikta 66 paveiksle.

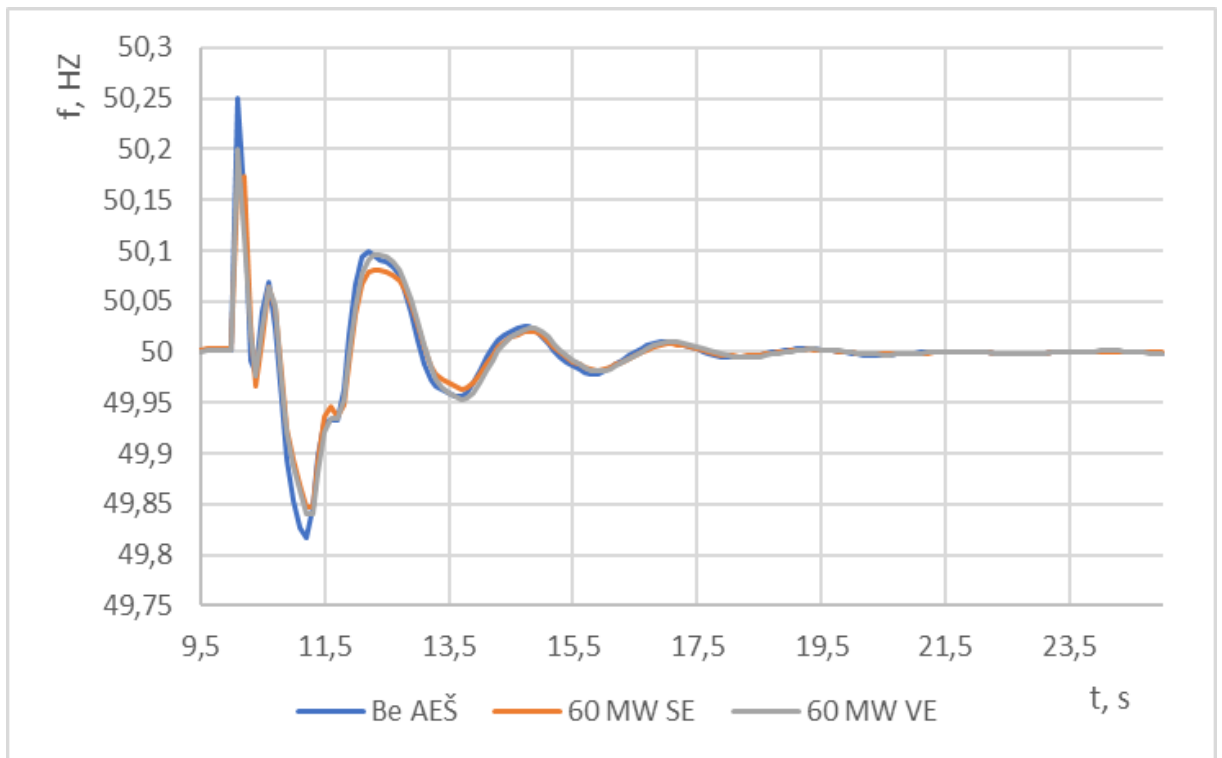
### 3.3.3. Trumpojo jungimo bandymas 5 mazge

Šiame bandyme trumpasis jungimas daromas 330 kV mazge, kuris nuo atsinaujinančių energijos šaltinių prijungimo vietos yra nutolęs 335 km, atstumas iki artimiausio sinchroninio generatoriaus – 55 km. Gauti rezultatai pateikti 10 lentelėje.

**10 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 5 mazge

Avarijos atjungimo laikas, s	Tinklo režimas	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0,1	Be AEŠ	0,9277	73,16	0,1075	0,4233	0,4134
	60 MW SE	0,925	71,26	0,09974	0,3819	0,4061
	60 MW VE	0,9261	72,27	0,08979	0,3719	0,3895
0,15	Be AEŠ	0,9215	72,37	0,1083	0,3784	0,3635
	60 MW SE	0,9188	70,47	0,1007	0,3383	0,3522
	60 MW VE	0,9199	71,48	0,09031	0,3279	0,3386
0,2	Be AEŠ	0,9183	71,84	0,1098	0,3575	0,3083

	60 MW SE	0,9156	69,94	0,1011	0,3204	0,2899
	60 MW VE	0,9167	70,95	0,09127	0,3115	0,2821



**67 pav.** Dažnio svyravimai 5 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s

Iš 10 lentelėje pateiktų TRASI, TSI ir ROMA verčių matome, kad trumpajam jungimui vykstant taške, esančiame labai toli nuo instaliuotų atsinaujinančių elektros energijos šaltinių, stabilumo indikatoriai praktiškai nekinta, nepriklausomai nuo trumpojo jungimo laiko ir nepriklausomai ar instaliuota saulės ar vėjo elektrinė. dažnio svyravimai ir dažnio nusistovėjimo laikas išlieka praktiškai tas pats.

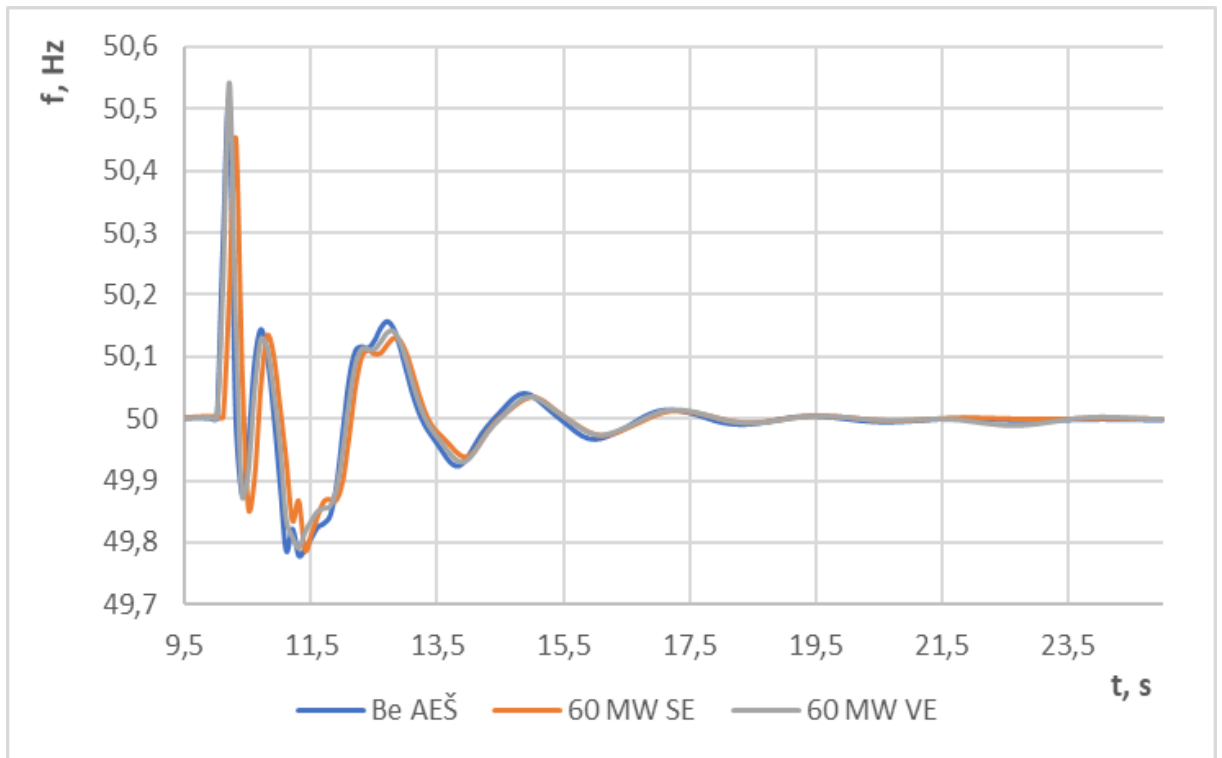
### 3.3.4. Trumpojo jungimo bandymas 4 mazge

Šiame bandyme trumpasis jungimas daromas 330 kV mazge, prie kurio yra prijungtas generatorius G1, atstumas iki atsinaujinančių elektros energijos šaltinių prijungimo vietos – 180 km.

**11 lentelė.** TRASI, TSI ir ROMA, prie skirtingų avarijos atjungimo laikų 4 mazge

Avarijos atjungimo laikas, s	Tinklo režimas	TRASI	TSI	ROMA		
				G1	G2	G3
0,1	Be AEŠ	0,9196	70,75	0,1525	0,3853	0,502
	60 MW SE	0,9161	69,91	0,1275	0,3627	0,504
	60 MW VE	0,922	71,95	0,1223	0,3431	0,4814
0,15	Be AEŠ	0,9139	70,19	0,1237	0,3688	0,4588
	60 MW SE	91,17	69,91	0,1001	0,349	0,458
	60 MW VE	0,9199	71,43	0,09521	0,3288	0,4368
0,2	Be AEŠ	0,9149	69,87	0,1163	0,3484	0,4107
	60 MW SE	0,9132	68,76	0,0913	0,3291	0,401

	60 MW VE	0,9162	70,81	0,08612	0,3109	0,3871
--	----------	--------	-------	---------	--------	--------



**68 pav.** Dažnio svyravimai 4 mazge, kai trumpojo jungimo atjungimo laikas 0,2 s

Iš 11 lentelėje pateiktų TRASI, TSI ir ROMA verčių matome, kad trumpajam jungimui vykstant mazge, kuriame prijungtas sinchroninis generatorius, bet kuris yra toli nuo atsinaujinančių elektros energijos šaltinių, stabilumo indikatoriai pagerėja prijungus vėjo elektrinę visais trimis atvejais, o saulės elektrinė visais atvejais daro nežymią, bet neigiamą įtaką tinklo stabilumui. Visais trimis atvejais dažnio svyravimų tendencija išlieka vienoda, kaip pateikta 68 paveiksle.

## Išvados

1. Nustatyta, kad į elektros sistemą prijungiant atsinaujinančius elektros energijos šaltinius nemažinant instaliuotos sinchroninių generatorių galios, sistema tampa nestabili, kai vėjo elektrinių galia pasiekia 23,5% nuo visos prijungtos galios. Prijungiant saulės elektrinę sistema tampa nestabili pasiekus 21,8% nuo visos prijungtos galios. Kai į sistemą vienu metu prijungiama saulės ir vėjo elektrinė, sistema tampa nestabili pasiekus 21 % nuo visos prijungtos galios.
2. Į elektros sistema prijungiant atsinaujinančius elektros energijos šaltinius proporcingai mažinant sinchroninių generatorių galią nustatyta, kad sistema tampa nestabili, kai vėjo elektrinių galia pasiekia 17,1% nuo visos prijungtos galios. Prijungiant saulės elektrinę sistema tampa nestabili pasiekus 13,1% nuo visos prijungtos galios. Kai prie sistemos vienu metu prijungiama ir saulės ir vėjo elektrinė, sistema tampa nestabili pasiekus 17,7% nuo visos prijungtos galios.
3. Trumpajam jungimui vykstant toliau nuo atsinaujinančių elektros energijos šaltinių, jų įtaka sistemos stabilumui mažėja. Trumpajam jungimui vykstat arti vėjo elektrinės vietos, TRASI sumažėja nuo 0,9084 iki 0,8604 lyginant su bazine sistema. Trumpajam jungimui vykstant toli sumažėja nuo 0,9183 iki 0,9167 lyginant su bazine sistema. Trumpajam jungimui vykstant arti sinchroninių generatorių, bet toli atsinaujinančių energijos šaltinių, nustatytas sistemos stabilumo pagerėjimas, prijungus vėjo elektrinę. Trumpam jungimui įvykus 4 mazge, TRASI padidėja nuo 0,9149 iki 0,9162, lyginant su bazine sistema.

## Literatūros sąrašas

1. Jorge Vega-Herrera, Claudia Rahmann, Felipe Valencia, Kai Strunz, Analysis and Application of Quasi-static and Dynamic Phasor Calculus for Stability Assessment of Integrated Power Electric and Electronic Systems, Interaktyvus, 2020. Prieiga per: DOI 10.1109/TPWRS.2020.3030225 [Žiūrėta 2023-06-09]
2. Hrvoje Bulat, Dubravko Frankovi'c, Saša Vlahini'c, Enhanced Contingency Analysis – A Power System Operator Tool, Energies, Interaktyvus 2021. Prieiga per: <https://doi.org/10.3390/en14040923> [Žiūrėta 2023-06-09]
3. Bashar Sabeeh, Abdulraheem, Chin Kim Gan, Power System Frequency Stability and Control: Survey, International Journal of Applied Engineering Research, Interaktyvus, 2016. ISSN 0973-4562. Prieiga per: ReaserchGate [Žiūrėta 2023-06-09]
4. A. Ulbig, T. S. Borsche, G. Andersson, Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation, Interaktyvus, 2014. Prieiga per : <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615> [Žiūrėta 2023-06-10]
5. Pieter Tielens, Dirk Van Hertem, The relevance of inertia in power systems, Interaktyvus, 2015. Prieiga per: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016> [Žiūrėta 2023-06-10]
6. Michael Rezella, Michael Pertl, Mattia Marinelli, Electric power system inertia: requirements, challanges and solutions, Interaktyvus 2018. Prieiga per: <https://doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z> [Žiūrėta 2024-02-15]
7. Nasib Khadka, Brijesh Adhikary, Shriram Sharma, Ramesh Paudel, Aayush Bista, Ashish Shrestha, Transient Stability in Renewable Energy Penetrated Power Systems: A Review, Interaktyvus, 2020. Prieiga per: <https://www.researchgate.net/publication/348049149> [Žiūrėta 2023-06-14]
8. D. Linaro, F. Bizzarri, D. del Giudice, C. Pisani, G. M. Gannuzzi, S. Grillo, A.M. Brambilla, Continuous estimation of power system inertia using convolutional neural networks, Interaktyvus, 2023. Prieiga per: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-40192-2> [Žiūrėta 2023-06-10]
9. A. Sajadi, R. Preece, J. V. Milanovic, Evaluation of Suitability of Different Transient Stability Indices for Identification of Critical System States, Interaktyvus, 2020. Prieiga per: arXiv:2001.03519v1 [Žiūrėta 2023-06-14]
10. Lasantha Meegahapola, Damian Flynn, Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at Very High Wind Penetration, Interaktyvus, 2010. Prieiga per: doi: 10.1109/PES.2010.5589908. [Žiūrėta 2023-06-15]
11. Y. Wu, L. Badesa, M. T. Musavi, P. Lerley, Monitoring power system transient stability using synchrophasor data, Interaktyvus, 2015. Prieiga per: doi: 10.1109/PESGM.2015.7286142. [Žiūrėta 2023-06-09]
12. N. Khadka, A. Bista, B. Adhikari, A. Shrestha, D. Bista, and B. Adhikary, Current Practices of Solar Photovoltaic Panel Cleaning System and Future Prospects of Machine Learning Implementation, Interaktyvus, 2020. Prieiga per: DOI:10.1109/ACCESS.2020.3011553 [Žiūrėta 2023-06-09]
13. R. Deksnys, R. Staniulis, D. Šulga, Paskirstytos generacijos integracija į elektros energetikos sistemą ir įtaka energijos tiekimo patikimumui, KTU, 2007.

14. Ahmed M. Azmy, István Erlich, Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems, Interaktyvus, 2005. Prieiga per: doi: 10.1109/PES.2005.1489354. [Žiūrėta 2023-06-15]
15. Davood Khani, Ahmad Sadeghi Yazdankha, Hossein Madadi Kojabadi, Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability, Interaktyvus, 2012. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.06.007> [Žiūrėta 2023-06-15]
16. Jorge Martínez, Philip C. Kjær, Pedro Rodriguez, Remus Teodorescu, Short Circuit Signatures from Different WindTurbine Generator Types, Interaktyvus, 2011. Prieiga per: doi: 10.1109/PSCE.2011.5772497 [Žiūrėta 2023-06-16]
17. Lasantha Meegahapola Damian Flynn, Tim Littler, Transient Stability Analysis of a Power System with High Wind Penetration, Interaktyvus, 2008. Prieiga per: doi: 10.1109/UPEC.2008.4651598. [Žiūrėta 2024-03-15]
18. Lasantha Meegahapola, Damian Flynn, Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at Very High Wind Penetration, Interaktyvus, 2010. Prieiga per: doi: 10.1109/PES.2010.5589908. [Žiūrėta 2023-06-15]
19. Lasantha Gunaruwan Meegahapola, Tim Littler, Damian Flynn, Decoupled-DFIG Fault Ride-Through Strategy for Enhanced Stability Performance During Grid Faults, Interaktyvus, 2010. Prieiga per: doi: 10.1109/TSTE.2010.2058133 [Žiūrėta 2023-06-09]
20. Sara Eftekharnjad, Vijay Vittal, Gerald T. Heydt, Brian Keel, Jeffrey Loehr, Impact of Increased Penetration of Photovolta Generation on Power Systems, Interaktyvus, 2012. Prieiga per: doi: 10.1109/TPWRS.2012.2216294. [Žiūrėta 2024-04-13]
21. Enkhtsetseg Munkhchuluun, Lasantha Meegahapola, Arash Vahidnia Impact on Rotor Angle Stability with High Solar-PV Generation in Power Networks, Interaktyvus, 2017. Prieiga per: doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260229. [Žiūrėta 2024-04-17]
22. Lietuvos Respublikos Energetikos Ministerija, Nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija, 2018