

Некоммерческое акционерное общество  
«Алматинский Университет Энергетики и Связи имени Гумарбека  
Даукеева»

УДК 620.9

На правах рукописи

**БЕКТИМИРОВ АНУР ТАЛГАТОВИЧ**

**Идентификация и демпфирование низкочастотных колебаний по  
транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана с использованием технологии  
Smart Grid**

6D071800 - Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени  
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

Кандидат технических наук,  
Ассоциированный профессор  
Тохтибакиев К.К.,

Доктор технических наук,  
профессор Om Parkash Malik,

Республика Казахстан  
Алматы, 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ УСТОЙЧИВОСТИ, КЛАССИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ. ОБЗОР СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ, АРВ И PSS В ЕЭС КАЗАХСТАНА.....	13
1.1 Классификация устойчивости энергосистемы .....	13
1.2 Низкочастотные колебания (классификация, методы идентификации, влияние на устойчивость).....	20
1.2.1 Классификация НЧК .....	20
1.2.2 Анализ влияния НЧК на устойчивость системы .....	22
1.2.3 Модальный анализ. Основной критерий оценки колебательной устойчивости. ....	23
1.3 Анализ существующих систем возбуждения, АРВ и PSS синхронных генераторов, в частности на ЭС Казахстана .....	26
1.3.1 Законы регулирования АРВ.....	29
1.3.2 Общие принципы работы системного стабилизатора – PSS.....	35
1.3.3 Обзор алгоритмов настройки PSS.....	36
1.4 Анализ существующих требований к СВ и АРВ в Республике Казахстан .....	39
1.5 Выводы по разделу 1 и постановка задачи.....	42
2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ НЧК ПО ТРАНЗИТУ «СЕВЕР-ЮГ». ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЧАСТКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАЗАХСТАНА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ. РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ И МОДАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ. ....	44
2.1. Анализ результатов мониторинга переходных процессов и идентификации НЧК, по данным WAMS, на транзите «Север-Юг» НЭС Казахстана .....	44
2.1.1. Общее описание структуры WAMS в НЭС Казахстана .....	44
2.1.2. Результаты мониторинга и идентификации НЧК по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана .....	47
2.2 Структура энергосистемы Казахстана, определение исследуемого района. ....	51

2.2.1. Общее описание ЕЭС Казахстана .....	51
2.2.2 Определение района моделирования .....	53
2.3 Разработка электрической модели выбранного участка .....	54
2.4 Моделирование переходных процессов при существующих настройках PSS .....	63
2.4.1 Результаты расчета динамической устойчивости Алматинского энергоузла.....	63
2.4.2 Модальный анализ низкочастотных колебаний при переходных процессах и влияние PSS на Мойнакской ГЭС.....	65
2.5 Выводы по разделу 2.....	74
<b>3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АДАПТИВНОЙ НАСТРОЙКИ PSS СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА.....</b>	<b>76</b>
3.1 Методы настройки PSS. Классический и адаптивный методы.....	76
3.2 Настройка параметров PSS с применением доработанного фазо-компенсационного метода. ....	79
3.3. Расчет параметров PSS согласно разработанному алгоритму .....	91
3.4. Сравнительные результаты расчета переходных процессов и модального анализа при обновлённых параметрах PSS. ....	95
3.5. Выводы по разделу 3 .....	101
<b>4. РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ СИСТЕМЫ WADS НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ SMART GRID.....</b>	<b>103</b>
4.1 Внедрение Smart Grid в ЕЭС Казахстана .....	103
4.2 Архитектура системы WADS .....	106
4.3. Разработка рекомендаций и требований по настройке параметров PSS для повышения устойчивости энергосистемы. ....	113
4.4. Выводы по разделу 4 .....	117
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>118</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>120</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>127</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>137</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В.....</b>	<b>144</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....</b>	<b>146</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....</b>	<b>194</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....</b>	<b>196</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....</b>	<b>198</b>

## **НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В диссертационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. (МКС 29.160.20, KGS: E62);
- ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, Глава 7. Электрическое оборудование электростанций и сетей (Приказ МЭ РК от 30 марта 2015 года № 247. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 мая 2015 года № 11066.);
- Руководящие указания по устойчивости энергосистем / Министерство энергетики и электрификации СССР. СПО Союзтехэнерго - Москва 1984 год;
- Электросетевые правила РК. Утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года No 210;
- IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5™-201 (Revision of IEEE Std 421.5-2005);
- IEEE Std 421.2-2014 IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

KEGOC	–	Казахстанская компания по управлению электрическими сетями
LFO	–	Low frequency oscillation
PSS	–	Power system stabilizer
WAMS	–	Wide Area Monitoring System
WADS	–	Wide Area Damping System
АО	–	Акционерное общество;
АРВ	–	Автоматический регулятор возбуждения;
ВЛ	–	Воздушная линия;
ВИЭ	–	Возобновляемые источники энергии;
ВЭС	–	Ветровая электростанция;
ГТЭС	–	Газотурбинная электростанция;
ГЭС	–	Гидроэлектростанция;
ЕЭС	–	Единая электроэнергетическая система;
МДП	–	Максимально-допустимый переток;
НДЦ СО	–	Национальный диспетчерский центр Системного оператора;
НЧК	–	Низкочастотные колебания;
НЭС	–	Национальные электрические сети;
ОЭС	–	Объединенная энергосистема;
ПАУ	–	Противоаварийное управление;
ПС	–	Подстанция;
РК	–	Республика Казахстан;
СГ	–	Синхронный генератор;
СЭС	–	Солнечная электростанция;
ТЭС	–	Тепловая электрическая станция;
ТЭЦ	–	Теплоэлектроцентраль;
ТГ	–	Турбогенератор;
ЦА	–	Центральная Азия.
Е	–	ЭДС синхронного генератора;
$P_{эл}, M_{эл}$	–	Электромагнитная мощность и электромагнитный момент;
$P_T, M_T$	–	Мощность и момент, развиваемые турбиной СГ;
$T_J$	–	Коэффициент, определяющий инерцию ротора генератора;
$\delta$	–	Взаимный угол между источником и потреблением;
$X_{экв.}$	–	Эквивалентное сопротивление;
$M_c$	–	Коэффициент синхронизирующего момента;
$M_d$	–	Коэффициент демпфирующего момента;
$\omega_n$	–	Натуральная частота колебаний моды НЧК частоты;
$\zeta$	–	Коэффициент демпфирования НЧК;
$\lambda_i$	–	Собственное значение моды колебания;
$K_s$	–	Коэффициент усиления PSS.

## ВВЕДЕНИЕ

**Общая характеристика работы.** В диссертационной работе приведены результаты исследования по идентификации опасных низкочастотных колебаний для устойчивости энергосистемы Казахстана и разработке алгоритма по их демпфированию. Алгоритм направлен на расчет корректных параметров настройки системных стабилизаторов на электростанциях. Также разработана архитектура системы WADS для идентификации и демпфирования колебаний в темпе процесса, с использованием синхронизированных векторных измерений WAMS.

### **Актуальность исследования:**

В результате развития энергосистемы, с вводом новых источников генерации и протяженных линий электропередач, усложняются её динамические свойства, и вопросы по сохранению устойчивости становятся первоочередными. Одной - из основных проблем нарушения колебательной устойчивости - являются электромеханические колебания мощности в энергосистеме, имеющие малую частоту и называемые низкочастотными колебаниями (НЧК). Основными причинами являются: возникновение небаланса мощности в системах, связанных между собой протяженными линиями электропередач; механическими колебаниями масс; изменение синхронной работы генератора или электростанции в энергосистеме, вследствие некорректной настройки АРВ и системных стабилизаторов (PSS) системы возбуждения генераторов [1-3].

Многочисленными исследованиями определено, что НЧК разделяются на торсионные, локальные, межсистемные и инфранизкочастотные колебания [1]. Анализ зафиксированных аварийных событий в энергосистемах разных стран показал, что наиболее опасными являются НЧК, имеющие собственные частоты колебаний от 0,1 до 2 Гц [4-6].

Идентификация НЧК с выявлением опасных мод колебаний является первостепенной задачей. Соответственно необходимо было создать эффективную систему мониторинга и идентификации НЧК в энергосистеме. Технология, синхронизированных векторных измерений – WAMS решает задачу с мониторингом квазидинамических и переходных процессов в энергосистеме [7, 8], а также - с прогнозированием опасных режимов, приводящих к потере устойчивости.

Проведенные исследования колебательной устойчивости, с использованием системы WAMS в НЭС Казахстана, показали наличие недемпфируемых межсистемных НЧК с собственными частотами 0,3 – 0,4 Гц и длительностью колебаний до 4-5 минут. Проведен анализ по нескольким зафиксированным событиям, где наибольшая амплитуда колебаний мощности по ВЛ-500кВ транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана составляла  $\pm 150$  МВт [9].

Идентифицированные НЧК, значительно, ограничивают пропускную способность электрических сетей Казахстана, и могут привести к крупным системным авариям в послеаварийных режимах при работе транзита в максимально-допустимых перетоках мощности. Также увеличение доли ВИЭ приводит к ухудшению динамических свойств энергосистемы и соответственно - новым вызовам по сохранению устойчивости [10-13].

Слабое демпфирование НЧК в энергосистеме Казахстана, а также риск ухудшения ситуации при интеграции большого объема ВИЭ, выявило необходимость демпфирования опасных мод колебаний для повышения устойчивости системы. Основным и эффективным инструментом является применение системного стабилизатора PSS в составе системы возбуждения синхронного генератора [1, 14-16]. При этом необходимо корректно настроить параметры PSS, т.к. некорректные параметры настройки могут ухудшить реакцию генератора на электромеханические колебания мощности и дальнейшему риску нарушения устойчивости. На сегодняшний день существуют несколько аналитических и оптимизационных алгоритмов по настройке параметров PSS и автоматике системы возбуждения [17-21], а также исследуется применимость алгоритмов эвристических и искусственного интеллекта [22-27]. Поэтому, в условиях протяженных электрических сетей в Казахстане, а также с учетом ожидаемого объема интеграции ВИЭ, необходимо разработать новый алгоритм адаптивной настройки PSS, который будет обеспечивать требуемый уровень демпфирования опасных мод НЧК.

**Цель работы:** Разработка метода, алгоритма адаптивной настройки PSS генератора для идентификации и эффективного демпфирования опасных мод межсистемных и локальных низкочастотных колебаний в условиях изменения сетевых параметров, в частности аварийных и послеаварийных режимов.

Для достижения поставленной цели требуется решение следующих задач:

- Произвести обзор существующих методов мониторинга и идентификации НЧК в энергосистемах других стран, анализ зафиксированных аварийных событий, вызванных НЧК;
- Выполнить идентификацию и анализ НЧК в энергосистеме Казахстана по данным системы мониторинга WAMS;
- Провести обзор существующих методов и алгоритмов по настройке параметров устройства PSS в мире. Определить эффективный метод настройки параметров PSS для демпфирования НЧК в энергосистеме Казахстана;
- Разработать цифровую модель, исследуемого энергоузла, для выполнения расчета переходных процессов и модального анализа;
- Разработать алгоритм настройки PSS и контроля колебательной устойчивости в реальном времени. Проверить корректность рассчитанных параметров PSS для демпфирования НЧК;

- Разработать архитектуру системы WADS по идентификации и демпфированию НЧК в темпе процесса с использованием технологий Smart Grid;
- Разработать рекомендации и требования по устройствам PSS в дополнение к существующим НПА в РК по системе возбуждения синхронных генераторов.

### **Научная новизна диссертационной работы:**

1. Проведенный анализ по мониторингу и идентификации НЧК, показал существование значительных колебаний в энергосистеме Казахстана, в частности, по транзиту 500 кВ «Север-Юг»;
2. Получены качественные характеристики НЧК по межсистемным электрическим сетям 500-220 кВ НЭС Казахстана, по системе WAMS и, путем модального анализа в разработанной модели;
3. Разработан алгоритм адаптивной настройки PSS, на основе доработанного фазо-компенсационного метода, для сложнзамкнутой энергосистемы Казахстана при изменении схемы сети и интеграции ВИЭ;
4. Выполнены расчеты параметров PSS для генераторов Мойнакской ГЭС, на основании разработанной модели по реальным данным системы регулирования, генератора и прилегающего оборудования;
5. Разработана архитектура новой системы WADS для НЭС Казахстана, по адаптивной настройке параметров PSS для демпфирования опасных межсистемных НЧК.

### **Объект исследования:**

Межсистемные электрические сети 500-220 кВ и электростанции в Единой энергосистеме Казахстана.

### **Предмет исследования:**

Режимы работы межсистемных электрических сетей в нормальных и переходных процессах. Система возбуждения и PSS генераторов электрических станций. Адаптивные алгоритмы настройки параметров PSS генераторов.

### **Методы исследования:**

- Анализ существующих и исследуемых в научной и практической среде классических, эвристических и адаптивных методов настройки PSS, системы возбуждения генераторов.
- Экспериментальные исследования переходных режимов в электрических сетях 500-220кВ на базе синхронизированных векторных измерений системы WAMS.

- Модальный анализ исследуемого энергорайона, построение диаграммы Боде, поиск параметров PSS на основе доработанного фазо-компенсационного метода, проверка устойчивости в специализированных программных комплексах DigSilent Power Factory и MATLAB Simulink.

#### **Теоретическая и практическая значимость:**

- Разработанный метод настройки PSS позволит электрическим станциям, настраивать работу автоматики системы возбуждения генераторов для повышения устойчивости при возникновении аварийных событий, а также пропускной способности межсистемных электрических сетей.

- Результаты диссертации были применены для разработки рекомендаций и требований СО НДЦ АО «KEGOC» для электрических станций в части настроек APB и PSS, что подтверждается полученным письмом АО «KEGOC» о согласовании отчета НИР.

#### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Результаты идентификации НЧК в НЭС Казахстана по данным синхронизированных векторных измерений WAMS;

2. Разработка алгоритма адаптивной настройки параметров PSS, использующей режимные и сетевые параметры в темпе процесса;

3. Разработка цифровой модели Алматинского энергоузла в программной среде Power Factory DigSilent;

4. Результаты моделирования по демпфированию НЧК с учетом обновленных параметров настройки PSS на примере Мойнакской ГЭС;

5. Архитектура построения системы WADS для адаптивной настройки параметров PSS путем идентификации и демпфирования опасных мод НЧК.

#### **Связь с планом научно-технических работ:**

При написании первой и второй главы диссертации были использованы материалы, полученные в рамках грантовой программы «Консорциумы производственного сектора», Подпроекта № APP-PSC-I-17/006P «Технологическая модернизация и инновационное развитие энергетической отрасли Казахстана», по направлению «Исследование эффективности настроек APB системных электрических станций для обеспечения статической и динамической устойчивости МЭС 500-220 кВ НЭС Казахстана», соглашение о гранте №25 от 29 октября 2018 года между ГУ «Комитет науки Министерства образования и науки Республики Казахстан» и Некоммерческим АО «Алматинский университет энергетики и связи».

### **Апробация работы:**

Основные результаты и положения диссертации докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях:

1. Professional Workshop on Ultra High Voltage Transmission and Smart Grid, 2018г., г. Гонконг, доклад «Condition and prospects of development of Kazakhstan's power electrical industry»;
2. 54<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC), г. Бухарест, 2019г., доклад «*Analysis of the Kazakhstan's Grid Oscillation Instability by using WAMS System and PSCAD Program*»;
3. Казанский Международный форум, онлайн, 2022г., доклад «*Оптимизация режимов работы цифровых Smart Grid систем*»;
4. Международный энергетический саммит ENSO, г. Алматы, 2023г., доклад «*Необходимость настройки параметров системных стабилизаторов (PSS) синхронных генераторов для повышения устойчивости ЕЭС Казахстана*»;
5. Международная научно-практическая конференция, АУЭС, г. Алматы, 2024г., доклад «*Идентификация низкочастотных колебаний по транзиту «Север-юг» единой энергосистемы Казахстана*».

В рамках работы, также, были проведены: обследования Мойнакской ГЭС и Алматинской ТЭЦ-2, и обсуждения с техническим персоналом по вопросам функционирования системы возбуждения и PSS. Полученные данные в ходе обследования были применены при разработке модели Алматинского энергоузла.

### **Личный вклад автора заключается в следующем:**

- Проведен анализ влияния низкочастотных колебаний на устойчивость энергосистемы Казахстана;
- Разработан алгоритм адаптивной настройки PSS и контроля колебательной устойчивости в реальном времени;
- Разработана архитектура WADS для идентификации и демпфирования межсистемных НЧК.

### **Достоверность полученных результатов**

Достоверность полученных результатов диссертационной работы подтверждается использованием данных WAMS, которая установлена в АО «КЕГОС», прошедшая опытные и промышленные испытания. Моделирование выполнено в современных, специализированных программных комплексах DigSilent Power Factory и MATLAB Simulink.

Анализы результатов моделирования изложены в виде публикации научных статей в журнале базы данных SCOPUS и рекомендованных КОКСОН МНВО РК.

## **Публикации в ходе выполнения диссертационной работы:**

### **Статьи в журналах базы SCOPUS**

1. Bektimirov, A., Malik, O. P., Saukhimov, A., Didorenko, E. (2023). *Identification and damping of low-frequency oscillations based on WAMS data and the revisited residue method – part I*. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 122(8), 2023

### **Количество статей ВАК**

1. Саухимов А.А, Тохтибакиев К.К, Бектимиров А.Т., Мерекенов М.Д. / *Эффективность интеллектуальной системы противоаварийного управления режимами ЕЭС Казахстана* // Вестник АУЭС, 4(1), 43(1), 2018, стр.43-49

2. Патент на полезную модель: «Система мониторинга пределов статической устойчивости электроэнергетической системы» №3778 от 26.12.2018г.Тохтибакиев К.К., Мерекенов М.Д. , Бектимиров А. Т.

3. Бектимиров А.Т., Саухимов А.А., Тохтибакиев К.К., Дидоренко Е. В. / *Повышение надежности функционирования НЭС РК при внедрении режимной автоматики WACS* // Вестник АУЭС №4(51), 2020, стр. 16 – 27

4. Бектимиров А.Т., Тохтибакиев К.К., Саухимов А.А., Рашидов Ш.У. / *Исследование эффективности системных стабилизаторов на электростанциях ЕЭС Казахстана в ПАК RTDS* // Вестник АУЭС №1(52), 2021, стр. 38-47

5. К.К.Тохтибакиев, А.М.Гунин, А.Т.Бектимиров, А.З.Ильясов / *Мониторинг параметров режимной надежности в электрических сетях нефтегазового комплекса Республики Казахстан* // Вестник АУЭС №4(59) 2022, стр. 65-78

6. Е.К. Умбеткулов, А.А. Саухимов, А.Т. Бектимиров, Ш.У. Рашидов // *Моделирование режимов синхронизации в Атырауском энергоузле с применением цифровых симуляторов* // Вестник АУЭС 2023 (2)

### **Зарубежные конференции**

1. Бектимиров А.Т., Тохтибакиев К.К., Саухимов А.А., Нуртаза Н. / *Analysis of the Kazakhstan’s Grid Oscillation Instability by using Wams System and PSCAD Program* // 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, 2019,

2. Bektimirov, A.T., Tokhtibakiyev, K.K. etc, / «*The advancing assessment of power system stability using synchronized phasor measurements*» / Telecommunications, Informatics, Energy and Management – TIEM 2019, Kavala, Greece, 2019г.

3. Aman Aigerim, Bektimirov Anur, Nassipkul Dyussebekova, Azamat Piyasov, Saukhimov, Almaz, Alexandr Gunin / *Small signal stability research on integrating Wind Power Plant – An Almaty Region Example* // 57<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Istanbul, Turkey, 2022/ DOI: 10.1109/UPEC55022.2022.9917676

### **Структура и объем работы:**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников. Диссертация изложена на 126 страницах, содержит 14 таблиц, 67 рисунков, 34 формулы и 7 приложений. Список литературы содержит 78 источников.

В первом разделе представлен краткий анализ понятия устойчивости энергосистемы, приведена структура и классификация её составляющих. Приведен обзор литературы по природе низкочастотных колебаний, её влияния на работу энергосистемы и критерия оценки колебательной устойчивости. Также выполнен анализ по существующим системам возбуждения, АРВ и системных стабилизаторов на электростанциях Казахстана.

Во втором разделе приводится анализ структуры энергосистемы Казахстана с определением исследуемого энергорайона. Приведены результаты мониторинга низкочастотных колебаний, по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана, с определением опасных межсистемных колебаний. Для выбранного участка разработана цифровая модель системы с созданием передаточных функций регуляторов, согласно паспортным данным. Проведены расчеты нормальных и аварийных режимов, переходных процессов, а также модальный анализ НЧК.

Третий раздел посвящен принципу работы PSS, определению основных законов регулирования и методики по настройке параметров. Согласно, приведенному, алгоритму выполнен расчет параметров PSS, с дальнейшей проверкой их корректности, на примере Мойнакской ГЭС. Приведен сравнительный анализ изменения режимных параметров энергорайона, при переходных процессах с новыми параметрами PSS.

В четвертом разделе описан разработанный алгоритм по адаптивной настройке PSS с учетом изменения схемно-режимных параметров энергосистемы. Приведена структура WADS для идентификации и демпфирования опасных мод НЧК в ЕЭС Казахстана. Также, по результатам исследований, приводятся рекомендации для дополнения существующих нормативных документов по системе возбуждения в Республике Казахстан в части предъявления требований к корректной работе PSS.

В Приложениях приведены графики идентифицированных НЧК по системе WAMS, разработанная модель Алматинского энергоузла, результаты расчетов устойчивости и модального анализа, также представлен Акт внедрения в производственный процесс.

# 1 ОБЩЕЕ ПОНЯТИЕ УСТОЙЧИВОСТИ, КЛАССИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ. ОБЗОР СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ, АРВ И PSS В ЕЭС КАЗАХСТАНА.

## 1.1 Классификация устойчивости энергосистемы

Определению понятия устойчивости энергосистемы посвящено много исследований [1, 28, 29], из которых известно, что устойчивость является ключевым фактором обеспечения надежной передачи мощности по высоковольтным линиям электропередач (ЛЭП) при синхронном режиме работы генераторов. В целом можно сказать, что устойчивость – это состояние равновесия между противоположными силами, и механизм, который помогает поддерживать синхронизм связанных синхронных генераторов в энергосистеме – это восстанавливающие силы, действующие на ускорение или замедление генератора по отношению к другим генераторам. При этом, нарушение устойчивости может быть вызвано дисбалансом активной и реактивной мощностей, отключением оборудования - ЛЭП, генераторов, силовых трансформаторов и др.

В классической советской литературе, с середины XX века [28, 29], понятие устойчивости энергосистемы разделяют на статическую и динамическую.

*Под статической устойчивостью* понимается способность системы восстанавливать исходный режим, или очень близкий к исходному, после малого возмущения [28, 29].

*Под динамической устойчивостью* понимается способность системы восстанавливать исходное состояние, или очень близкий к исходному, после больших возмущений [28, 29].

При этом, в тоже время, в западной литературе [30] данное понятие динамической устойчивости разделяют на - *transient stability* в интервале изучения нескольких секунд и *dynamic stability* изучение, которого составляет до нескольких минут.

В дальнейшем, при усложнении структуры энергосистемы, данные понятия стали усложняться и расширяться. Соответственно, понятие устойчивости энергосистемы характеризуется и другими определениями, связанными с особенностями структуры электрических сетей.

Отличия, в толковании устойчивости в разных источниках [1, 28-30], объясняются отличием самих структур энергосистем. В ЕЭС Казахстана протяженные ЛЭП, имеют по концам межсистемных электрических связей концентрированную нагрузку и источники генерации. Для такой энергосистемы в аварийных ситуациях, преимущественно, характерна потеря статической устойчивости. В западных странах, к примеру в Европе, в основном преобладают короткие связи с распределенной генерацией, в том числе ВИЭ в центре нагрузок. Для таких энергосистем при аварийных событиях характерна потеря динамической и колебательной устойчивости. Обеспечение колебательной устойчивости для ЕЭС Казахстана становится все

более актуальным, т.к. это напрямую связано с увеличением количества ветряных (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС). Согласно плану МЭ РК «Энергетический баланс до 2035 года» [54] планирует ввод 6 700 МВт ВИЭ до 2035 года. Столь значительный ввод ВИЭ, повлияет на динамические свойства энергосистемы Казахстана, что приведет к увеличению амплитуды и длительности низкочастотных колебаний [10-12].

В литературе [1] приводится более широкое описание понятий устойчивости энергосистемы с разделением на классы и подклассы, представленные на рисунке 1.1.

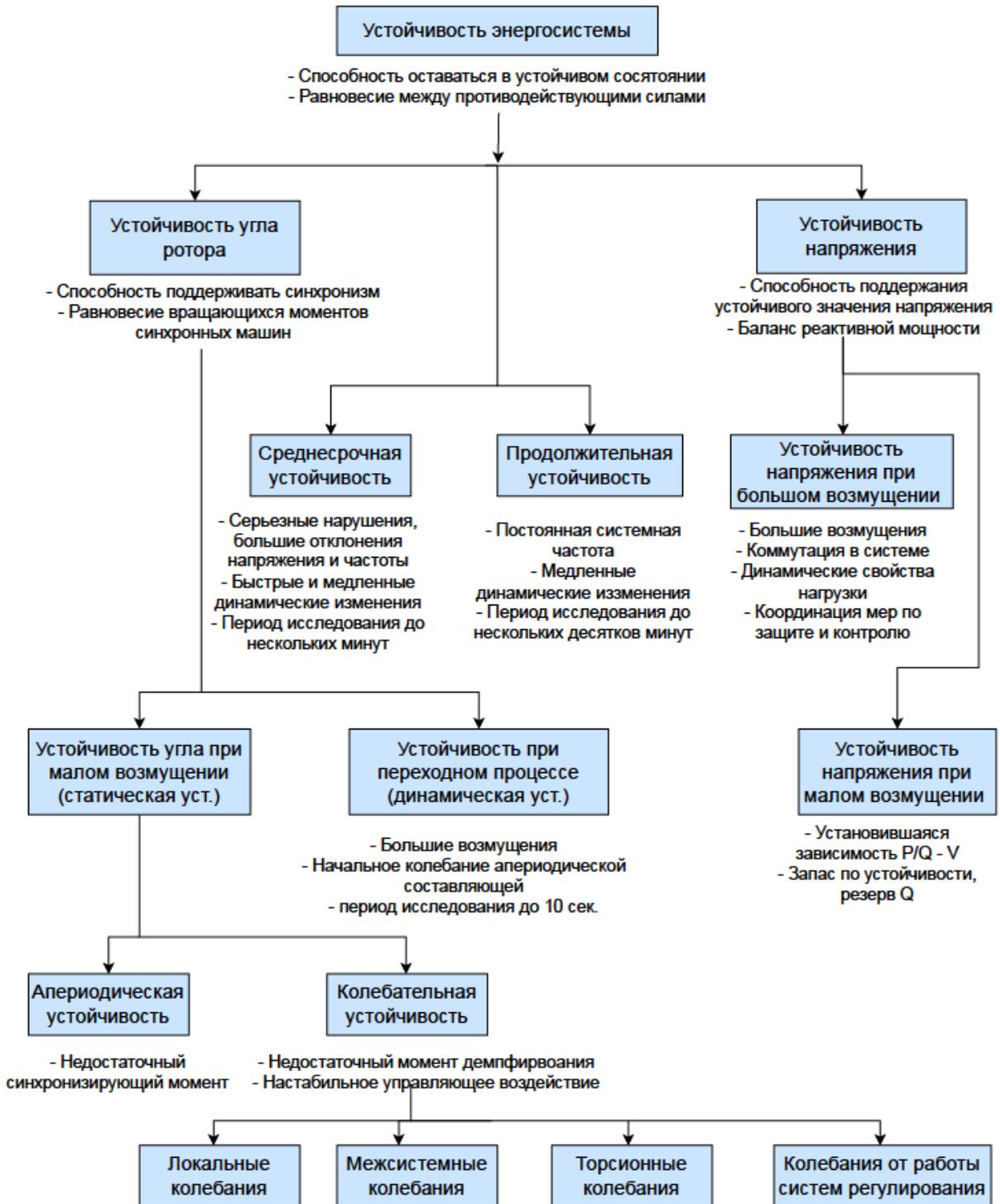


Рисунок 1.1 – Структура устойчивости энергосистемы

Как видно, из выше приведенной структуры, устойчивость энергосистемы разделяется на две большие составляющие - это устойчивость по углу и устойчивость по напряжению. Краткие понятия по ним следующие:

Устойчивость по углу – это способность синхронных машин, работающих в составе единой энергосистемы, оставаться в синхронизме. Исследование проблемы устойчивости по углу основано на электромеханических колебаниях, существующих в энергосистеме. Основным фокусом, в изучении данной проблемы, является поведение выходной мощности синхронного генератора при колебаниях ротора.

Устойчивость по напряжению – это способность энергосистемы поддерживать стабильное напряжение (в нормально допустимых пределах) во всех узлах системы в нормальных и послеаварийных режимах работы. Энергосистема переходит в неустойчивое состояние, когда возмущение, связанное с резким увеличением нагрузки или изменения иных режимных параметров, приводит к неконтролируемому падению напряжения. Основным фактором, приводящим к потере устойчивости по напряжению, является неспособность энергосистемы покрыть потребление реактивной мощности.

В рамках данной диссертационной работы исследуются низкочастотные колебания в энергосистеме, относящиеся к теме колебательной устойчивости, и соответственно - понятию устойчивости по углу. Далее детальнее приводятся основные понятия устойчивости по углу и колебательной устойчивости.

Направление по колебательной устойчивости необходимо исследовать по четырем направлениям: локальные колебания (низкочастотные колебания, протекающие между группой генераторов в пределах одной зоны), межсистемные колебания (низкочастотные колебания, протекающие по межсистемной связи между группами генераторов); торсионные колебания – (низкочастотные колебания на электростанциях, вследствие разности крутящихся моментов оборудования, размещенного на валу турбина-генератор) и колебания систем регулирования (низкочастотные колебания, возникающие, вследствие некорректной реакции систем управления на станциях и подстанциях) [78]. Далее в разделе 1.2. приводится более подробное описание низкочастотных колебаний.

Исследование электромеханических колебаний в энергосистеме необходимо начать с общих принципов устойчивости энергосистемы, а именно, уравнения движения генератора и передачи мощности от источника до потребителя.

Рассмотрим уравнение движения генератора, без автоматики регулирования [1, 28-30]:

$$T_J \frac{d\Delta\omega}{dt} = T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = M_T - M_{ЭЛ} \quad (1.1)$$

$$\frac{T_J}{\omega_{НОМ}} \frac{d\omega}{dt} = \frac{T_J}{\omega_{НОМ}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{ЭЛ} \quad (1.2)$$

где,  $T_J$  – коэффициент, определяющий инерцию ротора генератора;

$\Delta\omega$  – изменение угловой скорости относительно синхронной  $\omega_0$ ;

$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$  - ускорение генератора;

$\delta$  – угол сдвига ЭДС генератора по отношению к оси, вращающейся со скоростью  $\omega_0$ ;

$P_{ЭЛ}, M_{ЭЛ}$  – электромагнитная мощность и электромагнитный момент на валу ротора синхронного генератора (тормозящие движение);

$P_T, M_T$  – мощность и момент, развиваемые турбиной синхронного генератора (ускоряющие движение).

Далее, перейдем к уравнению электромагнитной мощности. Уравнение мощности турбины не будет рассматриваться, т.к. в системе выработки электроэнергии момент турбины, как правило имеет постоянное значение. При этом возможны небольшие отклонения мощности турбины, вследствие изменения давления пара и качества подаваемого топлива. А момент электрический (или мощность) в процессе генерации, наоборот, часто изменяется. Таким образом, необходимо понять факторы, влияющие на электрическую мощность. Далее приводится основная формула по передаче от мощности от источника генерации до потребителя:

$$P_{ЭЛ} = \frac{EU}{X_{ЭКВ}} \sin \delta = P_{МАХ} \sin \delta \quad (1.3)$$

где,  $E$  – ЭДС синхронного генератора,

$U$  – напряжения на приёмной стороне (потребитель),

$\delta$  – значение взаимного угла между источником и потреблением,

$X_{ЭКВ}$  – эквивалентное сопротивление, которое можно также записать:

$$X_{ЭКВ} = X_{Г} + X_{ТР1} + X_{Л} + X_{ТР2} \quad (1.4)$$

На рисунке 1.2 приведем графическое отображение элементов энергосистемы согласно вышеуказанному уравнению.



Рисунок 1.2 – Электрическая схема при передаче мощности



Рисунок 1.3 – Схема замещения сети

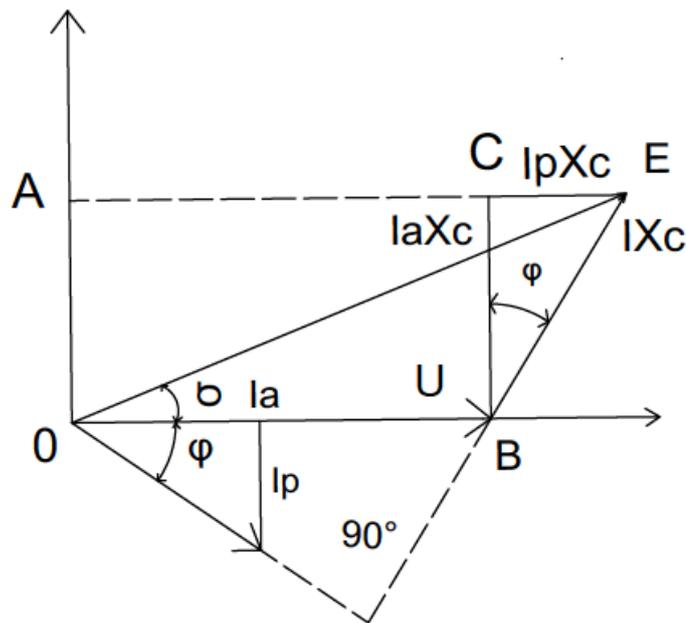


Рисунок 1.4 – Векторная диаграмма нормального режима работы генератора

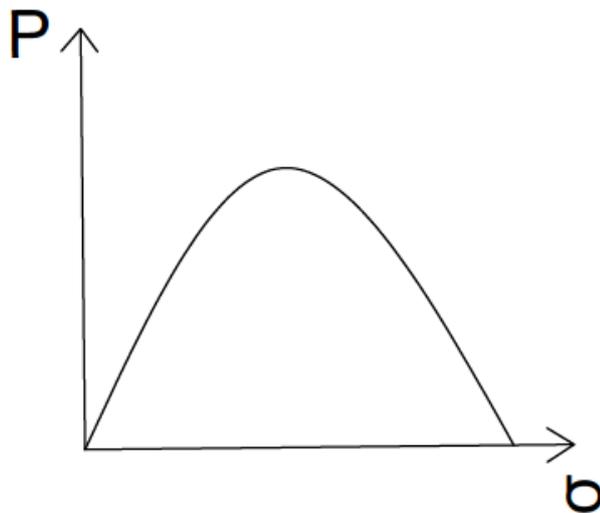


Рисунок 1.5 – Характеристика мощности генератора

Как видно из графика - с увеличением угла ( $\delta$ ) мощность ( $P$ ) сначала возрастает, но затем, достигнув максимального значения, начинает уменьшаться. Максимальная мощность достигается при значении угла  $90^\circ$ .

Из приведенного уравнения электромагнитной мощности следует, что на её изменение в нормальном режиме влияют  $U$  и  $X_{\text{ЭКВ}}$ , зависящие в большинстве своем не от работы синхронного генератора. Таким образом, ускоряющий момент на валу генератора, во многом зависит от напряжения и значения сопротивления в системе.

В энергосистеме изменение электромагнитного момента синхронного генератора, после возмущения, может рассматриваться как сумма двух составляющих [1]:

$$\Delta M_{\text{эл}} = M_c \Delta \delta + M_d \Delta \omega \quad (1.5)$$

где,  $M_c \Delta \delta$  – *момент синхронизирующий* - показывает изменение электромагнитного момента синфазно с угловым возмущением ротора -  $\Delta \delta$ ;

$M_c$  – коэффициент синхронизирующего момента.

$M_d \Delta \omega$  – *момент демпфирующий* - показывает изменение электромагнитного момента синфазно с отклонением скорости -  $\Delta \omega$ ;

$M_d$  – коэффициент демпфирующего момента.

Для устойчивости энергосистемы необходимо сохранение каждой составляющей по синхронному генератору, т.к. отсутствие достаточного *момента синхронизации* приведет к нарушению устойчивости при *апериодическом отклонении* угла ротора, а отсутствие достаточного *момента демпфирования* приведет к нарушению *колебательной устойчивости*.

Для наглядности отобразим указанные составляющие в графическом виде. На рисунке 1.6 графически отображено устойчивое состояние режима работы синхронного генератора при малом возмущении в системе с указанием составляющих электрического момента.



Рисунок 1.6 – Сохранение устойчивости при малом возмущении

Как видно из вышеприведенного графика, при положительном изменении синхронизирующего и демпфирующего моментов, режим работы устойчив. Далее, на рисунке 1.7, показано нарушение апериодической устойчивости при постоянном значении напряжения.

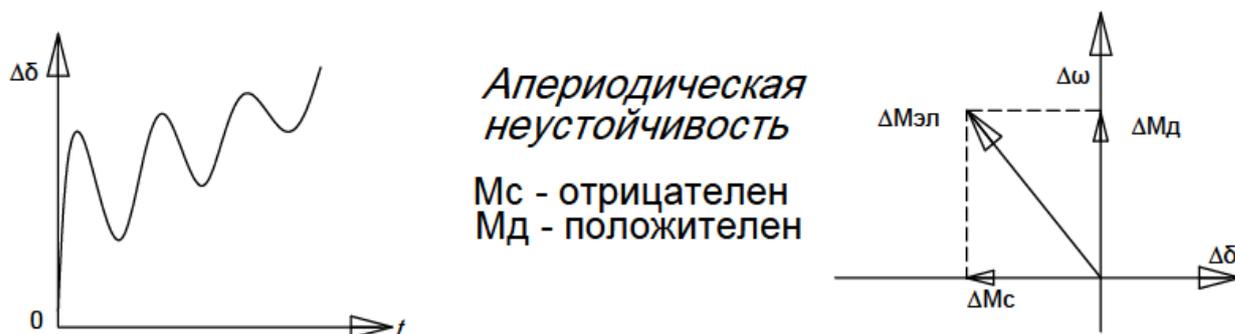


Рисунок 1.7 – Реакция генератора на малое возмущение при постоянном значении напряжения.

Согласно вышеприведенного графика, при отрицательном значении синхронизирующего момента и положительном значении демпфирующего момента, теряется апериодическая устойчивость.

График, отображающий нарушение колебательной устойчивости работы генератора при наличии системы возбуждения, представлен ниже на рисунке 1.8.

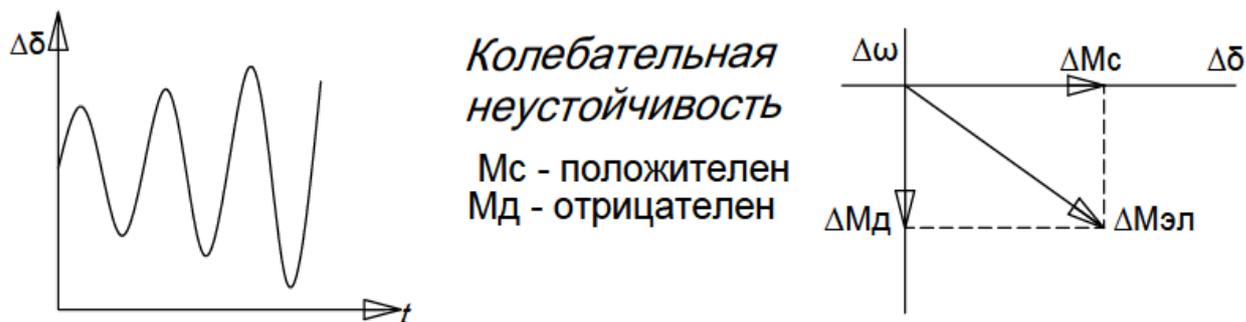


Рисунок 1.8 – Реакция генератора на малое возмущение с учетом системы возбуждения.

На вышеприведенном графике показана общая динамика нарушения колебательной неустойчивости. Нарушение связано с отрицательным изменением демпфирующего момента и положительным значением синхронизирующего момента.

## 1.2 Низкочастотные колебания (классификация, методы идентификации, влияние на устойчивость)

Низкочастотные колебания – это периодические электромеханические колебания мощности в электроэнергетической системе с частотой от 0,1 Гц до 4,0 Гц, возникающие в результате взаимных качаний роторов синхронных машин. Подобные колебания, также, называют синхронными качаниями мощности.

НЧК могут возникать в результате внезапного увеличения нагрузки, отключения крупного генератора или смены его режима работы. Как правило, после кратковременного возмущения в системе, по линиям электропередач наблюдаются НЧК мощности в течение длительного времени, значительно влияя на показатели режимной надежности. Также, причинами существования устойчивых НЧК, являются факторы, связанные с работой синхронных генераторов - механические колебания, изменение синхронной работы генератора или электростанции в системе, вследствие некорректной настройки АРВ и PSS системы возбуждения.

### 1.2.1 Классификация НЧК

Множеством исследований выявлено, что низкочастотные колебания в энергосистеме можно разделить на следующие основные группы [1]:

1) *Торсионные колебания.* Данные колебания имеют частотный диапазон от 0,2 до 2 Гц и возникают при колебаниях механических масс, расположенных на валу генератора. Данные НЧК неизбежны и допустимы при малых амплитудах колебаний.

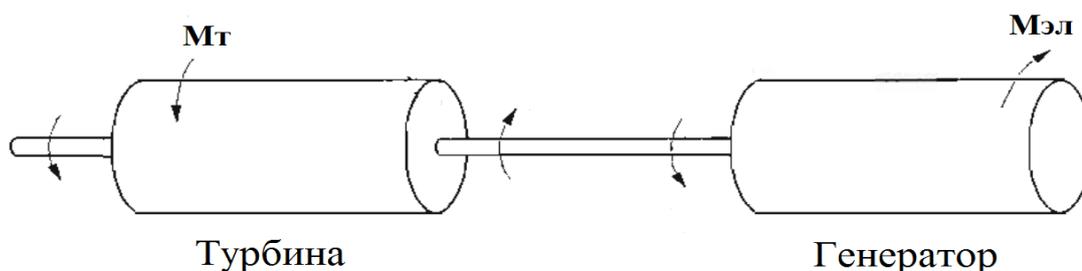


Рисунок. 1.9 – Вращение турбины и генератора на валу

2) *Локальные колебания.* Колебания имеют частотный диапазон от 0,7 до 4 Гц, возникают из-за изменения режима работы одного или нескольких синхронных генераторов на одной станции при изменении баланса мощности в системе. Данные НЧК, как правило, имеют малую амплитуду колебаний и не приводят к неустойчивой работе системы.

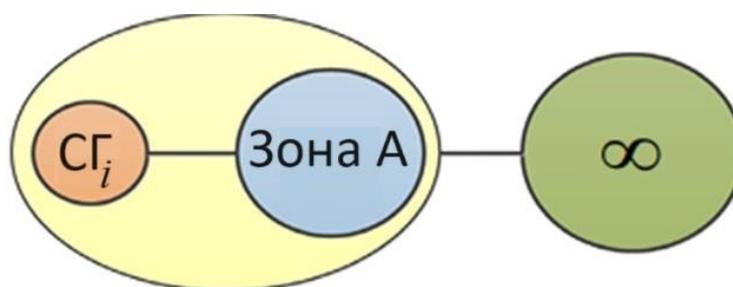


Рисунок 1.10 – Локальные НЧК в энергосистеме

3) *Межсистемные колебания мощности.* Данные колебания возникают при изменении режима работы самой станции в системе. Синхронный режим меняется - при возникновении значительных небалансов мощности в энергосистеме. Диапазон частот данных НЧК от 0,1 до 0,7 Гц, колебания имеют системный характер и большую амплитуду, могут привести к крупной системной аварии.

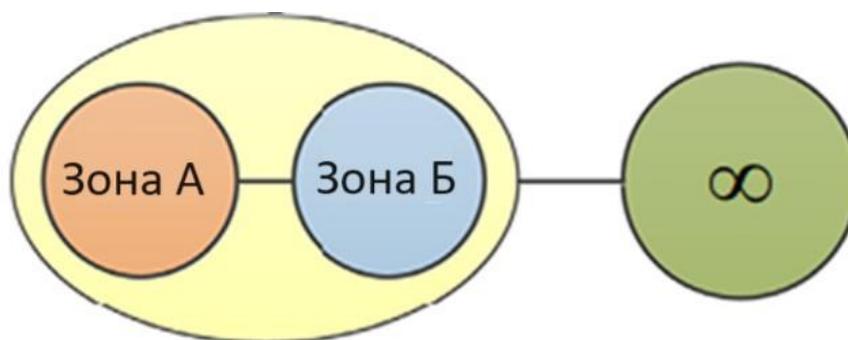


Рисунок 1.11 – Межсистемные НЧК в энергосистеме

4) *Инфранизкочастотные колебания мощности.* Данные колебания возникают вследствие с неманевренной работой тепловых станций при изменении потребления в энергосистеме, частота колебаний обычно 0,003 Гц.

При этом классификация низкочастотных колебаний по частотному диапазону не свидетельствует, что они друг друга исключают. НЧК мощности по синхронным генераторам на тепловых-, гидро-, газовых станциях, а также ВИЭ возникают в энергосистеме и накладываются друг на друга.

### **1.2.2 Анализ влияния НЧК на устойчивость системы**

Анализ зарегистрированных аварийных событий в энергосистемах разных стран показал, что наибольшее количество отключений энергосистем было вызвано колебаниями с частотами от 0,1 до 2 Гц. На основании анализа, по ранее выполненным работам, данные НЧК следует рассматривать как наиболее опасные. В исследовании [4] приведены: обзор имеющихся низкочастотных колебаний в энергосистемах, конкретный пример при простой схеме энергосистемы, а также опасные колебания, определенные в диапазоне частот 0,1-2,0 Гц. В работе [5] исследована природа электромеханических колебаний в энергосистемах, выделены локальные колебания с частотой от 0,7 до 2 Гц и межсистемные колебания от 0,1 до 0,8 Гц. Также, в данной работе, исследовано: влияние структуры энергосистемы, моделирование генератора, типа возбуждения, нагрузок системы и звена постоянного тока. В работе [6] дана классификация устойчивости, с определением опасных межрайонных колебаний с диапазоном частот 0,2-0,8 Гц. Еще представлено несколько зарегистрированных аварийных событий в континентальной Европе с наличием электромеханических колебаний. При этом мода с самой низкой частотой колебания имеет частоту 0,17 Гц и включает в себя работу генераторов в Турции, относительно генераторов в Испании и Португалии [31, 32].

Одна из первых крупных аварий, вызванных НЧК, была зафиксирована в Северной Америке в октябре 1964г. - во время испытаний по объединению Северо-Западной энергосистемы с Юго-Западной [33]. На межсистемной линии электропередачи наблюдалось колебание мощности с частотой 0,1 Гц. После этого чрезвычайного происшествия по всему миру было зарегистрировано множество инцидентов, связанных с НЧК в сетях электропередачи. Ниже приведены несколько примеров таких инцидентов в крупных энергосистемах:

1) В конце 1970-х - начале 1980-х годов, в энергосистеме Великобритании, были зафиксированы низкочастотные колебания мощности на межсистемной линии электропередачи, соединяющей Шотландию и Англию. Опыт эксплуатации показал, что эти колебания были вызваны большой протяженностью линии и ее высокой нагрузкой при передаче электроэнергии из Шотландии в Англию. Многочисленные измерения, проведенные с 1980 по 1985 г., показали, что колебания возникали, когда переток по ЛЭП достигал определенного уровня, и частота колебаний мощности составляла 0,5 Гц [34].

2) Впервые, в энергосистеме Тайваня, НЧК были зафиксированы в конце XX века. НЧК, как правило, наблюдались при высокой нагрузке протяженных

ЛЭП. Демпфирование НЧК и повышение колебательной устойчивости, было достигнуто за счет установки устройств PSS на синхронных генераторах [35].

3) Системная авария в западной энергосистеме Северной Америки произошла 10 августа 1996г. В результате аварии 9 миллионов потребителей остались без электричества более чем на 7 часов. Было установлено, что причиной, такой масштабной аварии стали, НЧК с частотой от 0,2 до 0,3 Гц. Вначале отключилась протяженная загруженная ВЛ-500кВ, далее авария быстро распространилась с отключением соседних ЛЭП и некоторых генераторов. В конечном итоге произошла системная авария с разделением западной энергосистемы на четыре изолированные зоны [36].

4) В энергосистеме Казахстана 29 сентября 2014 г. при высокой нагрузке ЛЭП и некорректной работе настройки параметров АРВ на электростанциях, произошла системная авария, в результате которой произошло выделение Восточного региона на изолированную работу. По заключению специалистов, при предельном перетоке 300 МВт по ВЛ 220 кВ «Шульбинская ГЭС – ПС-18», причиной аварии явились слабо демпфированные НЧК по ЛЭП связи между северным и восточным регионом энергосистемы Казахстана.

Также, летом 2023года, по протяженному транзиту 220кВ - между Атырауским и Мангистауским энергоузлами наблюдались низкочастотные колебания (синхронные качания), вызванные некорректной реакцией автоматики системы возбуждения на аварийные ситуации в электрических сетях.

Таким образом, можно заключить, что описанные аварийные события [4-6, 31-36], вызванные НЧК, привели к значительным отключениям потребителей в энергосистемах по всему миру и снижению пропускной способности линий электропередачи. Отключения потребителей и ограничение пропускной способности линий всегда приводят к негативным социальным и экономическим последствиям. Вместе с этим, анализ возникновения аварийных ситуаций показал, что причинами являлась неправильная реакция системы возбуждения генераторов электрических станций на возникающие возмущения в системе, ввиду некорректной настройки параметров АРВ и PSS.

### **1.2.3 Модальный анализ. Основной критерий оценки колебательной устойчивости.**

Расчеты колебательной устойчивости необходимо проводить для уточнения диапазона допустимых режимов и определения эффективных мер по предотвращению нарушения колебательной устойчивости, с использованием методов анализа собственных значений. В данной диссертационной работе целью исследования является разработка адаптивного алгоритма - для обеспечения колебательной устойчивости

энергосистемы - путем демпфирования опасных мод НЧК в условиях особенности структуры ЕЭС Казахстана.

Для анализа опасных мод НЧК был использован модальный анализ, с помощью которого возможно более качественно изучить свойства динамических систем в частотном диапазоне. Применение модального анализа позволяет изучать устойчивость моделей энергосистем относительно малых возмущений, который основан на вычислении спектра динамической матрицы  $A$ , или же множества ее собственных значений  $\lambda_i$ .

$$\Lambda(A) = \{\lambda_i: \det(\lambda_i I_N - A) = 0, i = \overline{1, N}\} \quad (1.6)$$

где,  $I_N$  обозначает единичную матрицу размерности  $N \times N$ . Собственные числа определяют частоты колебаний и коэффициенты демпфирования мод, показывающие динамику поведения линейной системы.

В случае, если все собственные значения  $\lambda_i$ ,  $i = \overline{1, N}$  имеют отрицательные действительные части, т.е.

$$R_e \lambda_i < 0, i = \overline{1, N} \quad (1.7)$$

То моды НЧК хорошо демпфируются и, соответственно, энергосистема является относительно устойчивой. Качественные показатели демпфирования НЧК приводятся далее.

Таким образом, одним из основных показателей устойчивости системы является положение корней характеристического уравнения (собственного значения  $\lambda$ ) на  $s$ -плоскости [1, 37-39]. Оценка влияния режима НЧК на устойчивость энергосистемы - методом анализа собственных значений, может быть сделана путем проведения модального анализа [40]. Исходя из модального анализа, принимается, что низкочастотные колебания с отрицательным значением коэффициента демпфирования являются источником неустойчивости энергосистемы, а режимы ниже 5% представляют угрозу для устойчивости системы. Моды в диапазоне от 5 до 10 % также нуждаются в контроле [39]. Соответственно, эти критерии были применены при анализе результатов моделирования для выявления опасных режимов НЧК в системе. Границы на плоскости для собственного значения режимов НЧК, разделяющие их на опасные или безопасные для устойчивости энергосистемы, и режимы, на которые стоит обратить внимание, показаны на рисунке 1.12.



Рисунок 1.12 – Расположение корней характеристического уравнения на s-плоскости

Действительный компонент собственного значения показывает затухание, а мнимый компонент частоту колебаний. Отрицательная реальная часть представляет затухающее колебание, а положительная часть - возрастающее колебание. Соответственно, эта пара собственных значений ( $\lambda$ ) выражается как:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_{di}, \quad (1.8)$$

где,  $\sigma$  – коэффициент затухания,  
 $j\omega_{di}$  – частота колебаний,  
 Частота колебаний в Гц:  $f = \omega / 2\pi$ .

Это соответствует фактической или затухающей частоте. Для анализа данных в реальном времени важно знать коэффициент демпфирования ( $\zeta$ ), который рассчитывается из выражения:

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_{di}^2}}, \quad (1.9)$$

Коэффициент демпфирования ( $\zeta$ ) определяет скорость затухания амплитуды колебаний.

При этом, для оценки степени нарастания НЧК, которые могут привести к потере колебательной устойчивости, используется метод гармонического анализа. НЧК, возникающие при возмущениях в энергосистеме, можно представить в виде линейной системы второго порядка. Для одной колебательной моды это выражение имеет следующий вид:

$$f(t) = \omega_n^2 + 2\zeta\omega_n \frac{dx}{dt} + \frac{d^2x}{dt^2} \quad (1.10)$$

где,  $\zeta$  – коэффициент демпфирования;  
 $\omega_n$  – натуральная частота колебаний (частоты).

Также важным показателем коэффициента затухания низкочастотных колебаний является время затухания ( $T_a$ ) - время, за которое максимальная амплитуда колебания уменьшается до 36,7 % ( $1/e$ ) от начального значения (рисунок 1.13).

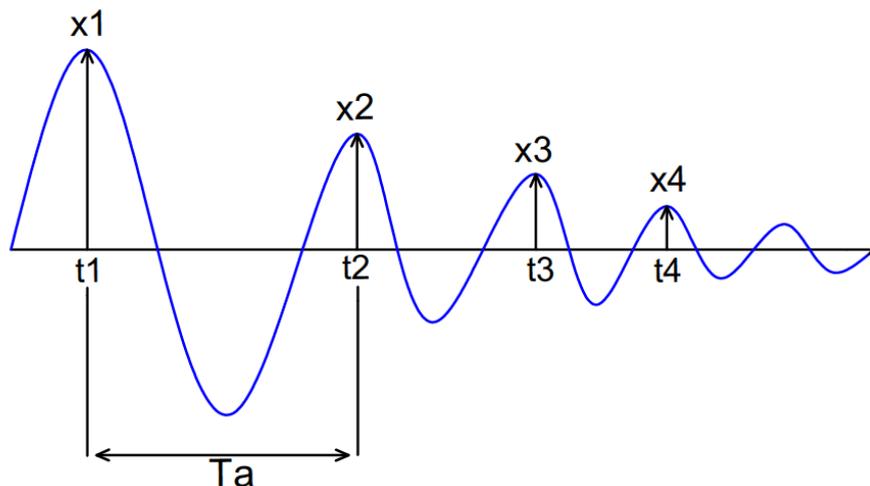


Рисунок 1.13 – Поведение колебаний в системе (затухающее колебание)

Приведенный график показывает затухающее колебание, где амплитуда каждого последующего пика меньше предыдущего на  $1/3$  или 36,7 %.

### 1.3 Анализ существующих систем возбуждения, АРВ и PSS синхронных генераторов, в частности на ЭС Казахстана

На сегодняшний день, на крупных электростанциях ЕЭС Казахстана, система возбуждения оборудована автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) - для поддержания напряжения на требуемом уровне в переходных процессах и, корректирующим звеном - системным стабилизатором (PSS) для демпфирования электромеханических колебаний. Исходно система возбуждения является основным элементом для устойчивой работы как синхронного генератора и энергосистемы, на основе получения задания от АРВ, PSS или ручного управления на ЭС. При этом, установка современных АРВ и PSS не решает в полной мере проблему демпфирования низкочастотных колебаний, также необходимо выполнить корректную настройку параметров АРВ и PSS для достаточного демпфирования колебаний исходя из района подключения электростанции к электрическим сетям.

При изменении схемно-режимной ситуации и получения входного

сигнала по значению  $U$  и  $P$  (или  $\omega$ ,  $f$ ) выполняются расчеты уставок АРВ и PSS и далее выходной сигнал направляется в виде задания на систему возбуждения. При правильном задании СВ должна обеспечивать следующие режимы работы генератора:

- Начальное возбуждение и режим холостого хода (х.х.);
- Включение в сеть любым методом синхронизации;
- Работу в энергосистеме, определяемую диаграммой мощности;
- Автоматическое ограничение минимального возбуждения;
- Допустимые по тех. условиям генератора перегрузки;
- Форсирование возбуждения, развозбуждение при переходных и аварийных режимах работы;
- Автоматический запрет форсировки возбуждения при определенных неисправностях вращающегося выпрямителя;
- Гашение поля генератора, нормальные и аварийные остановы.

При анализе данных определено, что на электростанциях ЕЭС Казахстана имеется большая разнотипность систем возбуждения и АРВ, которые были устанавливаемые в течение 50 лет. В зависимости от года ввода и мощности синхронных генераторов - установлены следующие типы СВ:

- Электромашинная;
- Комбинированная вентильная система;
- Высокочастотная диодная (генераторы индукторного типа с выпрямительным устройством);
- Статическая полупроводниковая система с высокочастотным возбудителем и силовым компаундированием;
- Независимое тиристорное возбуждение;

Регулировочная способность указанных СВ отлична друг от друга. Основные отличия заключаются в форсировочной способности и демпфировании электромеханических колебаний [41].

Как сказано выше, на электростанциях ЕЭС Казахстана имеются разные типы системы возбуждения, автоматики АРВ и PSS. В рамках грантовой программы «Консорциумы производственного сектора», Подпроекта № АРР-РSC-I-17/006Р «Технологическая модернизация и инновационное развитие энергетической отрасли Казахстана», по направлению «Исследование эффективности настроек АРВ системных электрических станций для обеспечения статической и динамической устойчивости МЭС 500-220 кВ НЭС Казахстана», автором был выполнен обезд и анализ систем АРВ и PSS на системообразующих электрических станциях ЕЭС Казахстана. Обследование выполнено по Мойнакской ГЭС и Алматинской ТЭЦ-2. Также проведен анализ технической документации по системам возбуждения генераторов Экибастузской ГРЭС-1, Экибастузской ГРЭС-2, Аксуской ЭС АО «ЕЭК», Жамбылской ГРЭС, Алматинской ТЭЦ-2 и Карагандинской ГРЭС-2, а также на ГЭСах Бухтарминская, Шульбинская и Усть-Каменогорская. Тип генераторного оборудования приведен в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Типы СВ, АРВ на электростанциях ЕЭС Казахстана

№ п/п	Электростанция	Мощность, МВт	Блок/генератор	Тип возбудителя	Тип АРВ	Наличие PSS
1	ЭГРЭС-1	3500	ТГ-2	-	AVR-3МТК	нет
			ТГ-3,4,5,6,7,8	-	АС 800РЕС	Нет
2	ЭГРЭС-2	1000	Блок-1	WGSY-38	RC-18	Нет
			Блок-2	WGSY-38	RC-18	Нет
3	ЕЭК	2510	ТГ-1,2,6	-	UNITROL 5000 Тип ST5B,	системный стабилизатор - PSS2B
			ТГ-4	Тиристорное самовозбуждение с ПТ двухгрупповая ВТС	АРВ-СД-02-1-У4	Нет
			ТГ-7	Тиристорная независимая двухгрупповая ВТН	АРВ-СД-02-1	Нет
			ТГ-8	Тиристорная независимая двухгрупповая ВТН	АРВ-СД-02-1-У4	Нет
4	ЖГРЭС	1230	Блок 1,2,3,4,5,6 ТГВ-200	ВТС (возбудитель тиристорный) - Уралэлектротяжмаш	АРВ-СД-02-1-У4	Нет
5	Кар.ГРЭС-2	613	ТГ-1	СТСН-2П-350-1000-2,5 УХЛ4	AVR-2М	Нет
			ТГ-3	ВТ-450-3000	ЭПА-305	Нет
			ТГ-4	ВТ-450-3000	ЭПА-305	Нет
			ТГ-5	ВТ-450-3000	ЭПА-305	Нет
			ТГ-6	СТС-2П-310-1900-2,5 УХЛ4	AVR-2М	Нет
			ТГ-7	ВТ-450-3000	ЭПА-305	Нет
			ТГ-8	ВТ-450-3000	ЭПА-305	Нет
6	БГЭС	675	Г – 1,2,3,4,5,6,7,8,9	СТСГМП2-350-1400-2,5, завод СКБ ЭЦМ	-	Нет
7	УКГЭС	331,2	Г – 1,2,34	Unitrol 6800	UNITROL 6000 Тип ST5B,	системный стабилизатор -PSS2B
8	ШГЭС	702	Блок-1	Unitrol 6800	UNITROL 6000ST5B,	системный стабилизатор - PSS2B
9	Алм. ТЭЦ - 2	510	Блок-1,2,3,4	-	ЭПА-305	
			Блок-5,6	-	UNITROL 6000	системный стабилизатор - PSS2B
10	Мойнакская ГЭС	300	Блок-1,2	Тиристорная СВ		системный стабилизатор - PSS2A

Данная таблица показывает, что на генераторах электрических станций ЕЭС Казахстана - установлены разные типы систем возбуждения: АРВ пропорционального действия, сильного действия, а также зарубежные системы типа Unitrol с системным стабилизатором PSS. Вместе с этим, необходимо отметить, что на станциях ЕЭС Казахстана увеличивается количество систем возбуждения с типом PSS, в частности в Западной зоне. В

[73] приведен анализ моделирования электрических процессов, с учетом действующих регуляторов APB и PSS, на электростанциях Западного энергоузла ЕЭС Казахстана.

На генераторах электрических станций в ЕЭС Казахстана установлены следующие типы систем возбуждения:

- Электромашинная;
- Комбинированная вентильная система;
- Высокочастотная диодная (генераторы индукторного типа с выпрямительным устройством);
- Статическая полупроводниковая система с высокочастотным возбудителем и силовым компаундированием;
- Независимое тиристорное возбуждение.

Регулировочная способность (указанных типов СВ) отличаются друг от друга по скорости форсировки и демпфированию электромеханических колебаний, в соответствии с принципами исполнения APB-ПД, APB-СД и PSS [41].

Важным выводом из анализа действующих СВ - на электрических станциях ЕЭС Казахстана - является то, что автоматика СВ по-разному реагируют на возмущения, определенные разработанными законами регулирования по поддержанию напряжения и демпфированию колебаний мощности. Разные законы регулирования, параметры настройки APB и PSS, и соответственно, скорость реакции системы возбуждения влияют как дополнительные факторы на существование низкочастотных колебаний. И экспериментальные наблюдения НЧК по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана, полученные по данным WAMS, являются тому подтверждением. Таким образом: необходимо тщательно рассматривать вопрос настройки параметров PSS - на ЭС Казахстана - для демпфирования НЧК.

### **1.3.1 Законы регулирования APB**

Перед тем, как описать работу, автоматики регулирования СВ, укрупненно охарактеризуем физические процессы, приводящие к появлению и существованию электромеханических колебаний в энергосистеме. При этом, необходимо разделять механическую и электрическую часть энергосистемы, т.к. в них происходят разные физические процессы. Структура цикла генерации, передачи и потребления электроэнергии с соответствующей автоматикой представлена на рисунке 1.14.

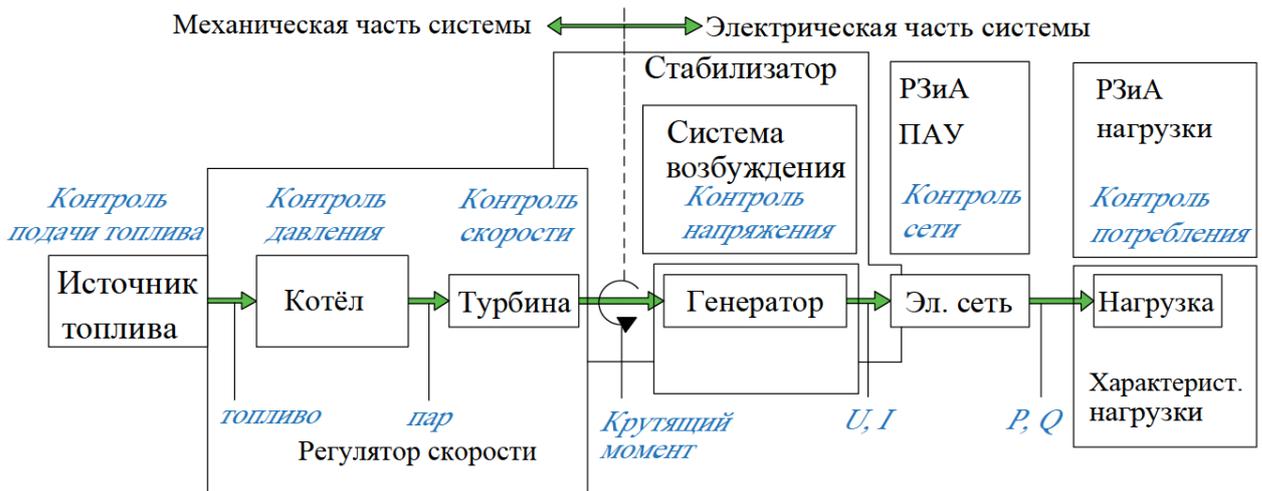


Рисунок 1.14. – Структура полного цикла производства и потребления электроэнергии

Как видно из, выше приведенной, структуры: при генерации, передачи и потреблении электроэнергии - имеется несколько основных компонентов и всем элементам необходимы свои системы контроля и регулирования. В первую очередь контролируется подаваемое топливо, во вторую очередь контролируется давление в котле, затем контролируется скорость вращения турбины, при ее отклонении от требуемого значения необходимо менять подачу пара для поддержания требуемого значения скорости. Далее, начиная с генератора, переходим к электрической части системы. У генераторов на электростанциях имеется множество дополнительных элементов для его корректной работы. Основным из них является система возбуждения. Система возбуждения может работать при ручном регулировании или автоматическом. На текущий момент СВ, у большинства системных генераторов, работают в автоматическом режиме, в который входят АРВ и PSS. После электростанции электроэнергия передаётся по ЛЭП, где установлена релейная защита (РЗА) и противоаварийная автоматика (ПА) со своими настройками для сохранения надежности сети. После этапа передачи электроэнергии у потребителей также имеются устройства РЗА для защиты электрооборудования. Далее перейдем к детализации работы системы возбуждения и стабилизатора генератора.

В уравнениях движения генератора (формулы 1.1 и 1.2) указаны основные составляющие, определяющие устойчивость энергосистемы. Как правило, момент турбины не меняется, и вероятны небольшие отклонения из-за качества топлива; а электрический момент, наоборот, изменяется постоянно - по причине изменения схемно-режимных параметров в системе. Таким образом, далее, рассматривается электрическая составляющая энергосистемы.

Запишем простейшую формулу электромагнитной мощности:

$$P_{эл}^* = \frac{EU}{x} \sin \delta = P_{MAX} \sin \delta \quad (1.11)$$

Из данного уравнения следует, что на изменение значения электромагнитной мощности (в рабочем режиме) могут повлиять  $U$ ,  $x$ , зависящие в большинстве своем от внешних факторов. Следовательно, ускоряющий момент на валу генератора во многом зависит от напряжения и значения сопротивления в системе. Значит, необходимо всегда поддерживать уровень напряжения и электромеханические колебания - в допустимых пределах.

Автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов является одним из важных средств комплекса системной автоматики, обеспечивающих повышение устойчивости параллельной работы электрических станций. Устройства автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов путем воздействия на ток возбуждения машин поддерживают напряжение в энергетической системе по заданной характеристике; при снижениях напряжения токи возбуждения синхронных машин увеличиваются до максимальных значений, определяемых конструкциями возбудителей.

На рисунке 1.15 показана функциональная схема обратной связи управления системы возбуждения, с указанием PSS.

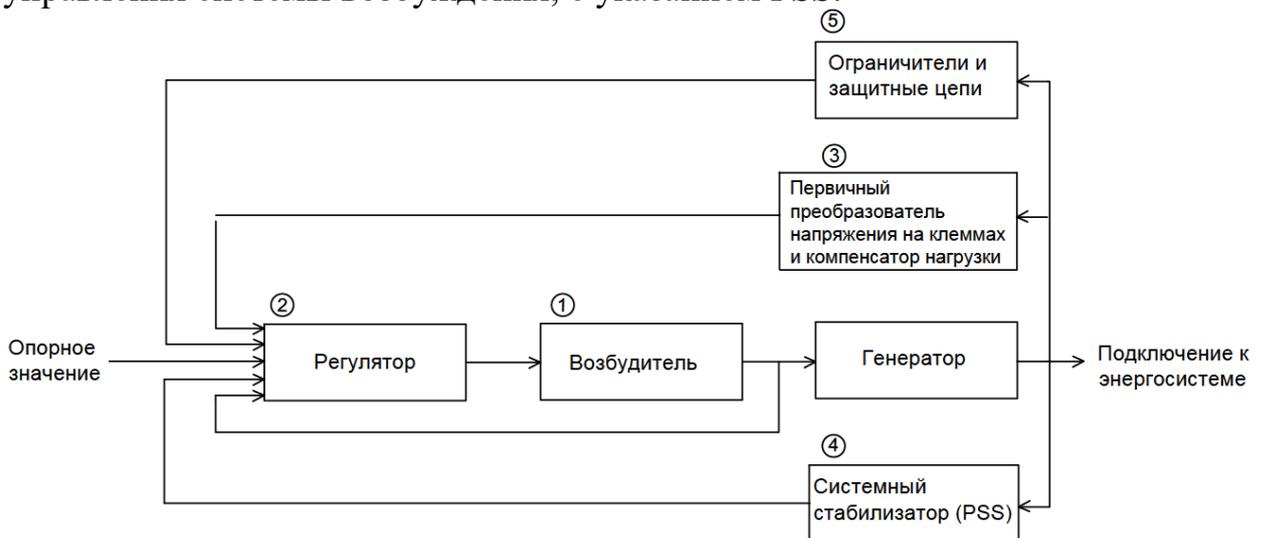


Рисунок 1.15 – Функциональная схема управления системы возбуждения совместно с PSS

Далее приводится краткое описание блоков системы возбуждения синхронного генератора:

**1) Возбудитель.** Обеспечивает питание обмотки возбуждения синхронной машины, представляя собой силовую систему возбуждения. Систему возбуждения, укрупненно, можно классифицировать на три вида: СВ на постоянном токе, СВ на переменном токе и статическая тиристорная СВ.

**2) Регулятор (АРВ).** Обрабатывает и усиливает входные сигналы управления до уровня и формы, подходящих для управления возбудителем. Основная функция АРВ – поддержание напряжения на номинальном уровне, за счет форсировки возбуждения.

**3) Первичный преобразователь напряжения на клеммах и компенсатор нагрузки.** Измеряет напряжение на клеммах генератора, выпрямляет и фильтрует его по величине, и сравнивает с эталонным напряжением на клеммах. Кроме того, может быть предусмотрена компенсация нагрузки (или падения напряжения в сети, или реактивной мощности), если желательно поддерживать постоянное напряжение в некоторой точке, электрически удаленной от клеммы генератора.

**4) Системный стабилизатор энергосистемы (PSS).** Обеспечивает демпфирование колебаний мощности в энергосистеме за счет дополнительного сигнала для системы возбуждения. При этом для PSS входными сигналами являются отклонение активной мощности, частоты или отклонение скорости вращения ротора.

**5) Ограничители и защитные цепи.** Они включают в себя широкий набор управляющих и защитных функций, которые гарантируют, что различные пределы системы возбудителя и синхронного генератора не будут превышены. Часто используемые функции: ограничитель тока возбуждения, ограничитель максимального возбуждения, ограничитель напряжения на клеммах, ограничитель по недовозбуждению и др. Обычно, указанные функции — это отдельные цепи, и их выходные сигналы могут подаваться на систему возбуждения в различных местах в качестве суммирующего или управляющего входа.

Необходимо четко разделять функции работы АРВ и PSS между собой. Укрупненно разделение функций можно описать в следующем виде:

1) АРВ синхронных генераторов выполняет функцию обеспечения заданного напряжения на шинах станции и, соответственно в сети, а также повышение устойчивости параллельной работы генераторов при аварийных возмущениях. Также укрупненно АРВ можно разделить на два типа:

- АРВ пропорционального действия;
- АРВ сильного действия.

АРВ пропорционального работает при отклонении напряжения, от заданного значения на выводах генератора, с дальнейшим пропорциональным изменением тока возбуждения.

АРВ сильного действия работает за счет регулирования возбуждения при отклонении напряжения, а также по производным тока, напряжения и частоты, выбираемых в определенных соотношениях.

2) Системные стабилизаторы (PSS) используются в составе системы возбуждения для демпфирования низкочастотных колебаний (синхронных качаний). Обычно PSS настраивается для демпфирования НЧК в диапазоне частот от 0,1 до 4,0 Гц. Эффективность демпфирования НЧК, во многом, зависит от корректности настройки параметров PSS в условиях загрузки транзитов и интеграции переменной генерации ВИЭ. Существует классический и адаптивный методы настройки PSS.

В связи с изменением структуры сети, модернизации систем возбуждения, а также замены регуляторов возбуждения предыдущих

поколений на цифровые регуляторы на базе микропроцессорной техники, ставится задача выбора новых настроек регуляторов возбуждения, обеспечивающих эффективное демпфирование электромеханических колебаний. Неправильная настройка приводит к ускоренному износу основного генерирующего оборудования электростанций, поскольку длительная эксплуатация генерирующего оборудования, в условиях стационарных незатухающих электромеханических колебаний турбин и генераторов, является одной из причин возникновения и развития поперечных усталостных трещин валов турбин и генераторов и, других негативных воздействий на оборудования [41].

Как упоминалось ранее - на электростанциях ЕЭС Казахстана - имеется большая разнотипность автоматики системы возбуждения, что влияет на отличие в работе синхронных генераторов в переходных и квазистационарных режимах из-за разных законов регулирования. Далее описаны основные положения по работе АРВ и PSS.

**АРВ пропорционального действия.**

АРВ пропорционального действия (АРВ-ПД), как правило, устанавливаются на генераторах мощностью до 60 МВт и осуществляют регулирование возбуждения по отклонению напряжения  $\Delta U$  - путем форсировки тока возбуждения при значительной просадке или увеличения напряжения на шинах станции. В энергосистеме Казахстана АРВ-ПД установлены на многих ЭС, включая Ал.ТЭЦ-1, Ал.ТЭЦ-2 (блоки 1-4), Ал.ТЭЦ-3 и Карагандинскую ГРЭС-2.

Закон регулирования регуляторов пропорционального действия:

$$\Delta I_f = k \cdot \Delta U, \tag{1.12}$$

где,  $\Delta I_f$  – изменение тока возбуждения генератора;  
 $k$  – коэффициент пропорциональности.

Блок-схема обратной связи в системе регулирования с АРВ пропорционального действия приведена на рисунке 1.16.

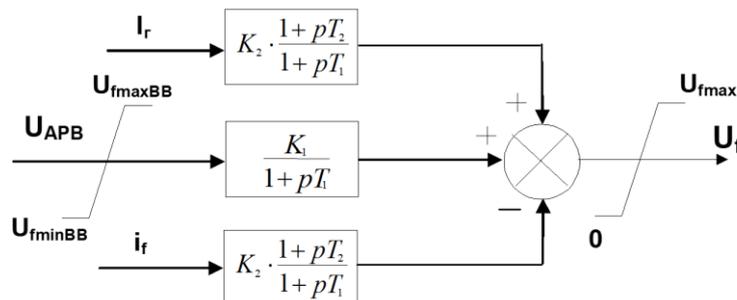


Рисунок 1.16 – Передаточная функция АРВ-ПД

Схема управления АРВ-ПД включает в себя входные значения по напряжению и току, усилитель АРВ, а также функцию минимального и максимального выходного сигнала.

**АРВ сильного действия.**

АРВ сильного действия, как правило, устанавливают на крупных блоках электростанций и реагируют, не только, на отклонение напряжения  $\Delta U$ , но и на скорость отклонения  $I_p', U', f'$ . В энергосистеме Казахстана, данного типа АРВ в основном установлены на электростанциях с мощностью генераторов более 60МВт, включая Экибастузские ГРЭС, Ермаковскую ЭС, Капчагайской ГЭС и Ал.ТЭЦ-2 (блоки 5,6).

Основной закон регулирования АРВ-СД:

$$\Delta I_f = k_1 \cdot \Delta U + k_2 \cdot \Delta f + k_3 \cdot U' + k_4 \cdot \Delta f' + k_5 \cdot \Delta I_p', \quad (1.13)$$

- где,  $\Delta I_f$  – изменение тока возбуждения;
- $\Delta U$  – отклонение напряжения от заданного значения;
- $U'$  – скорость изменения напряжения;
- $\Delta f$  – отклонение частоты на выводах статора от заданного значения;
- $\Delta f'$  – скорость изменения частоты на выводах статора;
- $\Delta I_p'$  – скорость изменения тока ротора;
- $k_i$  – коэффициенты пропорциональности.

Блок-схема обратной связи в системе регулирования АРВ-СД приведена на рисунке 1.17.

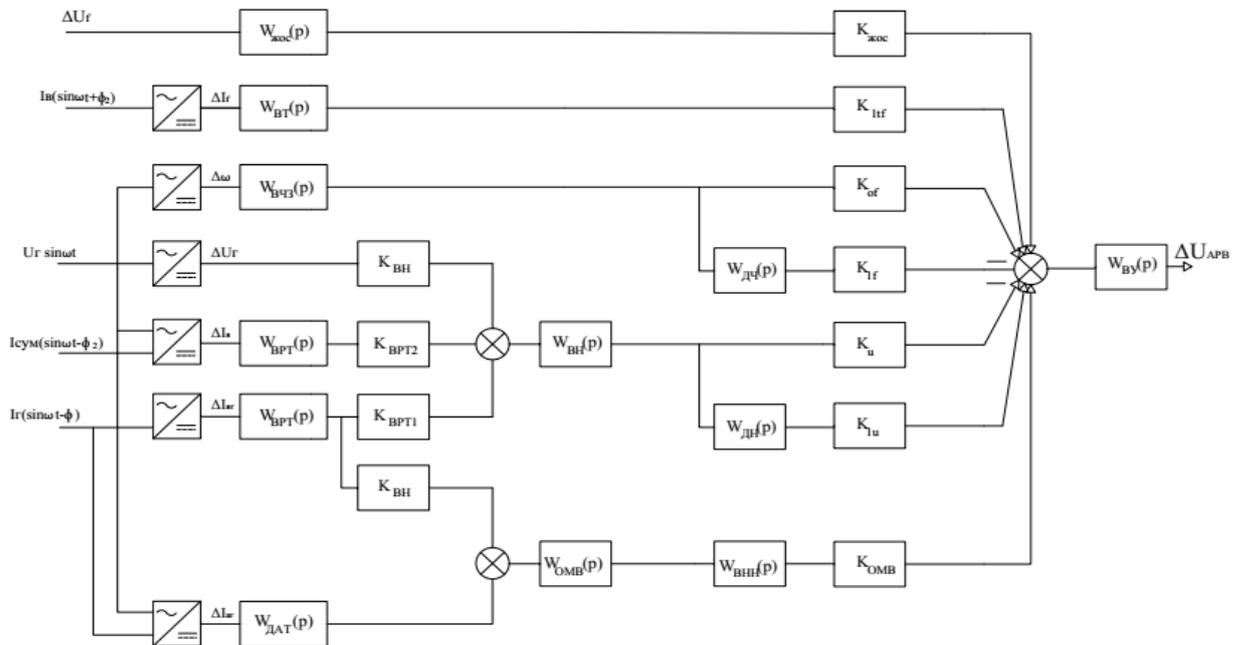


Рисунок 1.17 – Передаточная функция АРВ-СД

Схема управления АРВ-СД включает, помимо входных значений по

напряжению и току, также показатель частоты. Далее включает в себя значения усилителя АРВ по напряжению и частоте, общий сумматор и также функцию минимального и максимального выходного сигнала.

### 1.3.2 Общие принципы работы системного стабилизатора – PSS.

Применение дополнительного сигнала (в системе возбуждения синхронного генератора) способствует демпфированию нежелательных колебаний мощности. При этом, ввод такой автоматики не требует значительных финансовых вложений, и вместе с тем прост в реализации.

Системный стабилизатор, или по-другому PSS, является дополнительным устройством в комплексе системы возбуждения: для демпфирования колебаний и повышения устойчивости при передаче мощности по дальним линиям электропередач. Аналогом в какой-то степени может быть АРВ сильного действия. При этом можно настраивать параметры PSS классическим методом и адаптивным. Расположение PSS в системе управления генератором, а также его входные и выходные сигналы показаны на рисунке 1.18

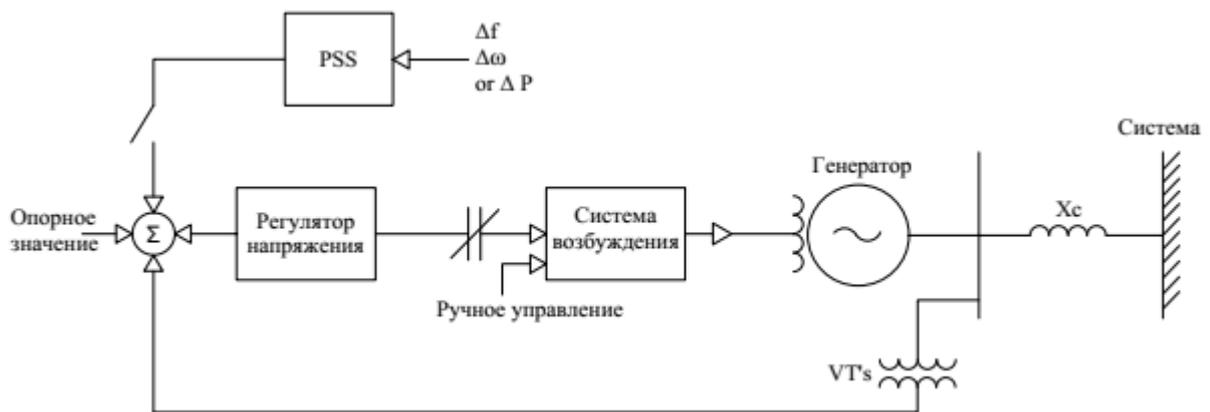


Рисунок 1.18 – Структура управления синхронным генератором

Рассмотрим общие принципы работы PSS по изменению значения активной мощности. Следующее уравнение показывает связь сигнала от скорости ротора:

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{M} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad (1.14)$$

где,  $\Delta\omega_{eq}$  = производное или эквивалентное отклонение скорости;

$M$  = постоянная инерции, 2Н;

$\Delta P_m$  = изменение выходной механической мощности;

$\Delta P_e$  = изменение выходной электрической мощности.

Интеграл механической мощности связан со скоростью вала и электрической мощностью следующим образом:

$$\int \Delta P_m dt = M\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad (1.15)$$

Общая передаточная функция, для получения эквивалентного сигнала отклонения частоты вращения ротора от частоты вращения вала и изменения электрической мощности, задается следующим образом:

$$\Delta\omega_{eq}(s) = -\frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + G(s) \left[ \frac{\Delta P_e(s)}{Ms} + \Delta\omega(s) \right] \quad (1.16)$$

где,  $G(s)$  передаточная функция торсионного фильтра.

Блок-схема реализации PSS показана на рисунке 1.19.

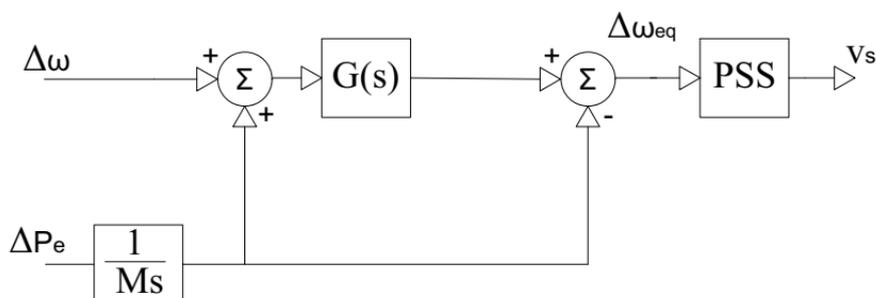


Рисунок 1.19 – Передаточная функция PSS

где,  $\omega_0$  = базовая частота, рад/с  
 $M$  = постоянная инерции =  $2H$   
 $s = d/dt$

Таким образом, параметры PSS и других элементов системы возбуждения должны всегда определяться с целью повышения общей устойчивости системы. В частности, при проектировании PSS системы возбуждения генератора ставятся следующие задачи:

- Максимизация демпфирования локальных и межсистемных колебаний мощности - без ухудшения устойчивости по другим модам колебаний;
- Повышение устойчивости системы при переходных процессах;
- Предотвращение негативного влияния на работу системы при крупных возмущениях, вызывающих большие скачки частоты.

### 1.3.3 Обзор алгоритмов настройки PSS

После идентификации опасных мод НЧК в энергосистеме, необходимо их демпфировать с применением устройства PSS [1-3, 14]. При этом установка PSS в системе возбуждения со стандартными параметрами настройки,

недостаточна для корректного демпфирования НЧК в различных энергорайонах системы. Соответственно: необходимо исследовать узел подключения электростанции, примыкающие сети, особенности системы и далее корректно настроить PSS. При некорректной же настройке PSS - устойчивость системы будет, только, снижаться из-за неправильной реакции системы возбуждения синхронного генератора на колебания мощности. Ученые и инженеры предложили множество методов оптимальной настройки параметров PSS для улучшения стабильности работы энергосистемы. Исходя из этого, изучаются различные способы настройки PSS [20, 22, 24, 26, 27, 30, 42-44]. Каждый способ имеет свои преимущества и недостатки, связанные с формированием расчетной модели, входными данными системы, а также структурой энергосистемы. Особенности структуры энергосистемы связаны с суммарным потреблением и генерацией электроэнергии, длиной и количеством линий электропередач, удаленностью электростанций, а также типами систем возбуждения с PSS.

При настройке параметров PSS необходимо выполнить две задачи:

- Первая - рассчитанные параметры должны способствовать устойчивости и демпфированию НЧК;

- Вторая – параметры PSS должны выполнять требования по сохранению устойчивости для всех возможных режимов работы генератора, в частности при максимальной генерации.

Для демпфирования НЧК PSS должен подавать сигнал для создания необходимого электрического момента на роторе синхронного генератора, совпадающий по фазе с отклонением скорости вращения генератора. Выполнение указанного условия связано с законом регулирования устройства. Передаточная функция PSS должна выполнять фазовую компенсацию фазо-частотной характеристики и амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) генератора, повышающего трансформатора, эквивалента системы, а также самой системы возбуждения синхронного генератора.

В целом, способы настройки можно разделить на две категории:

- Практически используемые;
- Представляющие научный интерес.

В таблице 1.2 приводится свод основных моментов по методам настройки PSS.

Таблица 1.2 – Методы настройки параметров PSS

№	Тип метода	Наименование метода	Этап применения
1	Аналитический	Градиентный спуск (Gradient descent)	Практическое использование
2		D-разбиения (D-partitioning)	Практическое использование
3		Смещение фазы, (Pole Shifting Method)	Исследовательский с возможностью практического использования

4		Фазо-компенсационный (phase-compensation, residue)	Исследовательский с возможностью практического использования
5	Эвристический	Метод роя частиц (Particle Swarm Optimization)	Исследовательский этап
6		Генетические алгоритмы (Genetic Algorithm)	Исследовательский этап
7	Искусственный интеллект	Нейронные сети (neural networks)	Исследовательский этап
8		Непрерывная логика (fuzzy logic)	Исследовательский этап

В целом, анализ по вышеуказанным методам настройки параметров PSS заключается в следующем:

Методы, основанные на градиентном спуске, смещения фазы и другие, используются, как практические методы - наладочными организациями, производителями систем возбуждения и PSS, а также научно-исследовательскими институтами. Как упоминалось в [30, 42] - программы, основанные на частотных методах, начали разрабатываться для исследования устойчивости колебаний в двадцатом веке. За счет рационализации, исходных уравнений, выполнялось дальнейшее улучшение алгоритмов - для оптимизации нескольких параметров настройки системы возбуждения синхронных генераторов. На основе программ с процедурой D-разбиения, при поочередном расчете кривых равной степени устойчивости, стала решаться задача настройки параметров. Недостатки метода D-разбиения стали проявляться в конце XX века, особенно, при поиске настроек параметров APB и PSS сложных многомашинных энергосистем [20]. Приведенные выше методы доказали свою надежность при настройке параметров APB и PSS синхронных генераторов на электростанциях, допускающих моделирование только простых моделей генераторов третьего порядка - при отсутствии больших вычислительных мощностей и промышленных расчетных программ. Сегодня, с развитием полноценной системы управления, и развитием компьютеров и программ для моделирования динамических процессов энергосистемы в программах – MATLAB Simulink, PowerFactory, PSS/E, RSCAD и RTDS, стало возможным использование других методов поиска оптимальных параметров настройки APB и PSS.

Алгоритмы оптимизации настройки PSS представляют научный интерес в последние годы. Наиболее популярными алгоритмами оптимизации, для настройки параметров APB и PSS, являются Particle Swarm Optimization (PSO) и Genetic Algorithm (GA) [22-24]. PSO — это один из эвристических методов, основанный на роевом интеллекте. PSO был разработан в 1995 году [25]. Этот метод основан на социальном и когнитивном поведении особей в рое, например, рое рыб или саранчи. Используемый алгоритм считается простым и эффективным в реализации. Эвристические алгоритмы оптимизации не применяются на практике, при настройке параметров APB и PSS, поскольку

нет гарантии, что найденные параметры являются оптимальными для рассматриваемого генератора. Для этих алгоритмов оптимизации, необходимо: правильно определить функцию оптимизации, выбрать параметры и установить для них ограничения. Эти алгоритмы более применимы для распределительных сетей при: оптимизации распределения потоков мощности для снижения потерь электроэнергии и для поиска оптимальных узлов для размещения компенсирующих устройств [26, 27].

Согласно исследованиям в [43, 44, 62], ученые и инженеры продолжают изучать и применять фазо-компенсационный (residue) алгоритм для настройки параметров PSS. Применение данного алгоритма направлено на демпфирование идентифицированной опасной моды НЧК. При этом настройка параметров PSS выполняется точно для определенного синхронного генератора или, исходя из его особенностей и расположения электростанции, что крайне необходимо выполнить в энергосистеме Казахстана. Исходя из этого, фазо-компенсационный (residue) алгоритм будет далее, рассматриваться для изучения и настройки параметров PSS, как часть - предлагаемого адаптивного алгоритма - в условиях изменения параметров электрического режима ЕЭС Казахстана.

#### **1.4 Анализ существующих требований к СВ и АРВ в Республике Казахстан**

В данном подразделе, кратко, приведены результаты анализа по существующей нормативной документации в РК, по требованиям к функционированию системы возбуждения и АРВ в нормальных и аварийных режимах работы энергосистемы.

А) Согласно документу - «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», Глава 7. Электрическое оборудование электростанций и сетей (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 мая 2015 года № 11066.) [50], - к работе АРВ системы возбуждения синхронных генераторов предъявляются следующие требования:

П. 648 Автоматические регуляторы возбуждения (далее – АРВ) постоянно используются включенными в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения) производится в случаях ремонта или проверки. Настройка и действие АРВ увязываются с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

На электростанциях обеспечивается наличие данных об основных параметрах настройки АРВ.

П. 649. АРВ и устройства форсировки рабочего возбуждения настраиваются так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

1) предельно установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено для отдельных старых типов машин;

2) номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;

3) автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

Б) Согласно документу - «ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия» (Разработан Межгосударственным техническим комитетом МТК 333 "Вращающиеся электрические машины", АО "Научно-исследовательский институт электроэнергетики» (ВНИИЭ). Принят Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протокол N 17 от 22 июня 2000 г.) [51], - к СВ и АРВ изложены общие требования по форсировочной способности эксплуатации электрооборудования. К работе же самой АРВ системы возбуждения СГ, предъявляются следующие требования:

П.4.4. Основные системы возбуждения должны работать с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ).

Работа без АРВ допускается только на время, необходимое для ремонта, замены или ревизии АРВ.

Системы возбуждения, в период работы без основного АРВ, должны иметь средства, обеспечивающие возбуждение с ручным дистанционным управлением или резервным регулятором возбуждения, форсировку, развозбуждение и автоматическое гашение поля синхронной машины.

П. 4.11 Системы возбуждения должны: обеспечивать требования к кратности форсировки и номинальной скорости нарастания напряжения возбуждения, при заданном снижении напряжения прямой последовательности на входе АРВ, по сравнению с напряжением, определяемым уставкой АРВ.

Норму снижения напряжения, на входе АРВ, при которой обеспечивается заданная кратность форсировки, следует устанавливать в стандартах или нормативных документах на системы возбуждения конкретных типов.

Если АРВ действует не только по отклонению напряжения, но и по другим параметрам, то форсировка возбуждения и номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения, должны обеспечиваться также и при отклонении этих параметров, значения которых следует устанавливать в стандартах или нормативных документах на системы возбуждения конкретных типов.

П. 4.15 Уставка АРВ, по напряжению должна изменяться плавно или дискретно со ступенями не более 0,2 % номинального напряжения, а скорость изменения уставки должна быть не более 1 % и не менее 0,3 % номинального напряжения за 1 с.

П. 4.27 Система автоматического регулирования возбуждения должна обеспечивать:

- начальное возбуждение;
- дистанционное изменение уставки АРВ;
- заданную точность (дрейф) поддержания напряжения на выводах генератора или на шинах высшего напряжения станции;
- заданный статизм поддержания напряжения по полному току статора или его составляющим;

- изменение коэффициентов усиления режимных параметров АРВ при его настройке;

- ограничение тока ротора до 1,1 тока возбуждения холостого хода при работе генератора или компенсатора на холостом ходу;

- ограничение тока ротора до двойного номинального без выдержки времени, а также ограничение тока ротора в соответствии с требованиями. При этом ограничение максимального тока не должно происходить при протекании свободных токов при коротком замыкании в цепи статора и токов асинхронного режима. Для обеспечения этого условия допускается, чтобы ограничение тока происходило с небольшой выдержкой времени, измеряемой десятными долями секунды;

- ограничение перегрузки ротора. Для синхронных машин, с непосредственным охлаждением обмотки возбуждения, кроме турбогенераторов мощностью менее 60 МВт, а также для машин, устанавливаемых на автоматизированных станциях и подстанциях без постоянного дежурного персонала, ограничение перегрузки должно быть интегрального принципа (интегрирование по времени квадрата тока возбуждения), обеспечивающего использование полной перегрузочной способности синхронных машин;

- ограничение минимального тока возбуждения с уставкой, зависящей от активной мощности — для генераторов мощностью свыше 60 МВт, а для генераторов мощностью до 60 МВт — по заказу потребителя. Переход в режим ограничений и обратно следует сигнализировать.

Для дистанционного изменения параметров АРВ - устройство должно быть способно работать по командным воздействиям от верхних уровней систем регулирования с частотой от 6 до 20 команд в 1 мин.

Таким образом, анализ существующих нормативных документов показал, что в Казахстане не предъявляются единые требования к АРВ и PSS в части поддержания колебательной устойчивости с демпфированием опасных

мод низкочастотных колебаний. И, как ранее указано, одним из эффективных методов для демпфирования НЧК и соответственно, сохранение колебательной устойчивости обеспечивается при корректной настройке параметров PSS.

### **1.5 Выводы по разделу 1 и постановка задачи**

1) Представлена общая классификация устойчивости, из которой определено, что в данной работе изучается понятие колебательной устойчивости и возможные причины её нарушения, вследствие не демпфируемых НЧК мощности.

2) Низкочастотные колебания были причинами многих аварий, как в зарубежных странах, так и в Казахстане. При увеличении нестабильной генерации ВИЭ и изменения структуры энергосистемы, мониторинг данных колебаний и идентификация опасных мод должна стать первоочередной задачей.

3) В современных условиях изменения структуры ЕЭС Казахстана необходимо применять и корректно настраивать PSS для демпфирования опасных мод НЧК. При этом, в действующих НПА РК, отсутствуют требования по настройке параметров PSS на ЭС ЕЭС Казахстана;

4) Ранее разработанные алгоритмы по настройке PSS имеют ряд преимуществ для решения конкретных задач по сохранению устойчивости системы. При этом для ЕЭС Казахстана необходимо разработать новый адаптивный алгоритм, который будет решать задачи по сохранению устойчивости при изменении структуры сети с идентификацией и демпфированием локальных и межсистемных НЧК.

#### **Постановка задачи.**

Проведенный обзор литературы, а также современная оценка необходимости решения научно-технического вопроса, определяет следующую цель диссертационной работы: разработка метода, алгоритма адаптивной настройки параметров PSS синхронного генератора для идентификации и эффективного демпфирования опасных мод межсистемных и локальных низкочастотных колебаний в условиях изменения сетевых параметров, в частности аварийных и послеаварийных режимов.

При этом, для достижения поставленной цели, требуется решение следующих задач:

- Выполнить обзор, существующих методов мониторинга и идентификации НЧК в энергосистемах других стран, анализ зафиксированных аварийных событий, вызванных НЧК;
- Выполнить обзор существующих методов и алгоритмов по настройке параметров устройства PSS для демпфирования НЧК. Определение эффективного метода настройки параметров PSS на генераторах энергосистемы Казахстана;
- Выполнить идентификацию и анализ НЧК в энергосистеме Казахстана по данным системы мониторинга WAMS;

- Определить участок энергосистемы ЕЭС Казахстана, где имеются характерные изменения состояния колебательной устойчивости для разработки модели;
- Разработать цифровую модель исследуемого энергоузла для выполнения расчета переходных процессов и модального анализа;
- Разработать алгоритм настройки PSS и контроля колебательной устойчивости в реальном времени. Проверка корректности рассчитанных параметров PSS для демпфирования НЧК;
- Разработать архитектуру системы WADS по идентификации и демпфированию НЧК в темпе процесса с использованием технологий Smart Grid.
- Предложить новые требования по устройствам PSS и их настройке в дополнение к действующим НПА в РК по системе возбуждения синхронных генераторов.

## **2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ НЧК ПО ТРАНЗИТУ «СЕВЕР-ЮГ». ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЧАСТКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАЗАХСТАНА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ. РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ И МОДАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ.**

### **2.1. Анализ результатов мониторинга переходных процессов и идентификации НЧК, по данным WAMS, на транзите «Север-Юг» НЭС Казахстана**

Первоочередной задачей для корректного демпфирования НЧК, является идентификация опасных мод с определением собственной частоты колебаний. Определение характеристики НЧК позволит выполнить анализ и оценить колебательную устойчивость. Для данной задачи существует два способа:

- 1) Путем мониторинга реальной энергосистемы в темпе процесса, используя систему WAMS;
- 2) Путем создания модели энергосистемы, проведения расчетов динамической устойчивости и модального анализа, используя специализированные программы.

Для Системных операторов энергосистем, более точным и практически применимым, является первый способ. Второй способ чаще используется научными институтами и инженерами проектных организаций. В рамках данной диссертационной работы представлены результаты идентификации НЧК в энергосистеме Казахстана выполненные двумя способами. Применение системы WAMS для мониторинга состояния энергосистемы и идентификации НЧК в ЕЭС Казахстана приведено далее.

#### **2.1.1. Общее описание структуры WAMS в НЭС Казахстана**

Появление технологии синхронизированных векторных измерений позволяет создать систему мониторинга устойчивости энергосистемы в установившемся и переходных режимах [7, 8, 45], а также на ее основе - возможность создания цифровой системы реального времени. В работе [46] авторы приводят: обзор системы WAMS, возможности мониторинга устойчивости энергосистемы в реальном времени и этапы внедрения в энергосистемы Бразилии, Индии, континентальной Европы, Северной Америки и других крупных энергосистем. В энергосистеме России, также, используется технология синхронизированных векторных измерений - называемая СМПР, для мониторинга и определения источников низкочастотных колебаний [47, 48]. В работе [49] представлен опыт внедрения WAMS в Китае, структура ее построения, а также функциональные возможности системы, включая мониторинг колебательной устойчивости и переходных процессов, и возможности расширения. Это позволяет - прогнозировать опасные режимы, приводящие к нарушению устойчивости, включая контроль колебательной устойчивости.

С момента внедрения системы WAMS (Wide Area Measurements System)

на транзите «Север-Юг» в Национальных электрических сетях Казахстана на объектах 500 кВ АО «KEGOC» выполняется глубокая аналитическая работа по характерам изменения режимных параметров при возмущениях в системе. Электрическая карта-схема транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Схема транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана

Укрупненно структура системы WAMS в НЭС Казахстана реализована путем установки 39 устройств синхронизированных векторных измерений (PMU) на подстанциях 500 кВ: ПС Экибастузская-1150, ПС Нура, ПС Агадырь, ПС Семей, ПС Актогай, ПС ЮКГРЭС, ПС Шу, ПС Алматы, ПС Алма, ПС Талдыкорган, ПС Жамбыл, ПС Шымкент и ЭГРЭС-1; установки 2 серверов сбора и обработки данных (PDC) в АО «KEGOC» (г.Нур-Султан) и Алматинском МЭС (г.Алматы). Передача информации обеспечивается по волоконно-оптическим линиям связи. Структурная схема установки устройств PMU по транзиту «Север-Юг» представлена на рисунке 2.2.

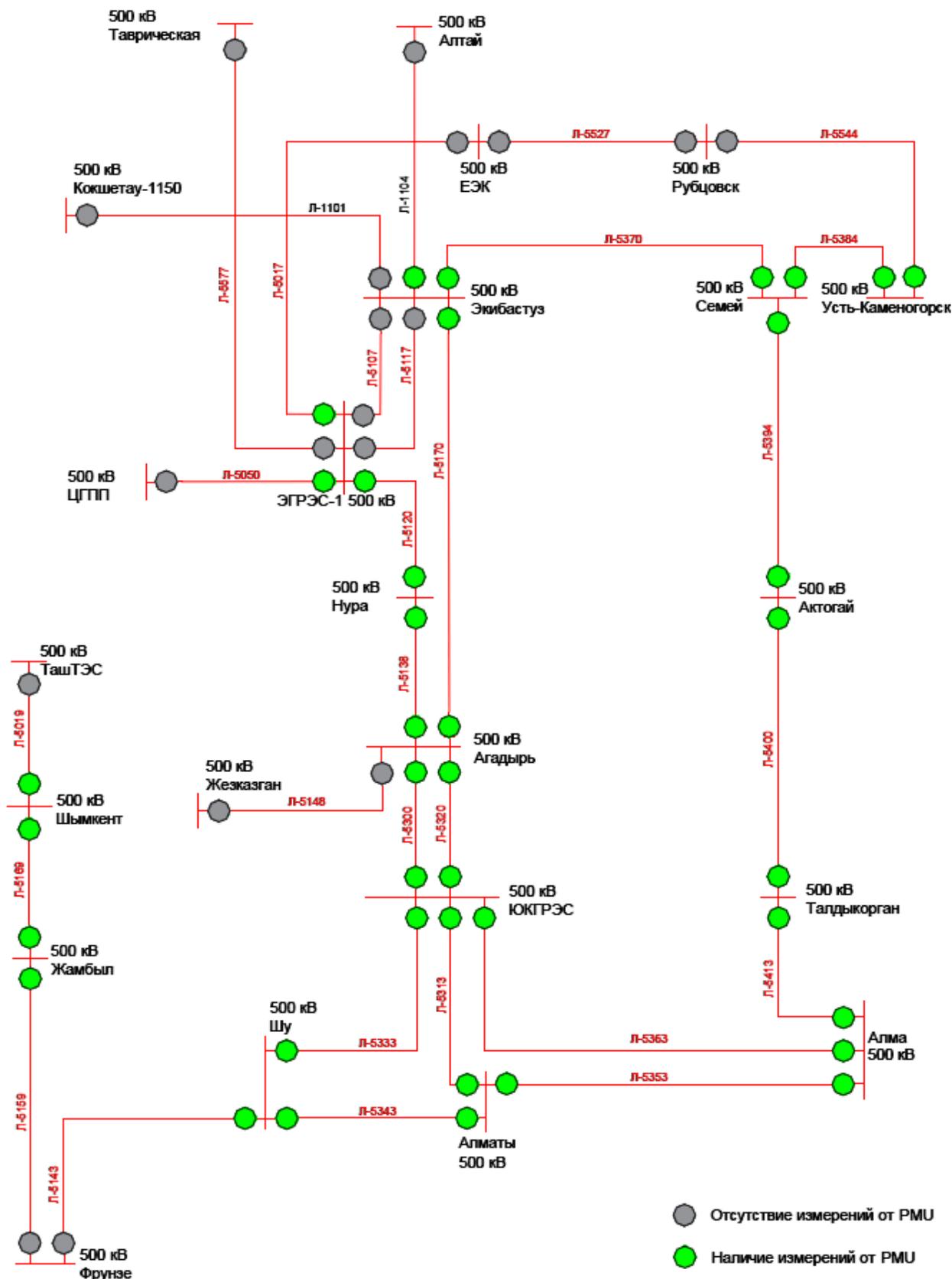


Рисунок 2.2 – Места установки устройств PMU в сети 500 кВ НЭС Казахстана

Таким образом все транзитные линии 500 кВ между Северной и Южной зонами ЕЭС Казахстана охвачены системой WAMS, кроме ВЛ-500 кВ «Агадырь-Жезказган», не входящей в сечение «Север-Юг».

### **2.1.2. Результаты мониторинга и идентификации НЧК по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана**

С момента внедрения системы WAMS в НЭС Казахстан была проведена аналитическая работа по изучению характера изменения режимных параметров при колебаниях в системе, в частности, по идентификации НЧК [9]. Мониторинг осуществляется по параметрам: взаимного угла между векторами напряжений в контролируемых узлах сети; наблюдения за фазами напряжений и токов, скорости изменения частоты и других параметров энергосистемы.

Помимо мониторинга, вышеописанных значений, ведется наблюдение за межсистемными и локальными низкочастотными колебаниями (НЧК) в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах.

За период мониторинга были отобраны и идентифицированы наиболее длительные и слабозатухающие НЧК.

На данном этапе внедрения WAMS в НЭС Казахстана система выполняет следующий функционал:

- 1) Мониторинг основных электрических величин и их стабильности в опорных узлах транзита (тока, напряжения, мощности);
- 2) Мониторинг разности фазовых углов между контролируемыми узлами;
- 3) Мониторинг низкочастотных колебаний;
- 4) Мониторинг частоты и скорости ее изменения в контролируемых узлах;
- 5) Идентификация низкочастотных колебаний.

Результаты анализа режимов работы НЭС Казахстана, а также исследование колебательной устойчивости с использованием системы WAMS показали наличие недемпфируемых НЧК длительностью до 4-5 минут. Наличие данных колебаний значительно ухудшают режимные показатели надежности НЭС Казахстана. Зафиксировано следующее:

- не демпфируемые низкочастотные колебания активной мощности с амплитудой в диапазоне  **$\pm 100$  МВт** по ВЛ-500 кВ транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана.
- колебания частоты в системе в диапазоне  **$\pm 0,05$  Гц** на ПС-500 кВ.
- колебания напряжения в диапазоне  **$\pm 20$  кВ** на ПС-500 кВ, при этом значение напряжения падает ниже 500 кВ.

Вышеприведенные значения амплитуды колебаний не только ограничивают пропускную способность транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана, но и могут привести к крупным системным авариям в послеаварийных режимах, при работе транзита «Север-Юг» в максимально-

допустимых пределах. В Таблице 2.1 приведены зафиксированные НЧК с амплитудой колебаний режимных параметров.

Таблица 2.1 – НЧК зафиксированные по данным системы WAMS НЭС Казахстана

№	Дата	Время начала	Продолжительность, минут	Частота НЧК, Гц	Максимально зафиксированная амплитуда колебаний		
					Р по ВЛ-500кВ, МВт	U на ПС-500 кВ, кВ	F на ПС-500 кВ, Гц
1	25.11.2020	11:52:20	9	0.35	±140	±10	±0,06
2	14.12.2020	08:45:55	4	0.31	±150	±20	±0,07
3	18.12.2020	08:43:40	4.5	0.38	±100	±7	±0,05
4	12.03.2021	21:29:40	3	0.33	±70	±10	±0,04
5	12.03.2021	21:36:30	4	0.34	±80	±15	±0,05
6	16.03.2021	19:56:30	4.5	0.36	±80	±15	±0,05

Анализ представленных данных по зафиксированным НЧК в энергосистеме показывает, что значительную часть НЧК составляют межсистемные колебания с частотой 0,3-0,4 Гц и продолжительностью более 4 минут. Идентифицированные, в системе WAMS, режимные параметры (активная мощность, модуль напряжения, угол напряжения и частота) в сети 500 кВ по всем зафиксированным возмущениям приведены Приложении А.

На примере событий № 1 и №2, ниже показаны колебания активной мощности по ВЛ-500 кВ и частоты на ПС-500кВ с указанием начала и окончания возмущения, длительности и амплитуды НЧК.

**Событие № 1.** Дата 2020-11-25, время начала 11:52:20, длительность колебательного процесса 9 минут, частота НЧК - 0,35 Гц.

Максимальная амплитуда колебаний потока мощности, во время события НЧК, зафиксирована на ВЛ-500 кВ Шу-Фрунзе и составляет около 140 МВт, передаваемая активная мощность колеблется в диапазоне от 640-500 МВт, как показано на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – График изменения активной мощности по ВЛ-500кВ «Шу-Фрунзе», МВт

Максимальная амплитуда колебаний частоты системы зафиксирована на подстанции 500 кВ "Шу", колебания в диапазоне 49,96-50,02 Гц показаны на рисунке 2.4. Колебания с наибольшей амплитудой происходят по интерфейсу ЕЭС Казахстана – ОЭС Центральной Азии, что связано с вовлечением в данный процесс группы генераторов с обеих сторон. Данные колебания, как правило, приводят к отключению генераторов от технологических защит, с дальнейшим набросом на транзит «Север-Юг», ввиду потери генерации в ОЭС ЦА или Южной Зоне ЕЭС Казахстана.

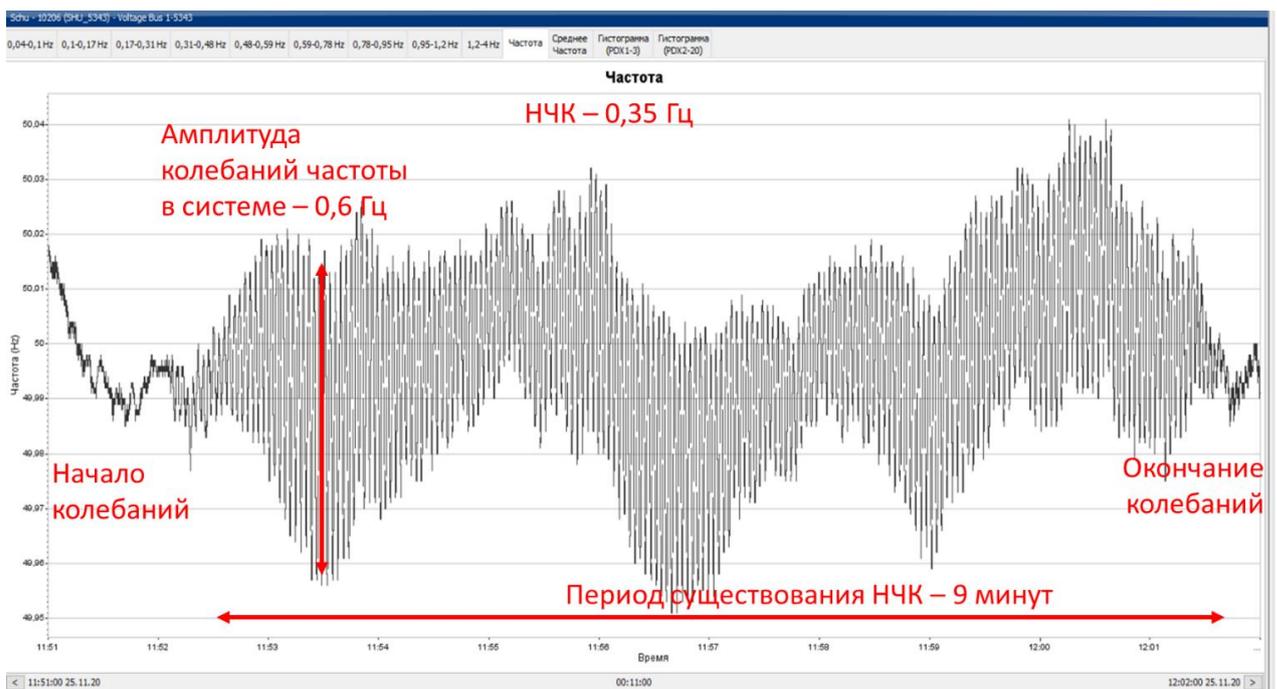


Рисунок 2.4 – График изменения частоты на ПС-500кВ «Шу», Гц

**Событие № 2.** Дата 2020-12-14, время начала 08:45:55, длительность колебательного процесса 4 минуты, частота НЧК - 0,31Гц.

Максимальная амплитуда колебаний потока мощности, во время события НЧК, зафиксирована по интерфейсу "ЕЭС РК – ОЭС ЦА" и составляет около 150 МВт, передаваемая активная мощность колеблется в диапазоне от 520 до 740 МВт, как видно на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – График изменения активной мощности по ВЛ-500кВ «Шу-Фрунзе», МВт

Максимальная амплитуда колебаний частоты системы зафиксирована на подстанции 500кВ "Жамбыл" и колебания в диапазоне 49,98-50,05 Гц на рисунке 2.6.

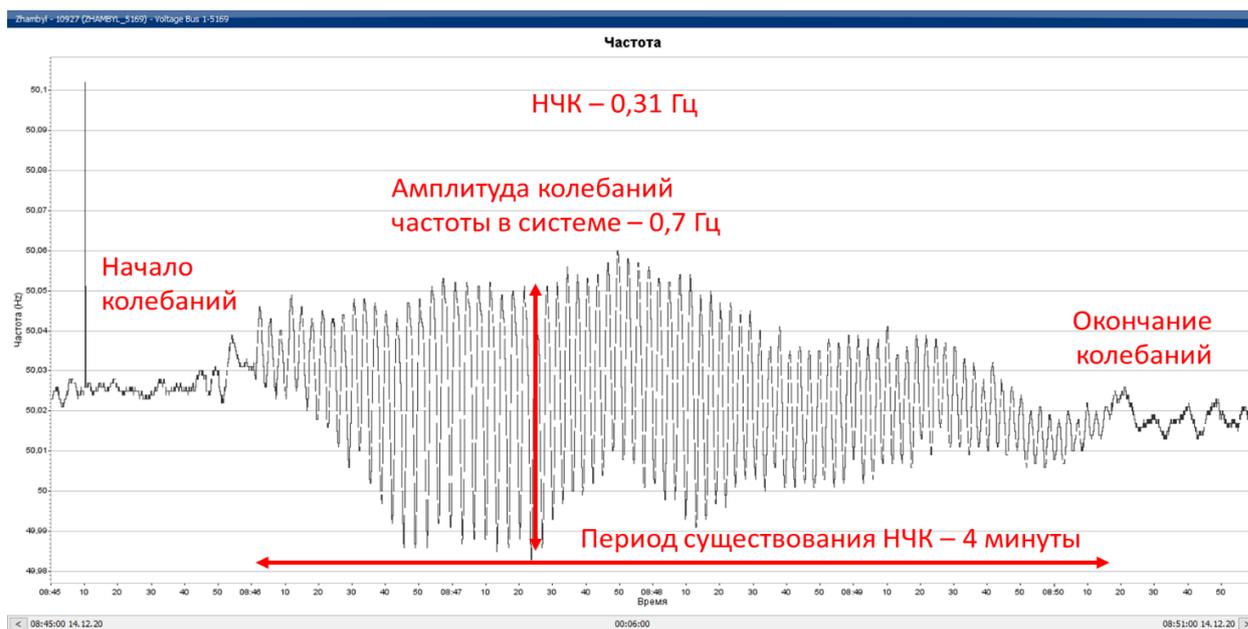


Рисунок 2.6 – График изменения частоты на ПС-500кВ «Жамбыл», Гц

На основании анализа, зафиксированных НЧК в НЭС Казахстана, по частоте колебаний мощности можно заключить, что значительная часть колебаний относится к межсистемным. Соответственно, настройку системного стабилизатора синхронных генераторов необходимо производить на демпфирование межсистемных колебаний с внесением, соответствующих указаний по критериям обеспечения устойчивости по модам колебаний.

Слабое демпфирование НЧК говорит о недостаточной корректности настройки параметров APB и PSS системы возбуждения синхронных генераторов, как на электростанциях ЕЭС Казахстана, так и на электростанциях ОЭС Центральной Азии. Вышеприведенные значения амплитуды колебаний не только ограничивают пропускную способность транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана, но и могут привести к крупным системным авариям в послеаварийных режимах при работе транзита в максимально-допустимых пределах.

## **2.2 Структура энергосистемы Казахстана, определение исследуемого района.**

### **2.2.1. Общее описание ЕЭС Казахстана**

Энергосистема Казахстана, в силу географического расположения, делится на Северную, Южную и Западную зоны. Северная зона включает в себя СКО, ВКО, Абайскую, Павлодарскую, Карагандинскую, Улытаускую, Акмолинскую, Актюбинскую и Костанайскую области. Северная зона является избыточной по мощности и электроэнергии. Она связана с ОЭС Урала четырехцепным транзитом 500 кВ, и с ОЭС Сибири трехцепным транзитом 500 кВ с достаточной пропускной способностью. Южная зона включает в себя Алматинскую, Жетысускую, Жамбылскую, Кызылординскую и Туркестанскую области. Южная зона является дефицитной по мощности и электроэнергии, этот дефицит покрывается за счет перетока мощности из Северной Зоны. Северная и Южная зоны ЕЭС Казахстана связаны между собой протяженным (около 1500 км) трехцепным транзитом 500 кВ с ограниченной пропускной способностью, с максимально-допустимым перетоком - 2100 МВт. Южная зона, также, связана с энергосистемами стран Центральной Азии (Узбекистан и Кыргызстан). Западная зона включает в себя Западно-Казахстанскую область, Атыраускую и Мангистаускую области. Западная зона является самобалансированной и связана сетью 220 кВ с ЕЭС России. Необходимо отметить, что Западная зона, на данный момент, не имеет прямой электрической связи 220-500 кВ с ЕЭС Казахстана [52].

По своей структуре НЭС Казахстана являются не простыми, и имеют ограничения передачи мощности по условиям статической устойчивости, ввиду протяженных линий электропередач. Дисбалансы мощности в Северной и Южной Зоне, а также в Центральной Азии, которые накладываются на протяженный транзит «Север-Юг» НЭС Казахстана являются одним из причин колебаний мощности в энергосистеме. Несбалансированные зоны по нагрузке и генерации ЕЭС Казахстана определяются по основным транзитам

сети 500-220 кВ. Анализ несбалансированных зон по нагрузке и генерации показал следующее:

*По транзиту «Север-Юг» ЕЭС Казахстана.*

1. Контролируемое сечение 2 ВЛ-500 кВ «Агадырь-ЮКГРЭС», ВЛ-500 кВ «Актогай-Талдыкорган», шунтирующие ВЛ 220 кВ «Моинты-ЮКГРЭС» и «Кумколь-ГПП2».

Данное контролируемое сечение имеет высокую загрузку на протяжении года, которая определяется дефицитом Южной Зоны ЕЭС Казахстана, а также небалансами ОЭС Центральной Азии.

На сегодняшний день наблюдается загрузка транзита «Север-Юг», «Север-Восток-Юг» на уровне максимально-допустимого предела по сечению с перегрузками при аварийных набросах мощности со стороны Южной Зоны ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии.

2. Контролируемое сечение ВЛ-500 кВ «Экибастузская-Агадырь», «ЭГРЭС1-Нура», шунтирующие 2 ВЛ-220 кВ «Шыгыс-Осакаровка». За счет ввода в работу транзита Север-Восток-Юг в данном сечении появился небольшой резерв пропускной способности.

3. Контролируемое сечение ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзенская», шунтирующие ВЛ 220 кВ «Алматы-Главная», «Западная-Кемин», АТ-3 ПС Шу. Переток в данном сечении определяется дефицитом Жамбылской, Южно-Казахстанской, Кызылординской областей, а также небалансами ОЭС Центральной Азии. Большую часть времени данное сечение загружено более чем на 80%. С вводом в работу транзита Север-Восток-Юг, «узкое место» в коридоре Север Казахстана – Юг Казахстана перешло на данное сечение, поскольку оно состоит только из одной ВЛ 500 кВ и имеет наименьшую пропускную способность. Однако данное сечение возможно разгрузить при вводе резервов, имеющихся на Жамбылской ГРЭС (порядка 500 МВт) при наличии топлива [53].

Таким образом, определено, что все три сечения по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана имеют высокую загрузку и любые дополнительные качания мощности могут привести к потере устойчивости. Необходимо отметить, что низкочастотные колебания, также, являются источником дополнительной загрузки транзитов 220-500 кВ, и как ранее указывалось недемпфируемые НЧК могут стать причиной нарушения колебательной и соответственно статической устойчивости по транзиту.

*Алматинский энергоузел.*

Алматинский энергоузел является дефицитным и присоединен к ЕЭС Казахстана по ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы», «ЮКГРЭС-Алма», «Шу-Алматы», «Талдыкорган-Алма», и связан с энергосистемой Кыргызстана по ВЛ 220 кВ «Алматы-Главная» и «Западная-Кемин».

Анализ изменения фактических режимов показывает, что в нормальной схеме и при одиночных ремонтах ВЛ 500 кВ на связях Алматинского энергоузла с системой пропускная способность контролируемого сечения «Север-Юг» не в полной мере достаточна для покрытия дефицита энергоузла

без противоаварийного управления. В результате уменьшения пропускной способности снижается надежность Алматинского энергоузла.

При этом в Алматинском энергоузле основная генерация сосредоточена на Алматинской ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Капчагайской ГЭС и удаленной от источников потребления, связанной протяженными ВЛ-220кВ Мойнакская ГЭС.

*По Восточному направлению ЕЭС Казахстана.*

Восточный энергоузел присоединен к ЕЭС Казахстана по ВЛ-500 кВ «Экибастузская–Семей», «Актогай-Талдыкорган» и шунтирующим ВЛ 220 кВ, также связан с ОЭС Сибири по ВЛ-500 кВ «Усть-Каменогорская-Рубцовская».

Анализ изменения фактических режимов показывает, что в нормальной схеме и при одиночных ремонтах ВЛ 500 кВ на связях Восточного энергоузла с системой пропускная способность контролируемого сечения, достаточна для покрытия дефицита-избытка энергоузла.

*Казахстанский участок кольца 500 кВ ОЭС Центральной Азии.*

Казахстанский участок кольца 500 кВ ОЭС Центральной Азии состоит из: ВЛ-500 кВ «Ташкент-Шымкент», «Шымкент-Жамбыл» и «Жамбыл-Фрунзенская». Переток по данным ВЛ определяется потоком электроэнергии для покрытия дефицитов Туркестанской, Жамбылской и Кызылординской областей. Однако, благодаря встречному потоку мощности от Узбекстанской энергосистемы для покрытия дефицита Бишкекского энергоузла, фактические перетоки составляют 100-200 МВт.

*Западная Зона Казахстана* в исследовании не рассматривалась, ввиду её текущей изолированной работы от Единой энергосистемы Казахстана. В перспективе ожидается её включение в параллельную работу при строительстве ВЛ-500 кВ «Ульке-Карабатан».

### **2.2.2 Определение района моделирования**

Первоочередной задачей, для моделирования переходных процессов и модального анализа, является определение границ района моделирования. В виду сложности выполнения моделирования переходных процессов и модального анализа с идентификацией источников НЧК для всей энергосистемы ЕЭС Казахстана необходимо выделить участок схемы без потери корректности расчетов. Это связано с тем, что применение метода модального анализа, для исследуемого энергоузла, на полной модели ЕЭС Казахстана не представляется возможным, в виду того, что в этом случае на  $s$ -плоскости корни характеристического уравнения (eigenvalue) будут отображаться для всех станций ЕЭС Казахстана, ОЭС ЦА и ОЭС Урала и ОЭС Сибири. При таком множестве корней характеристического уравнения высока вероятность некорректного определения доминантных мод НЧК и соответственно идентификации источника нарушений.

Как ранее указано, одной из причин продолжительных НЧК в энергосистеме, является их недостаточное демпфирование со стороны

электростанций, где имеются некорректные настройки APB и PSS. Согласно проведенному техническому анализу паспортных данных APB и PSS системы возбуждения синхронных генераторов (Таблица 1.1.), а также по данным синхронизированных векторных измерений WAMS НЭС Казахстана было зафиксировано, что к первоочередным электростанциям с некорректной работой регуляторов системы возбуждения, относятся:

1. Мойнакская ГЭС;
2. Экибастузская ГРЭС-2;
3. Электростанции в ОЭС ЦА.

В связи с тем, что на текущий момент в Западной зоне Казахстана система WAMS не установлена, определение источников нарушения колебательной устойчивости является затруднительным.

В результате проведенного анализа основных районов энергосистемы ЕЭС Казахстана по нагрузке и балансовой надежности было определено, что Алматинский энергоузел, где имеется Мойнакская ГЭС, подключенная протяженными ВЛ-220 кВ, необходимо исследовать подробнее.

Данный выбор был сделан также исходя из актуальности развития ВИЭ в Алматинском энергоузле и недостаточной пропускной способности основных связей 500-220 кВ с ЕЭС Казахстана. Необходимо отметить, что до 2035 года в РК планируется ввод ВИЭ общей мощностью 6,7 ГВт, из которых значительная доля приходится на Алматинскую область [54], что, несомненно, повлияет на снижение системной надежности энергоузла.

Для детального исследования системы возбуждения и PSS, синхронных генераторов Мойнакской ГЭС, было осуществлено выездное техническое обследование. В ходе обследования Мойнакской ГЭС были уточнены модели СВ, APB и PSS синхронных генераторов, а также параметры их настройки. На Мойнакской ГЭС установлена тиристорная система возбуждения, APB - IAEC-2000 и системный стабилизатор типа - PSS2A [41].

### **2.3 Разработка электрической модели выбранного участка**

Для выполнения расчетов по идентификации опасных мод НЧК в нормальных и послеаварийных режимах, была разработана модель Алматинского энергоузла в программе DigSILENT PowerFactory. При создании модели были приняты следующие условия:

- 1) Базовым узлом принята ПС-500 кВ ЮКГРЭС.
- 2) Восточный транзит эквивалентирован в статический генератор на ПС-500 кВ Талдыкорган.
- 3) Модель включает в себя 5 ПС-500кВ, 15 ПС-220кВ и 10 ПС-110кВ;
- 4) Перечень электростанций Алматинской области, реализованных в модели сети:
  - Алматинская ТЭЦ-1;
  - Алматинская ТЭЦ-2;
  - Алматинская ТЭЦ-3;
  - Капчагайская ГЭС;

- Мойнакская ГЭС.

5) Сетевые параметры по связям приведены ниже в таблице 2.2.

Таблица 2.2. – Структура связей между энергообъектами

Начало связи	Конец связи	Класс напряжения	Тип провода	Длина, км
ЮкГРЭС	Алматы 500	500 кВ	АС-330х3	283,4
ЮкГРЭС	Шу 500	500 кВ	АС-400х3	208,1
Шу 500	Алматы 500	500 кВ	АС-400х3	227
Алматы 500	Алма 500	500 кВ	3АС-330	63,4
ЮкГРЭС	Алма 500	500 кВ	АС-330х3	321,7
Талдыкорган 500	Алма 500	500 кВ	3АС-330	203,78
Алматы 220	АТЭЦ-3-220	220 кВ	АСО-300	71,453
Медео-220	АТЭЦ-3-220	220 кВ	АСО-300	4
КапчГЭС-220	Сары-Озек	220 кВ	АСО-300	86
КапчГЭС-220	Сары-Озек	220 кВ	АСО-300	86
Талдыкорган-220	Сары-Озек	220 кВ	АСО-300	40
Алматы 220	Робот-220	220 кВ	АСО-300	78,8
Таугуль-220	Ерменсай-220	220 кВ	АС-240	11,79
Таугуль-220	Ерменсай-220	220 кВ	АС-240	11,79
Алматы 220	Таугуль-220	220 кВ	АС-240	74,9
Алматы 220	Таугуль-220	220 кВ	АС-240	74,9
АТЭЦ-3-220	Алма 220	220 кВ	АСО-500	23
АТЭЦ-3-220	Алма 220	220 кВ	АС 300	26
Робот-220	ПС-62	220 кВ	АСО-300	2,82
ПС-62	КапчГЭС-220	220 кВ	АСО-300	10,7
Робот-220	ПС-62	220 кВ	АСО-500	2,28
ПС-62	КапчГЭС-220	220 кВ	АСО-500	10,7
АТЭЦ-3-220	ПС-7-220	220 кВ	2АС-400	26,3
АТЭЦ-3-220	ПС-7-220	220 кВ	2АС-400	26,3
Чу-220	Главная-220	220 кВ	АС 300	153,8
ПС-7-220	Западная-220	220 кВ	АСО-300	48,2
Алматы 220	Главная-220	220 кВ	АС 300	198,7
Жидели-220	Чу-220	220 кВ	АС 300	82
Кияхты-220	Жидели-220	220 кВ	АС 300	88
Чиганак-220	Кияхты-220	220 кВ	АС 300	68
ЮКГРЭС-220	Чиганак-220	220 кВ	АС 300	14
Ерменсай-220	Бесагаш-220	220 кВ	АС-400	57,2
Ерменсай-220	Бесагаш-220	220 кВ	АС-400	57,2
Мойнак-220	Чилик-220	220 кВ	АС-400	97,76
Робот-220	Мойнак-220	220 кВ	АС-400	227,78
Мойнак-220	Терминал(103)	220 кВ	АС-400	0,48
- Мойнак-220	Терминал(136)	220 кВ	АС-400	0,55
Бесагаш-220	Алма 220	220 кВ	АС-400	57
Бесагаш-220	Алма 220	220 кВ	АС-400	57
Алма 220	Чилик-220	220 кВ	АСО-300	122,81
Алма 220	Робот-220	220 кВ	АСО-500	34,3
Талдыкорган-220	Т-курганская-220	220 кВ	АС-400	83

Начало связи	Конец связи	Класс напряжения	Тип провода	Длина, км
Алматы 220	Медео-220	220 кВ	АСО-300	73
АТЭЦ-3-110	АТЭЦ-1-110	110 кВ	АС-185	37,34
АТЭЦ-3-110	АТЭЦ-2-110	110 кВ	АС-185	24,8
Калкаман	Каскелен	110 кВ	АС-120	21,3
ПС-7-110	Геологстрой	110 кВ	АС-185	5
Ерменсай-110	Геологстрой	110 кВ	АС-185	9
Геологстрой	Каск.ГЭС	110 кВ	АС-185	0,1
АТЭЦ-1-110	Ерменсай-110	110 кВ	HVCRC LINNET-431	30
ПС-7-110	АТЭЦ-2-110	110 кВ	АС-240 (220)	10
Сев Каскелен	Каргалы-110	110 кВ	АС-120	26,64
Западная-110	Каргалы-110	110 кВ	АС-185	10,66
АТЭЦ-1-110	ПС-7-110	110 кВ	HVCRC LINNET-431	10,1
Каск.ГЭС	Ерменсай-110	110 кВ	АС-120	20
Каскелен	Сев Каскелен	110 кВ	АС-120	2
Таугуль-110	Калкаман	110 кВ	АС-120	4,6

Для наглядности разработанной модели, далее, представлена укрупненная схема в графическом виде (рисунок 2.7). На схеме указаны основные ПС и ЭС, а также связи, между ними по сетям 110-220-500 кВ в Алматинском энергоузле.

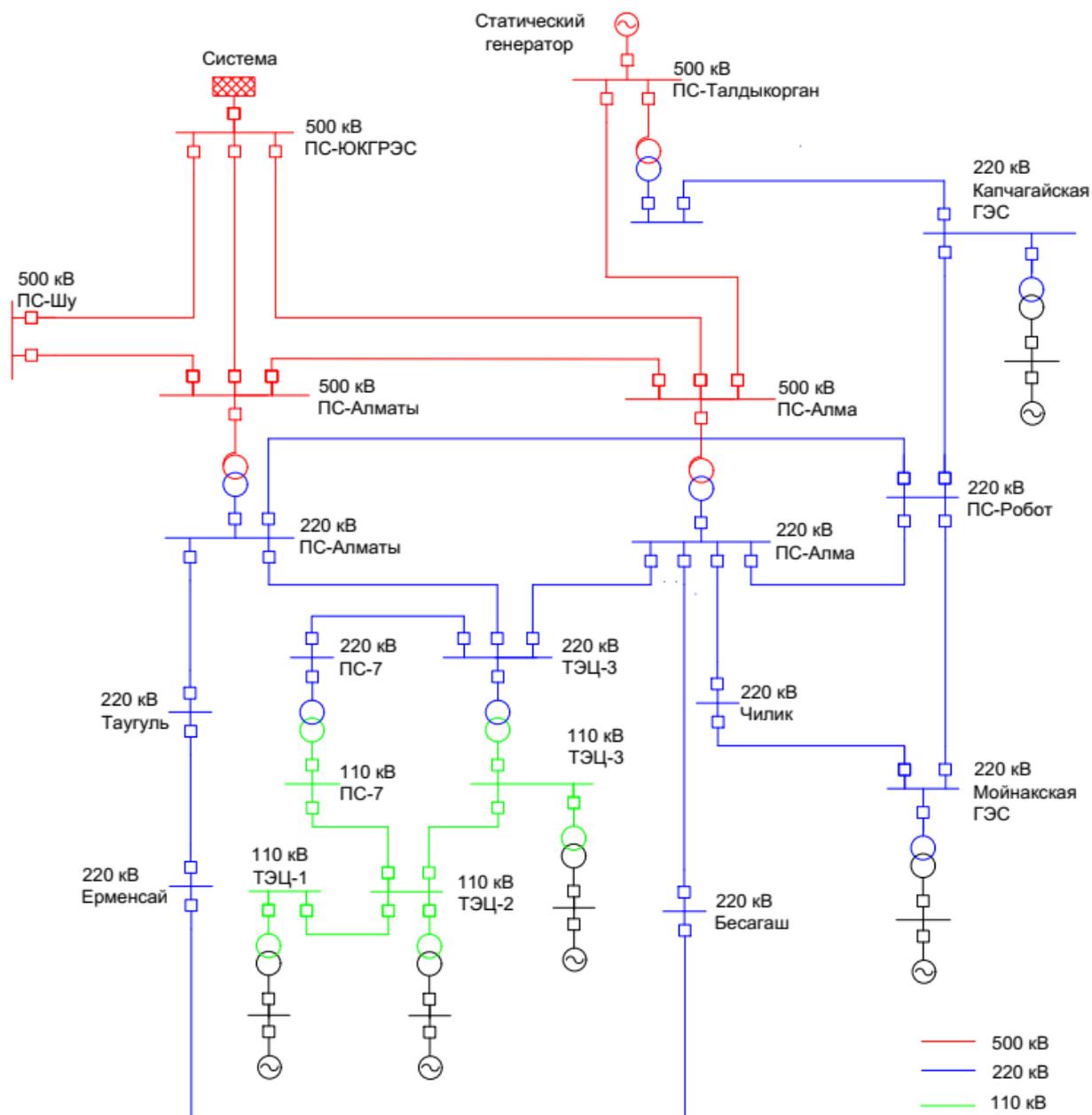


Рисунок 2.7 – Укрупненная электрическая схема Алматинского энергоузла

Разработанная модель энергоузла в полном виде представлена в Приложении В.

б) В динамические модели генераторов включены следующие элементы: автоматика регулирования возбуждения (АРВ), регуляторы скорости (РС) и системные стабилизаторы (PSS). Перечень автоматики, входящих в динамическую модель каждой станции, представлено в нижеследующей таблице.

Таблица 2.3 - Перечень моделей АРВ, РС и PSS для генераторов электростанций Алматинского энергоузла

Название ЭС и № генератора	Тип АРВ	Тип РС	Тип PSS
Алматинская ТЭЦ-1_Г-10	ST2A	G1- Steam	-

Таблица 2.3 - Перечень моделей APB, PC и PSS для генераторов электростанций Алматинского энергоузла

Название ЭС и № генератора	Тип APB	Тип PC	Тип PSS
Алматинская ТЭЦ-1_Г-9	ST2A	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-1_Г-8	AC5A	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-2_Г-1	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-2_Г-2	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-2_Г-3	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-2_Г-4	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-2_Г-5	ST5B	G1- Steam	2B
Алматинская ТЭЦ-2_Г-6	ST5B	G1- Steam	2B
Алматинская ТЭЦ-3_Г-1	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-3_Г-2	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-3_Г-3	ПД	G1- Steam	-
Алматинская ТЭЦ-3_Г-4	ПД	G1- Steam	-
Капчагайская ГЭС_Г-1	СД	G3 - Hydro	-
Капчагайская ГЭС_Г-2	СД	G3 - Hydro	-
Капчагайская ГЭС_Г-3	СД	G3 - Hydro	-
Капчагайская ГЭС_Г-4	СД	G3 - Hydro	-
Мойнакская ГЭС_Г-1	IAEC-2000	G3 - Hydro	2A
Мойнакская ГЭС_Г-2	IAEC-2000	G3 - Hydro	2A

7) Передаточные функции моделей систем APB и PSS представлены в Приложении Б.

8) Формирование схемы и режима сети было выполнено, исходя из зафиксированного реального состояния оборудования и потокораспределения. Измеренные данные были получены от АО «KEGOC» из систем SCADA и WAMS, по следующим режимам:

- В качестве максимального - сформирован режим зимнего максимума нагрузок, контрольные замеры которого были произведены 19.12.2021 г.

- В качестве минимального - сформирован режим летнего минимума нагрузок, контрольные замеры которого были произведены 19.06.2021 г.

9) Потокораспределение в модели сети, в режимах существующего зимнего максимума и летнего минимума, представлено в Приложении В.

В программе PowerFactory были разработаны передаточные функции APB и PSS по Мойнакской ГЭС, представлены на рисунках 2.8 и 2.9. В программе были заданы такие же настройки, как на самой станции.

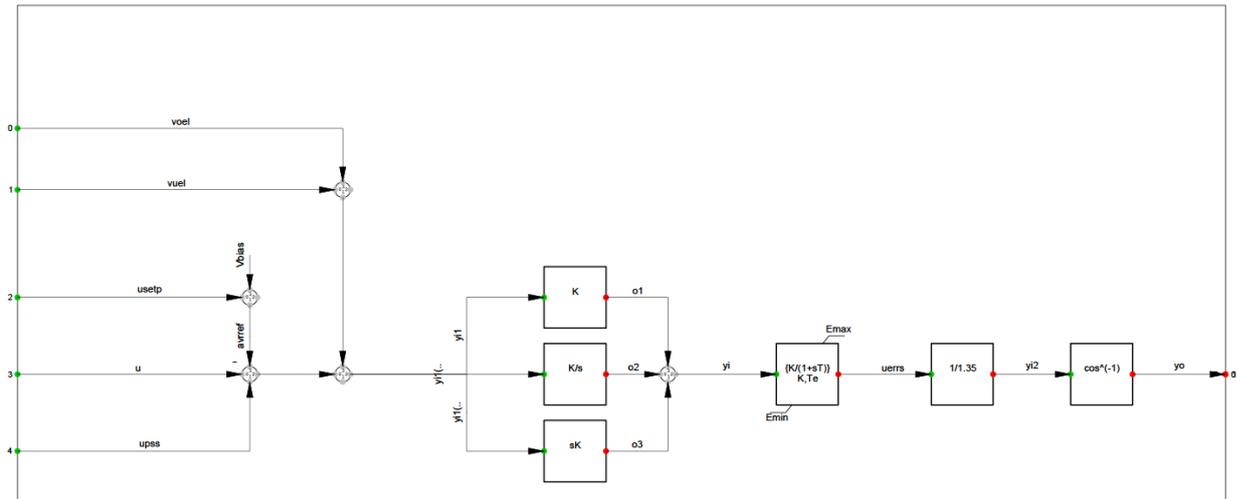


Рисунок 2.8 – Передаточная функция АРВ Мойнакской ГЭС в расчетной программе

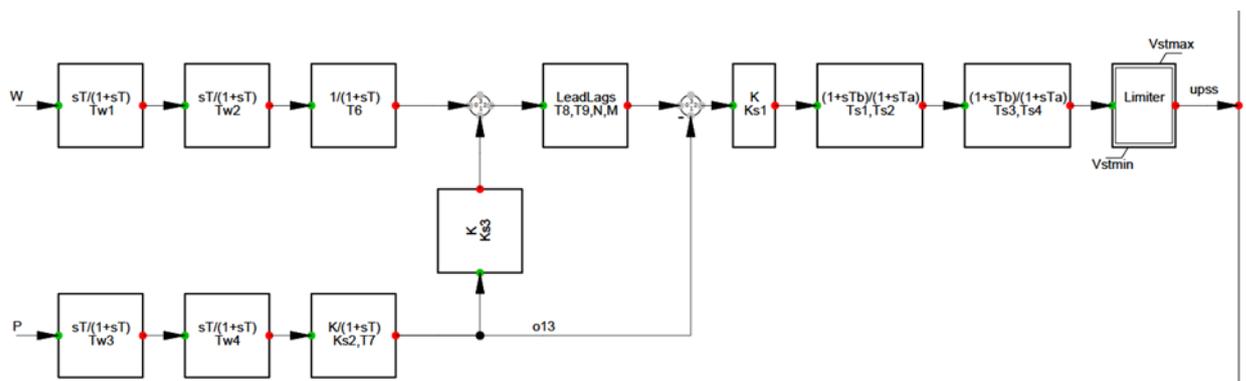


Рисунок 2.9 – Передаточная функция PSS Мойнакской ГЭС в расчетной программе

10) Далее в таблицах представлены настройки автоматики генераторов на выше указанных электростанциях. В Таблицах 2.4 и 2.5 представлены существующие настройки модели АРВ и PSS генераторов Мойнакской ГЭС.

Таблица 2.4 – Настройки модели системы АРВ на МГЭС

Имя	Описание	Значение	Единица
Tb	Время задержки фильтра	10	[с]
Ta	Постоянная времени производной фильтра	2	[с]
K	Контроллер усиления	100	[о.е.]
Te	Постоянная времени возбудителя	0,5	[с]
Emin	Минимальный выход контроллера	-3	[о.е.]
Emax	Максимальный выход контроллера	3	[о.е.]

Таблица 2.5 – Настройки модели системы PSS типа 2А на МГЭС

Имя	Описание	Значение	Единица
Tw1	1-я постоянная времени	5,999	[с]
Tw2	2-я постоянная времени	5,999	[с]
T6	Постоянная времени преобразователя первого сигнала	0,099	[с]
Tw3	3-я постоянная времени	5,999	[с]
Tw4	4-я постоянная времени	5,999	[с]
Ks2	2-й коэффициент преобразователя сигнала	1,57	[о.е.]
T7	Постоянная времени датчика 2-го сигнала	5,999	[с]
Ks3	Фактор связи вымываний	1	[о.е.]
Ks1	Усиление стабилизатора	7	[о.е.]
Ts1	1-я постоянная времени производной опережения-запаздывания	0,139	[с]
Ts2	1-я постоянная времени задержки опережения и задержки	0,059	[с]
Ts3	2-я постоянная времени производной опережения и запаздывания	0,099	[с]
Ts4	2-я постоянная времени задержки опережения-запаздывания	0,029	[с]
T8	Постоянная времени задержки фильтра слежения за рампой	0,599	[с]
T9	Постоянная времени задержки фильтра слежения за рампой	0,119	[с]
N	Фильтр слежения за рампой	1	[-]
M	Фильтр слежения за рампой	4	[-]
Ic1	Селектор 1-го входа	1	[1-6]
Ic2	Селектор 2-го входа	3	[1-6]
Kd	Фактор производного	1	[о.е.]
IPB	Базовый селектор PSS (1 = генератор MVA, 0 = генератор MBт)	1	[-]
Vstmin	Минимальный выход контроллера	-0,05	[о.е.]
Vstmax	Максимальный выход контроллера	0,05	[о.е.]

Согласно вышеприведенной таблицы, модем ответить, что у PSS имеется множество параметров для его настройки – коэффициент усиления, постоянные времени, ограничения, фильтрации и др. При этом, только несколько из них отвечают за демпфирование НЧК, и соответственно их необходимо корректно настроить [16, 38, 39, 43].

Для PSS на Мойнакской ГЭС основными настройками являются:

- Ks1 Усиление стабилизатора;
- Ts1 1-я постоянная времени;
- Ts2 1-я постоянная времени;
- Ts3 2-я постоянная времени;
- Ts4 2-я постоянная времени.

Далее в диссертационной работе, искомыми настройками PSS, будут называться, в общем виде, перечисленные параметры.

Иные настройки являются дополнительными по фильтрации, работе самого устройства PSS и, как правило, задаются согласно рекомендациям стандарта или заводскими настройками в виде постоянных значений [55].

По Капчагайской ГЭС разработана модель системы АРВ сильного действия. Настройки модели представлены в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Настройки модели системы АРВ сильного действия

Коэф.	Описание	Значение	Ед. изм.
T1U	Постоянная времени канала рег. по напряжению	0,039	[о.е.]
T1IF	Постоянная времени канала рег. по току возбуждения	0,076	[о.е.]
K1IF	Коэф. усиления канала рег. по току возбуждения	1,25	[о.е.]
TOKR	Постоянная времени регулятора	0,04	[о.е.]
K1U	Коэф. усиления канала по напряжению (ГЗ)	3,6	[о.е.]
K0U	Коэф. усиления канала по напряжению (ЖЗ)	50	[о.е.]
T0F	Постоянная времени №1 канала рег. по частоте	1	[о.е.]
T1F	Постоянная времени №2 канала рег. по частоте	0,026	[о.е.]
K0F	Коэф. усиления №1 канала рег. по частоте	1,5	[о.е.]
K1F	Коэф. усиления №2 канала рег. по частоте	1,5	[о.е.]
TBCN	Постоянная времени №3 канала рег. по частоте	0,07	[о.е.]
K_fors	Коэф. форсировки	100	[о.е.]
Tvozb	Постоянная времени возбудителя	0,04	[о.е.]
Samovozb	Самовозбуждение (1-е, 0-е отсутствует)	1	[о.е.]
E <sub>max1</sub>	E <sub>max1</sub> = E <sub>max</sub>	6	[о.е.]
E <sub>min1</sub>	E <sub>min1</sub> = E <sub>min</sub>	-4	[о.е.]
E <sub>min</sub>	Минимальное напряжение возбуждения	-4	[о.е.]
E <sub>max</sub>	Максимальное напряжение возбуждения	6	[о.е.]

Для генераторов 1-4 Алматинской ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 задана ранее разработанная модель системы АРВ пропорционального действия. Настройки разработанной модели представлены в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Настройки модели системы АРВ пропорционального действия

Коэф.	Описание	Значение	Ед. изм.
K0U	Коэффициент усиления регулятора	7	[о.е.]
K_mash	Масштаб тока возбуждения	0,333	[о.е.]
Tokr	Постоянная времени регулятора	0,1	[о.е.]
KI	Коэф. усиления по току возбуждения	0,7	[о.е.]
Tvozb	Постоянная времени возбудителя	0,3	[о.е.]
K_mash1	Масштаб напряжения возбуждения	3	[о.е.]
U <sub>min</sub>	Минимальный управляющий сигнал	-10	[о.е.]
E <sub>min</sub>	Минимальное напряжение возбуждения	0	[о.е.]
U <sub>max</sub>	Максимальный управляющий сигнал	10	[о.е.]
E <sub>max</sub>	Максимальное напряжение возбуждения	2	[о.е.]

Для Генератора №8 Алматинской ТЭЦ 1 разработана модель АРВ типа АС5А – бесщеточная система возбуждения с вращающимися диодами. Настройки разработанной модели представлены в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Настройки модели системы АРВ типа АС5А

Кэф.	Описание	Значение	Ед.изм.
Tr	Задержка измерения	0,02	[с]
Ka	Контроллер усиления	200	[о.е.]
Ta	Постоянная времени контроллера	0,03	[с]
Ke	Постоянная возбудителя	0,5	[о.е.]
Te	Постоянная времени возбудителя	1	[с]
Kf	Усиление пути стабилизации	0,2	[о.е.]
Tf1	1-я постоянная времени пути стабилизации	3	[с]
Tf2	2-я постоянная времени пути стабилизации	1	[с]
Tf3	3-я постоянная времени пути стабилизации	0	[с]
E1	Коэффициент насыщения 1	3,13	[о.е.]
Se1	Коэффициент насыщения 2	0,1	[о.е.]
E2	Коэффициент насыщения 3	4,18	[о.е.]
Se2	Коэффициент насыщения 4	0,5	[о.е.]
Vrmin	Минимальный выход контроллера	-20	[о.е.]
Vrmax	Максимальный выход контроллера	20	[о.е.]

Для тиристорной системы самовозбуждения генераторов №9 и 10 Алматинской ТЭЦ-1 разработана модель типа ST2А. Настройки разработанной модели представлены в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Настройки модели системы АРВ типа ST2А

Имя	Описание	Значение	Единица
Tr	Задержка измерения	0	[с]
Ka	Контроллер усиления	120	[о.е.]
Ta	Постоянная времени контроллера	0,15	[с]
Te	Постоянная времени возбудителя	0,5	[с]
Ke	Постоянная усилителя	1	[о.е.]
Kf	Усиление пути стабилизации	0,05	[о.е.]
Tf	Постоянная времени пути стабилизации	1	[с]
Kc	Фактор тока возбуждения	0,1	[о.е.]
Kp	Коэффициент напряжения	4,88	[о.е.]
Ki	Текущий фактор	0	[о.е.]
Vrmin	Минимальный выход контроллера	0	[о.е.]
Vrmax	Максимальный выход контроллера	1	[о.е.]
Efdmax	Максимальный выход возбудителя	4,4	[о.е.]

Далее представлены результаты моделирования переходных процессов по разработанной модели Алматинского энергоузла.

## 2.4 Моделирование переходных процессов при существующих настройках PSS

В данном подразделе представлены результаты расчетов устойчивости в разработанной модели в программе DigSilent PowerFactory для исследования НЧК в Алматинском энергоузле при текущих настройках PSS и без PSS.

### 2.4.1 Результаты расчета динамической устойчивости Алматинского энергоузла

В соответствии с руководящими указаниями по устойчивости и электросетевыми правилами РК [56, 57], проведены электрические расчеты. При этом - расчеты динамической устойчивости, включают в себя характерные аварийные возмущения в нормальной и ремонтных схемах. Выполняемые расчеты, в данном подразделе, направлены на анализ колебательной устойчивости, при аварийном отключении ВЛ-500 кВ, в исследуемом энергоузле. Выполнены расчеты переходных процессов в нормальной и ремонтной схеме сети. Результаты расчетов динамической устойчивости исследуемого энергоузла приведены в таблице ниже.

Таблица 2.10 – Выводы по расчетам динамической устойчивости Алматинского энергоузла

№	Схема	Возмущения	Режим работы МГЭС	Режим уровня нагрузок	Результат устойчивости
1.1	Нормальная	Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется
1.2				Лето	Сохраняется
1.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется
1.4				Лето	Сохраняется
2.1		Отключение ВЛ-500 кВ «Талдыкорган-Алма» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется
2.2				Лето	Сохраняется
2.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется
2.4				Лето	Сохраняется
3.1	Ремонтная (Отключены ВЛ-500 кВ Актогай-Талдыкорган)	Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется
3.2				Лето	Сохраняется
3.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется
3.4				Лето	Сохраняется
4.1	Ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС)	Отключение ВЛ-500 кВ «Алма-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется
4.2				Лето	Сохраняется
4.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется
4.4				Лето	Сохраняется
5.1		Отключение АТ на ПС-220 кВ «Таугуль» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется
5.2				Лето	Сохраняется
5.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется
5.4				Лето	Сохраняется

Таблица 2.10 – Выводы по расчетам динамической устойчивости Алматинского энергоузла

№	Схема	Возмущения	Режим работы МГЭС	Режим уровня нагрузок	Результат устойчивости
6.1	Ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай-Талдыкорган Алма-ЮКГРЭС)	Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Выдача 150 МВт	Зима	Сохраняется, но наблюдаются значительные колебания
6.2				Лето	
6.3			Выдача 300 МВт	Зима	Сохраняется, но наблюдаются значительные колебания
6.4				Лето	

Графики контролируемых параметров (углы ротора генераторов, напряжение на ПС 220 и 500 кВ, напряжение в генераторных узлах, частота, а также выдача активной мощности) по выполненным расчетам динамической устойчивости, представлены в Приложении Г.

Потокораспределение в модели сети, в режимах с ремонтами в схеме выдачи Мойнакской ГЭС, представлено в Приложении Д.

Анализ расчетов динамической устойчивости показал, что близкое к нарушению электрического режима происходит при ремонтной схеме, когда отключены ВЛ-500 кВ «Актогай-Талдыкорган» и ВЛ-500 кВ «Алма-ЮКГРЭС», и происходит аварийное отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю (длительность 0,12 сек.) в режимах генерации на Мойнакской ГЭС - от 150 до 300 МВт. Результаты моделирования по изменению, выдаваемой мощности генераторов на Мойнакской ГЭС, АлТЭЦ-1, АлТЭЦ-2, АлТЭЦ-3 и КапчГЭС, приведены далее на рисунке 2.10. Аналогичные результаты исследования приведены в Приложении Г.

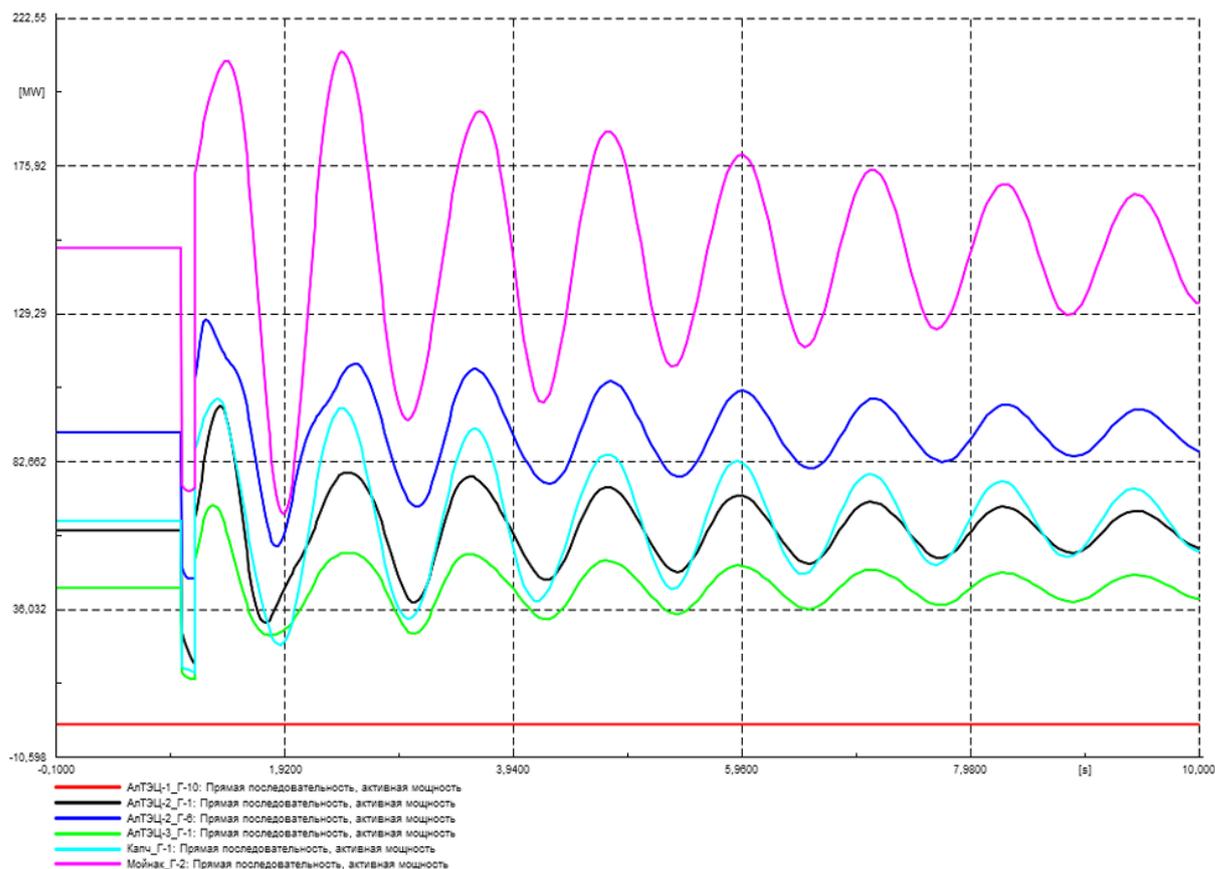


Рисунок 2.10 – Выдача активной мощности генераторов на электростанциях Алматинского энергоузла при характерном возмущении, МВт

Из данного анализа можно сделать вывод, что наибольшие колебания мощности имеются на Мойнакской ГЭС, где не обеспечивается корректной реакции со стороны регуляторов на возмущения в системе. В результате чего наблюдается снижение системной надежности всего Алматинского энергоузла.

#### 2.4.2 Модальный анализ низкочастотных колебаний при переходных процессах и влияние PSS на Мойнакской ГЭС.

По итогам расчетов динамической устойчивости, в разработанной модели Алматинского энергоузла, был выполнен модальный анализ НЧК при характерных возмущениях. Было рассмотрено влияние PSS Мойнакской ГЭС с текущими настройками, на НЧК в энергосистеме. Анализ колебательной устойчивости и, соответственно, демпфирование низкочастотных колебаний рассматривались на примере работы системных стабилизаторов PSS Мойнакской ГЭС. Выполнены соответствующие аварийные возмущения при различных режимах работы МГЭС.

В данной работе, для анализа опасных мод НЧК, был использован модальный анализ, с помощью которого возможно более качественно изучить свойства динамических систем в частотном диапазоне.

Для разработанной модели Алматинского энергоузла, для разных схем сети, проведена серия расчетов переходных процессов и модальный анализ. В таблице 2.11 представлены наиболее характерные динамические возмущения, после которых нарушается устойчивость энергосистемы.

Таблица 2.11 – Динамические возмущения, для которых проводился модальный анализ.

№	Схема	Возмущения	Режим	Положение PSS на МГЭС
1	Нормальная	Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Зима Выдач МГЭС – 150 МВт	Вкл
				Откл
2	Лето Выдач МГЭС – 150 МВт		Вкл	
			Откл	
3	Ремонтная (отключены 2 ВЛ- 500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС	Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю	Зима Выдач МГЭС – 150 МВт	Вкл
				Откл
4	Лето Выдач МГЭС – 150 МВт		Вкл	
			Откл	

Динамические расчеты выполнялись для каждого сценария (схемы) при включенном и отключенном PSS на генераторах Мойнакской ГЭС. Целью было определение влияния на сохранение колебательной устойчивости, а также для зимнего и летнего периода, т.к. электрическая нагрузка и уровни напряжения на узловых подстанциях имеют разные значения, что влияет на предшествующий электрический режим, в части загрузки магистральных ЛЭП и баланса реактивных мощностей.

Сравнительные результаты проведенных расчетов и модального анализа представлены на графиках ниже.

**Возмущение 1.** Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю.

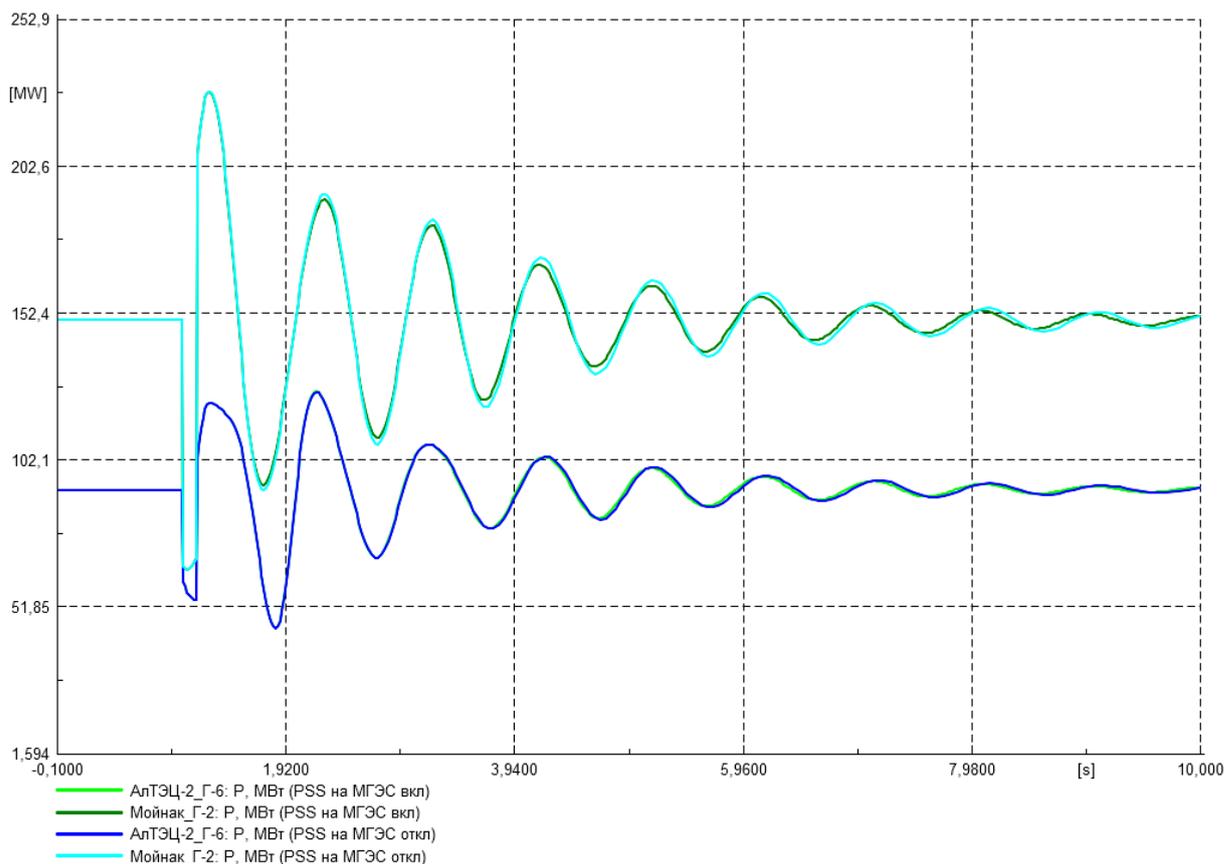


Рисунок 2.11 – Сравнительный график при включенном и отключенном PSS на генераторах МГЭС. При нормальной схеме и отключением ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю. Зимний режим.

Вышеприведенные графики выдачи мощности генераторов Мойнакской ГЭС и Алматинской ТЭЦ-2, при нормальной схеме сети и зимнем режиме, при отключении ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» от двухфазного КЗ на землю, показывает, что нарушения динамической устойчивости не наблюдается. Работа регуляторов станций - по форсировке увеличения тока возбуждения в переходных процессах - реагирует корректно, и генераторы в течении 5 секунд возвращаются к исходному значению генерации. При этом необходимо отметить, что переходной процесс по колебанию мощности наблюдается, практически, одинаковым с включенным PSS и выключенном PSS на генераторах.

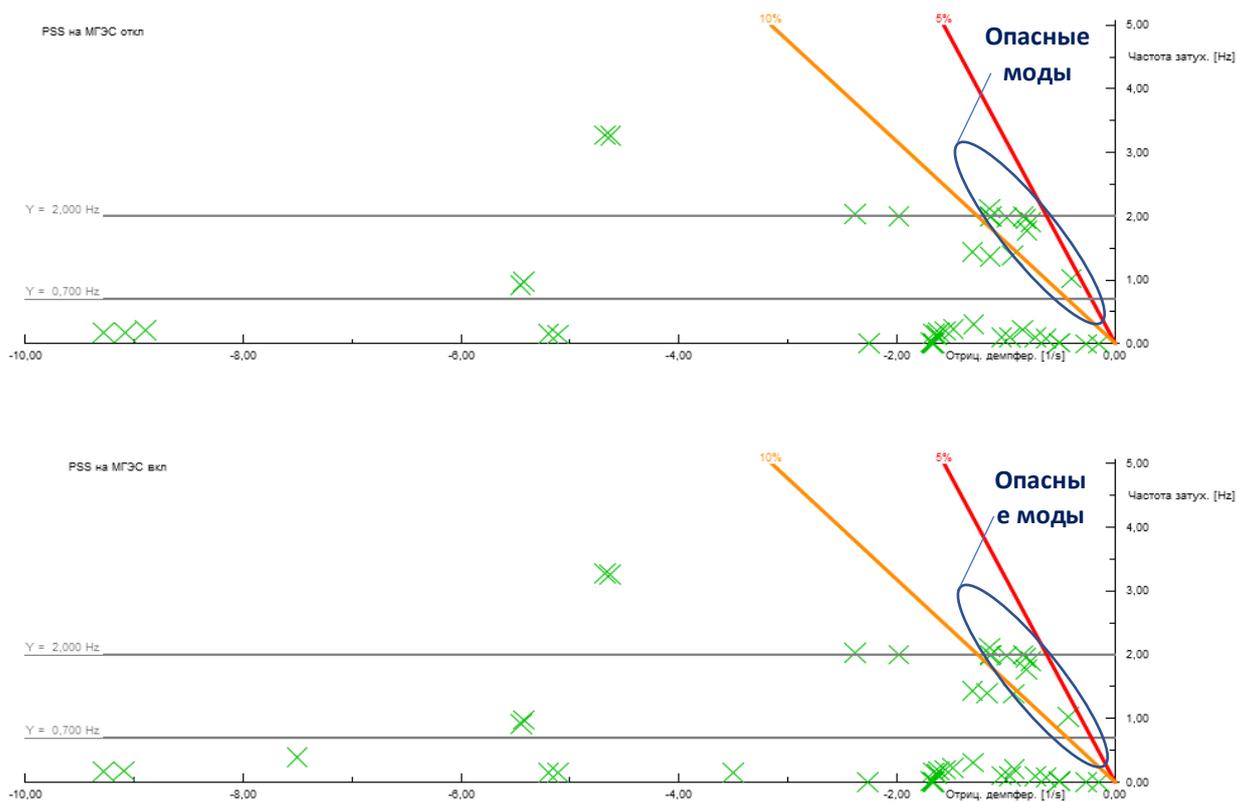


Рисунок 2.12 – Модальный анализ при отключенном (верхний график) и включенном (нижний график) PSS на генераторах МГЭС (возмущение № 1).

Модальный анализ данной схемно-режимной ситуации показывает, что расположения мод на плоскости ( $\lambda_i$ ) имеют отрицательные значения, которое характеризует устойчивость режима. Устойчивость электрического режима определяется коэффициентом демпфирования ( $\zeta$ ). В соответствии приведенными исследованиями [1, 37-39], известно, что при коэффициенте демпфирования ниже - 5 % система близка к потере колебательной устойчивости. Предельным интервалом коэффициента демпфирования является интервал от 10 до 5%. В соответствии с данными показателями сохранения колебательной устойчивости на графике модального анализа проведены разделительные радиусы относительно оси на 10% и 5%.

Результаты модального анализа показывают, что некоторые колебательные моды находятся в интервале демпфирования от 10 до 5%. Это свидетельствует о том, что устойчивость данного режима недостаточно надежна. В случае снижения степени демпфирования ( $\zeta$ ) ниже 5% появляется риск потери колебательной устойчивости. Результаты модального анализа показали, что количество колебательных мод находящихся в опасной зоне от 10 до 5%, при включенном и отключенном PSS не изменилось, что показывает неэффективность текущих настроек параметров PSS.

**Возмущение 2.** Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю.

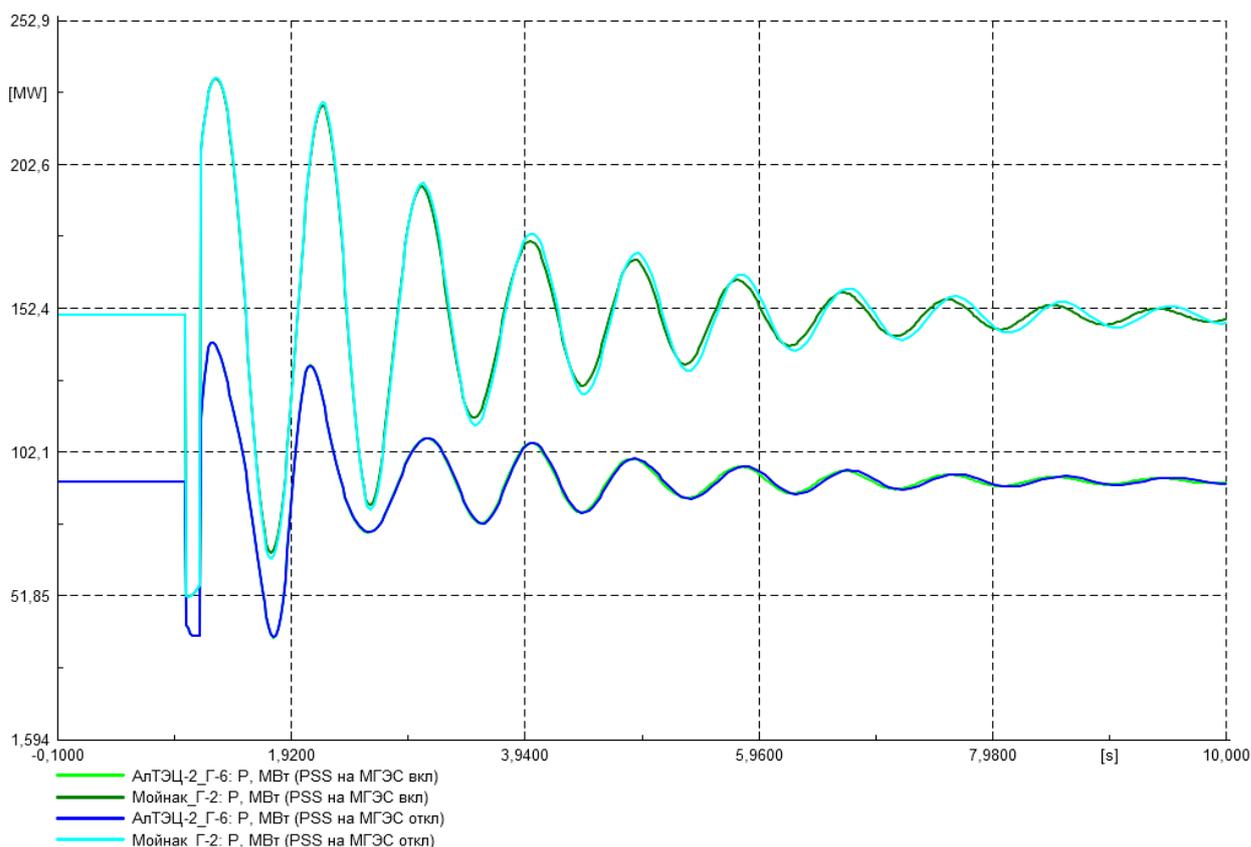


Рисунок 2.13 – Сравнительный график при включенном и отключенном PSS на генераторах МГЭС. При нормальной схеме и отключением ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю. Летний режим.

Вышеприведенные графики выдачи мощности генераторов Мойнакской ГЭС и Алматинской ТЭЦ-2, при нормальной схеме сети и летнем режиме, при отключении ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» от двухфазного КЗ на землю, показывает схожие графики изменения с зимнем режимом, что свидетельствует о схожести предаварийных параметров электрической сети в Алматинском энергоузле.

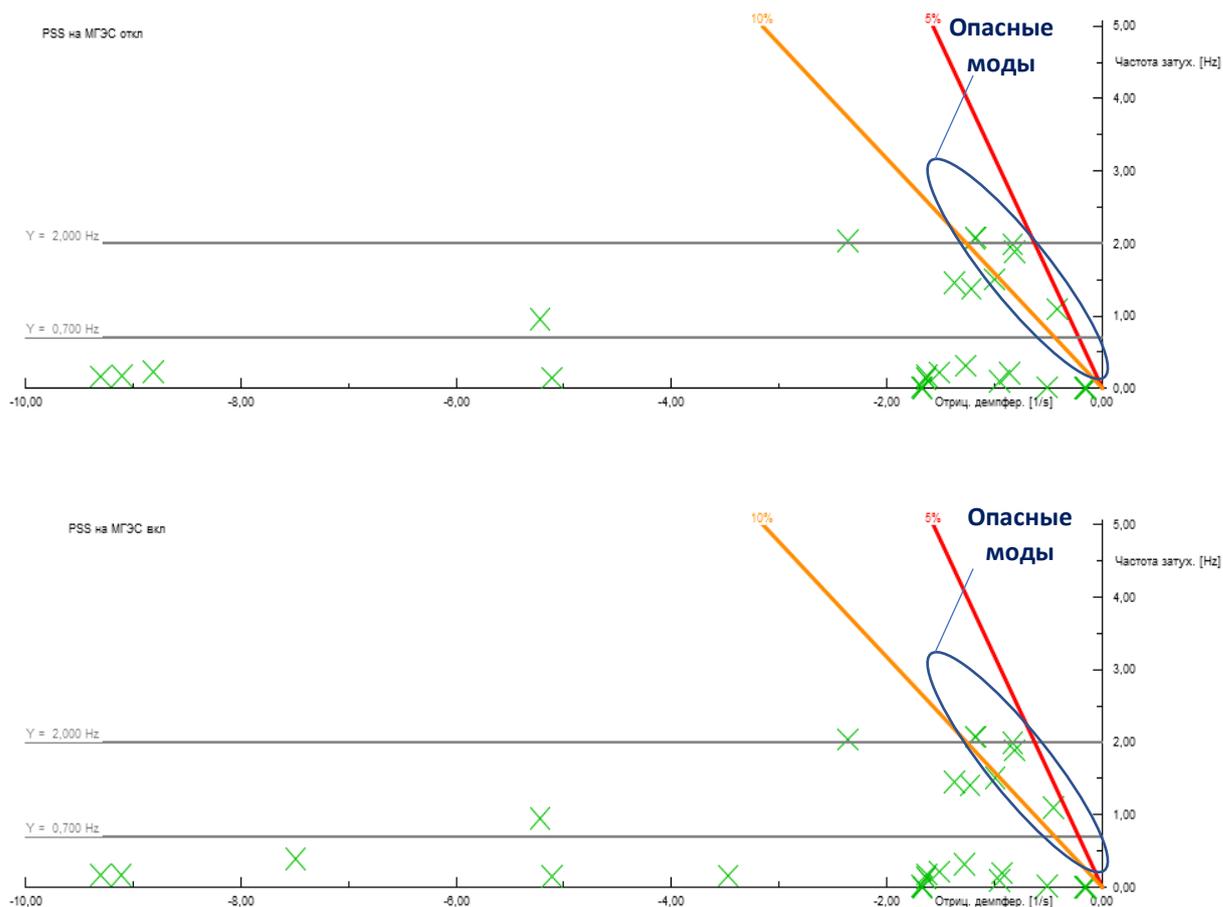


Рисунок 2.14 – Модальный анализ при отключенном (верхний график) и включенном (нижний график) PSS на генераторах МГЭС (возмущение № 2).

Модальный анализ динамической устойчивости летнего электрического режима показывает аналогичную схожесть с зимнем режимом. При этом, количество колебательных мод, находящихся в интервале от 10 до 5%, значительно ниже. Это указывает на более высокую колебательную устойчивость электрического режима. Вместе с этим, не происходит изменение колебательных мод при включенном и отключенном PSS.

**Возмущение 3.** Схема сети – Ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю.

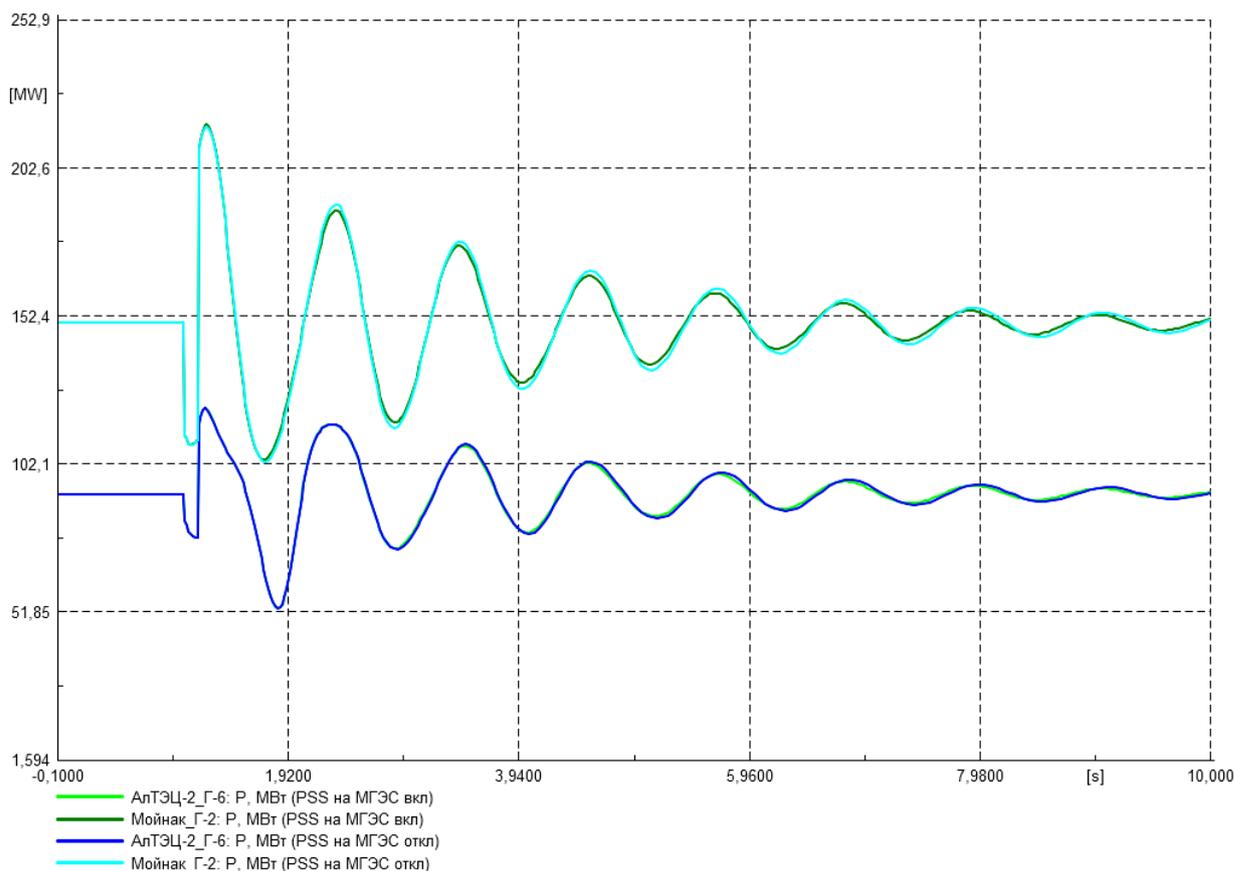


Рисунок 2.15 – Сравнительный график при включенном и отключенном PSS на генераторах МГЭС. Ремонтная схема (выведены в ремонт 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС). Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю. Зимний режим.

Вывод в ремонт ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и ВЛ-500 кВ Алма-ЮКГРЭС в целом, снижает надежность Алматинского энергоузла за счет уменьшения перетока мощности от системообразующей сети транзита 500кВ «Север-Юг». Но расчеты зимнего режима, в указанной ремонтной схеме показали, что отключение ВЛ 500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» от двухфазного КЗ на землю также, не приводит к нарушению динамической устойчивости. Генераторы МГЭС, при включенном и отключенном PSS пришли в исходное состояние, без раскачивания энергосистемы, в течение 5 секунд.

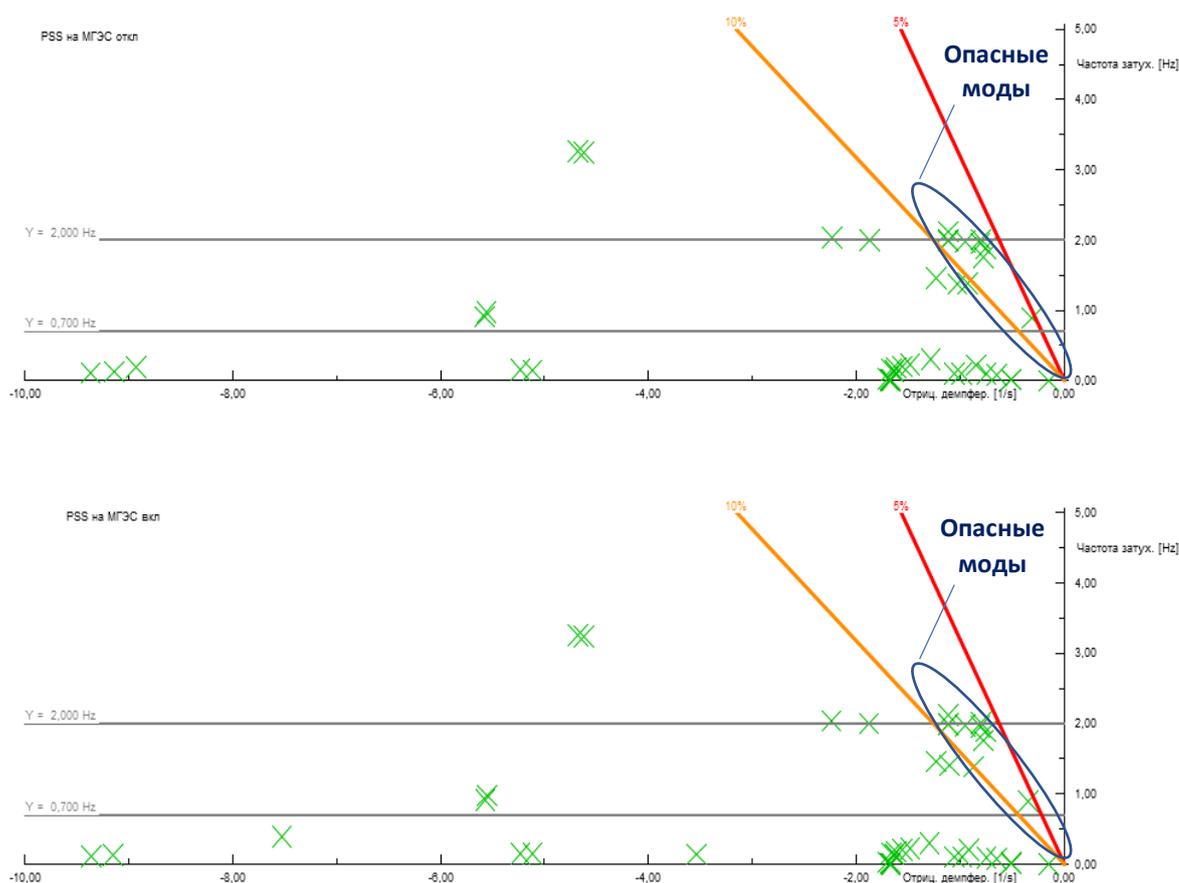


Рисунок 2.16 – Модальный анализ при отключенном (верхний график) и включенном (нижний график) PSS на генераторах МГЭС (возмущение № 3).

При этом результаты модального анализа показывают, что некоторые колебательные моды, как при включенном, так и отключенном PSS находятся в интервале степени демпфирования от 10 до 5%. Динамическая устойчивость данного режима недостаточно надежна. В случае снижения степени демпфирования ниже 5% и перехода колебаний в опасную область, появляется риск потери колебательной устойчивости.

**Возмущение 4.** Схема сети – Ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай-Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю.

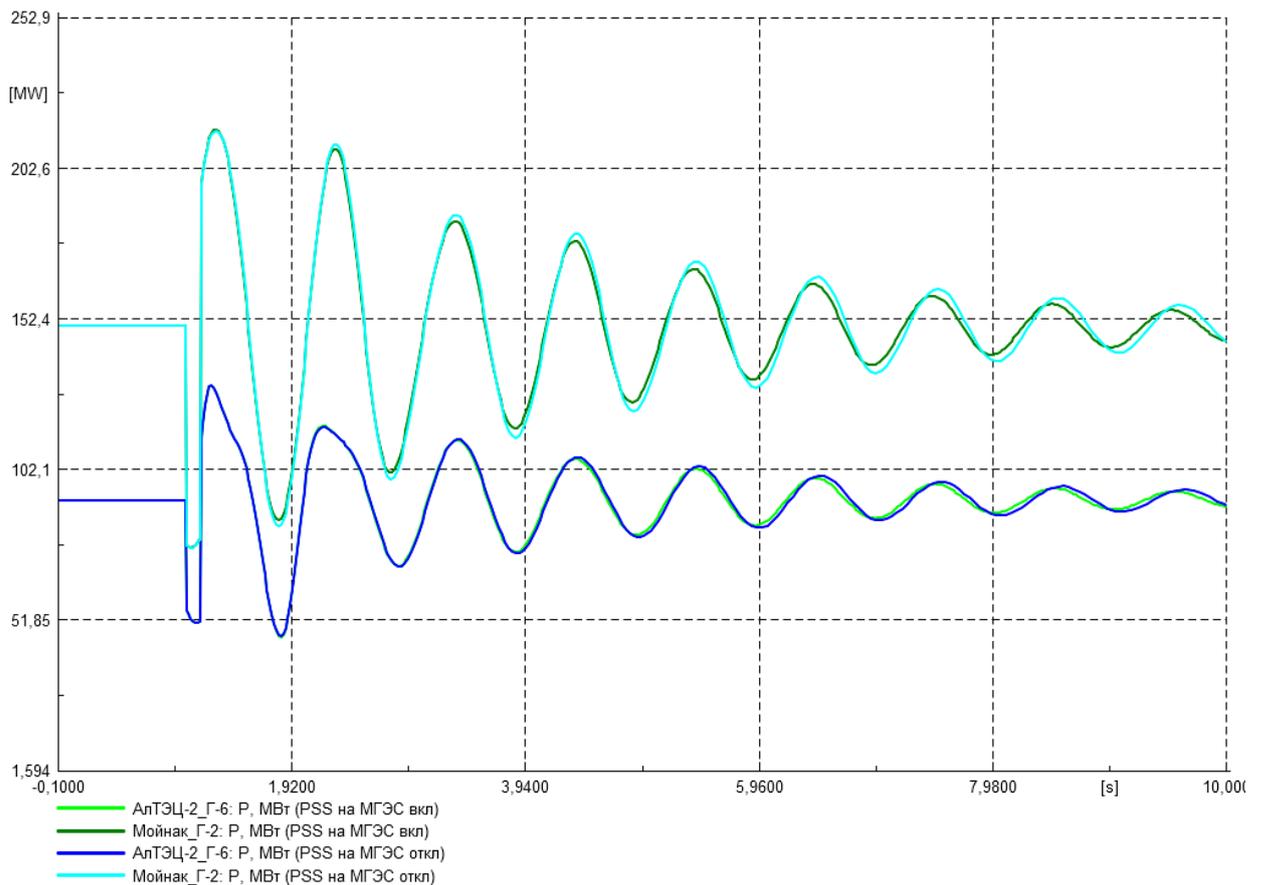


Рисунок 2.17 – Сравнительный график при включенном и отключенном PSS на генераторах МГЭС. Ремонтная схема (выведены в ремонт 2 ВЛ-500 кВ Актогай-Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС). Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю. Летний режим.

Расчеты летнего режима, в указанной ремонтной схеме показали, что отключение ВЛ 500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» от двухфазного КЗ на землю, также не приводит к нарушению динамической устойчивости. Генераторы МГЭС, при включенном и отключенном PSS пришли в исходное состояние, без раскачивания энергосистемы, в течение 5 секунд.

Далее на рисунке 2.18. представлены модальный анализ при данном возмущении. Результаты модального анализа показывают, что некоторые колебательные моды, как при включенном с действующими настройками, так и отключенном PSS, находятся в интервале демпфирования от 5% до 10%.

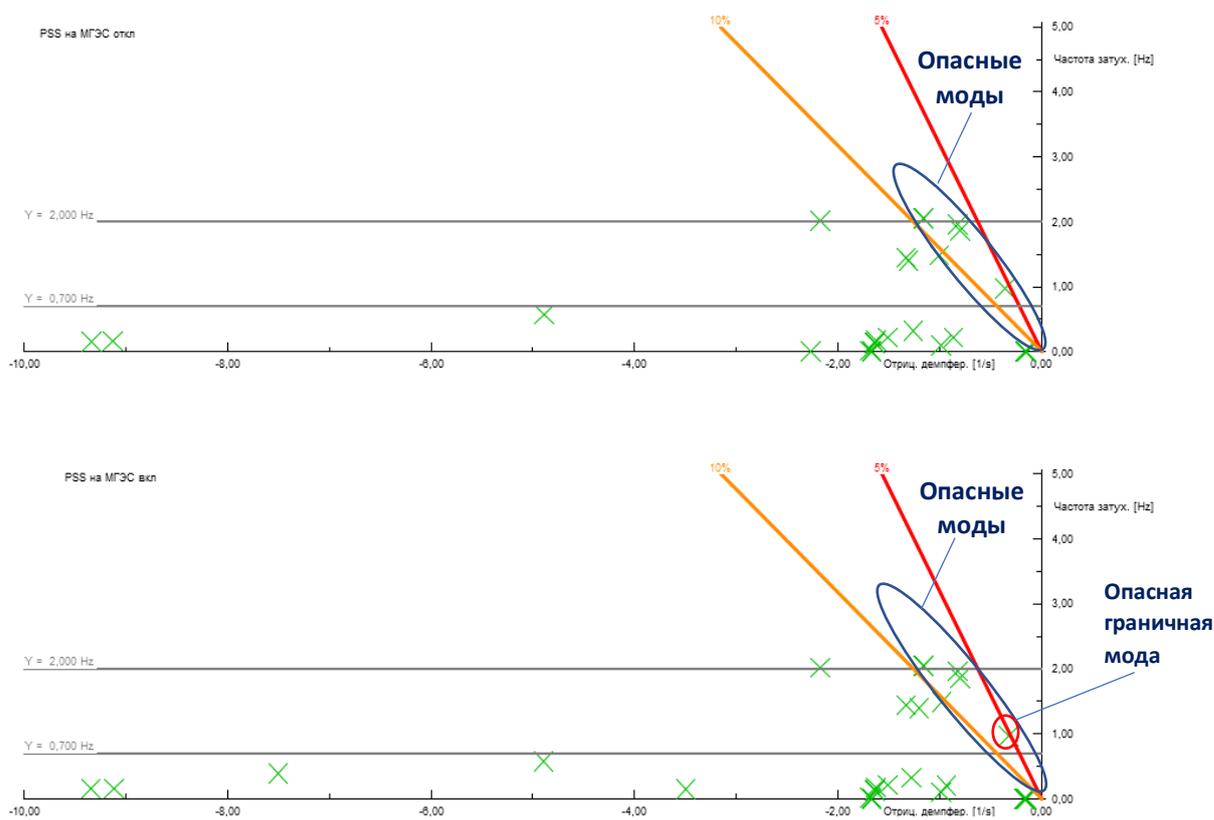


Рисунок 2.18 – Модальный анализ при отключенном (верхний график) и включенном PSS с текущими настройками (нижний график) на Мойнакской ГЭС.

Как видно из модального анализа, одна мода НЧК, как в зимнем, так и летнем режиме при включенном PSS находится в приграничной зоне с риском выхода в опасную зону потери колебательной устойчивости.

## 2.5 Выводы по разделу 2.

По итогам анализа расчетов устойчивости Алматинского энергоузла с учетом текущих систем возбуждения, настроек параметров APB и PSS синхронных генераторов, можно сделать следующие выводы:

- Анализ экспериментальных измерений по транзиту «Север-Юг», по данным системы WAMS показал, что в энергосистеме ЕЭС Казахстана присутствуют слабодемпфируемые НЧК. При этом, значительную часть, идентифицированных НЧК, составляют межсистемные колебания с частотой 0,3-0,4 Гц и продолжительностью более 4 минут. Этот факт свидетельствует о неэффективности настроек параметров APB и PSS на системных электрических станциях ЕЭС Казахстана;

- При этом, данные НЧК имеют наибольшую амплитуду по интерфейсу ЕЭС Казахстана – ОЭС Центральной Азии, что связано с вовлечением в данный процесс группы генераторов с обеих сторон. Данные колебания мощности, в аварийных режимах, возрастают и приводят к отключению генераторов от технологических защит, с дальнейшим набросом

на транзит «Север-Юг», ввиду потери генерации в ОЭС ЦА или Южной Зоне ЕЭС Казахстана.

- Алматинский энергоузел устойчив к нормативным динамическим возмущениям в сети. Однако, имеется вероятность схемно-режимных ситуаций, при которых тяжелые динамические возмущения приводят к аварийным отключениям с очень длительным процессом восстановления нормального режима работы системы.

- При динамических возмущениях, с выведенной в ремонт ВЛ-500 кВ, наблюдаются значительные колебания выдаваемой активной мощности на генераторах Мойнакской ГЭС и Капчагайской ГЭС. Но за счет PSS установленных на ТГ-5 и ТГ-6 Алматинской ТЭЦ-2 они демпфируются. При этом, в наиболее тяжелых ситуациях это оказывается недостаточным;

- Для наиболее тяжелых динамических возмущений, проведенный анализ показал, что влияния PSS (с текущими настройками) на Мойнакской ГЭС, неэффективно для демпфирования колебаний мощности и в некоторых случаях, ухудшает их показатель демпфирования, что может привести к дальнейшим неустойчивым НЧК.

- Модальный показал, что некоторые колебательные моды как при включенном с действующими настройками, так и отключенном PSS также находятся в интервале демпфирования от 5% до 10%. Имеется мода НЧК с частой 1 Гц находящаяся в приграничной зоне с риском выхода в опасную зону потери колебательной устойчивости.

## 3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АДАПТИВНОЙ НАСТРОЙКИ PSS СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

### 3.1 Методы настройки PSS. Классический и адаптивный методы.

Сложнозамкнутые энергосистемы характеризуются передачей электроэнергии на дальние расстояния, крупные источники генерации удалены друг от друга, а также увеличивается объем интеграции ВИЭ, что создает условия для нарушения статической и колебательной устойчивости. На сегодняшний день, с усложнением энергосистемы, настраивать PSS становятся все сложнее [43, 58], особенно когда в системе используется большое количество автоматики регулирования, и их координация должна приниматься во внимание. Соответственно, при текущих вызовах по сохранению устойчивости энергосистемы, необходимо подобрать подходящий метод настройки PSS синхронных генераторов.

В энергетике существует два метода настройки автоматики - классический и адаптивный. Оба метода можно применить при настройке параметров PSS, и у каждого из них есть свои особенности. Классический метод настройки автоматики выполняется оффлайн для предполагаемого, максимально тяжелого, режима работы системы. Адаптивная настройка параметров PSS выполняется, в зависимости от изменения схемно-режимной ситуации энергосистемы, в реальном времени.

Приведенные исследования в разделе 2 показали, что возрастает необходимость в разработке новых алгоритмов настройки PSS синхронных генераторов, которые будут изменять параметры настройки в зависимости от условий переходных режимов и контроля запасов колебательной устойчивости. В связи с этим, появляется необходимость в разработке адаптивного алгоритма настройки PSS. Алгоритм будет настраивать параметры PSS в темпе процесса, в соответствии с режимом системы, для обеспечения требуемых характеристик устойчивости энергосистемы.

Далее приводится описание классического и адаптивного методов настройки системного стабилизатора.

#### **Классический метод.**

Классический или традиционный метод настройки автоматики, регуляторов - основан на расчете необходимых параметров по заранее разработанной модели системы. Соответственно, классический метод настройки PSS основан на линейной модели энергосистемы в некоторой рабочей точке. Метод эффективно работает, если его параметры тщательно настроены, и система работает в пределах определенного диапазона и относительно стационарна в условиях изменения электрического режима ( $U$ ,  $I$ ,  $f$ ) [1, 14].

Основные характеристики классического метода настройки стабилизатора:

- Модель системы имеет ограниченный порядок;
- Линеаризация модели системы вокруг заданной рабочей точки;

- Линейная модель имеет фиксированные параметры;
- Автоматика управления реализована с фиксированными параметрами.

Блок-схема обратной связи, в системе регулирования с классическим системным стабилизатором, приведена на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Схема регулирования при классическом PSS.

Классический метод настройки PSS имеет как ряд преимуществ, так и ряд недостатков [14, 59, 60]. К преимуществам относится то, что параметры PSS настраивают по упрощенной схеме передаточной функции в зависимости от параметров входного сигнала в сети относительно определенной области устойчивости. К недостаткам относится то, что область устойчивости может меняться, в зависимости от изменения схемно-режимных ситуаций. Настройки параметров PSS определяются по заранее заложенным принципам, что снижает эффективность работы генераторов в непредвиденных переходных режимах.

Соответственно, активное развитие энергосистемы, ежегодное усложнение структуры сети затрудняет корректную работу PSS. В новых условиях необходима настройка параметров PSS генераторов в реальном времени, адаптированное под изменение электрического режима.

#### **Адаптивный метод.**

Адаптивный метод настройки автоматики, регуляторов состоит из двух блоков. Первый блок – это идентификация модели системы в темпе процесса и второй блок – это управление для настройки параметров, согласно определенной модели. Таким образом, адаптивный метод настройки PSS генераторов представляет собой новый подход к определению требуемых параметров настройки для системы возбуждения генераторов в реальном времени в зависимости от изменения электрического режима.

Основные показатели адаптивного метода настройки PSS:

- Не требуется настройка во время ввода в эксплуатацию;
- Обеспечивается оптимальная реакция в соответствии с условиями работы системы;

- Определяются изменения системных характеристик, соответственно, не требуется перенастройка при развитии энергосистемы.

Блок-схема обратной связи, в системе регулирования с адаптивным системным стабилизатором, приведена на Рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Схема регулирования с адаптивным PSS.

Разработанный адаптивный метод регулирования PSS представляет собой новое направление развития техники, результаты исследований приведены в работах [14, 61]. Главным отличием, в данном методе, является то, что адаптивный PSS включает в себя блок идентификации параметров энергосистемы и электрического режима, с целью построения модели и определения коэффициента демпфирования НЧК. Применение блока идентификации параметров необходимо в крупных энергосистемах, ввиду частых изменений схемно-режимных параметров.

После идентификации системных параметров выполняется расчет корректных настроек параметров выполняется в специальном блоке управления адаптивного PSS. Настройки подбираются для текущего электрического режима работы системы.

На текущий момент, теоретически и экспериментально доказана эффективность применения принципа адаптивного PSS в составе системы возбуждения синхронного генератора. Применение адаптивного PSS способствует повышению степени демпфирования опасных НЧК и поддержанию устойчивости системы [14].

В реальной энергосистеме, при подключении большого количества генераторов, имеется неоднородность типов PSS, которые настроены классическим способом. Поэтому, в задачу диссертационного исследования входит разработка адаптивного алгоритма настройки PSS, в сочетании с работой PSS, настроенные классическим методом.

Усложнение структуры ЕЭС Казахстана, а также исследуемого участка электрической сети Алматинского энергоузла с учетом ожидаемой интеграции значительного количества ВИЭ, в частности ВЭС [10], а также в условиях изменения схемно-режимных ситуаций очевидно, что применение адаптивного PSS будет эффективнее, чем использование PSS настроенного классическим методом.

В связи с этим, в диссертационной работе приводится разработка алгоритма адаптивной настройки параметров PSS с идентификацией НЧК, и с расчетом параметров основанном на фазо-компенсационном методе.

### 3.2 Настройка параметров PSS с применением доработанного фазо-компенсационного метода.

Рассмотрим типовую схему цепи обратной связи PSS, с указанием входного и выходного сигналов, а также укрупненные составляющие передаточной функции (рис. 5). Входным сигналом в передаточной функции, используемой для расчета  $H(s)$ , является опорное напряжение регулятора ( $\Delta u$ ), а выходным сигналом - может быть скорость вращения ротора генератора ( $\Delta \omega_{eq}$ ), электрическая мощность на выходе генератора ( $P_e$ ) или, в конечном итоге, мощность ускорения:

$$P_a = P_m - P_e \quad (3.1)$$

где,  $\Delta P_m$  – механическая мощность;  
 $\Delta P_e$  – электрическая мощность

Данные выходные переменные выбраны потому как они связаны с высокими коэффициентами участия в анализе электромеханических режимов.

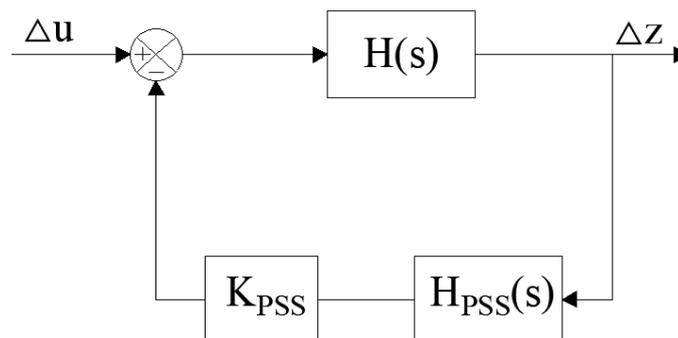


Рисунок 3.3 – Упрощенная схема обратной связи PSS

где,  $H(s)$  – передаточная функция между входом и выходом сигнала  
 $K_{PSS}$  – коэффициент усиления PSS

Общий вид передаточной функции  $T_{pss}$ , при добавлении PSS в систему имеет следующий вид (3):

$$T_{PSS} = K_{PSS}|H_{PSS}|e^{j \arg(H_{PSS})}, \quad (3.2)$$

При условии, что передаточная функция  $T_{PSS}$  представляет зависимость от коэффициента усиления  $K_{PSS}|H_{PSS}|$ , относительно небольшой величины. Сдвиг, собственного значения, противоположен направлению существующей связи, как показано на рисунке 3.4 и описывается следующим уравнением:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k} = -r_i \rightarrow \Delta \lambda_i = -r_i k, \quad (3.3)$$

где,  $\lambda_i$  – собственное значение колебания  
 $k$  – коэффициент усиления  
 $r_i$  – остаток, связанный с собственным значением

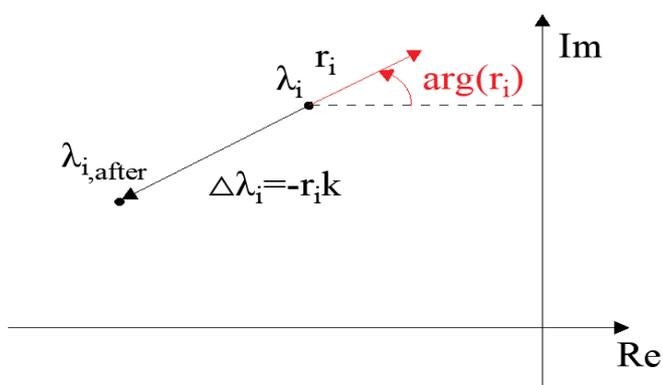


Рисунок 3.4 – Смещение собственных значений за счет передаточной функции обратной связи с коэффициентом усиления  $K$

Учитывая видоизменение передаточной функции PSS, (3.3), далее приведем уравнения, описывающие изменение собственных значений мод  $\lambda_i$  в зависимости от коэффициент усиления PSS по отношению к действительным и мнимым значениям мод PSS ( $K_{PSS}|H_{PSS}|$ ). Выражения (3.4) и (3.5):

$$\Delta \lambda_i = -r_i K_{PSS} H_{PSS}, \quad (3.4)$$

$$\Delta \lambda_i = -K_{PSS}|r_i||H_{PSS}|e^{j(\arg(r_i)+\arg(H_{PSS}))}, \quad (3.5)$$

При работе систем возбуждения необходимо увеличить демпфирование моды, без значительного изменения его собственной частоты колебания, поскольку PSS настраивается на определенную моду, следовательно, и на определенную частоту. Одним из способов является изменение направления смещения (как правило  $\arg(r_i)+180^\circ$ ) путем правильного выбора  $\arg(H_{PSS})$ , с целью привести изменение собственного значения ( $\lambda_i$ ) со сдвигом вдоль вещественной оси в отрицательную сторону (рисунке 3.5). Описание приведено ниже в выражении 7:

$$\arg(r_i) + \arg(H_{PSS}) = 0 \leftrightarrow \arg(H_{PSS}) = -\arg(r_i), \quad (3.6)$$

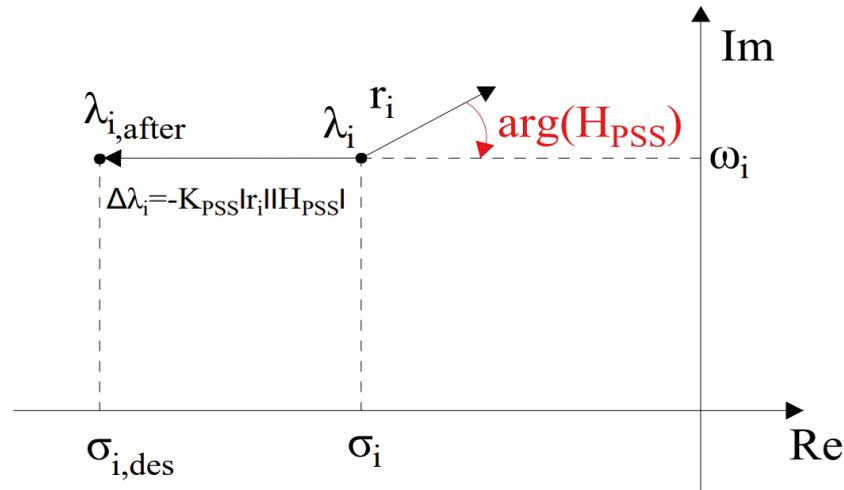


Рисунок 3.5 – Смещение собственных значений при настройке PSS

Из выше представленной диаграммы можно видеть, что при изменении направления смещения фазы на  $180^\circ$ , собственного значения ( $\lambda_i$ ) колебательных мод сдвигаются до оптимального значения действительной части критически собственных значений ( $\sigma_{i,des}$ ). Использование фазо-компенсационного метода, в работах [44, 62], было применено путем сдвига фазы на  $180^\circ$ , относительно вещественной оси, при этом такой подход может оказаться не достаточно эффективным. Т.к. в таком случае смещенная мода может остаться в зоне с коэффициентом демпфирования менее 10%. Поэтому фазо-компенсационный метод продолжает развиваться как инструмент эффективной, адаптивной настройки PSS [63, 64].

Таким образом, из анализа выполненного исследования [64] было определено, что компенсация фазы на  $180^\circ$  не всегда является оптимальной для поиска эффективных параметров PSS. Вместе с этим, если рассматривать компенсацию фазы при другом угле, в этом случае результат демпфирования может быть более эффективным. Если компенсация фазы рассчитывается вместе с коэффициентами усиления с помощью последовательной задачи оптимизации, тогда достигаются лучшие результаты настройки PSS [64]. Иллюстрация поиска оптимального сдвига фазового угла отличного от  $180^\circ$  продемонстрирована на нижеследующем рисунке.

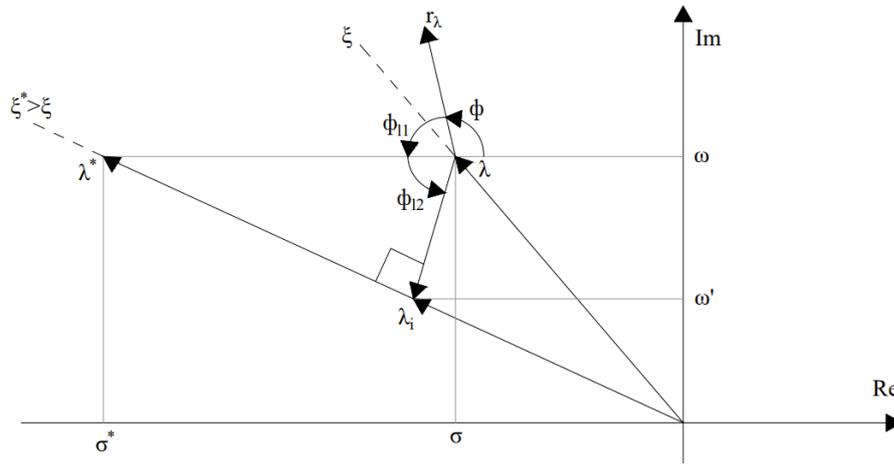


Рисунок 3.6 – Поиск оптимального сдвига угла при настройке PSS

Изменение направления компенсации фазы выполняется добавлением к  $\varphi_{11}$  дополнительного приращения  $\varphi_{12}$ . В результате область, собственных колебаний мод ( $\lambda_i$ ), будет переходить в другое пространство, которое отдалено от опасной зоны нарушения устойчивости.

Как только смещение  $\lambda_i$  принимает необходимое направление, следующим действием является получение оптимального значения декремента (степени) затухания  $\zeta_{i, des}$  для данного электрического режима. Расчет значения декремента затухания выполняется согласно выражению (3.7):

$$\zeta_{i, des} = -\frac{\sigma_{i, des}}{\sqrt{\sigma_{i, des}^2 + \omega_{di}^2}} \leftrightarrow \sigma_{i, des} = -\frac{\zeta_{i, des} \omega_i}{\sqrt{1 - \zeta_{i, des}^2}}, \quad (3.7)$$

где,  $\sigma_{i, des}$  – оптимальное значение действительной части собственных значений опасной моды колебания;

$\omega_i$  – собственная частота моды колебания.

Таким образом, для значений  $K_{PSS}|H_{PSS}|$  и значений мод колебаний можно записать следующие уравнения (3.8), (3.9):

$$|\Delta\lambda_i| = |\sigma_i - \sigma_{i, des}| = K_{PSS}|H_{PSS}||r_i|, \quad (3.8)$$

$$K_{PSS}|H_{PSS}| = \frac{|\Delta\lambda_i|}{|r_i|}, \quad (3.9)$$

Соответственно для демпфирования опасных НЧК, необходимо провести модальный анализ с определением собственных значений мод колебаний и рассчитать параметры переходного процесса системы.

На основе проведенного анализа, необходимо определить настройки параметров PSS так, чтобы увеличить демпфирование опасных колебательных мод и не ухудшить естественное демпфирование энергосистемой оставшихся

колебательных мод, созданные, вынужденно, коммутационными переходными процессами. Представим общий вид модели PSS (рисунок 3.7), включающий в себя блоки, по которым необходимо выполнить настройку параметров.

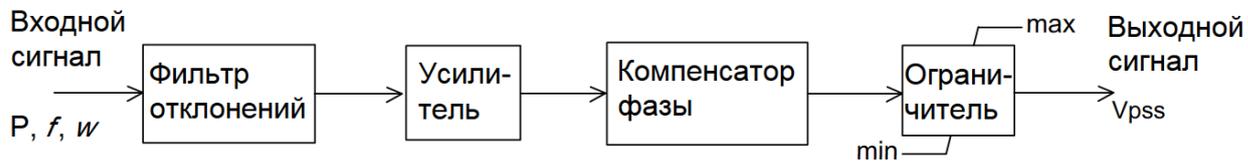


Рисунок 3.7 – Общий вид модели PSS

Как показано выше, основными блоками в передаточном звене PSS являются - блок по фильтрации отклонений низких частот входного сигнала, блок усиления, блок фазовой компенсации и ограничитель выходного сигнала PSS.

Далее представлено описание функционирования указанных блоков и задаваемых параметров на выходной сигнал PSS:

### 1. Фильтр отклонений низких частот входного сигнала.

Данный блок является стандартным в системе автоматизации и необходим для ограничений ошибочных значений входного сигнала. Ввиду возникающих погрешностей и ошибок в системе измерения и передачи данных, поступающий входной сигнал на PSS (электрическая частота, активная мощность или скорость вращения вала) может иметь неправдоподобное значение, отличающееся от нормального в десятки раз. Соответственно, PSS в свою очередь при некорректном входном сигнале, также выдаст некорректную команду на систему возбуждения генератора. В связи с этим необходима фильтрация ошибочных значений входного сигнала. Значения данного блока как правило выставляются один раз при настройке и не пересматриваются.

#### *Фильтр низких частот (Tw):*

Фильтр сигнала представляет собой фильтр высоких частот, который не позволяет устойчивым изменениям частоты вращения изменять напряжение возбуждения. Значение постоянной - времени фильтра  $T_w$  - должно быть достаточно высоким, чтобы сигналы, связанные с колебаниями скорости вращения ротора, т.е. НЧК, проходили через фильтр без изменений.

С точки зрения "функции фильтра", значение  $T_w$  не сильно критично и может находиться в диапазоне от 1 до 20 секунд. Основной принцип заключается в том, что значение должно быть достаточно широким, чтобы стабилизирующие сигналы, на исследуемых частотах, проходили без относительных изменений, однако, значение  $T_w$  не должно быть настолько широким, чтобы это привело к нежелательным отклонениям напряжения

генератора, в результате действия PSS в условиях выхода системы на изолированную работу. В идеале PSS не должен реагировать на различные изменения частоты в энергосистеме.

К примеру, для локальных низкочастотных колебаний в диапазоне от 0,8 до 2,0 Гц, подходящим является значение  $T_w$  в 1,5 секунды. С точки зрения межсистемных НЧК постоянную времени  $T_w$  желательно выставить 10 секунд или выше, поскольку меньшие значения приводит к значительному фазовому сдвигу при низких частотах колебаний. И, если такого рода колебания не компенсировать другими PSS, то это приведет к уменьшению составляющей синхронизирующего момента межсистемных НЧК. Далее десинхронизирующий эффект негативно сказывается на устойчивости при переходных процессах и в послеаварийных режимах, так как после возмущения вращения генераторов, в разных зонах энергосистемы, будут отклоняться друг от друга на большее значение.

## **2. Коэффициент усиления PSS ( $K_{PSS}$ ):**

Коэффициент усиления PSS -  $K_{PSS}$ , оказывает важное влияние на демпфирование колебаний. Значение коэффициента усиления выбирается путем тестирования в широком диапазоне значений. Демпфирование увеличивается с ростом коэффициента усиления PSS до определенной точки, за которой дальнейшее увеличение коэффициента приводит к снижению демпфирования. В идеале коэффициент усиления PSS должен быть установлен на значение, соответствующее максимальному демпфированию.

Коэффициент усиления стабилизатора обычно устанавливается на такое значение, которое приводит к максимально возможному демпфированию опасной моды НЧК, не нарушая устойчивости других мод НЧК в системе и не вызывая чрезмерного усиления различных шумов сигнала.

## **3. Компенсация фазового сдвига ( $T_1, T_2, T_3, T_4$ ):**

Как ранее было указано, для демпфирования электромеханических колебаний, устройство PSS должно создавать составляющую электрического момента, синфазную с отклонением частоты вращения ротора. Это требует использования фазолинейных цепей для компенсации запаздывания между входом к системе возбуждения (или выходом PSS) и выходным электрическим моментом. При этом фазовая компенсация должна работать таким образом, чтобы сигнал от PSS, способствовал демпфированию НЧК в широком диапазоне частот, охватывающем как межсистемные, так и локальные колебания.

Первым шагом, в определении необходимой фазовой компенсации, является расчет частотной характеристики сигнала между входом системы возбуждения и выходным электрическим моментом генератора - с помощью построения ЛФЧХ (диаграммы Боде). Это связано с тем, что при моделировании возбуждения генератора, результирующее изменение электрического момента, приводит к изменению скорости и угла поворота

ротора, что, в свою очередь, влияет на выходной электрический момент. Поскольку нас интересует только фазовая характеристика, между входным сигналом возбудителя и электрическим моментом, эффект обратной связи через изменение угла ротора - должен быть устранен путем поддержания постоянной скорости. Поэтому, фазовая характеристика, как функция частоты получается при большой инерции, принятой для рассматриваемого генератора (например, в 100 раз больше фактической инерции). Это гарантирует, что скорость и угол не изменяются в диапазоне частот, важном при разработке PSS (диапазон демпфируемых НЧК от 0,1 до 4 Гц).

Компенсированная фазовая характеристика, в определенной степени также зависит от параметров системы. Поэтому, выбирается характеристика, приемлемая для различных условий системы. Как правило, небольшая недокомпенсация предпочтительнее перекомпенсации, чтобы PSS не оказывал влияния на отрицательную составляющую синхронизирующего момента. Недокомпенсация, примерно на  $10^\circ$  во всем диапазоне частот, обеспечивает необходимую степень, чтобы учесть неопределенности в моделировании генератора и системы.

#### **4. Ограничитель выходного сигнала PSS (Min, Max):**

В связи с тем, что сигнал PSS оказывает влияние на работу систему возбуждения генератора, то при высоком значении коэффициента усиления PSS, выходной сигнал может привести к неустойчивости режима работы. Поэтому, необходимо выставлять ограничение значению выходного сигнала PSS. Предельный положительный выходной сигнал PSS устанавливается на относительно большое значение - в диапазоне от 0,1 до 0,2 о.е. Это позволяет обеспечить значительный уровень влияния PSS на процессы во время значительных колебаний. При таком высоком предельном значении выходного сигнала PSS, необходимо иметь средства ограничения напряжения на клеммах генератора до его максимально допустимого значения, обычно в диапазоне от 1,12 до 1,15 о.е.

Предельный отрицательный выходной сигнал PSS устанавливается в диапазоне от -0,05 до -0,1 о.е. Такие уставки обеспечивают необходимый диапазон регулирования с достаточной реакцией на переходные процессы. Также в маловероятном случае, если выходной сигнал будет ограничиваться отрицательным пределом в виду некорректной работы или отказа PSS, то этот фактор не приведет к отключению устройства.

Таким образом, для демпфирования опасных мод НЧК в энергосистеме, необходимо вычислить следующие основные параметры настройки PSS:

- $T_w$  – Фильтр низких частот (с);
- $T_1$  - Постоянная времени выполнения (опережения) первой производной (с);
- $T_2$  - Постоянная времени задержки первой производной (с);
- $T_3$  - Постоянная времени выполнения (опережения) второй производной (с);

- $T_4$  - Постоянная времени задержки второй производной (с);
- $K_s$  - Коэффициент усиления стабилизатора [о.е.].
- Ограничения по минимальному и максимальному значению выходного сигнала PSS (Min/Max).

Далее представим передаточную функцию PSS в общем виде с корректирующим сигналом по отклонению напряжения на рисунке ниже:

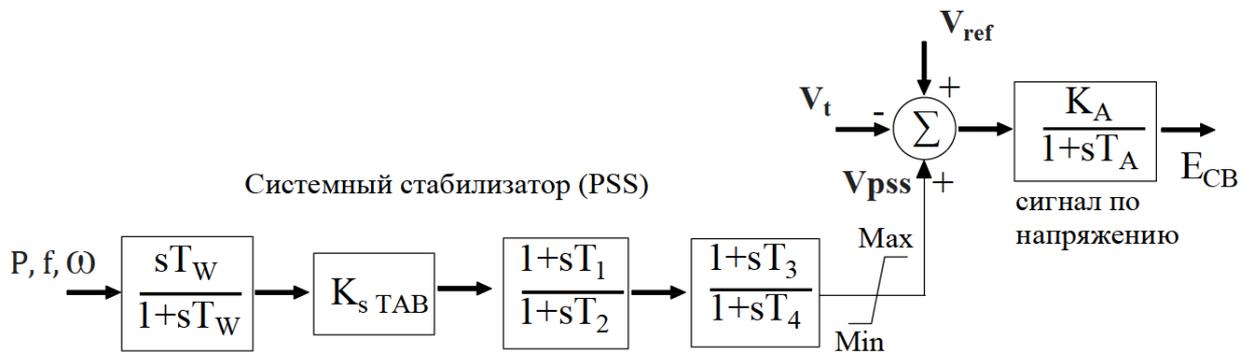


Рисунок 3.8 – Передаточная функция PSS и регулятора напряжения

На данном рисунке имеются следующие обозначения входных и выходных сигналом:

$P, f, \omega$  – входные сигналы для PSS;

$V_{PSS}$  – выходной сигнал PSS;

$V_t$  – входной сигнал для регулятора напряжения в составе системы возбуждения;

$V_{ref}$  – задаваемая уставка для регулятора напряжения;

$E_{fd}$  – выходной сигнал на исполнительное устройство системы возбуждения.

Принимая, что входным сигналом PSS является активная скорость, частота или скорость вращения, передаточную функцию PSS можем записать в следующем виде:

$$PSS_{\omega(s)} = K_s \frac{T_w s (1+sT_1)(1+sT_3)}{1+T_w s (1+sT_2)(1+sT_4)} \quad (3.10)$$

Таким образом представляется передаточная функция PSS с её основными параметрами, которые необходимо настроить, чтобы получить корректный выходной сигнал  $V_{PSS}$ . Далее будет представлен порядок расчета параметров настройки PSS, согласно разработанному алгоритму для демпфирования опасных мод НЧК.

## Порядок расчета параметров PSS

Поиск оптимальных настроек PSS выполняется на базе модели энергосистемы с выделением модели электростанции, являющейся источником НЧК. В составе эквивалентной схемы принимается – синхронный генератор с системой возбуждения (АРВ, PSS), повышающий трансформатор, линии электропередачи и шина бесконечной мощности (ШБМ) с эквивалентным сопротивлением системы в точке подключения электростанции к энергосистеме. На рисунке 3.9 представлена схема формируемой модели электростанции в точке подключения к системе.

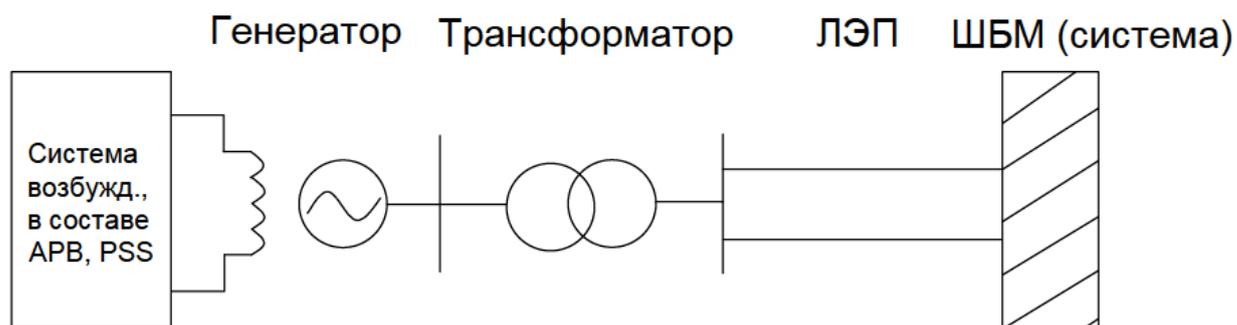


Рисунок 3.9. Формируемая модель синхронного генератора

Таким образом, исследуемый энергоузел сводится к выше приведенной эквивалентной схеме с PSS синхронного генератора, для которого необходимо выполнить настройку параметров. Далее, по сформированной модели, выполняется модальный анализ с поиском корней характеристического уравнения (Рис. 3. Расположение корней характеристического уравнения на s-плоскости из раздела 1.1). После этого, по корням характеристического уравнения с положительной вещественной частью, выполняется анализ мод НЧК. При условии, что коэффициент демпфирования всех мод НЧК составляет более 10%, то колебания не представляют угрозу для стабильности энергосистемы и алгоритм завершает свою работу. При наличии НЧК с коэффициентом демпфирования менее 10%, требуется определение собственной частоты колебания в соответствии с ранее выполненным модальным анализом. Если частота колебаний менее 0,1 Гц, а также более 4 Гц, такие НЧК не являются межсистемными (0,1 – 0,7 Гц) или локальными (0,8 – 4 Гц) и, соответственно, не представляют угрозу для системной устойчивости энергосистемы, поэтому дальнейшие действия завершаются. В ином случае, когда НЧК имеют коэффициент демпфирования менее 10% и находятся в диапазоне частот от 0,1 до 4 Гц – тогда требуется запуск процесса расчёта параметров настройки PSS.

Процесс расчета параметров PSS начинается с построения диаграммы Боде (логарифмическая амплитудно-частотная и логарифмическая фазово-частотная характеристика) для определения разности фазы сигнала между

входом и выходом PSS.

После построения диаграммы Боде - определяется значение фазы, которую нужно компенсировать. Далее, исходя из типа PSS, определяется фаза  $\varphi$  для расчета параметров. Рассчитав параметры по постоянным времени  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ , и  $T_4$ , определяется коэффициент усиления  $K_{s1}$  (подробнее методика расчета параметров настройки PSS описана ниже). После поиска новых параметров они вводятся - в настройки PSS, производится модальный анализ и расчет устойчивости. После модального анализа определяется коэффициент демпфирования опасных мод НЧК. При коэффициенте демпфирования менее 10%, расчет параметров производится заново с изменением значения компенсируемой фазы по углу смещения. При получении коэффициента демпфирования НЧК более 10% и проверки устойчивости - алгоритм завершается. Таким образом осуществляется расчет параметров настройки PSS по текущим схемно-режимным параметрам энергосистемы.

В соответствии с вышеприведенным описанием, разработан алгоритм по адаптивной настройке параметров PSS. По разработанному алгоритму необходимо корректно найти, ранее указанные параметры настройки PSS – коэффициент усиления ( $K_{s1}$ ) и постоянные времени ( $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ , и  $T_4$ ).

На рисунке 3.10 выделена основная часть алгоритма по расчету параметров настройки PSS. Полная часть разработанного алгоритма представлена в разделе 4.

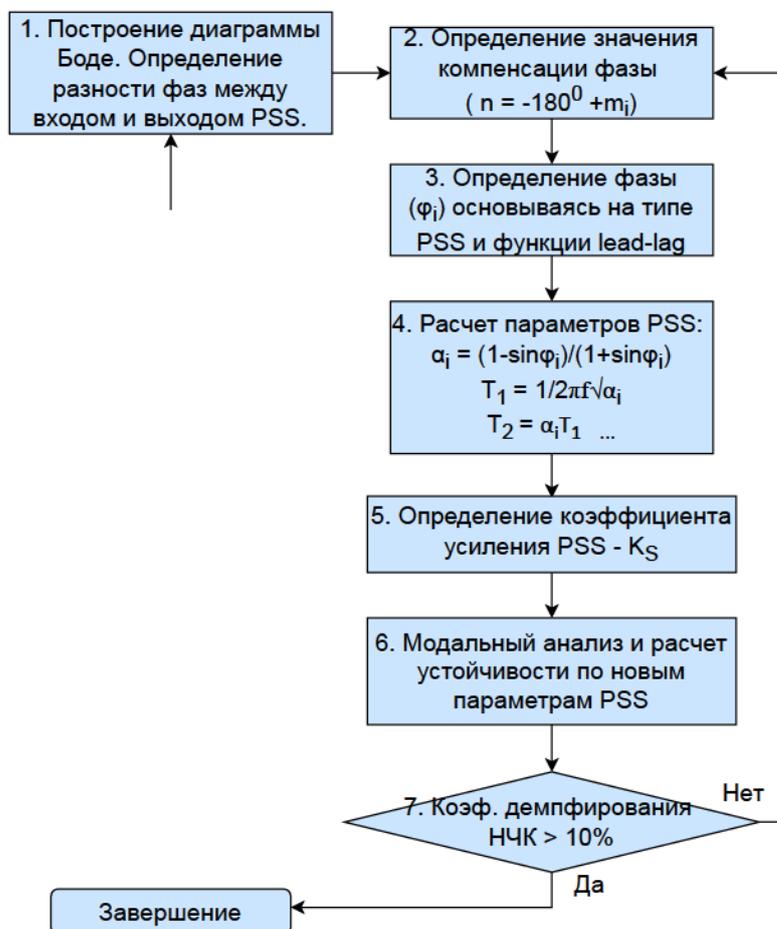


Рисунок 3.10 – Блок-схема по расчету параметров PSS

Ниже подробнее приводится порядок расчета указанных параметров PSS:

1. В блоке 1 строится диаграмма Боде и определяется значение разности фаз между выходом PSS и входом PSS. Определяется путем моделирования в ПО Power Factory;

2. Далее, согласно блоку 2, определяется значение фазы, которое необходимо компенсировать путем смещения на s-плоскости.

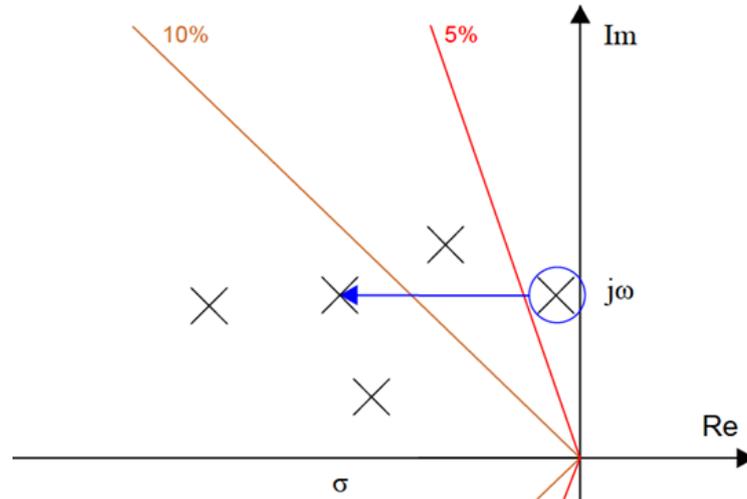


Рисунок 3.11. – Смещение расположения моды НЧК на плоскости при настройке PSS

3. Согласно блоку 3, найденное значение фазы делится на количество используемых в PSS lead-lag блоков  $n_f$ , тем самым определяется фаза  $\varphi$ ;

4. После нахождения  $\varphi$  вычисляются значения  $\alpha$ ,  $T_1$ ,  $T_2$  (блок 4):

$$\alpha = \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \quad (3.11)$$

$$T_1 = \frac{1}{2\pi f \sqrt{\alpha}} \quad (3.11)$$

$$T_2 = \alpha T_1 \quad (3.12)$$

Постоянные времени  $T_3$  и  $T_4$  находятся из следующих соотношений  $T_3 = T_1$ ,  $T_4 = T_2$ . Постоянная  $T_w$  определяется как 10с;

5. После нахождения постоянных времени, выполняется поиск коэффициента усиления сигнала -  $K_s$  (блок 5). Для поиска  $K_s$  необходимо найти параметры  $\lambda_i$  (пара собственных чисел),  $H_{PSS}$  (передаточная функция) и  $r_i$  (параметр демпфирования). Расчет производится следующим образом:

- Согласно модальному анализу, определяем характеристики опасной моды НЧК, а именно  $\sigma_i$  (вещественная часть моды),  $\omega_i$  (мнимая часть моды) и  $r_i$  (коэффициент демпфирования). При этом, также выставляем желаемый коэффициент демпфирования  $r_{ides} = 10\% = 0,1$ . Далее производим расчет параметров по следующим формулам:

$$\lambda_{inter-area} = -\sigma_i + j \omega_i \rightarrow \sigma_{des} = -\frac{\zeta_{i,des} * \omega_i}{\sqrt{1 - \zeta_{i,des}^2}} \quad (3.14)$$

$$|\Delta\lambda_i| = |\lambda_i - \lambda_{i,des}| = |\sigma_i - \sigma_{i,des}|, \quad (3.15)$$

Значение коэффициента усиления обычно, устанавливается методом подбора, но порядок величины может принять от наихудшего сценария (режима). Принимая вышеприведенные выражения (4, 5) и желаемый коэффициент демпфирования в 10%, можем выполнить расчет  $|\Delta\lambda_i|$ :

Из диаграммы Боде по частоте определяем dB и затем находим параметр  $H$  по формуле:

$$|H_{PSS}(f)|dB \approx f dB \rightarrow 10^{\frac{f}{20}} \quad (3.16)$$

И далее находим третий параметр:

$$r_{inter-area} = 2 * \pi * \sigma_i \text{ (real part)} \quad (3.17)$$

Таким образом выполняем расчет необходимых параметров и находим значение коэффициента усиления  $K_s$ , согласно формуле:

$$K_s = \frac{1}{|H_{PSS}|} \frac{|\Delta\lambda_i|}{|r_i|} \quad (3.18)$$

6. После определения параметров настройки PSS, заново выполняем модальный анализ корней характеристического уравнения и расчет устойчивости с новыми параметрам (блок 6);

7. Согласно блоку 7 производится анализ полученных коэффициентов демпфирования опасных мод НЧК. При значении степени демпфирования более 10%, найденные значения параметров PSS являются корректными для текущей схемно-режимной ситуации и алгоритм завершает свою работу. При значении менее 10% алгоритм корректирует необходимое значение по смещению фазы, которое нужно компенсировать и заново выполняет расчет параметров PSS, до нахождения оптимальных параметров настройки.

### 3.3. Расчет параметров PSS согласно разработанному алгоритму

Для модели системного стабилизатора, установленного на Мойнакской ГЭС – типа PSS2A, выполним расчет параметров, согласно усовершенствованному алгоритму по компенсации фазы. Фаза PSS, которая поступает от lead-lag filter (передаточная функция PSS изображена на рисунке 3.8.) вычисляется так, что движение выбранной критической моды НЧК находится в желаемом направлении, и его усиление настраивается так, чтобы иметь желаемое демпфирование. Но, на самом деле, конструкция PSS немного сложнее, и появляются некоторые другие соображения. Например, для исключения любого стационарного отклонения входного сигнала, добавляется wash-out filter (high-pass). Следует также учитывать влияние PSS на другие моды НЧК системы: если остаток (residue) другой критической моды имеет значительное значение, то настройка PSS может ухудшить демпфирование этой моды. В связи с этим, настройку PSS необходимо производить таким образом, чтобы увеличить демпфирование исследуемых опасных мод НЧК и одновременно, не ухудшить состояние других мод.

Таким образом, для исследуемого энергоузла (представленной в разделе 2), по системе регулирования Мойнакской ГЭС была построена диаграмма Боде. Для построения диаграммы Боде, модель была, также, построена в программе MATLAB Simulink, т.к. данная программа имеет необходимый функционал. Разработанная модель исследуемого энергоузла в программе MATLAB Simulink представлена в Приложении Е. Полученная диаграмма Боде, представлена ниже на рисунке 3.12.

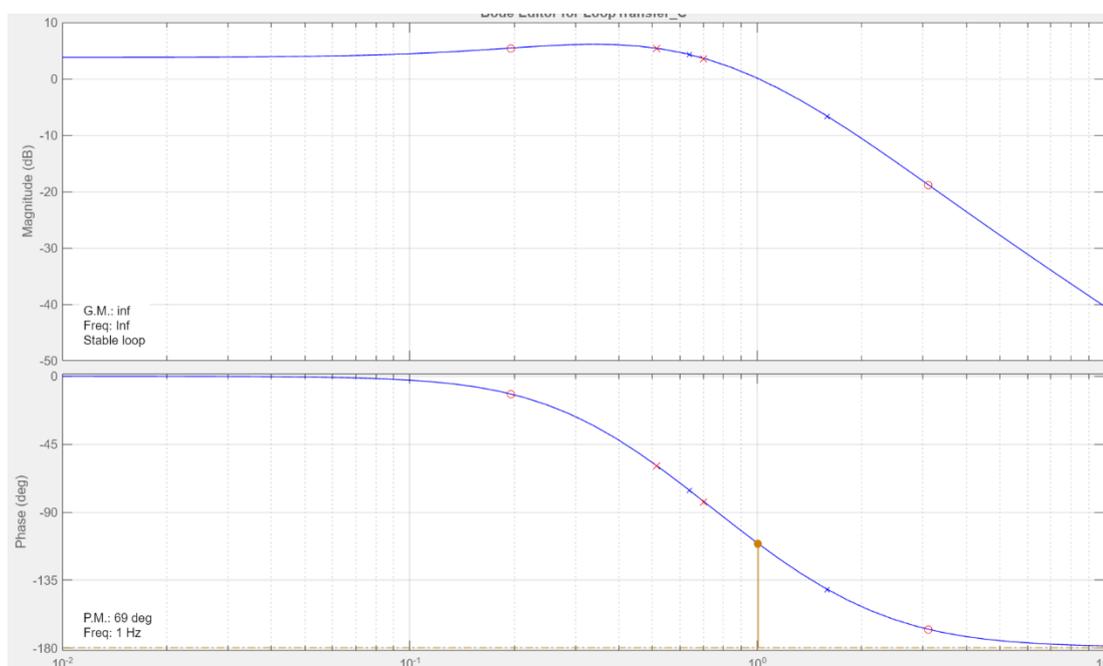


Рисунок 3.12. – Диаграмма Боде по модели Мойнакской ГЭС

По выше представленной диаграмме Боде определяется значение смещения фазы и значение магнитуды по собственной частоте опасной моды НЧК. В исследуемом энергоузле потенциально опасная мода НЧК имеет собственную частоту колебаний около 1,014 Гц с коэффициентом затухания 7,968%. Таким образом для данной частоты по диаграмме Боде определяем, что отставание по фазе имеет значение  $-69^{\circ}$  и магнитуда около 2,5dB. Ниже на рисунке 3.13 представлен модальный анализ с определением опасной моды НЧК, при отключенном PSS на Мойнасской ГЭС.

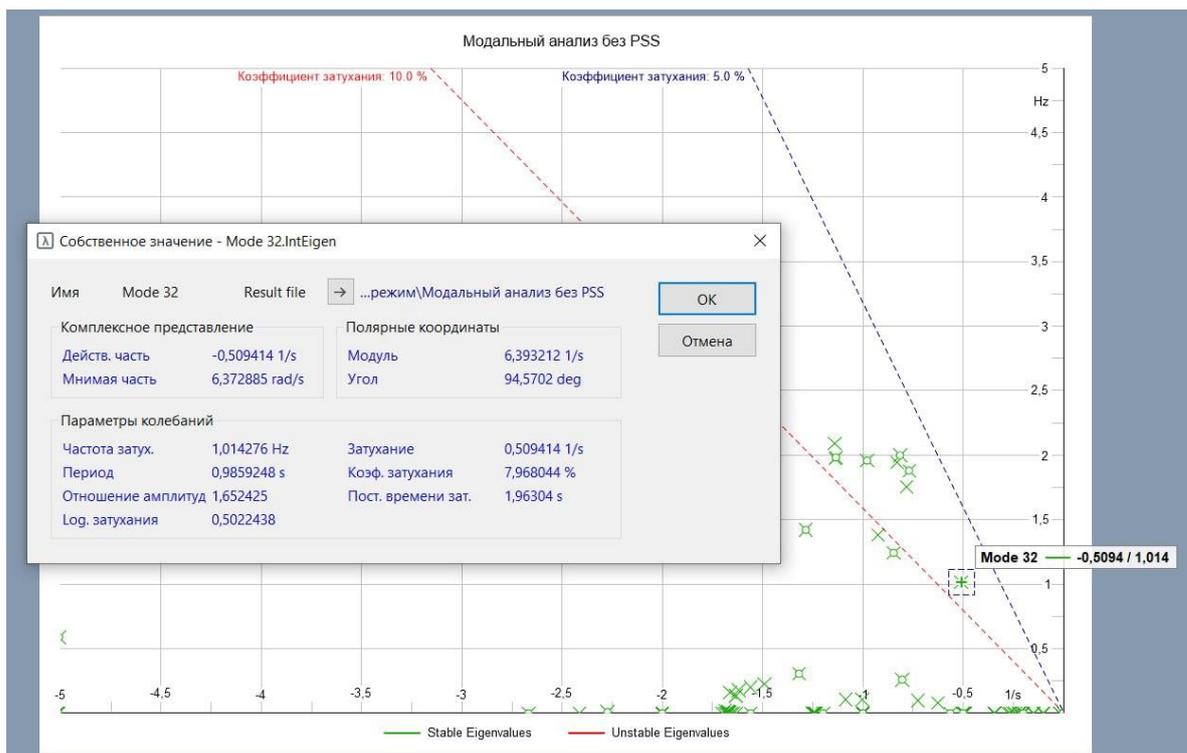


Рисунок 3.13 – Модальный анализ, определение опасной моды НЧК (без PSS)

После определения смещения фазы и значения магнитуды, согласно алгоритму и по формулам 3.11 – 3.18, выполнены расчеты необходимых параметров настройки PSS –  $K_s$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  и  $T_4$ . Результаты поиска корректных параметров PSS для Мойнасской ГЭС с получением необходимого значения коэффициента демпфирования выше 10% приведен далее:

1. При расчёте настройки PSS согласно алгоритму со смещением фазы опасной моды НЧК на  $-180^{\circ}$ , были получены следующие значения параметров  $T_1=0,742$ ,  $T_2=0,032$ ,  $T_3=0,742$ ,  $T_4=0,032$  и  $K_s=18,6$ . Данные значения параметров были заведены в разработанную модель (рисунок 3.14.).

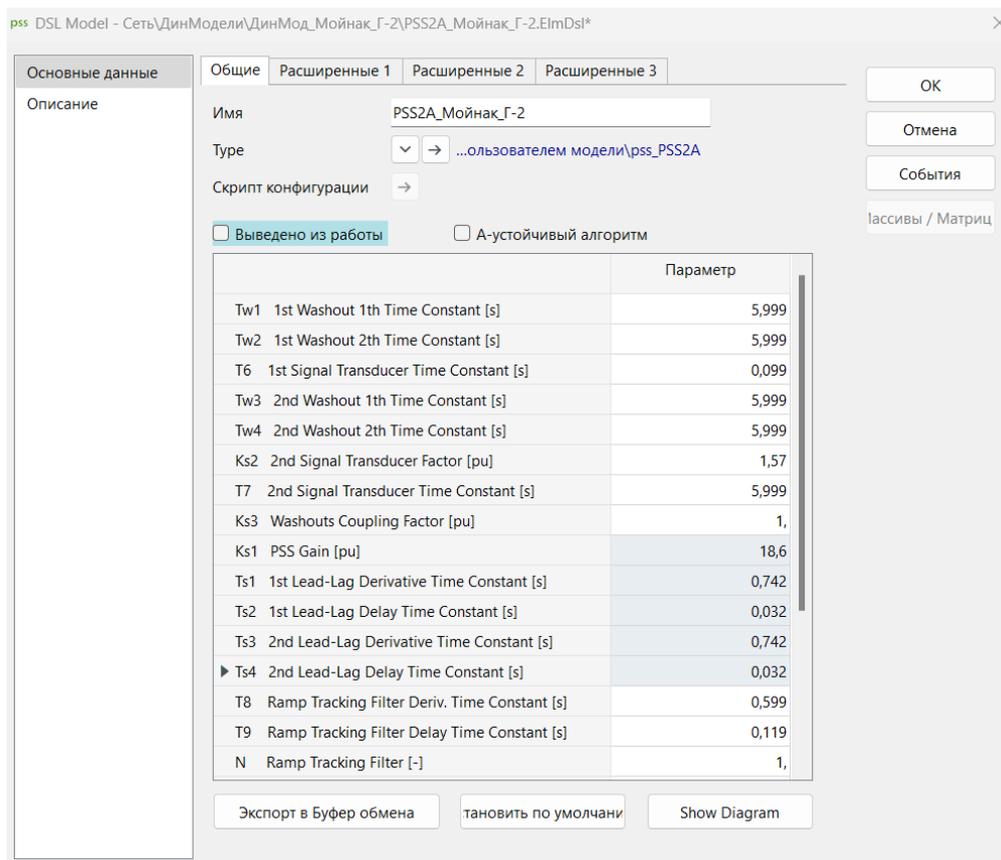


Рисунок 3.14. – Параметры PSS по Мойнакской ГЭС

С учетом данных параметров настройки PSS был проведен модальный анализ, для определения смещения опасной моды НЧК на s-плоскости. Результаты модального приведены ниже на рисунке 3.15

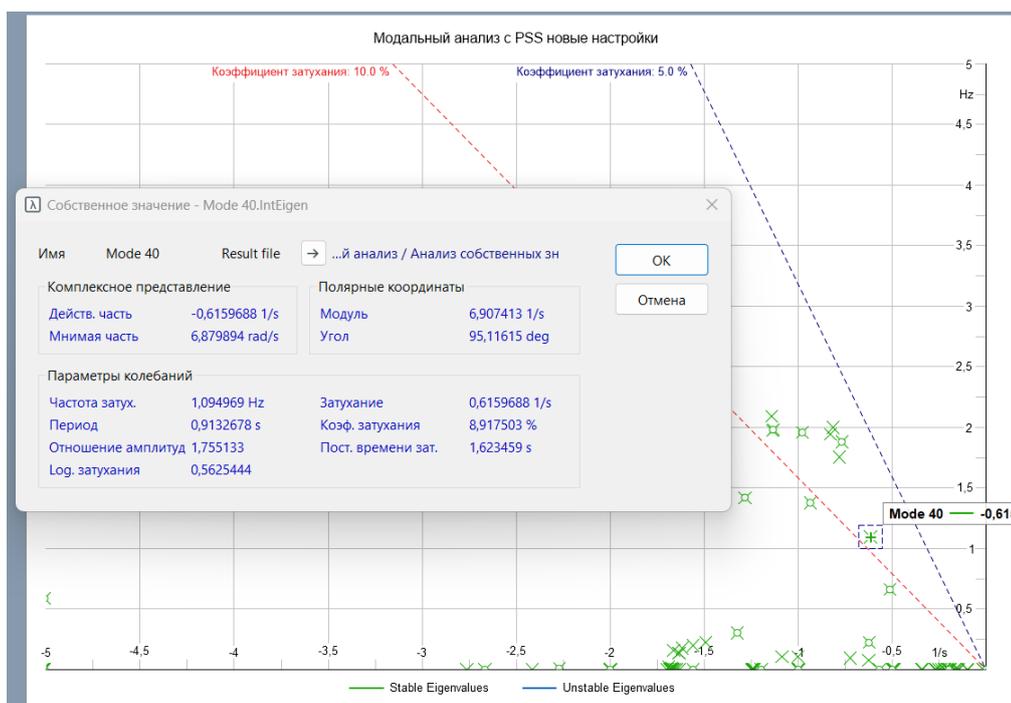


Рисунок 3.15. – Модальный анализ при расчете параметров PSS

Модальный анализ показал, что коэффициент демпфирования для опасной моды НЧК составил 8,917%, что улучшает демпфирование, но ниже безопасного значения в 10%. Исходя из этого, согласно алгоритму, продолжаем поиск корректных параметров PSS.

2. Далее при расчёте настройки PSS согласно алгоритму со смещением фазы опасной моды НЧК на  $-181^{\circ}$ , были получены следующие значения параметров  $T_1=0,314$ ,  $T_2=0,075$ ,  $T_3=0,314$ ,  $T_4=0,075$  и  $K_s=18,6$ . Данные значения параметров были заведены в разработанную модель (рисунок 3.16.)

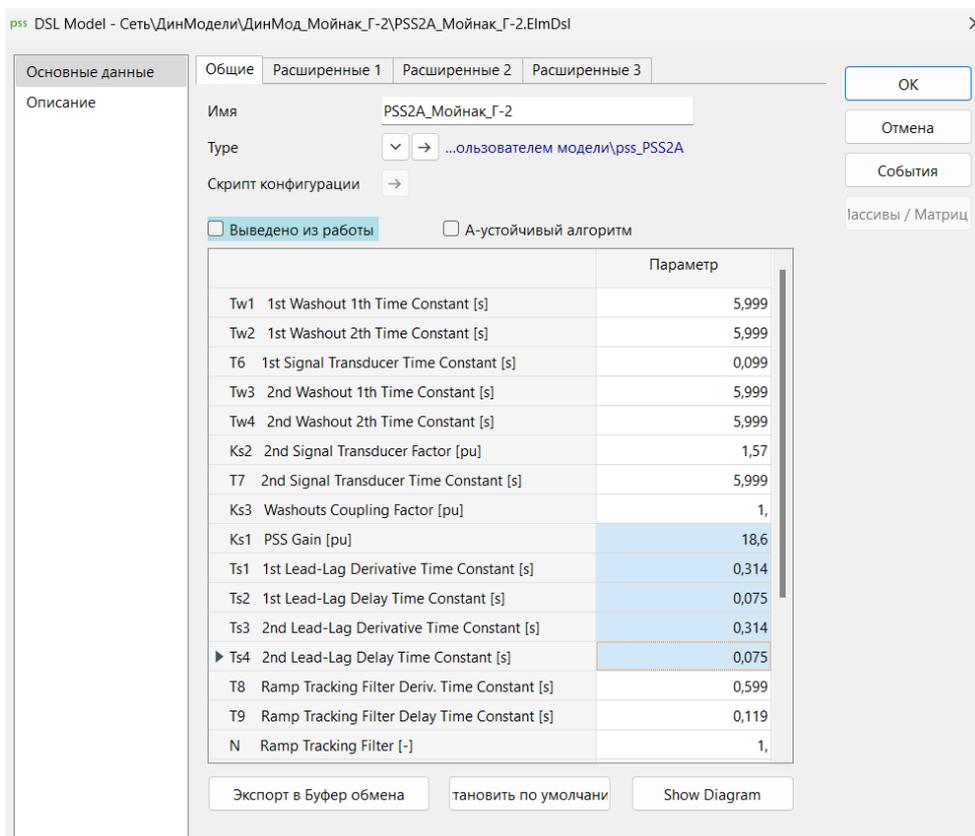


Рисунок 3.16 – Параметры PSS по Мойнаской ГЭС

С учетом обновленных параметров настройки PSS был проведен модальный анализ, для определения смещения опасной моды НЧК на s-плоскости. Результаты модального приведены ниже на рисунке 3.17

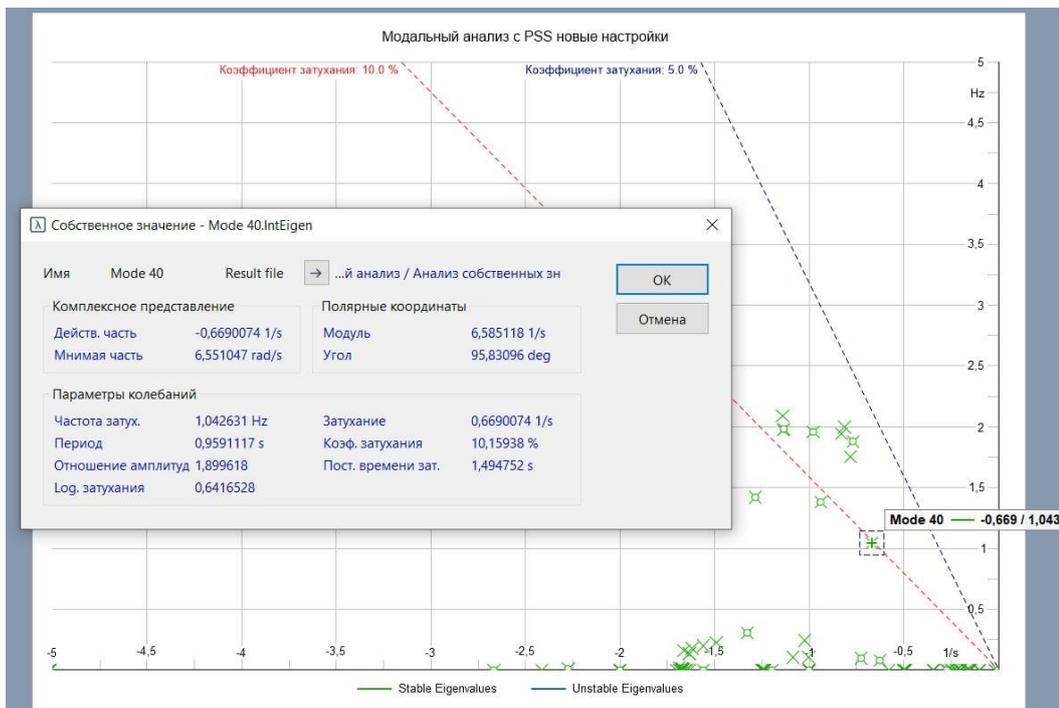


Рисунок 3.17. – Модальный анализ при расчете параметров PSS

Модальный анализ показал, что коэффициент демпфирования для опасной моды НЧК составил 10,159%, что выше требуемого уровня в 10%. Соответственно данные параметры принимаются для настройки PSS генераторов на Мойнакской ГЭС. Параметры сведены в таблицу ниже.

Таблица 3.1. – Рассчитанные параметры PSS для Мойнакской ГЭС

T1	T2	T3	T4	Ks
0,314	0,075	0,314	0,075	18,6

Полученные параметры настройки PSS выставлены на Мойнакской ГЭС в разработанной модели Алматинского энергоузла для проведения серии электрических расчетов. Для проверки корректности новых параметров PSS далее приводятся результаты расчетов переходных процессов.

### 3.4. Сравнительные результаты расчета переходных процессов и модального анализа при обновлённых параметрах PSS.

В данном подразделе приводятся результаты расчетов переходного процесса для модели Алматинского энергоузла с новыми параметрами PSS на Мойнакской ГЭС. Расчеты выполнены в программе DigSILENT PowerFactory.

В качестве переходного процесса принята схема с характерным отключением ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» с двухфазным КЗ на землю при ремонте ВЛ-220 кВ «МГЭС – Робот» Л-2383.

Для подробного анализа переходного процессам на рисунках представлены следующие сравнительные графики:

- Активная мощность генератора без PSS, с существующими настройками и с новыми рассчитанными настройками;
- Угол вращения ротора генератора без PSS, с существующими настройками и с новыми рассчитанными настройками;
- Изменение значения частоты на Мойнакской ГЭС без PSS, с существующими настройками и с новыми рассчитанными настройками;
- Изменение значения напряжения номиналом 220кВ Мойнакской ГЭС без PSS, с существующими настройками и с новыми рассчитанными настройками;
- Модальный анализ без PSS, с существующими настройками и с новыми рассчитанными настройками.

Вышеуказанные графики приведены ниже на рисунках 3.18 - 3.21. На сравнительных графиках кривая без PSS обозначена красным цветом, с PSS при существующих настройках – синим цветом и с новыми рассчитанными параметрами – зеленым цветом.

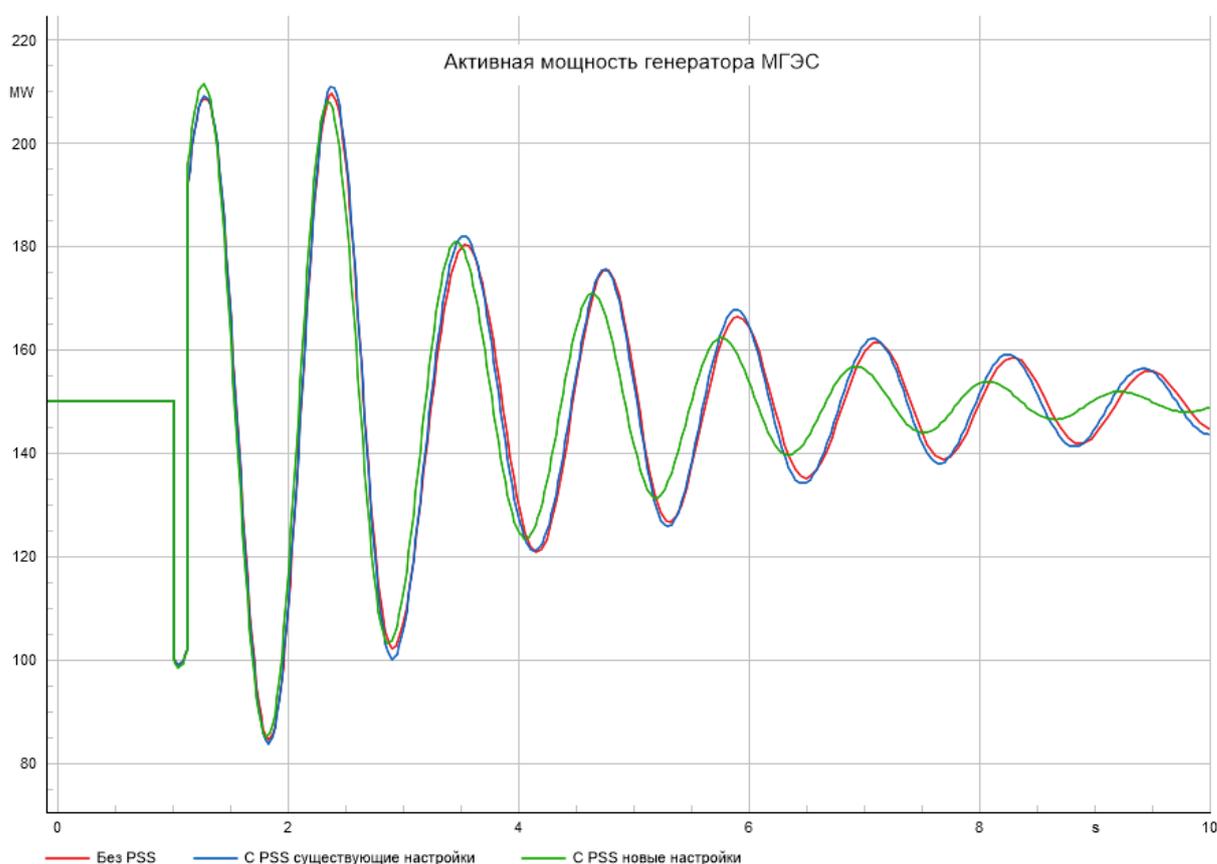


Рисунок 3.18 – Сравнительный график активной мощности генераторов, МВт

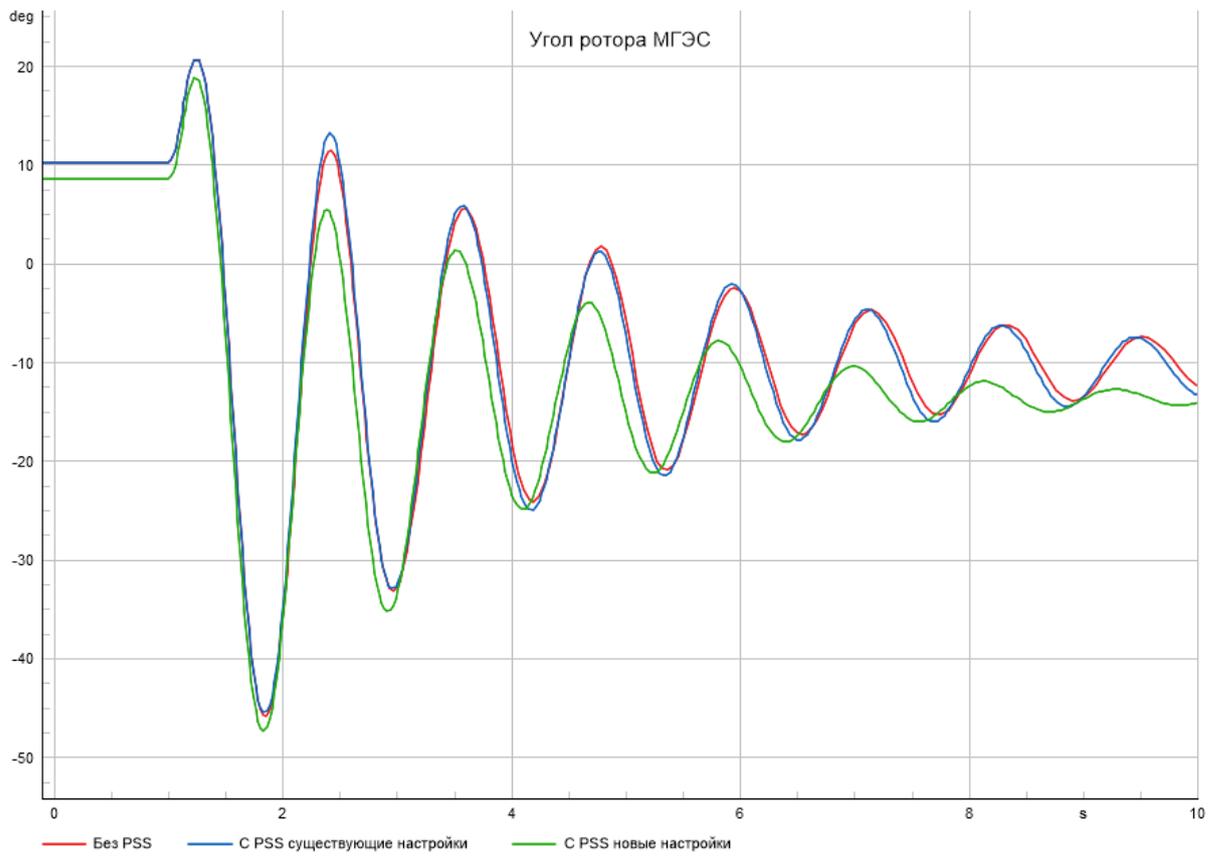


Рисунок 3.19 – Сравнительный график угла вращения ротора генератора, УГОЛ

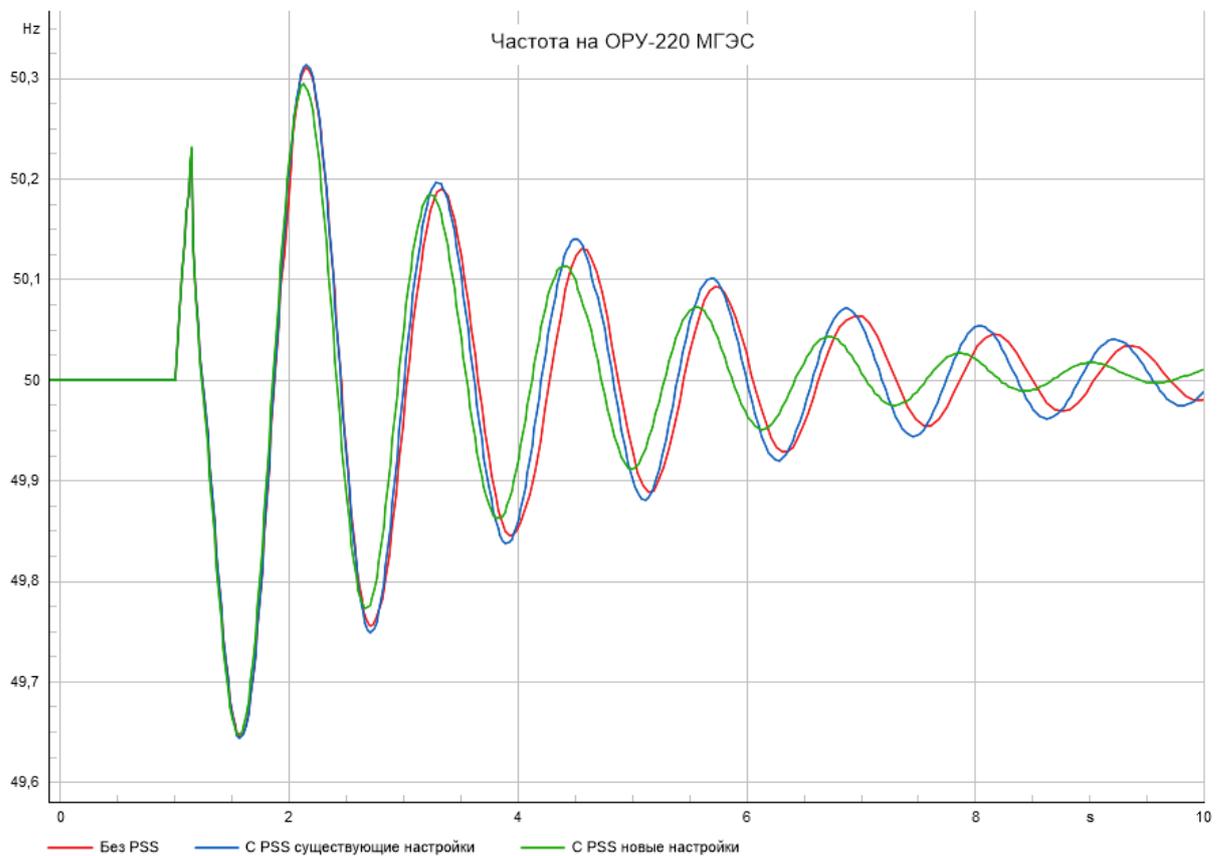


Рисунок 3.20 – Сравнительный график частоты на шинах ОРУ-220 МГЭС, Гц

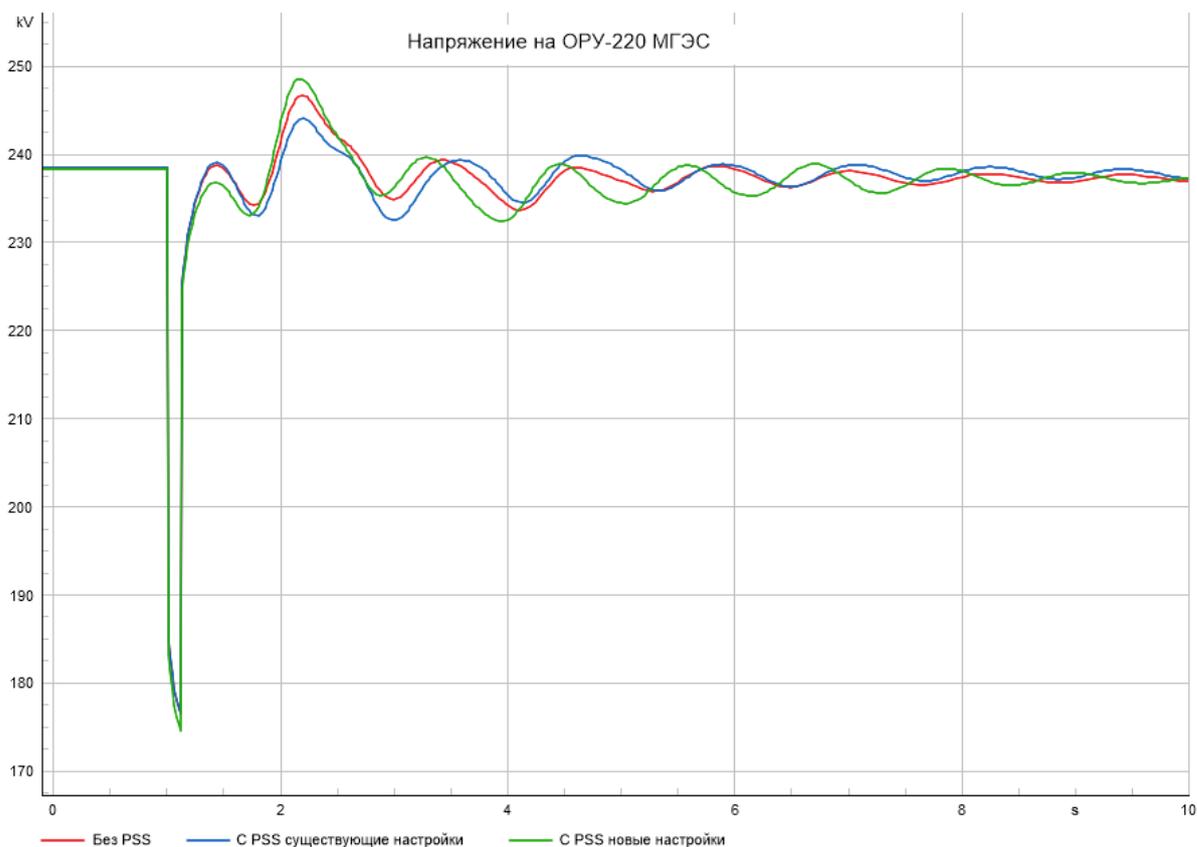


Рисунок 3.21 – График напряжения на шинах ОРУ-220 МГЭС, кВ

Результаты расчета устойчивости при переходном процессе в исследуемом энергоузле, показывают эффективность новых параметров настройки PSS на Мойнакской ГЭС. Затухание колебаний активной мощности, угла вращения генератора, а также частоты и напряжения на шинах станции происходит быстрее, чем без PSS или текущих параметров настройки.

Также для сравнения проведены расчеты eigenvalue (модальный анализ) для указанных трех сценариев - отключенном PSS, с существующими настройками и с новыми параметрами настройки PSS на Мойнакской ГЭС.

Результаты модального анализа по указанным сценариям, представлены ниже на рисунках 3.22-3.24.

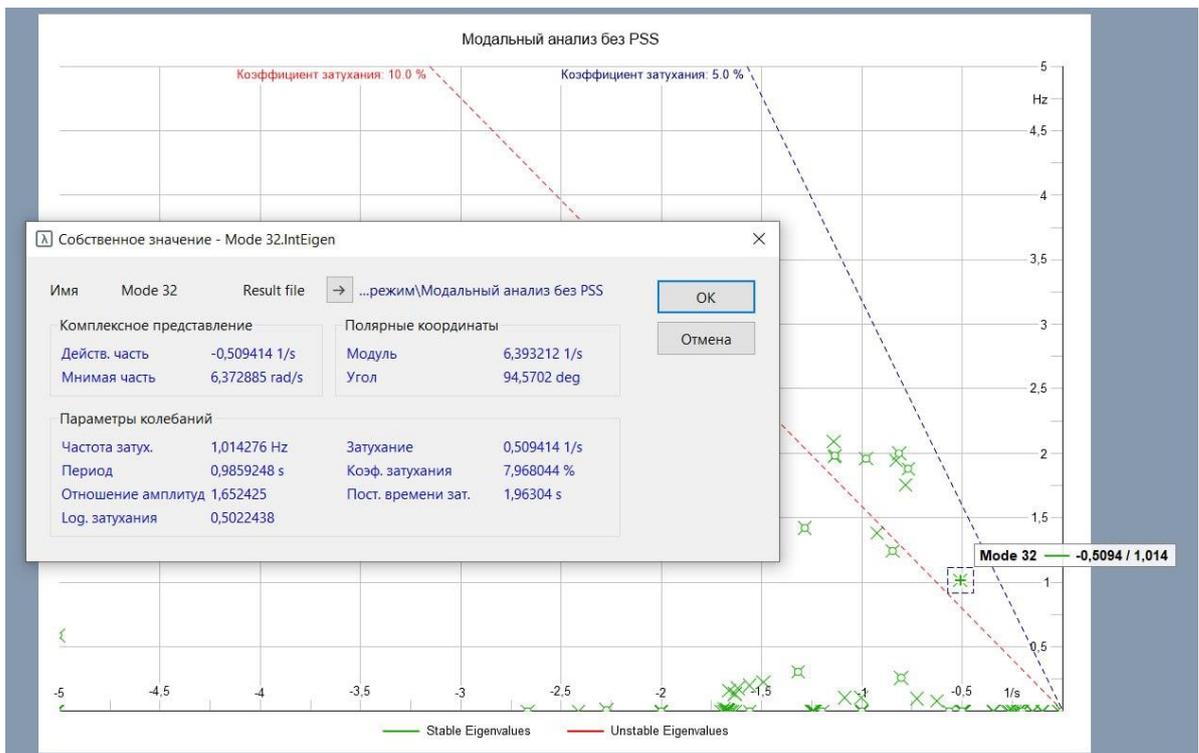


Рисунок 3.22 – Расчет eigenvalue (модальный анализ) после изменения параметров настройки PSS согласно алгоритму

Модальный анализ без PSS показывает наличие потенциально опасных мод НЧК без PSS на Мойнакской ГЭС, с частотой 1,014 Гц и коэффициентом затухания 7,968%.

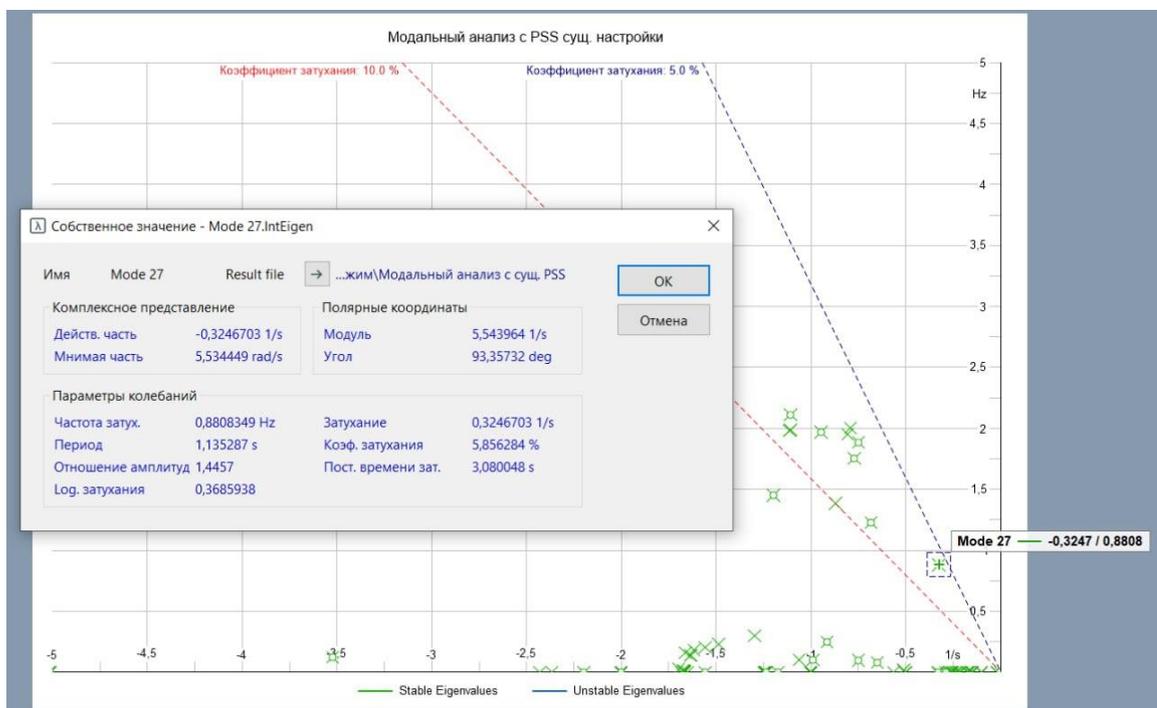


Рисунок 3.23 – Расчет eigenvalue (модальный анализ) при существующих параметрах настройки PSS

Представленный модальный анализ, при существующих параметрах настройки PSS на Мойнакской ГЭС ( $K_s=7$ ,  $T_1=0.139$ ,  $T_2=0.059$ ,  $T_3=0.099$ ,  $T_4=0.029$ ), демонстрирует наличие опасной моды НЧК с частотой 0,88 Гц с коэффициентом затухания 5,85%, что близко к границе в 5%. В таких случаях необходимо выполнять корректную настройку параметров PSS.

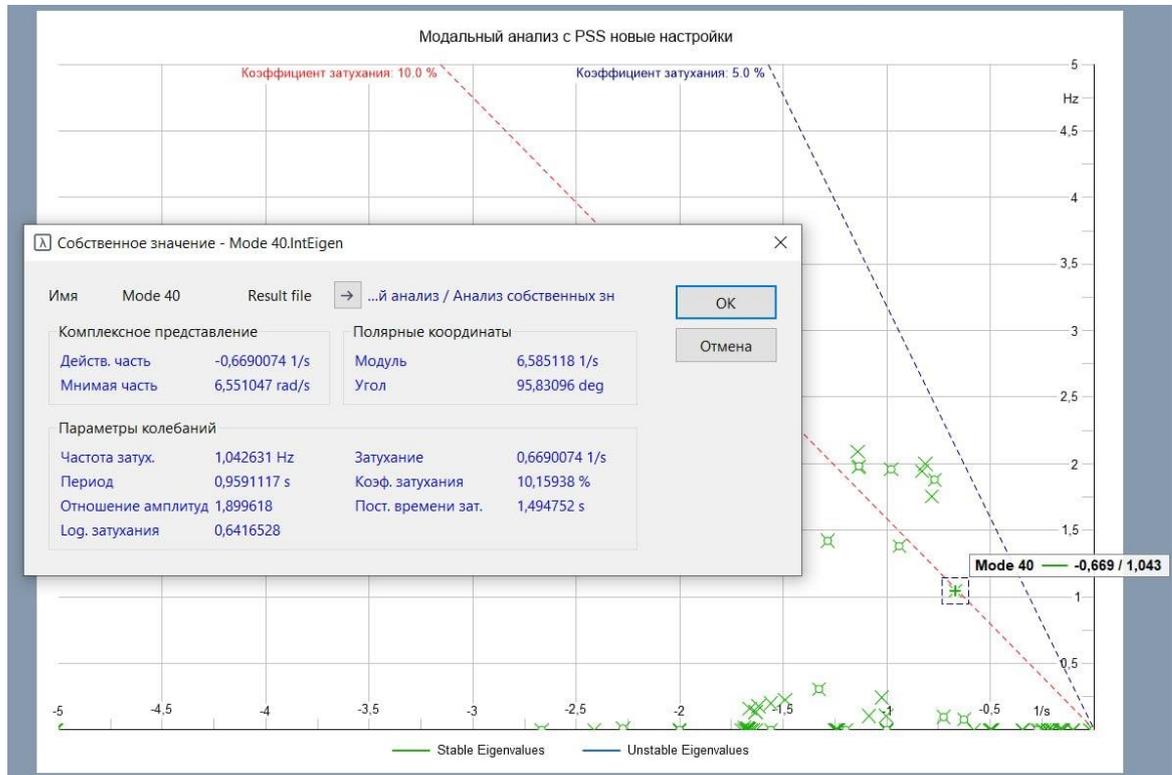


Рисунок 3.24 – Расчет eigenvalue (модальный анализ) после изменения параметров настройки PSS согласно алгоритму

Вышеприведенный модальный анализ при обновленных параметрах настройки PSS на Мойнакской ГЭС ( $K_s=18.6$ ,  $T_1=0.314$ ,  $T_2=0.075$ ,  $T_3=0.314$ ,  $T_4=0.075$ ), демонстрирует достаточный коэффициент демпфирования опасной моды НЧК в 10,16%.

Таким образом, приведенные сравнительные графики модального анализа НЧК, демонстрируют следующее:

1. В текущей схеме подключения Мойнакской ГЭС к энергосистеме, и работе автоматики регулирования возбуждением, имеется опасная мода НЧК с собственной частотой около 1 Гц (отмечена на плоскости модального анализа);

2. Текущие настройки устройства PSS ухудшают колебательную устойчивость, т.к. коэффициент демпфирования указанной моды имеет значение 5,8% (рисунок 3.6) и близок к опасной границе со значением 5%;

3. Отключение PSS немного улучшает коэффициент демпфирования опасной моды НЧК, в сравнении с текущими некорректными параметрами настройками PSS на Мойнакской ГЭС и имеется значение 7,9% (рисунок 3.5);

4. Рассчитанные параметры настройки PSS, согласно предложенной методике, повышают коэффициент демпфирования опасной моды НЧК до безопасного значения в 10,1% (рисунок 3.7), что говорит о корректном расчёте настроек для PSS на Мойнакской ГЭС.

### 3.5. Выводы по разделу 3

По итогам, выполненного обзора методов настройки параметров PSS определено, что адаптивный метод имеет преимуществ, в сравнении с классическим методом, для эффективного демпфирования НЧК при постоянном изменении схемы сети. В качестве самого алгоритма настройки PSS использован доработанный фазо-компенсационный алгоритм. Применение данного алгоритма направлено на демпфирование идентифицированной опасной моды НЧК. При этом настройка параметров PSS выполняется точно для определенного синхронного генератора или исходя из его особенностей и расположения электростанции, что крайне важно выполнять в энергосистеме Казахстана.

Согласно передаточной функции определено, что для демпфирования опасных мод НЧК, основными параметрами PSS установленного на Мойнакской ГЭС являются  $T_w$  (фильтр низких частот),  $T_1$  (постоянная времени опережения первой производной),  $T_2$  (постоянная времени задержки первой производной),  $T_3$  (постоянная времени опережения второй производной),  $T_4$  (постоянная времени задержки второй производной),  $K_s$  (коэффициент усиления сигнала стабилизатора) и ограничения по минимальному и максимальному значениям выходного сигнала PSS. При этом  $T_w$  и ограничения, по выходному значению PSS подбираются стандартно, а параметры  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$  и  $K_s$  рассчитываются с учетом точки подключения электростанции к сети.

Соответственно, по доработанному фазо-компенсационному алгоритму, выполнен расчет параметров PSS для Мойнакской ГЭС, который состоял из следующего порядка:

- Построение диаграммы Бode для определения значения разности фаз между выходом и входом PSS ( $-69^{\circ}$ ) и магнитуды в 2,5 dB;
- Определено значение фазы, которое необходимо компенсировать путем смещения моды на s-плоскости ( $-250^{\circ}$ ); Найденное значение фазы делится на количество используемых в PSS lead-lag блоков для определения фазы  $\varphi$  ( $-125^{\circ}$ );
- Далее рассчитываются параметры настройки PSS, получены следующие значения  $T_1=0,314$ ,  $T_2=0,075$ ,  $T_3=0,314$ ,  $T_4=0,075$ ;

- После нахождения постоянных времени, выполнен расчет коэффициента усиления сигнала  $K_s=18,6$  по значениям  $\lambda$  (пара собственных чисел),  $H_{pss}$  (передаточная функция) и  $\tau_i$  (параметр демпфирования).

Согласно рассчитанным параметрам PSS - был выполнен модальный анализ корней характеристического уравнения и расчет устойчивости Алматинского энергоузла. Полученный модальный анализ, при обновленных параметрах настройки PSS на Мойнакской ГЭС, показал достаточный коэффициент демпфирования опасной моды НЧК в 10,6%. Расчеты переходных процессов при аварийном отключении ЛЭП, также, показали улучшение динамических свойств системы с более быстрым затуханием колебаний мощности генератора, частоты и напряжения в системе. Таким образом, можно заключить, что определенные параметры настройки PSS - по Мойнакской ГЭС - являются корректными и эффективными для демпфирования идентифицированных опасных мод НЧК.

## 4. РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ СИСТЕМЫ WADS НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ SMART GRID

### 4.1 Внедрение Smart Grid в ЕЭС Казахстана

Smart Grid - это электрическая сеть, подразумевающая эффективное управление всеми подключенными электростанциями, поставщиками услуг по передаче и распределению электроэнергии, а также потребителями. Эффективное управление подразумевает обеспечение устойчивой и экономически оптимальной работы энергосистемы, с низкими потерями и высоким уровнем качества предоставляемых услуг. Ниже, на рисунке 4.1. представлена общая элементная конфигурация системы при Smart Grid.



Рисунок 4.1 – Изменение конфигурации энергосистемы при реализации концепции Smart Grid

Таким образом, для построения Smart Grid, необходимо использование ряда инновационных технологий и услуг, в сочетании с интеллектуальными технологиями мониторинга, управления и коммуникации. При построении Smart Grid, в энергосистеме будет обеспечиваться следующее:

- Поддержание и повышение уровня надежности электроснабжения;
- Повышение показателей устойчивости энергосистемы;
- Упрощение подключения и работы генераторов различных мощностей и технологий работы (ТЭЦ, ГЭС, ГТЭС, АЭС, ВЭС и СЭС);
- Участие потребителей в оптимизации работы системы;
- Предоставление потребителям более подробной информации и вариантов по использованию электроэнергии;

- Значительное снижение воздействия на окружающую среду всей системы электроснабжения;

В целом, у системы Smart Grid, существует множество определений, но общим, у большинства из них, является применение сбора и обработки данных, с дальнейшим управлением центральным элементом интеллектуальной электросети. Ниже, на рисунке 4.2. представлена концепция функционирования энергосистемы при внедрении Smart Grid технологий.

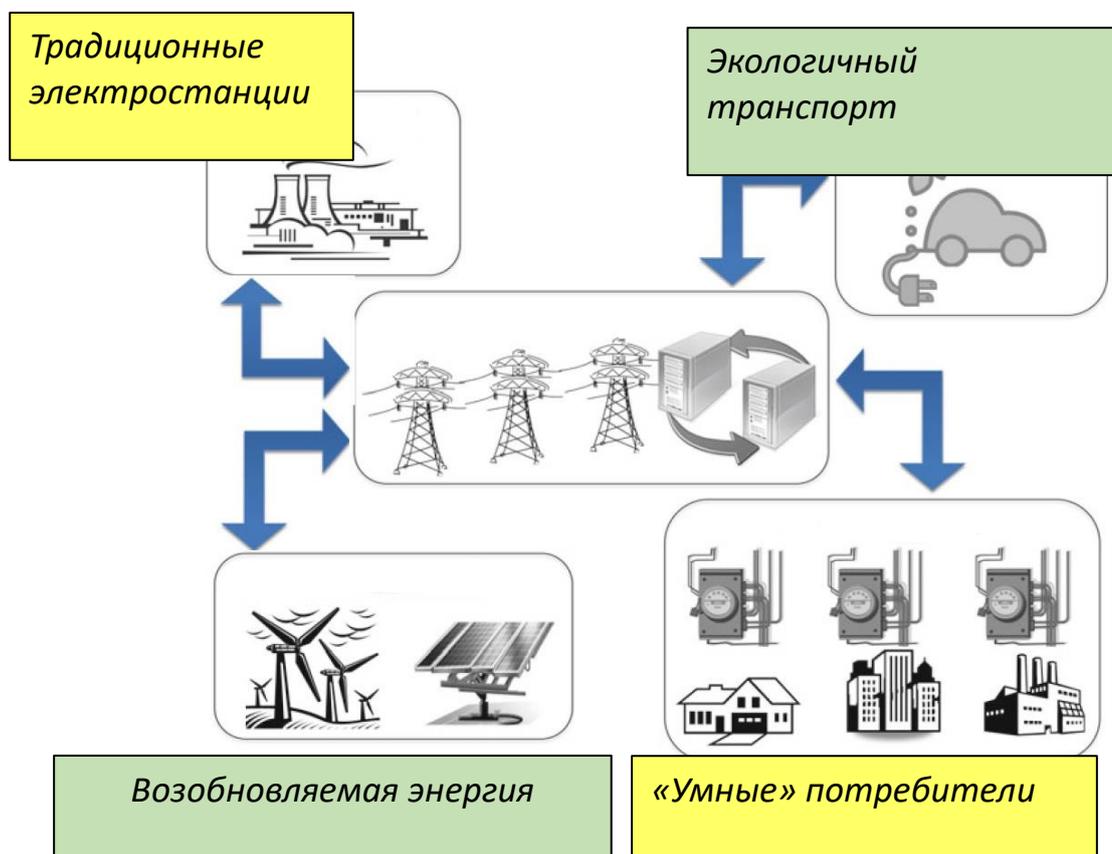


Рисунок 4.2 – Концепция функционирования Smart Grid

Видоизменение электрической сети, по концепции Smart Grid, обусловлено добавлением к существующим традиционным электрическим станциям возобновляемых источников энергии, электромобилей и «умных» потребителей.

Распределенные возобновляемые источники энергии, такие как ветряные электрические станции (ВЭС), солнечные электрические станции (СЭС) - меняют потокораспределения и создают условия для оптимизации параметров электрической сети (U, I, P, Q).

Переход к концепции Smart Grid представляет собой возможность перевести энергетическую отрасль в новую эру надежности, доступности и эффективности, которая будет способствовать экономическому и экологическому благополучию.

Системный оператор АО «КЕГОС», с 2017 года, начал поэтапное внедрение концепции Smart Grid. За прошедшие 7 лет были внедрены следующие интеллектуально-технологические системы:

1. АРЧМ-Автоматическое регулирование частоты и мощности. Данная система предназначена для регулирования отклонений дисбалансов мощности на границе между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России - в режиме реального времени. В рамках данной работы, разработаны алгоритмы, которые адаптивно загружают и разгружают электрические станции, в зависимости от имеющихся энергоресурсов, с целью их экономии [65].

2. ЦСПА-Централизованная система противоаварийной автоматики. Данная система позволяет - в режиме 1 ДО - рассчитывать и выбирать управляющие воздействия для низовых устройств АДВ (автоматики дозированного воздействия) в темпе процесса, что обеспечивает высокую эффективность противоаварийного управления [66].

3. WAMS -Wide Area Measurement System. Система WAMS расширяет возможности интеграции данных и анализа в режиме реального времени и предоставляет диспетчерам высококачественную динамическую информацию для принятия решений, что позволяет операторам повышать точность анализа поведения электросетей. Вместе с этим, WAMS способствует повышению пропускной способности и надежности работы транзита «Север-Юг» НЭС Казахстана, а также проводить идентификацию НЧК мощности [67-70].

4. WACS - Wide Area Control System. WACS является системой по дополнению WAMS и действующей системы ПА, которые как известно функционируют в стерегущем режиме по принципу срабатывания пускового органа. WACS позволяет управлять режимом в реальном времени упреждающими действиями и используется как дополнительный эшелон противоаварийной автоматики для обеспечения надежности ЕЭС Казахстана [71].

На сегодняшний день в АО «КЕГОС» система WACS функционирует со следующими модулями:

Задача 1 – позволяет, в реальном времени, контролировать запас устойчивости по транзиту «Север-Юг». В результате: появляется больше возможности визуализации поведенческих критериев нарушения устойчивости, что обеспечивает заблаговременное применение превентивных мер, направленное на сохранение режимной надежности.

Задача 2 – позволяет, по данным текущих измерений, анализировать и прогнозировать поведение системы, в зависимости от влияния различных факторов. В результате: появилась возможность контраковать переток с максимальной эффективностью, обладая информацией на прогнозируемый период. Прогнозирование перетоков мощности, на сутки вперед, производится

на базе обученной модели нейронной сети и расчета потокораспределения - по транзитам «Север-Юг» и «Восток-Юг» НЭС Казахстана.

Задача 3 – позволяет, в реальном времени, с высокой скоростью детектировать и идентифицировать характер нарушения режимной надежности по данным синхрофазорных измерений. Определение характера нарушения режимной надежности позволяет, в адаптивном режиме определять степень и объем управляющих воздействий для восстановления нормального режима эксплуатации. [72].

## **4.2 Архитектура системы WADS**

Задача демпфирования низкочастотных колебаний - представляет собой все большую необходимость для системного оператора АО «KEGOC». Современное технико-технологическое развитие систем сбора, передача и обработки данных, а также специализированные программные комплексы - позволяют создавать новые системы для идентификации и демпфирования НЧК с учетом объектов ВИЭ [73-75]. Соответственно, для дальнейшего развития востребованных подсистем Smart Grid в национальных электрических сетях ЕЭС Казахстана, в рамках данной диссертационной работы предлагается к реализации система WADS (Wide Area Damping System) на основе разработанного алгоритма [9]. Алгоритм основан на использовании фазо-компенсационного метода по настройке PSS синхронных генераторов в темпе процесса.

Архитектура системы WADS будет базироваться на действующих, в АО «KEGOC», системах WAMS и SCADA EMS.

С использованием системы WAMS - будет производиться мониторинг электрических режимов и идентификация опасных низкочастотных колебаний. Пример анализа идентификации приведен в разделе 1.

С использованием системы SCADA EMS - будет производиться контроль текущих электрических измерений, контроль изменения электрической схемы - для определения состояния энергосистемы.

Подсистема WADS будет распознавать, наиболее опасные, низкочастотные колебания в системе, определять район управления, подбирать параметры настроек PSS генераторов, в режиме реального времени и отправлять рассчитанные параметры настройки, в качестве управляющих воздействий для генератора или группы генераторов, с целью эффективного демпфирования и увеличения режимной надежности.

На нижеследующем рисунке приведена укрупненная архитектура WADS. Укрупненно система подразумевает низовой уровень приема данных, верхнего уровня обработки данных, а также блока расчета и проверки корректности определенных параметров настройки PSS генераторов.

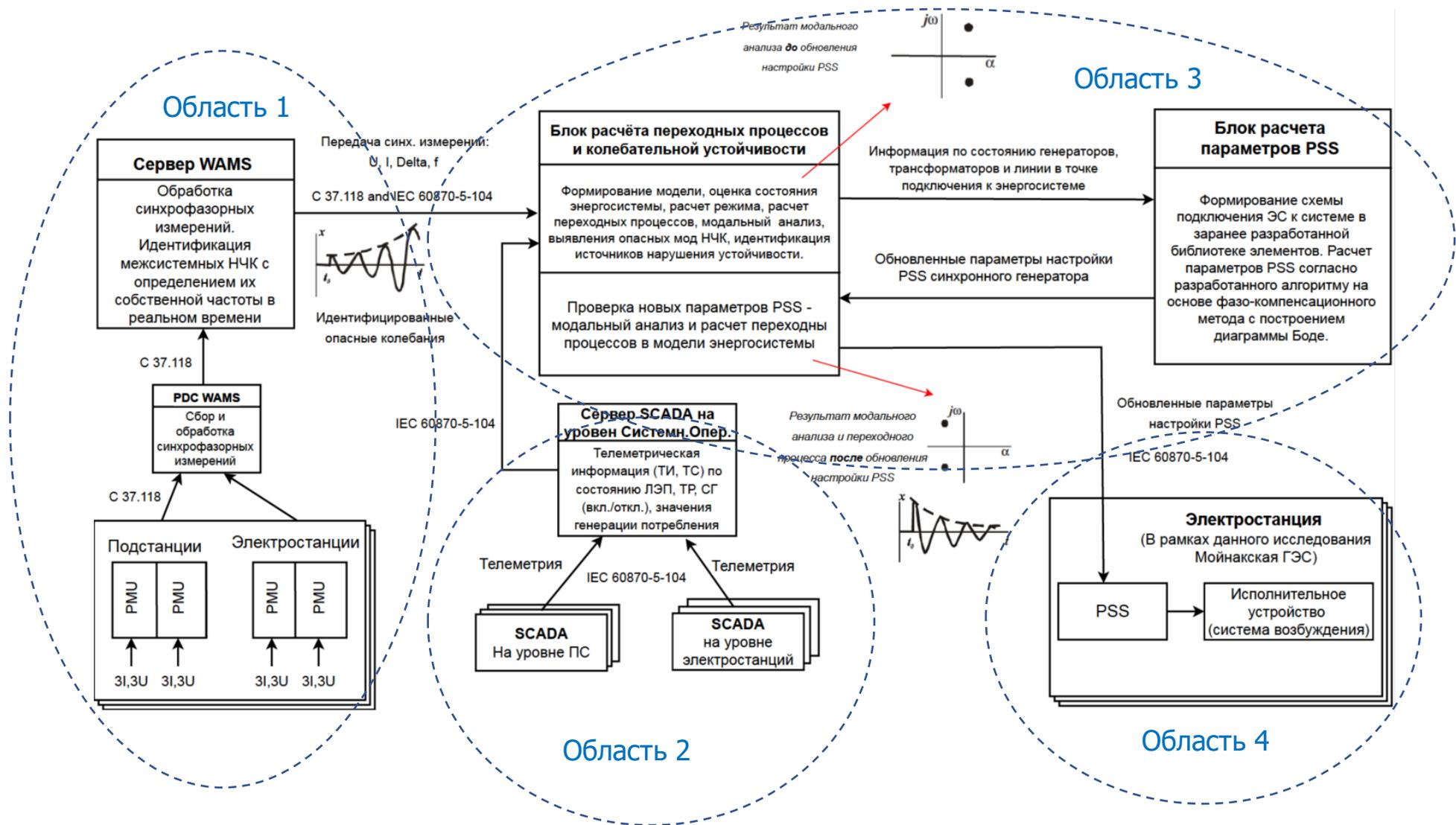


Рисунок 4.3. - Общая функциональная архитектура WADS ЕЭС Казахстана

Предлагаемая архитектура WADS должна выполняться, как комплексная система, с учетом действующих систем и разделением на несколько областей:

Область 1 – это область идентификации НЧК в энергосистеме на основе синхронизированных векторных измерений. Данная область состоит из низового уровня, где устройства PMU (Phasor measurement unit) измеряют с высокой дискретностью (0,02с.) параметры электрического режима ( $I$ ,  $U$ ,  $f$ ,  $\delta$ ) на подстанциях и электрических станциях. Далее эти данные передаются, по протоколу С 37.118, в концентратор данных PDC (Phasor Data Concentrator) для предварительной обработки и хранения. Затем данные передаются на верхний уровень WAMS для приема и анализа полученных синхронизированных векторных измерений (с единой меткой времени). На верхнем уровне WAMS осуществляется мониторинг электрических режимов, а также идентификация низкочастотных колебаний в энергосистеме. При выявлении не - демпфируемых и нарастающих опасных мод низкочастотных колебаний - данные передаются в Область -3.

Область 2 — это область контроля электрического режима по данным телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС). По протоколу IEC 60870-5-104 передаются данные, с подстанций и электрических станций, о состоянии коммутационных аппаратов, текущих измерений, вырабатываемой мощности на генераторах и т.д. для контроля и оценки состояния энергосистемы, а также схемно-режимного управления. Обновляемые данные, по состоянию схемы сети, передаются в Область 3.

Область 3 — это область расчета параметров настройки PSS для демпфирования опасных НЧК в реальном времени. На основе полученных данных, выполняются электрические расчеты, и с помощью модального анализа выявляются наиболее опасные моды. Далее выполняется формирование модели ЭС, строится диаграмма Боде, и выполняется расчет параметров PSS с использованием разработанного алгоритма на основе фазо-компенсационного метода для демпфирования НЧК. После расчета параметров настройки PSS, выполняются электрические расчеты, переходных процессов, для оценки адекватности рассчитанных параметров системного стабилизатора.

Область 4 – это область электрических станций, куда направляются обновленные параметры настройки PSS на генераторы. Из Области 3, по результатам расчетов электрического режима и подбора корректных параметров PSS, направляется таблица настроек на необходимый генератор электрической станции. После обновления настроек PSS, работа синхронного генератора способствует повышению надежности передачи мощности, путем демпфирования опасных электромеханических колебаний (НЧК).

Технико-технологическая реализация предлагаемой системы WADS, представлена на ниже рисунке.

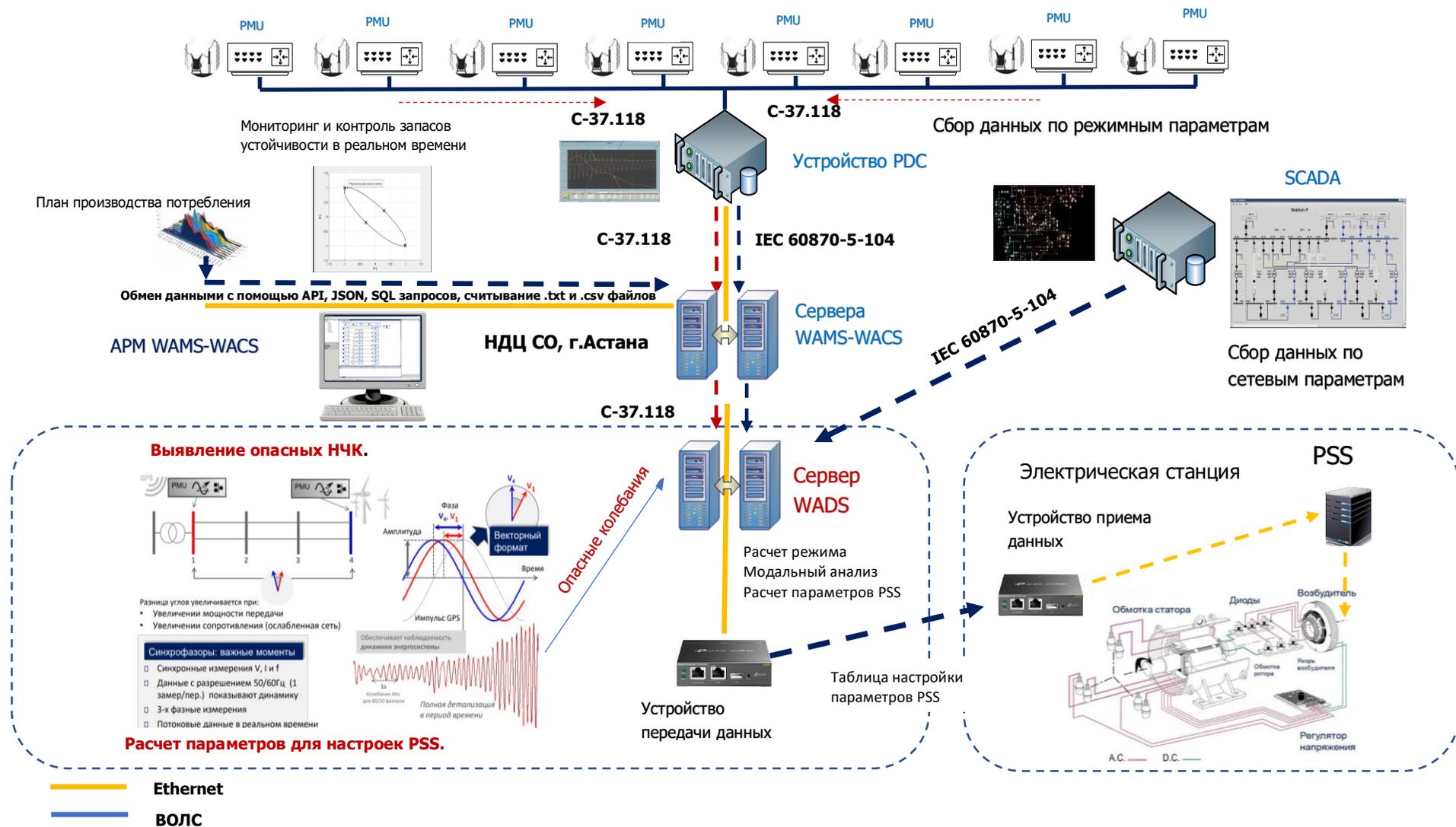


Рисунок 4.4 – Техничко-технологическая реализация WADS системы.

Как видно, из вышеприведенной структуры, технико-технологическая реализация WADS системы - представляет собой организацию функционирования ряда комплексов технологических систем, задействованных между собой. В первую очередь, это сбор данных от устройств PMU системы WAMS и измерительных комплексов SCADA, затем - сбор и обработка данных в серверных комплексах. Собранные и обработанные данные направляются в серверный комплекс WADS, где происходит формирование модели, расчет режимов и модальный анализ с определением опасных мод НЧК. Следующим шагом является расчет параметров настройки PSS синхронного генератора для демпфирования опасных НЧК. После расчета и проверки устойчивости, новые параметры отправляются на электростанцию для обновления в устройстве PSS.

При этом, подключение нескольких подсистем может приводить к большому периоду работы всей системы WADS, ввиду системы сбора данных, каналов связи, работы серверного оборудования и др. Соответственно, нужно учесть время работы каждой подсистемы и оценить функционирование всей системы, так как при достаточно большом времени работы WADS, состояние энергосистемы и процессы в ней, могут измениться. При текущем уровне развития генерации и потребления, состояние энергосистемы может существенно измениться за 30 секунд.

Оценочно, полный период для работы WADS должен производиться за 1 секунду. Указанное время WADS включает в себя следующие составляющие:

1. Измерение, сбор и отправка исходных параметров системы от PMU, низовых устройств SCADA – 0,2 секунды;
2. Обработка данных в серверах WAMS, SCADA и отправка в сервер WADS – 0,1 секунд;
3. Расчеты режимов, модальный анализ, расчет параметров PSS согласно разработанному алгоритму в серверах WADS – 0,5 секунд;
4. Отправка новых параметров настройки PSS от сервера WADS на электростанцию – 0,2 секунды.

При этом, по указанным пунктам 1 и 4, может происходить увеличение времени на 0,2-0,4 секунды, это возможно из-за задержки обработки данных в устройствах приема-передачи данных и скоростных возможностей каналов связи между объектами (подстанции, верхний уровень системы, электростанции).

Основным измерительным устройством для идентификации режимных параметров и формирования модели, в предлагаемой системе WADS, являются устройства PMU. Измеряемые значения PMU являются - I, U, угол напряжения  $\delta$ , а также частота (f). Мониторинг данных параметров позволяют отстраивать параметры энергосистемы, в дорасчетной модели, на заданных отрезках времени. Данные с PMU передаются в сервер WAMS, в соответствии

со стандартом С 37.118, по каналам связи ВОЛС для анализа и обработки на верхнем уровне мониторинга и визуализации. Текущая схема их размещения в энергосистеме Казахстана показана в Главе 1 (рисунок 1.11).

WAMS система, установленная в НДЦ СО АО «KEGOC», выполняет следующий мониторинг:

- Мониторинг (отображение и сигнализация) амплитуды и фаз напряжения;

Применение: Мониторинг текущих измерений напряжения по фазам. Сигнализация при достижении критических значений и отклонения от допустимых пределов. Последующий анализ нормальных и послеаварийных режимов;

- Мониторинг системной частоты и  $df/dt$ ;

Применение: Мониторинг изменения частоты в системе, наблюдение и контролирование баланса между генерацией и потребляемой мощностью. Последующий анализ нормальных и послеаварийных режимов;

- Мониторинг потоков активной и реактивной мощности;

Применение: Мониторинг потоков активной и реактивной мощности по ЛЭП, выдачи мощности на шинах генераторов - для наблюдения и разработки последующих рекомендаций по работе реакторов, генераторов, режимов работы дальних ЛЭП и режимов работы соседних энергосистем;

- Мониторинг низкочастотных колебаний;

Применение: Мониторинг низкочастотных колебаний (НЧК) по сечениям ЕЭС Казахстана, для оценки их демпфирования системой. Выявление узлов, создающие НЧК в системе, а также оценка корректности настроек работы APB, PSS на генераторах;

- Мониторинг колебательной устойчивости;

Применение: Мониторинг колебательной устойчивости в энергосистеме - для оценки устойчивости, при возникновении опасных колебаний мощности до 4 Гц. Оценка демпфирования системы, определение доминантной частоты. Последующий анализ нормальных и послеаварийных режимов;

Далее, по стандарту передачи данных IEC 60870-5-104 и стандарту передачи данных С 37.118, данные передаются в систему WACS с использованием канала связи Ethernet.

Система WACS, установленная в НДЦ СО АО «KEGOC», выполняет следующие функции:

- Система контроля и прогнозирования запасов устойчивости в реальном времени;

- Система формирования суточного графика производства-потребления, на сутки вперед, с учетом максимального использования пропускной способности;

- Система противоаварийного управления для сохранения нормального режима работы.

Иерархически, система WADS, будет выполнена в качестве надстройки над системами WAMS и WACS. Подсистема «Мониторинг низкочастотных колебаний» будет представлять информацию по нарастанию опасных НЧК. «Система контроля и прогнозирования запасов устойчивости в реальном времени» будет предоставлять информацию о текущей загрузке и запасам устойчивости. SCADA будет предоставлять информацию о текущем контроле схемы. Далее система WADS будет выполнять расчет и настройку PSS фазо-компенсационным методом (рисунок 4.5).

### **Алгоритм настройки параметров PSS в системе WADS**

Как указано ранее, входные данные для алгоритма WADS будут поступать от систем WAMS и SCADA. При этом, от SCADA будет поступать телеметрическая информация по сетевым параметрам:  $R$ ,  $X$ ,  $Y$ , а также телесигнал о состоянии оборудования в энергосистеме. На основании данной ТМ формируется адекватная схема сети в темпе процесса. Система WAMS будет передавать данные по режимным параметрам  $U$ , угол,  $I$ ,  $f$ , а также данные по колебаниям мощности. Обработанные данные от двух информационных систем позволят в реальном времени выполнить модальный анализ с идентификацией опасных мод НЧК. Алгоритм расчета электрических процессов и настройки параметров PSS, фазо-компенсационным методом, представлен на рисунке 4.5

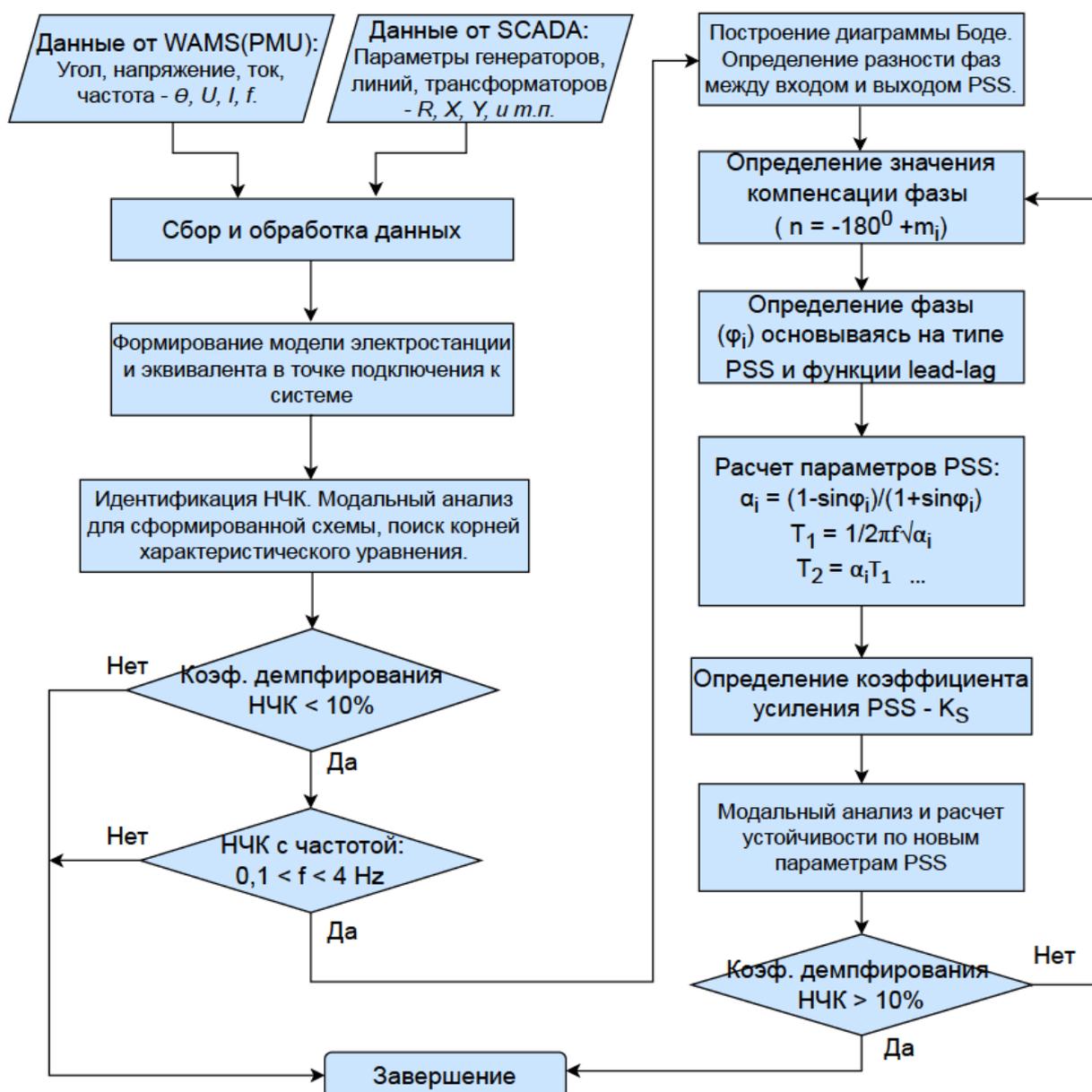


Рис. 4.5- Блок-схема алгоритма идентификации и демпфирования НЧК

Затем, рассчитанные параметры PSS, будут передаваться в качестве настроек, в таблице для инсталляции, на электрические станции. Передачу таблицы, с параметрами настройки PSS, желательно передавать по каналам ВОЛС.

### 4.3. Разработка рекомендаций и требований по настройке параметров PSS для повышения устойчивости энергосистемы.

По результатам, выполненного исследования, можно сформировать в виде рекомендаций и требований к системам APB и PSS, направленные на повышение устойчивости энергосистемы. Далее представлены рекомендации к изменению технических требований к системам возбуждения, APB и PSS синхронных генераторов.

#### 4.3.1 Общие рекомендации.

Общие рекомендации к системе возбуждения, АРВ и PSS можно заключить в следующем виде:

**А.** Необходима установка быстродействующих систем возбуждения на синхронных генераторах, с мощностью от 60 МВт;

**В.** Необходимо применение PSS или АРВ-СД сильного действия в составе систем возбуждения на генераторах, с мощностью от 60 МВт;

**С.** Устройства АРВ и PSS должны постоянно работать. Вывод из работы АРВ и/или PSS может быть, только, при ремонтах или проверках.

**Д.** Необходимо выполнение настроек, поставляемых АРВ и PSS, с проведением соответствующих расчетов устойчивости и испытаний, на предмет их корректного функционирования.

**Е.** Настройка и действие АРВ и (или) PSS увязываются с допустимыми режимами работы синхронных генераторов, общестанционными и системными устройствами автоматики.

**Ф.** На электростанциях обеспечивается наличие данных об основных параметрах настройки АРВ и (или) PSS.

#### **4.3.2 Требования к системе возбуждения и АРВ:**

С учетом модернизации и установки новых систем возбуждения, а также АРВ, можно усовершенствовать к ним требования в следующем виде:

1. Кратность форсировки возбуждения по напряжению, а также кратность форсировки возбуждения по току - должны быть не менее 2.

Кратность форсировки возбуждения по  $U$ , может превосходить кратность форсировки по  $I$ , при этом ограничение потолочного тока возбуждения должно осуществляться, в соответствии с максимально допустимым током синхронной машины, но не ниже двукратного номинального тока возбуждения [51].

2. Максимальные мгновенные значения  $U$ , на выводах обмотки ротора в продолжительном режиме, при токе возбуждения до 1,1 номинального не должны быть выше 30% амплитуды полного испытательного напряжения обмотки возбуждения, относительно корпуса по [76].

3. При заданном снижении значения напряжения, на входе АРВ, и при коротких замыканиях в энергосистеме, номинальная скорость увеличения  $U$  возбуждения [76], должна быть не менее 2 отн. ед./с. Необходимо выполнение при начальном  $I$  возбуждения, равном номинальному.

4. Быстродействие системы возбуждения при форсировке, нагрузке ее на обмотку возбуждения синхронной машины, работающей на сеть или в режиме холостого хода, и  $U$  прямой последовательности на зажимах машины не ниже 80% номинального, не должно превышать для быстродействующих систем возбуждения 0,06 с. Полное время расфорсировки для этих систем не должно превышать 0,15 с [51].

5. Запаздывание системы возбуждения, при форсировке, не должно превышать для медленнодействующих систем 0,03 с, для быстродействующих - 0,02 с. [51].

6. Требования 1, 3 и 5 должны обеспечиваться, если:

- У прямой последовательности на выводах синхронной машины, во время короткого замыкания любого вида, независимо от его продолжительности превышает 80% номинального, при условии, что снижение напряжения на входе АРВ, в момент короткого замыкания, достаточно для обеспечения полной форсировки возбуждения;

- У прямой последовательности на выводах синхронной машины, во время короткого замыкания, не превышает 80% номинального, а после отключения короткого замыкания - равно или превышает 80% номинального и при продолжительности короткого замыкания не более 0,18 с для синхронных машин, работающих на сеть 110 кВ и выше, и 0,3 с для синхронных машин, работающих на сеть 35 кВ и ниже.

В случае, если длительность короткого замыкания превышает установленное время или напряжение прямой последовательности на выводах синхронной машины, после отключения короткого замыкания, меньше 80% номинального, допускается снижение кратности форсировки до значения, равного произведению напряжения прямой последовательности, в относительных единицах, на коэффициент 2,5, и требования к скорости нарастания напряжения возбуждения не устанавливаются.

7. Уставка АРВ, по напряжению, должна изменяться плавно или дискретно со ступенями не более 0,2% номинального напряжения, а скорость изменения уставки, должна быть не более 1% и не менее 0,3% номинального напряжения за 1 с. [51]

8. Системы возбуждения должны обеспечивать, в продолжительном режиме работы, плавное регулирование возбуждения:

- от режима, с максимально допустимым отрицательным током возбуждения (для реверсивных систем возбуждения), или от нуля тока возбуждения (для нереверсивных систем возбуждения) до 110% номинального положительного тока возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, работающих на сеть;

- от 80 до 110% номинального напряжения статора при работе турбогенераторов и гидрогенераторов на холостом ходу, воздействием на уставку АРВ;

- от 5 до 110% номинального напряжения статора, при работе турбогенераторов и гидрогенераторов на холостом ходу, воздействием на специальные входы АРВ или устройство ручного управления. Для генераторов, с системами самовозбуждения, данный режим может быть обеспечен при независимом питании системы возбуждения (например, от собственных нужд станции).

#### **4.3.3 Требования к системному стабилизатору (PSS):**

К системному стабилизатору (PSS), внедряемому на электростанциях ЕЭС Казахстана необходимо предъявлять, соответствующие, требования по демпфированию низкочастотных колебаний мощности и сохранению колебательной устойчивости энергосистемы. Соответственно, PSS должен иметь корректные параметры настройки, которые обеспечат:

- требуемый уровень устойчивости и демпфирования электромеханических колебаний;

- удовлетворит требования по устойчивости для широкого спектра возможных режимов работы генератора.

Расчеты колебательной устойчивости необходимо выполнять для уточнения области допустимых режимов и определения эффективных мер по предотвращению колебательных нарушений устойчивости с применением методов анализа собственных чисел (eigenvalue analysis). Основным показателем, устойчивости системы, является положение корней характеристического уравнения на плоскости.

Динамические характеристики системы управления, могут быть, представлены путем построения собственных значений (или характеристических корней) ее передаточной функции в комплексной частотной области или  $s$ -плоскости. Корневые расположения системы управления возбуждением, с разомкнутым контуром обратной связи, по напряжению на клеммах и разомкнутой синхронной машиной показаны на рисунке 4.6 [77].

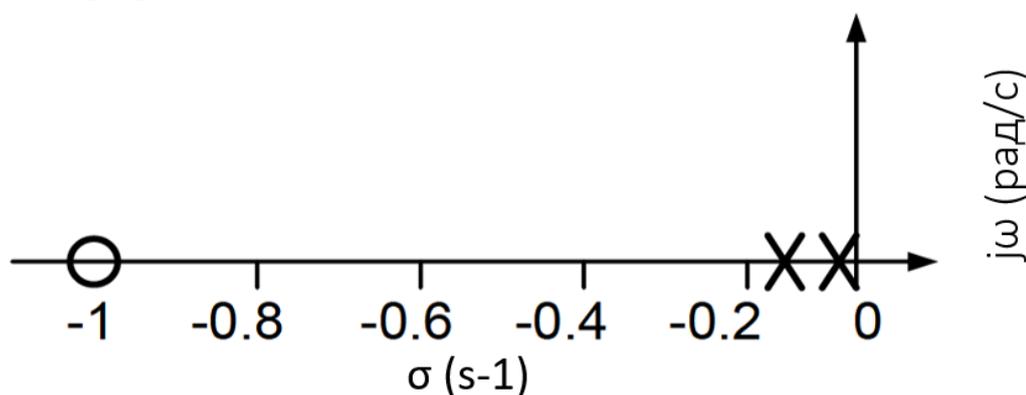


Рисунок 4.6 – Расположение корней характеристического уравнения на  $s$ -плоскости.

Согласно вышеприведенному рисунку полюса, расположенные левее вертикальной оси  $j\omega$ , демонстрируют относительно устойчивые моды колебаний, и чем дальше расположение от оси  $j\omega$ , тем лучше демпфируется колебание. При этом полюса, располагаемые справа от оси  $j\omega$ , демонстрируют незатухающие и нарастающие моды НЧК.

В итоге, рекомендации к настройке параметров PSS заключаются в значениях показателей эффективности, влияющих на демпфирование НЧК. Соответственно, настройка параметров PSS должна удовлетворять показателям эффективности, характеризующих хорошие характеристики системы регулирования с обратной связью. Для определения влияния синхронного генератора на устойчивость, в точке подключения к энергосистеме, необходимо выполнить модальный анализ с отображением положения корней характеристического уравнения на плоскости. Таким образом, в разработанных моделях энергосистемы необходимо выполнить

проверку рассчитанных параметров настройки PSS или APB-СД системы возбуждения синхронных генераторов.

#### **4.4. Выводы по разделу 4**

1. В рамках развития концепции Smart Grid у Системного оператора АО «KEGOC» предложено внедрение системы WADS (Wide Area Damping System). Расчет параметров PSS будет выполняться в реальном времени с использованием разработанного алгоритма, на базе фазо-компенсационного метода;

2. Система WADS будет организована, как надстройка над системами WAMS и WACS, которые установлены у системного оператора АО «KEGOC». Данные по мониторингу низкочастотных колебаний будут передаваться по стандарту С 37.118, данные по текущим запасам устойчивости будут передавать по стандарту IEC 60870-5-104.

3. В рамках диссертационного исследования разработаны и предложены требования к системе возбуждения и APB, а также PSS. Необходимо отметить, что в нормативных документах Казахстана, регламентирующие требования к системам возбуждения, отсутствуют требования к работе системного стабилизатора - PSS.

4.

процесс подтверждается Актом внедрения со стороны АО «KEGOC» (Приложение Ж).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты диссертационной работы позволяют оценивать влияние НЧК на устойчивость энергосистемы, а также настраивать параметры PSS для демпфирования идентифицированных опасных мод НЧК. В качестве результата представлен новый подход по созданию адаптивной системы WADS - на базе технологий Smart Grid. На основании, выполненной диссертационной работы, сделаны следующие выводы.

1. Идентификация низкочастотных колебаний по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана, при анализе измерений в системе WAMS выявила, что частоты опасных НЧК находятся в диапазоне от 0,3 до 0,4 Гц; амплитуда колебаний активной мощности на линиях электропередачи достигает 150 МВт с длительностью до 9 минут. Таким образом, установлено наличие длительных электромеханических колебаний мощности в энергосистеме Республики Казахстан, что свидетельствует о неэффективности настроек параметров PSS, как на электрических станциях в ЕЭС Казахстана, так и ОЭС ЦА;

2. В разработанной модели, Алматинского энергоузла, проведен анализ расчетов переходных процессов и колебательной устойчивости, с учетом текущих систем возбуждения, настроек параметров APB и PSS синхронных генераторов. Расчеты показали, что энергоузел устойчив к нормативным динамическим возмущениям в сети. Однако, имеется вероятность схемно-режимных ситуаций, при которых тяжелые динамические возмущения приводят к аварийным отключениям, с очень длительным процессом восстановления нормального режима работы системы;

При динамических возмущениях, с выведенной в ремонт ВЛ-500 кВ, наблюдаются значительные колебания выдаваемой активной мощности на генераторах Мойнакской ГЭС. Но в целом, колебания в энергоузле демпфируются за счет работы системы возбуждения на Алматинской ТЭЦ-2. Правда, в наиболее тяжелых ситуациях — это оказывается недостаточным;

Проведенный модальный анализ показал, что в сценариях без PSS на Мойнакской ГЭС и с текущими параметрами настройками, влияние работы PSS незначительна для демпфирования колебаний мощности. В некоторых случаях работа PSS с текущими настройками может отрицательно сказаться на некоторые моды колебаний, ухудшая их показатель демпфирования, что может привести к дальнейшим неустойчивым НЧК;

3. Для эффективного демпфирования, межсистемных и локальных НЧК, необходимо правильно настроить параметры PSS на ЭС. Определено, что с учетом постоянного изменения структуры сети и интеграции ВИЭ в ЕЭС Казахстана и ОЭС ЦА, необходимо разработать новый адаптивный алгоритм, который будет решать задачи по сохранению устойчивости с идентификацией и демпфированием НЧК в диапазоне, собственных частот, от 0,1 до 4 Гц;

4. Разработан алгоритм настройки параметров PSS на основе доработанного фазо-компенсационного метода. Согласно алгоритму определены корректные параметры настройки PSS -  $T_1=0,314$ ,  $T_2=0,075$ ,

$T_3=0,314$ ,  $T_4=0,075$  и  $K_s=18,6$ . Сравнительный анализ расчетов, в разработанной математической модели Алматинского энергоузла, показал, что при обновленных параметрах настройки PSS Мойнакской ГЭС, достигается требуемый показатель коэффициента демпфирования в 10,2% (требуемое значение более 10%) по потенциально опасной моде НЧК. При текущих параметрах настройки PSS, коэффициент демпфирования имеет значение 5,8%, близкое к опасной границе со значением 5%.

Расчеты устойчивости при переходном процессе с отключением ВЛ-500 кВ при новых параметрах настройки PSS, показали улучшение динамических свойств исследуемого энергоузла с более быстрым затуханием колебаний режимных параметров ( $P$ ,  $\delta$ ,  $F$  и  $U$ ). Таким образом, можно заключить, что рассчитанные параметры настройки PSS – для Мойнакской ГЭС – являются корректными и эффективными для демпфирования опасных мод НЧК.

5. В диссертационной работе предложена структура системы WADS для внедрения у Системного оператора. Система позволит адаптивно настраивать параметры PSS и состоит из следующих основных блоков:

- сбор данных от систем WAMS и SCADA, обновление расчетной модели на основе текущей структуры энергосистемы;
- идентификация опасных межсистемных и локальных НЧК, также модальный анализ с определением показателей мод колебаний;
- поиск параметров настройки PSS на основе доработанного фазо-компенсационного метода; проверка устойчивости энергосистемы при новых параметрах с помощью модального анализа и расчета переходных процессов.

6. Проведенный анализ НПА показал, что в РК отсутствуют требования по настройке параметров PSS на ЭС ЕЭС Казахстана. Таким образом, в рамках диссертационного исследования, предложены дополнительные требования к системе возбуждения и АРВ, а также PSS, заключающиеся в следующем:

- На всех генераторах, с мощностью от 60 МВт, необходима установка быстродействующих систем возбуждения с применением АРВ-СД или PSS;
- Необходимо обеспечивать постоянную АРВ-СД и PSS с, предварительным, проведением расчетов устойчивости и испытаний;
- Настройка - параметров PSS или АРВ-СД - должна удовлетворять показателям эффективного демпфирования НЧК. Для определения их эффективной настройки, необходимо выполнить модальный анализ с, показателем коэффициента демпфирования более 10% по модам НЧК.

7. Экономический эффект, от своевременной идентификации и демпфирования НЧК, носит системный характер и заключается в следующем:

- Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей (народнохозяйственный эффект);
- Повышение пропускной способности (электросетевой эффект);
- Уменьшение износа генераторного оборудования и сокращение расхода топлива (эффект для электростанций).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kundur P. and Malik Om P. (2022). Power System Stability and Control, 2<sup>nd</sup> Edition, McGraw-Hill: New York., 19-36 Available at: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781260473544>
2. Gupta D.P.S., Sen I. (1993). Low frequency oscillations in power systems: A physical account and adaptive stabilizers. *Sadhana*, 18, 843–868. doi: <https://doi.org/10.1007/BF03024228>
3. Hatziargyriou N., Milanović J. V., Rahmann C. (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36 (4), 3271-3281, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>.
4. Prasertwong K, Mithulananthan N, Thakur D. (2010). Understanding Low-Frequency Oscillation in Power Systems. *The International Journal of Electrical Engineering & Education*, 47(3), 248-262. doi: <https://doi.org/10.7227/IJEEE.47.3.2>
5. Klein M., Rogers G. J. and Kundur P. (1991). A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6 (3), 914-921. doi: <https://doi.org/10.1109/59.119229>.
6. Technical background and recommendations for defence plans in the Continental Europe synchronous area (2010). Available at: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG\\_SOC\\_CE/RG\\_CE\\_ENTSO-E\\_Defence\\_Plan\\_final\\_2011\\_public.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG_SOC_CE/RG_CE_ENTSO-E_Defence_Plan_final_2011_public.pdf)
7. Zhao J., Zhang Y., Zhang P. et al. (2016). Development of a WAMS based test platform for power system real time transient stability detection and control. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 1 (6). doi: <https://doi.org/10.1186/s41601-016-0013-1>
8. Karavas C.-S. G., Plakas K. A., Krommydas K. F., Kurashvili A. S., Dikaiakos C. N. and Papaioannou G. P. (2021). A Review of Wide-Area Monitoring and Damping Control Systems in Europe. *IEEE Madrid PowerTech*, 1-6, doi: <https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9495037>.
9. Bektimirov, A., Malik, O. P., Saukhimov, A., & Didorenko, E. (2023). IDENTIFICATION AND DAMPING OF LOW-FREQUENCY OSCILLATIONS BASED ON WAMS DATA AND THE REVISITED RESIDUE METHOD–PART I. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 122(8).
10. Aman Aigerim, Bektimirov Anur, Nassipkul Dyussebekova, Azamat Ilyasov, Saukhimov, Almaz, Alexandr Gunin / *Small signal stability research on integrating Wind Power Plant – An Almaty Region Example // 57<sup>th</sup> International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2022/ DOI: 10.1109/UPEC55022.2022.9917676*
11. T.R. Ayodele, A.A. Jimoh, J.L Munda, J.T Agee, “Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity: A Review” *International journal of renewable energy research*. Vol.2, No.4, 2012

12. Jan Shair a, Haozhi Li a, Jiabing Hu b, Xiaorong Xie. “Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021
13. Zhang X., Lu C., Liu Sh., Wang X. (2016). A review on wide-area damping control to restrain inter-area low frequency oscillation for large-scale power systems with increasing renewable generation. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 57, 45-58. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.167>
14. Sallam Abdelhay. A. and Malik Om P. (2015). *Power System Stability, Modeling, analysis and control*. The Institution of Engineering and Technology, 277-307. doi: <https://doi.org/10.1049/PBPO076E>
15. Febres, C. A., Araujo, P. B. D., & Furini, M. A. (2008). Damping of low-frequency oscillations by supplementary control of power system stabilizers. *Trends in Computational and Applied Mathematics*, 9(2), 223-232.
16. Dysko, A., Leithead, W. E., & O'Reilly, J. (2009). Enhanced power system stability by coordinated PSS design. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 413-422.
17. Mirosevic, M., Miskovic, M., & Miskovic, I. (2015). Determination of Optimal Parameters of PSS Using the Identified Model. *International Journal Of Renewable Energy Research*, 5(4), 1092-1097.
18. Ibraheem, I. K. (2014). Damping low frequency oscillations in power system using quadratic gaussian technique based control system design. *International Journal of Computer Applications*, 92(11), 18-23.
19. Usman, J., Mustafa, M. W., Jamian, J. J., & Aliyu, G. (2012). Damping low frequency oscillations in power systems using iteration Particle Swarm Optimizations. *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 7(11), 1379-1386.
20. Темгеновская Т.В. (2017). Методы настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов. Иркутский государственный университет путей сообщения, *Современные технологии. Системный анализ. Моделирование*, 55 (3), 84-94. doi: [https://doi.org/10.26731/1813-9108.2017.3\(55\).84-94](https://doi.org/10.26731/1813-9108.2017.3(55).84-94).
21. Doradla Prathap, Hari Krishna, Porika Venkatesh. Design Of Power System Stabilizer to Improve Small Signal Stability By Using Modified Heffron-Phillip's Model. *International Journal of Engineering Science and Technology* 3(6). June 2011.
22. Labdelaoui H., Boudjema F. and Boukhetala D. (2016). A multiobjective tuning approach of power system stabilizers using particle swarm optimization. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 24(5). doi: <https://doi.org/10.3906/elk-1411-200>
23. Ekinici, S., & Hekimoglu, B. (2018, May). Parameter optimization of power system stabilizer via salp swarm algorithm. In *2018 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE)* (pp. 143-147). IEEE.

24. Rodrigues F. et al. (2021). Simultaneous tuning of the AVR and PSS parameters using particle swarm optimization with oscillating exponential decay. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 133(4), 107215. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107215>.
25. Kennedy J. and Eberhart R. (1995). Particle swarm optimization. *International Conference on Neural Networks*, 4, 1942-1948, doi: <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>.
26. Sedghi M., Aliakbar-Golkar M. and Haghifam M-R. (2013). Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 52, 221-230. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.03.041>
27. Adepoju G.A. et al. (2023). Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Minimization in Distribution Network using Particle Swarm Optimization Technique. *European Journal of Engineering and Technology Research*, 8 (1), 19-25. doi: <https://doi.org/10.24018/ejeng.2023.8.1.2886>
28. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем. – 1979.
29. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Москва: Высш.школа – 1985.
30. Anderson P. M. and Fouad A.A. (2002). *Power System Control and Stability* 2<sup>nd</sup>. Edition. John Wiley & Sons Inc. Available at: [https://www.academia.edu/34885349/Power\\_Systems\\_Control\\_and\\_Stability\\_2nd\\_Ed\\_by\\_P\\_M\\_Anderson\\_a\\_a\\_Fouad\\_pdf](https://www.academia.edu/34885349/Power_Systems_Control_and_Stability_2nd_Ed_by_P_M_Anderson_a_a_Fouad_pdf)
- 31 I.A. Nassar, H. Weber, System analysis of the Turkish power system for inter-connection with continental Europe Power Plants and Power Systems Control, Proc. 8th Power Plant and Power System Control Symposium, Toulouse, France, 2012.
- 32 ENTSO-E, Final Report Stability Study, Complementary technical studies for the synchronization of the Turkish power system with the UCTE Power System, (2007).
33. Schleif F. R. and White J. H. (1966). Damping for the Northwest - Southwest Tieline Oscillations - An Analog Study. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 85 (12), 1239-1247. doi: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1966.291642>.
34. Phil Ashton (2014). Exploiting Phasor Measurement Units for Enhanced Transmission Network Operation and Control, 64-68. Brunel University, UK. doi: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.20151.62883>
35. Hsu Y. -Y., Shyue S. -W. and Su C. -C. (1987). Low Frequency Oscillations in Longitudinal Power Systems: Experience with Dynamic Stability of Taiwan Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2 (1), 92-98, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.1987.4335079>.
36. Venkatasubramanian V. (M.) and Li Y. (2004). Analysis of 1996 Western American Electric Blackouts. *Bulk Power System Dynamics and Control*, VI, 685–721. Available at:

[https://www.academia.edu/9198860/Analysis\\_of\\_1996\\_Western\\_American\\_Electric\\_Blackouts](https://www.academia.edu/9198860/Analysis_of_1996_Western_American_Electric_Blackouts)

37. Wong D. Y. et al. Eigenvalue analysis of very large power systems //IEEE Transactions on power systems. – 1988. – Т. 3. – №. 2. – С. 472-480.

38. Chung C. Y. et al. Probabilistic eigenvalue sensitivity analysis and PSS design in multimachine systems //IEEE Transactions on Power Systems. – 2003. – Т. 18. – №. 4. – С. 1439-1445.

39. Gonzalez-Longatt F. and Rueda Torres J. L. (2018). Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory. Green Energy and Technology. Springer International Publishing AG, 301-303. doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-50532-9>

40. IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems (2014). IEEE Std 421.2-2014. doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6845300>

41. Бектимиров А.Т., Тохтибакиев К.К., Саухимов А.А., Рашидов Ш.У. / Исследование эффективности системных стабилизаторов на электростанциях ЭЭС Казахстана в ПАК RTDS // Вестник АУЭС №1(52), 2021, стр. 38-47.

42. Gataric S. and Garrigan N. R. (1999). Modeling and design of three-phase systems using complex transfer functions. 1999 30th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Record (Cat. No.99CH36321). doi: <https://doi.org/10.1109/PESC.1999.785584>.

43. Cai L.-J. and Erlich I. (2005). Simultaneous coordinated tuning of PSS and FACTS damping controllers in large power systems. IEEE Transactions on Power Systems, 20 (1), 294-300, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.841177>.

44. Francois D. (2015). An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations. KTH Royal Institute of Technology, School of Electrical Engineering Stockholm, Available at: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:800004/FULLTEXT01.pdf>

45 Тохтибакиев К. К., Саухимов А. А. Контроль пропускной способности межсистемных связей НЭС Казахстана в реальном времени с использованием системы синхронизированных векторных измерений// Киев, Технічна Електродінаміка. - 2015 - № 4 - С. 62-64.

46. Phadke A. G. et al. (2008). The Wide World of Wide-area Measurement. IEEE Power and Energy Magazine, 6 (5), 52-65. doi: <https://doi.org/10.1109/MPE.2008.927476>.

47. Климова Т. Г., Савватин М. В. Определение источников низкочастотных колебаний в энергосистеме по данным системы мониторинга переходных режимов //Энергетик. – 2016. – №. 1. – С. 28-32.

48. Жуков А. В., Климова Т. Г., Расщепляев А. И. Мониторинг низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах //Электричество. – 2013. – №. 2. – С. 20-27.

49. Xie X., Xin Y., Xiao J., Wu J. and Han Y. (2006). WAMS applications in Chinese power systems. IEEE Power & Energy magazine, 4 (1), 54–63, doi: <https://doi.org/10.1109/MPE.2006.1578532>

50. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, Глава 7. Электрическое оборудование электростанций и сетей (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 мая 2015 года № 11066.).

51. ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. (МКС 29.160.20, KGS: E62).

52. <https://www.kazenergy.com/upload/document/electric/project2035.pdf>

53.

<https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/282893?lang=ru>

54. <https://primeminister.kz/ru/news/minenergo-razrabotal-plan-meropriyatiy-po-razvitiyu-elektroenergeticheskoy-otrasli-budut-vvedeny-26-gvt-novykh-generiruyushchikh-moshchnostey-26978>

55. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5™-201 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)

56. Руководящие указания по устойчивости энергосистем / Министерство энергетики и электрификации СССР. СПО Союзтехэнерго - Москва 1984 год;

57. Электросетевые правила РК. Утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года No 210. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1400010899>

58. Safari A. Multi-objective robust PSSs tuning in large scale power system using particle swarm optimisation //International Journal of Modelling, Identification and Control. – 2014. – Т. 21. – №. 2. – С. 202-210.

59. Tse C. T., Tso S. K. Refinement of conventional PSS design in multimachine system by modal analysis //IEEE Transactions on power systems. – 1993. – Т. 8. – №. 2. – С. 598-605.

60. Rao P. S., Boje E. S. A quantitative design approach to PSS tuning //Electric power systems research. – 2005. – Т. 73. – №. 3. – С. 249-256.

61. Milla F., Duarte-Mermoud M. A. Predictive optimized adaptive PSS in a single machine infinite bus //ISA transactions. – 2016. – Т. 63. – С. 315-327.

62. Larsen E. V., Swann D. A. Applying power system stabilizers part I: general concepts //IEEE Transactions on Power Apparatus and systems. – 1981. – №. 6. – С. 3017-3024.

63. Oscullo J. A. and Gallardo C. F. (2020). Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control. IEEE Latin America Transactions, 18 (1), 24-31, doi: <https://doi.org/10.1109/TLA.2020.9049458>.

64. Marinescu B. Residue phase optimization for power oscillations damping control revisited //Electric Power Systems Research. – 2019. – Т. 168. – С. 200-209.

65. Ильясов А. З. и др. Создание централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в единой энергосистеме Казахстана // Вестник АУЭС. – 2022. – Т. 1. – №. 56
66. Саухимов А.А., Тохтибакиев К.К., Бектимиров А.Т., Мерекенов М.Д. / Эффективность интеллектуальной системы противоаварийного управления режимами ЕЭС Казахстана // Вестник АУЭС, 4(1), 43(1), 2018, стр.43-49
67. Tokhtibakiev K., Saukhimov A., Bektimirov A., Merekenov M., Shubekova K. and Murat A. (2017). Control of steady-state stability of 500 kV transmission lines in the National Electrical Networks of Republic of Kazakhstan using PMUs data. 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). doi: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2017.8231859>.
68. Bektimirov A. T. et al. The Advancing Assessment of Power System Stability Using Synchronized Phasor Measurements // Journal of Engineering Science and Technology Review. – 2019. – №. Special Issue. – С. 238-241.
69. Бектимиров А.Т., Тохтибакиев К.К., Саухимов А.А., Нуртаза Н. / Analysis of the Kazakhstan's Grid Oscillation Instability by using Wams System and PSCAD Program // 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2019, DOI: 10.1109/UPEC.2019.8893487
70. К.К.Тохтибакиев, А.М.Гунин, А.Т.Бектимиров, А.З.Ильясов / Мониторинг параметров режимной надежности в электрических сетях нефтегазового комплекса Республики Казахстан // Вестник АУЭС 2022
71. Бектимиров А.Т., Саухимов А.А., Тохтибакиев К.К., Дидоренко Е. В. / Повышение надежности функционирования НЭС РК при внедрении режимной автоматики WACS // Вестник АУЭС №4(51), 2020, стр. 16 – 27
72. Gunin, A., Tokhtibakiev, K., Saukhimov, A., Bektimirov, A., & Didorenko, E. (2023). Improving the efficiency of mode automation using synchrophasor measurements to identify stability disturbance. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 122(8)
73. Е.К. Умбеткулов, А.А. Саухимов, А.Т. Бектимиров, Ш.У. Рашидов // Моделирование режимов синхронизации в Атырауском энергоузле с применением цифровых симуляторов // Вестник АУЭС 2023 (2)
73. Yazdani L. and Aghamohammadi M. R. (2015). Damping inter-area oscillation by generation rescheduling based on wide-area measurement information. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 67, 138-151. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.11.018>
74. Soheil R., Aghamohammadi M. R. and Haghjoo F. (2018). A new scheme of WADC for damping inter-area oscillation based on CART technique and Thevenine impedance. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 94, 339-353. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.07.010>
75. Alinezhad M. J., Radmehr M. and Ranjbar S. (2020). Adaptive wide area damping controller for damping inter-area oscillations considering high penetration of wind farms. International Transactions on Electrical Energy Systems, 30 (6), e12392. doi: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12392>

76. ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия.

77. IEEE Std 421.2-2014 IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.

78. Бектимиров А.Т, / Магистерская диссертация / Исследование низкочастотных колебаний в НЭС Казахстана используя WAMS технологии // АУЭС, Кафедра Электрические станции и электроэнергетические системы, 2017. [https://info.aues.kz/dissertations/2017/eef/esss/bektimirov\\_at\\_AUES.pdf](https://info.aues.kz/dissertations/2017/eef/esss/bektimirov_at_AUES.pdf)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Графики НЧК идентифицированные в WAMS

В ЕЭС Казахстана периодически имеют место не демпфируемые межсистемные НЧК продолжительностью более 4 минут. Данный тип НЧК влияет на многие параметры энергетической системы, такие как напряжение, частота, перетоки активной и реактивной мощности и др., что негативно влияет на работу энергетической системы в целом.

За период наблюдений были выбраны и выделены наиболее продолжительные слабозатухающие НЧК. В таблице ниже представлены зафиксированные события за прошедшие полгода.

Таблица А.1 – Характеристики режимных параметров, при идентификации НЧК системой WAMS

№	Дата	Время начала	Продолжительность, минут	Частота НЧК, Гц	Максимально зафиксированная амплитуда качаний		
					Р по ВЛ-500кВ, МВт	U на ПС-500 кВ, кВ	F на ПС-500 кВ, Гц
1	25.11.2020	11:52:20	9	0.35	±140	±10	±0,06
2	14.12.2020	08:45:55	4	0.31	±150	±20	±0,07
3	18.12.2020	08:43:40	4.5	0.38	±100	±7	±0,05
4	12.03.2021	21:29:40	3	0.33	±70	±10	±0,04
5	12.03.2021	21:36:30	4	0.34	±80	±15	±0,05
6	16.03.2021	19:56:30	4.5	0.36	±80	±15	±0,05

Ниже представлены графики перетоков мощности по ВЛ, напряжений и частот на ПС-500кВ ЕЭС РК, где были зафиксированы наибольшие амплитуды качаний параметров энергетической системы.

**Событие №1.** Дата 25.11.2020, Время начала 11:52:20, Продолжительность 9 минут, частота НЧК 0.35Гц.

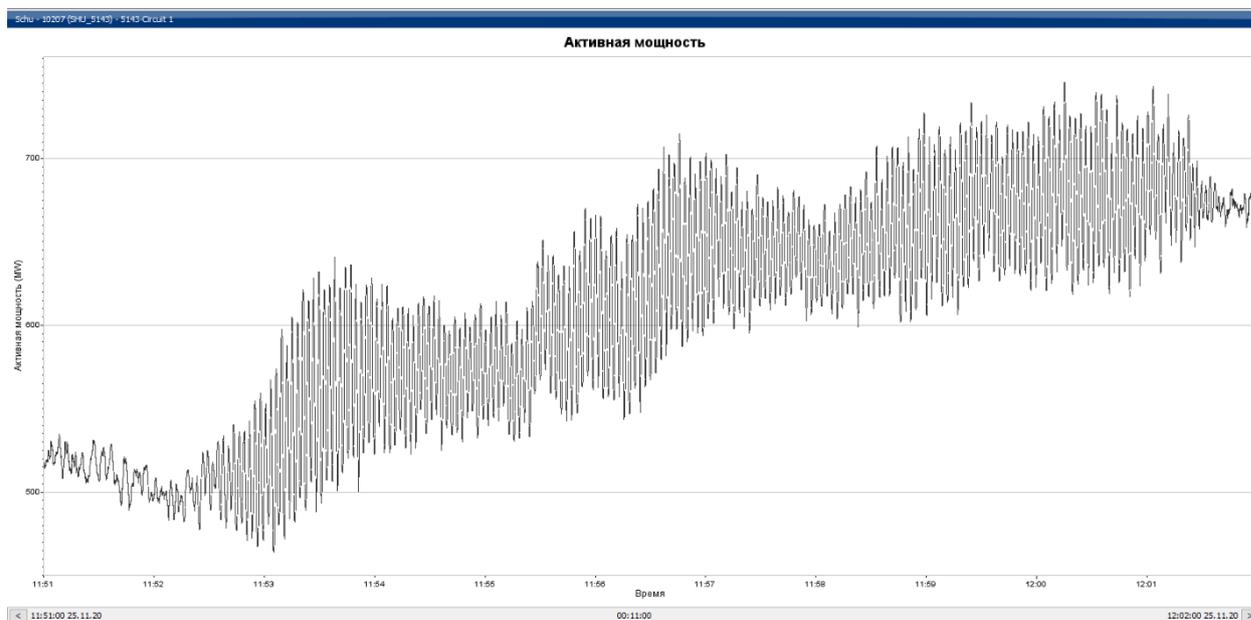


Рисунок А.1 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шу-Фрунзе» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзе» (Л-5143) и составляет порядка 140 МВт, происходят колебания мощности в пределах 640-500МВт

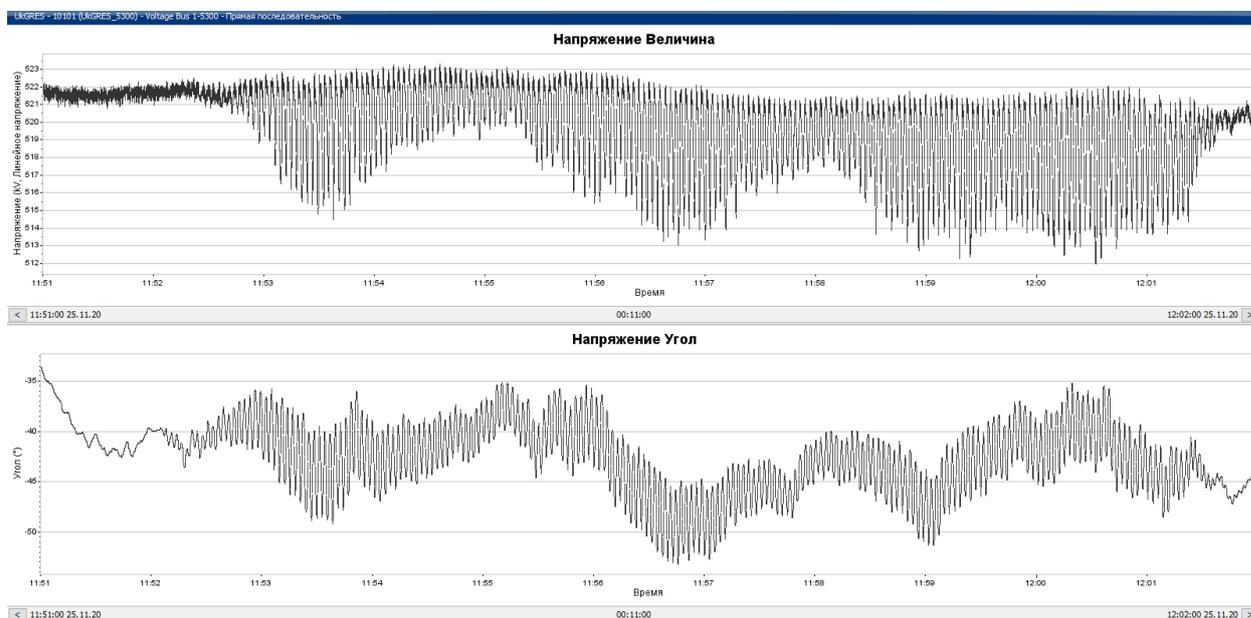


Рисунок А.2 – График изменения напряжения на ПС «ЮКГРЭС» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «ЮКГРЭС» и составляет порядка 10кВ происходят колебания в пределах 512-522кВ

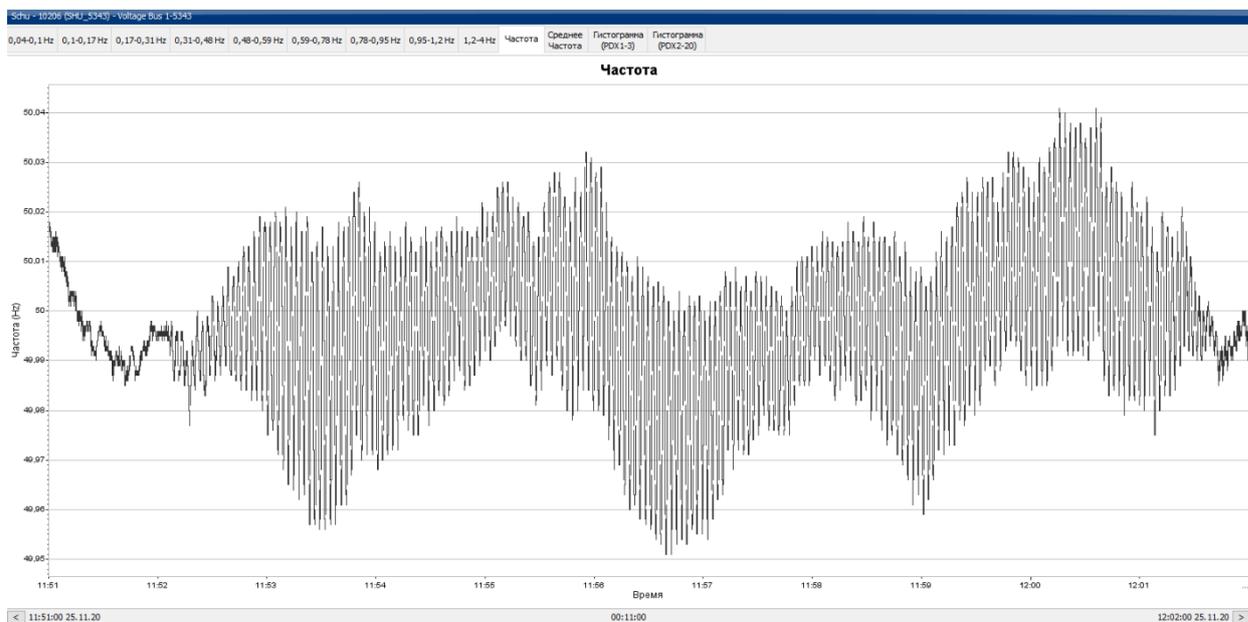


Рисунок А.3 – График изменения частоты на ПС «Шу» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Шу» и составляет порядка 0,06Гц происходят колебания в пределах 49,96-50,02 Гц

**Событие №2.** Дата 14.12.2020, Время начала 08:45:55, Продолжительность 4 минут, Частота НЧК 0.31Гц.

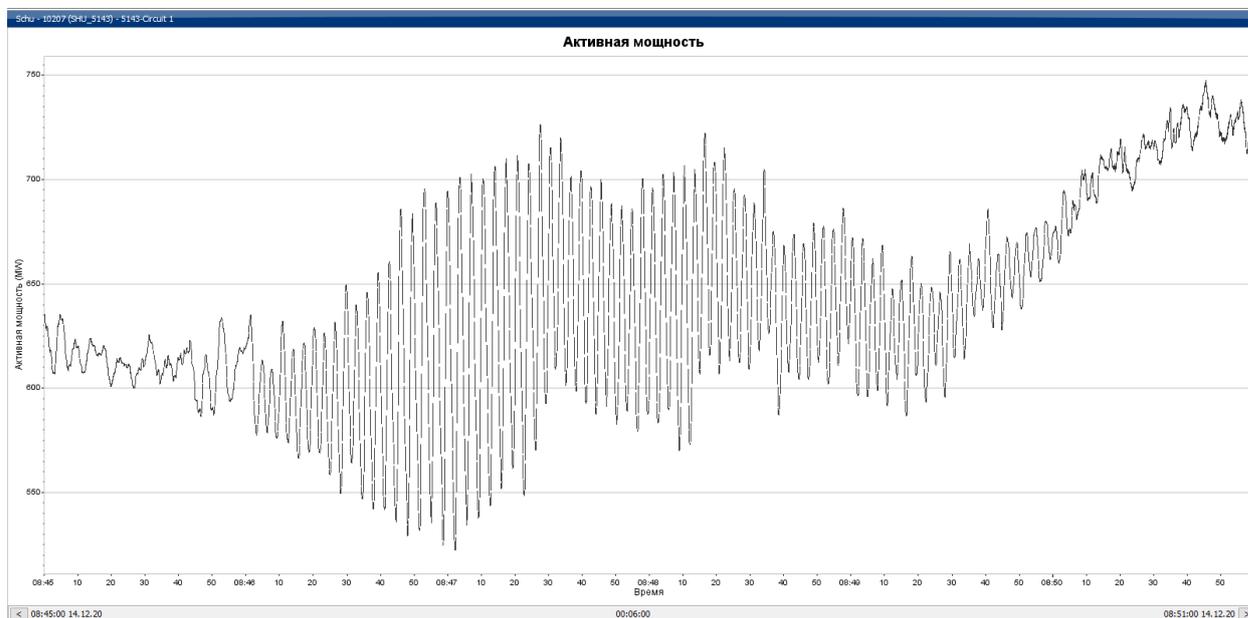


Рисунок А.4 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шу-Фрунзе» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзе» (Л-5143) и составляет порядка 150 МВт, происходят колебания мощности в пределах 700-550МВт

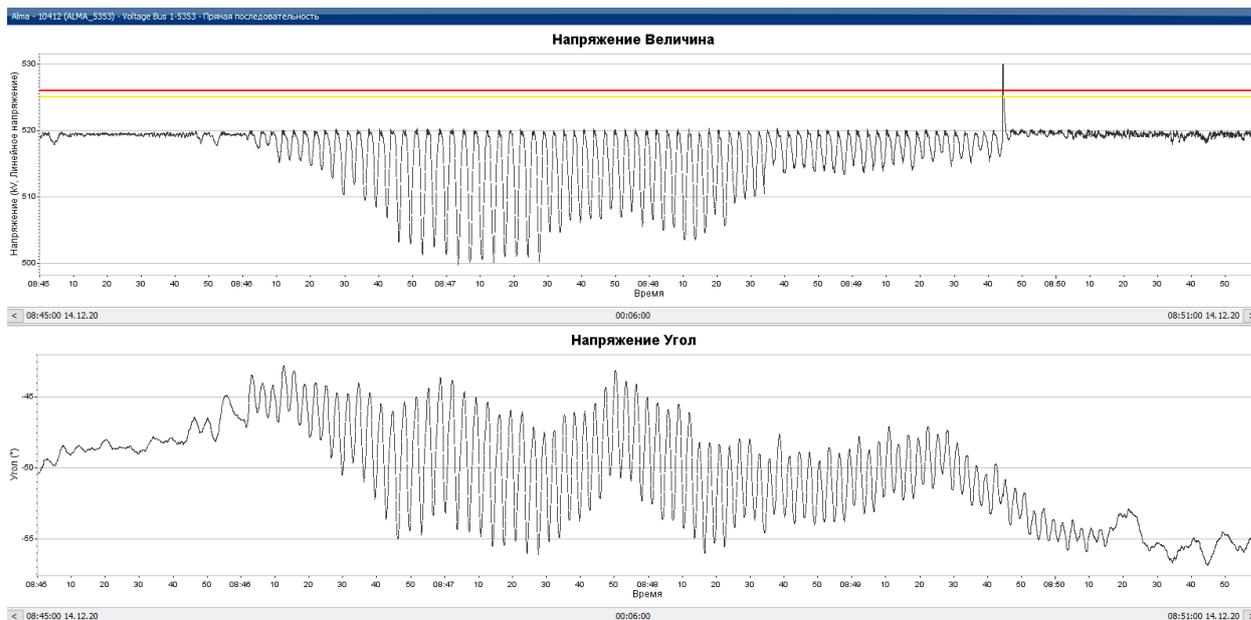


Рисунок А.5 – График изменения напряжения на ПС «Алма» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «Алма» и составляет порядка 20кВ происходят колебания в пределах 520-500кВ

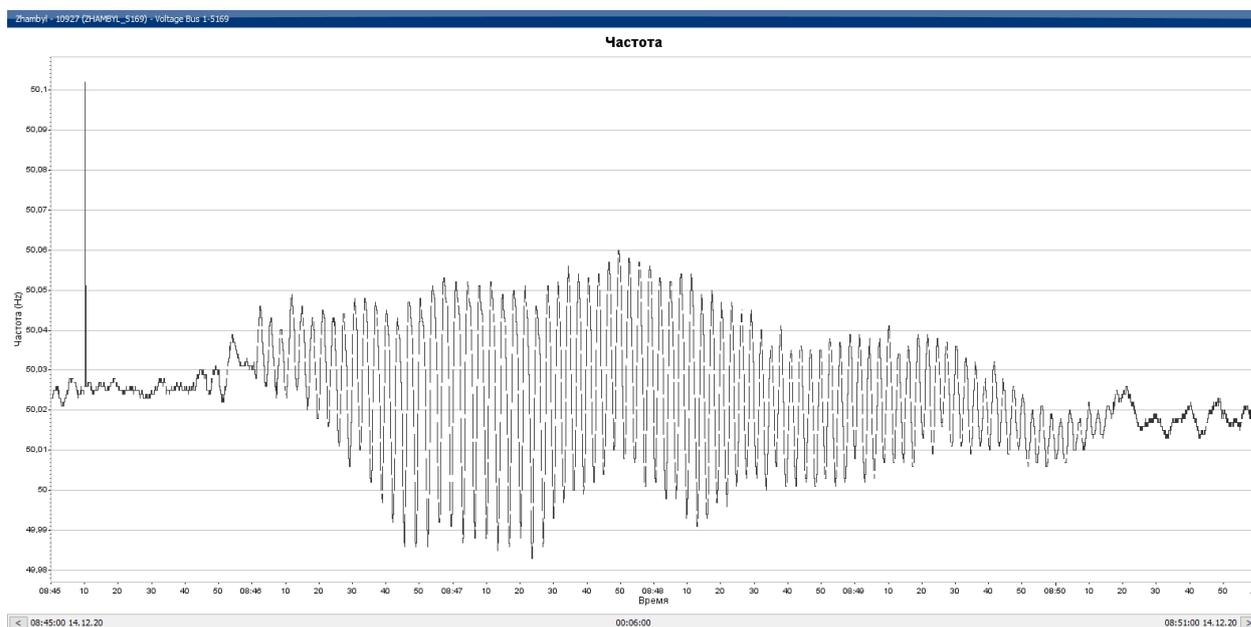


Рисунок А.6 – График изменения частоты на ПС «Жамбыл» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Жамбыл» и составляет порядка 0,07Гц происходят колебания в пределах 49,98-50,05 Гц

**Событие №3.** Дата 18.12.2020, Время начала 08:43:40, Продолжительность 4,5 минут, Частота НЧК 0.38Гц.

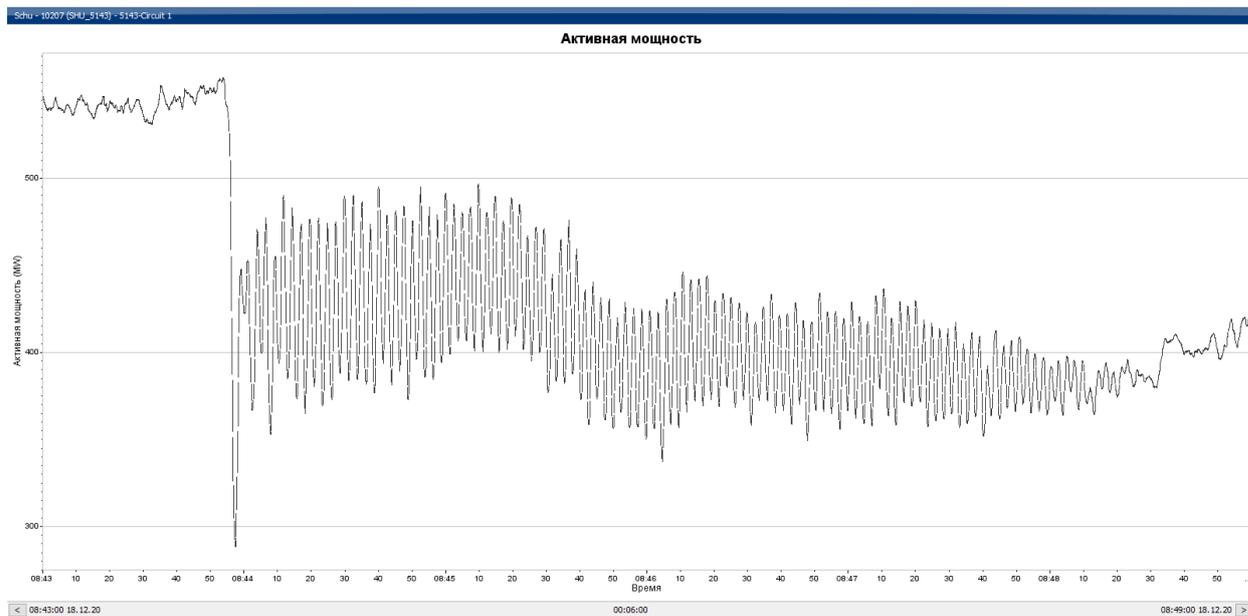


Рисунок А.7 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шу-Фрунзе» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзе» (Л-5143) и составляет порядка 100 МВт, происходят колебания мощности в пределах 470-370МВт

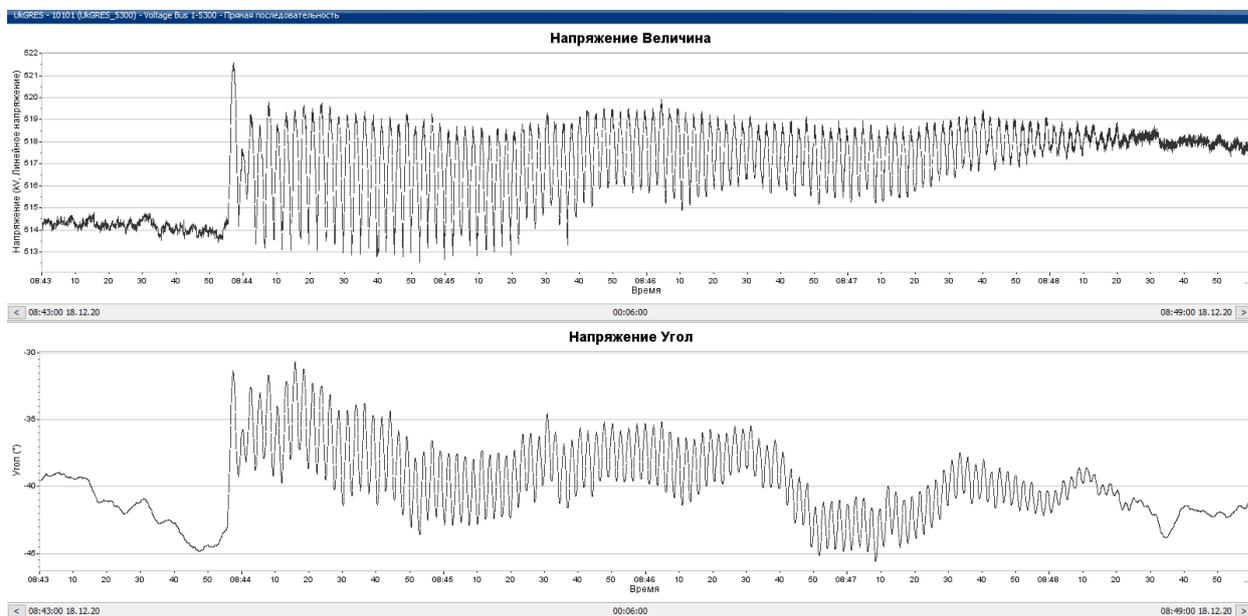


Рисунок А.8 – График изменения напряжения на ПС «ЮКГРЭС» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «ЮКГРЭС» и составляет порядка 7кВ происходят колебания в пределах 520-513кВ

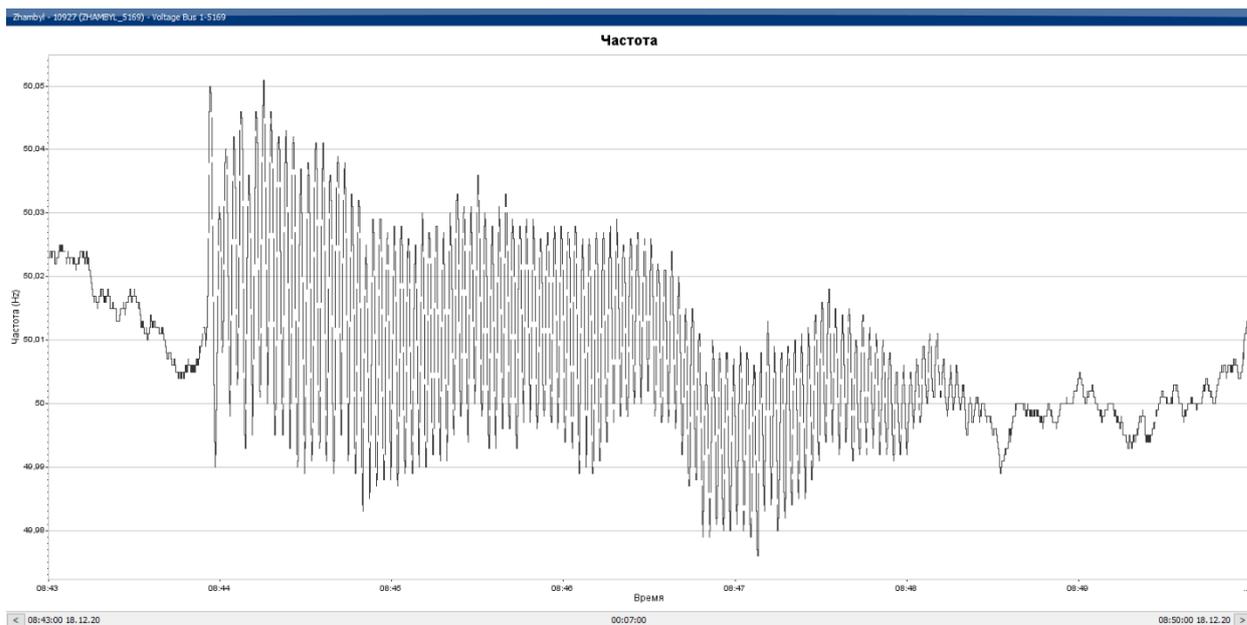


Рисунок А.9 – График изменения частоты на ПС «Жамбыл» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Жамбыл» и составляет порядка 0,05Гц происходят колебания в пределах 50-50,05 Гц.

**Событие №4.** Дата 12.03.2021, Время начала 21:29:40, Продолжительность 3 минут, Частота НЧК 0.33Гц.

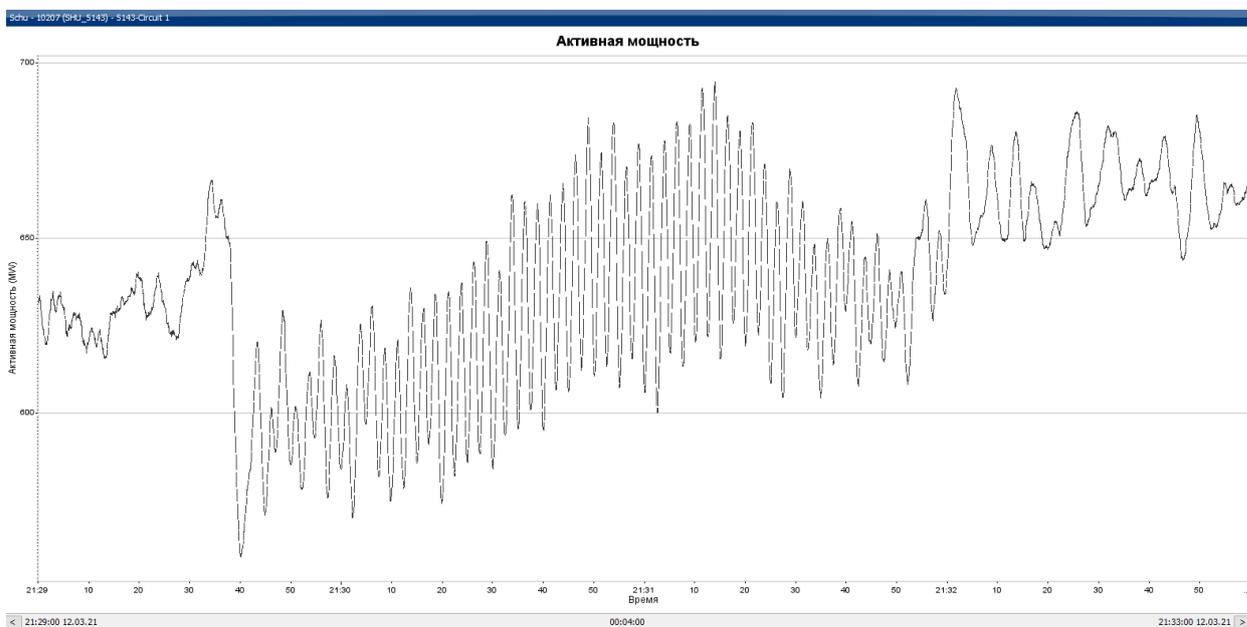


Рисунок А.10 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шу-Фрунзе» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзе» (Л-5143) и составляет порядка 70МВт, происходят колебания мощности в пределах 650-570МВт.

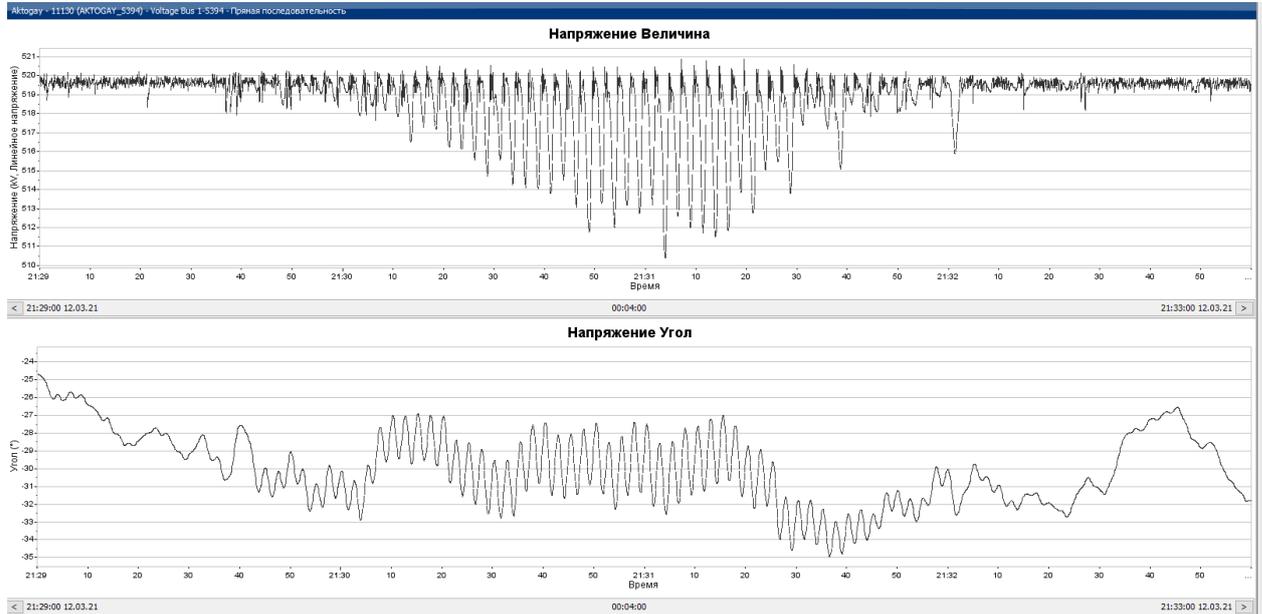


Рисунок А.11 – График изменения напряжения на ПС «Актогай» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «Актогай» и составляет порядка 10кВ происходят колебания в пределах 520-510кВ

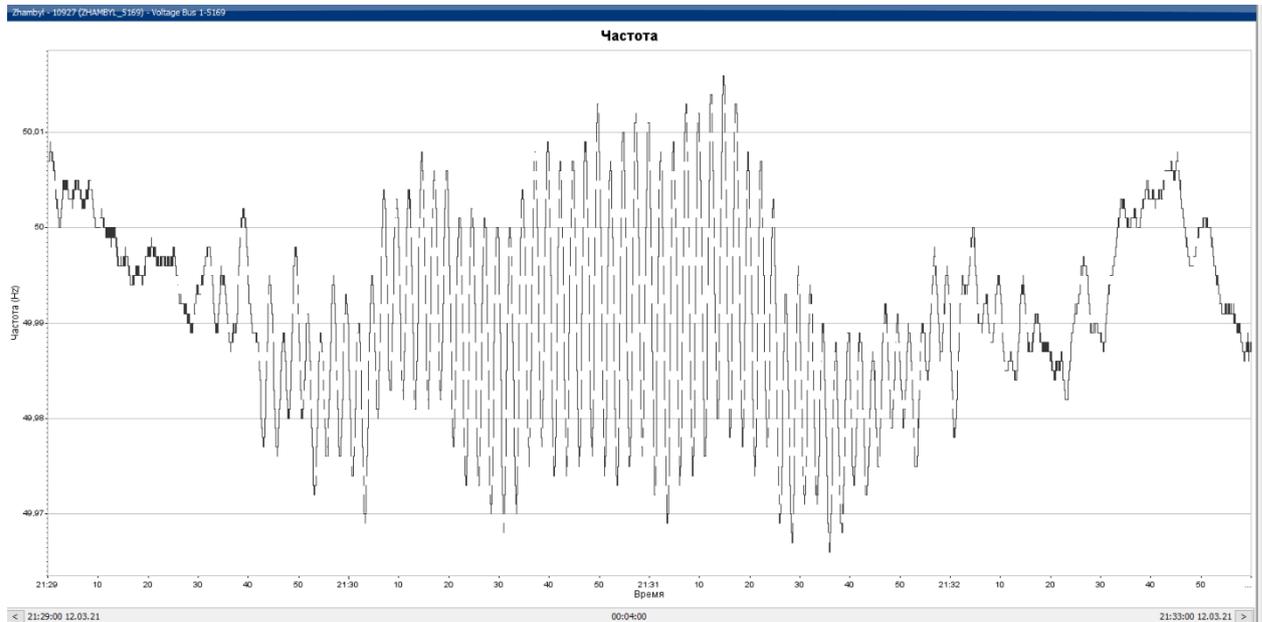


Рисунок А.12 – График изменения частоты на ПС «Жамбыл» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Жамбыл» и составляет порядка 0,04Гц происходят колебания в пределах 49,97-50,01 Гц

**Событие №5.** Дата 12.03.2021, Время начала 21:36:30, Продолжительность 4 минут, Частота НЧК 0.34Гц.

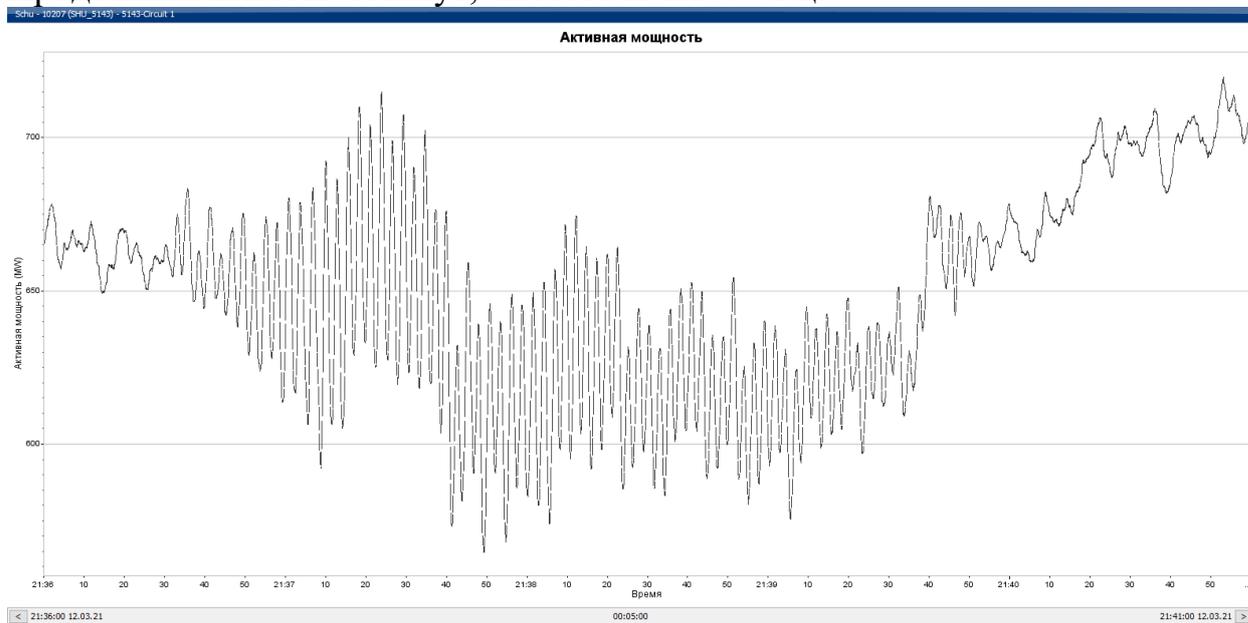


Рисунок А.13 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шу-Фрунзе» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шу-Фрунзе» (Л-5143) и составляет порядка 80 МВт, происходят колебания мощности в пределах 700-620МВт

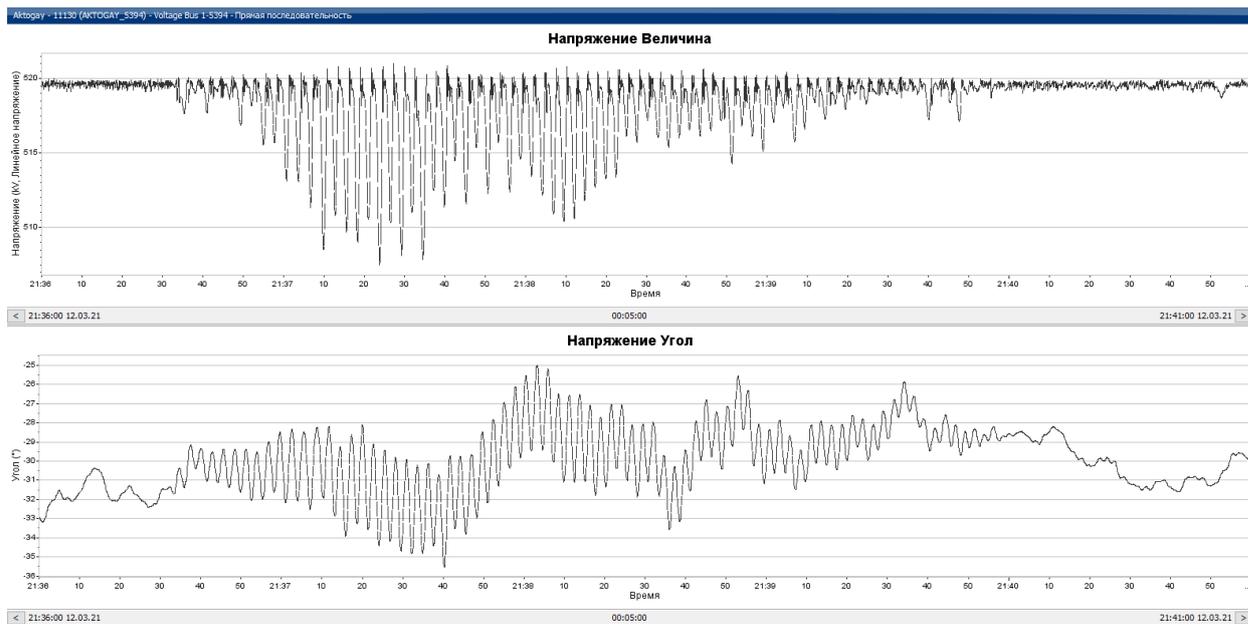


Рисунок А.14 – График изменения напряжения на ПС «Актогай» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «Актогай» и составляет порядка 15кВ происходят колебания в пределах 520-505кВ

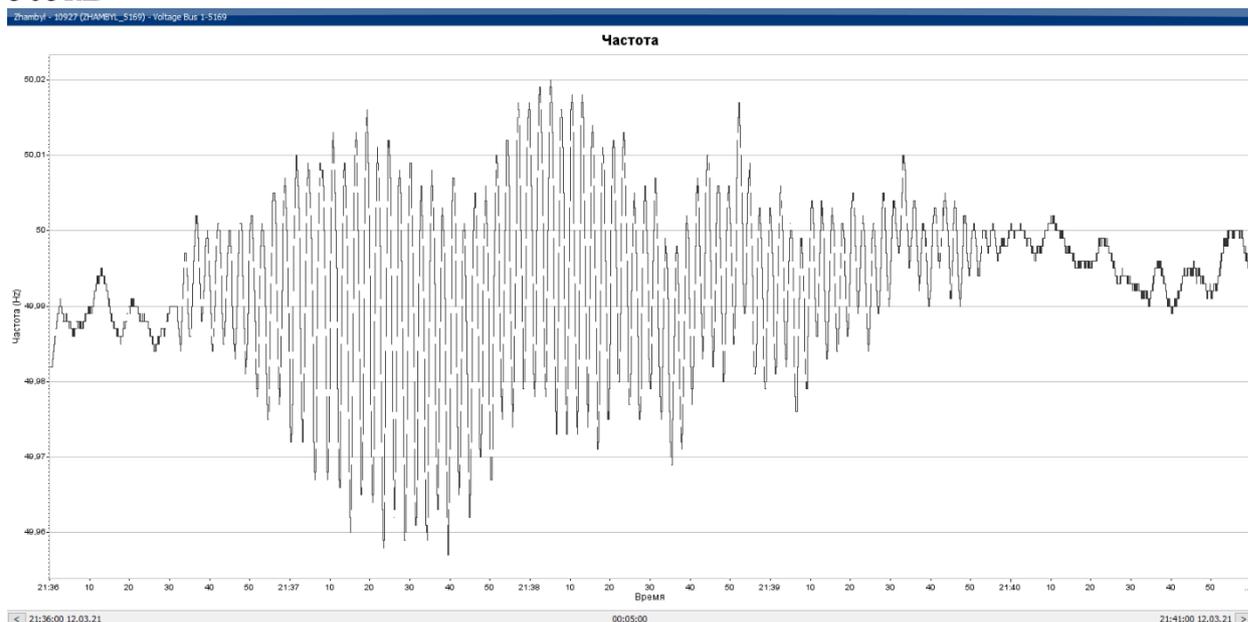


Рисунок А.15 – График изменения частоты на ПС «Жамбыл» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Жамбыл» и составляет порядка 0,05Гц происходят колебания в пределах 49,97-50,02 Гц.

**Событие №6.** Дата 16.03.2021, Время начала 19:56:30, Продолжительность 4,5 минут, Частота НЧК 0.36Гц.

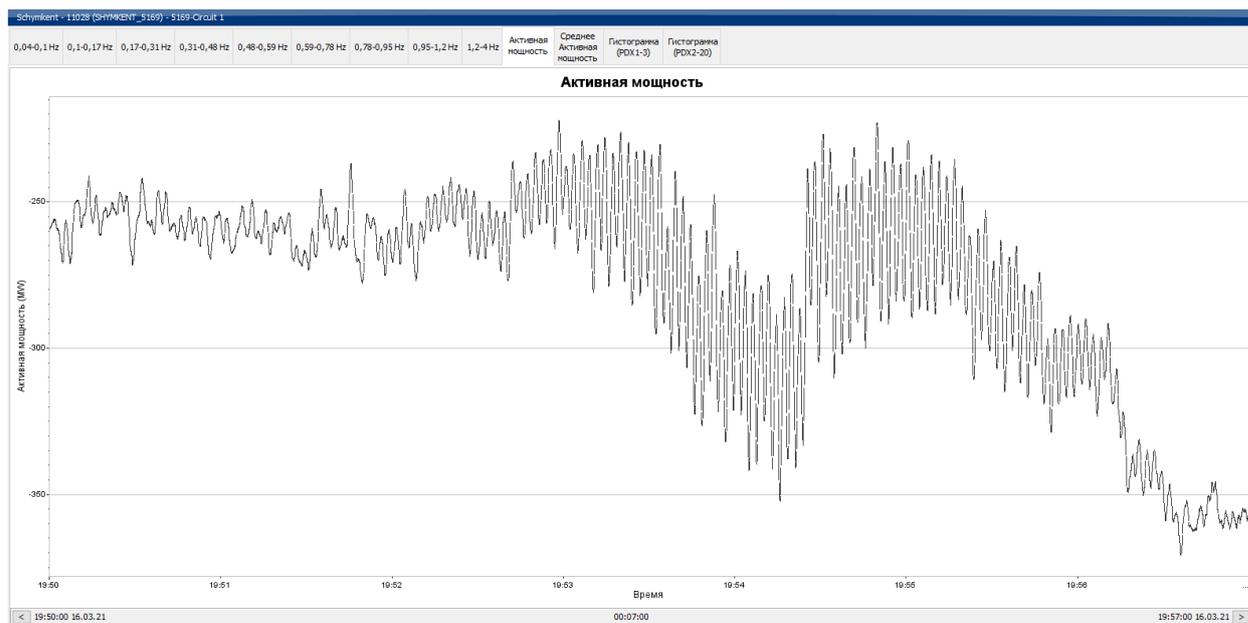


Рисунок А.16 – График изменения активной мощности по ВЛ «Шымкент-Жамбыл» при НЧК в ЕЭС РК, МВт

Максимальная амплитуда перетока мощности во время события НЧК зафиксирована на ВЛ-500 кВ «Шымкент-Жамбыл» (Л-5169) и составляет порядка 80 МВт, происходят колебания мощности в пределах 300-280МВт

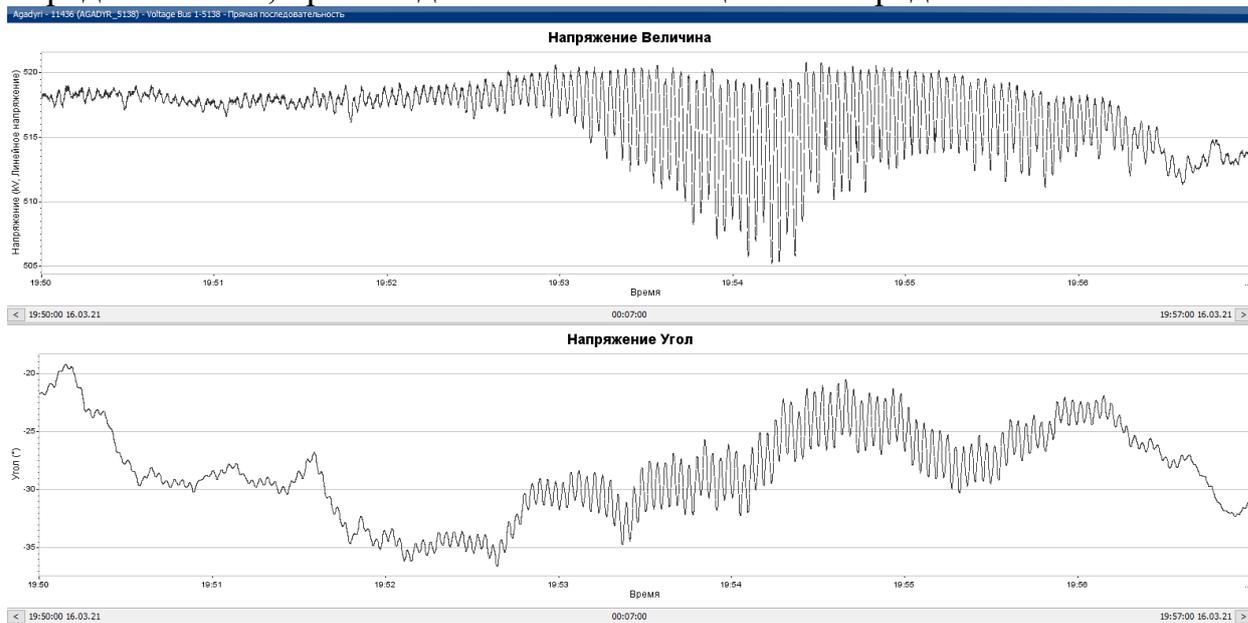


Рисунок А.17 – График изменения напряжения на ПС «Агадырь» при НЧК в ЕЭС РК, кВ

Максимальная амплитуда качаний напряжения зафиксирована на ПС «Агадырь» и составляет порядка 15кВ происходят колебания в пределах 520-505кВ

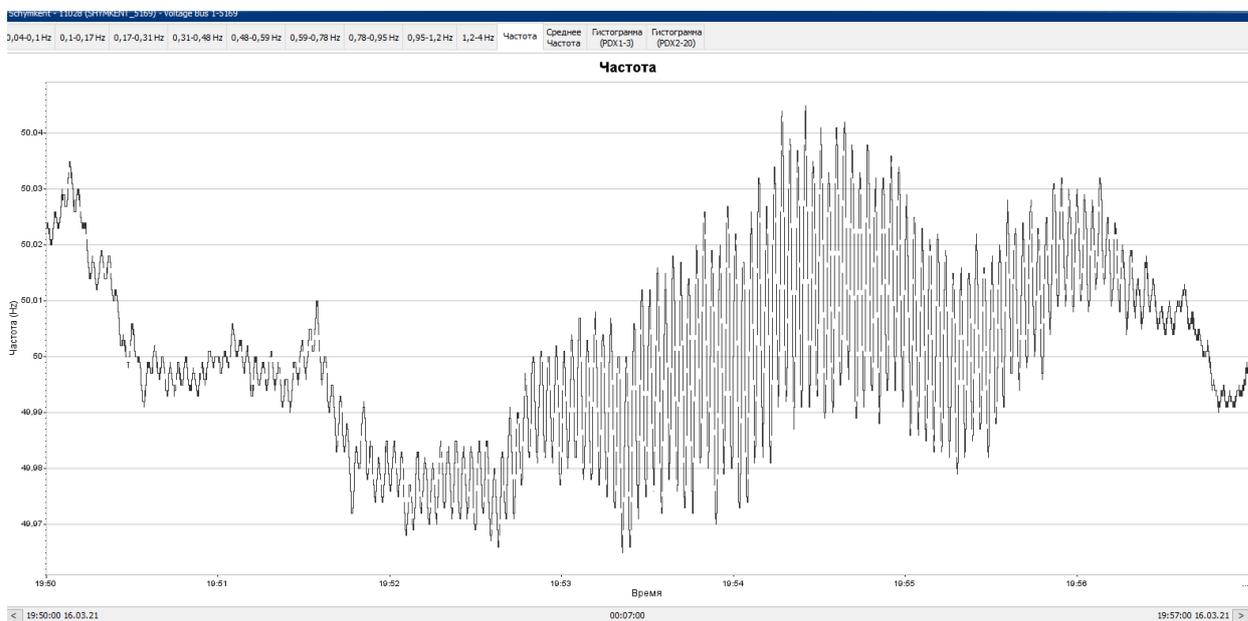
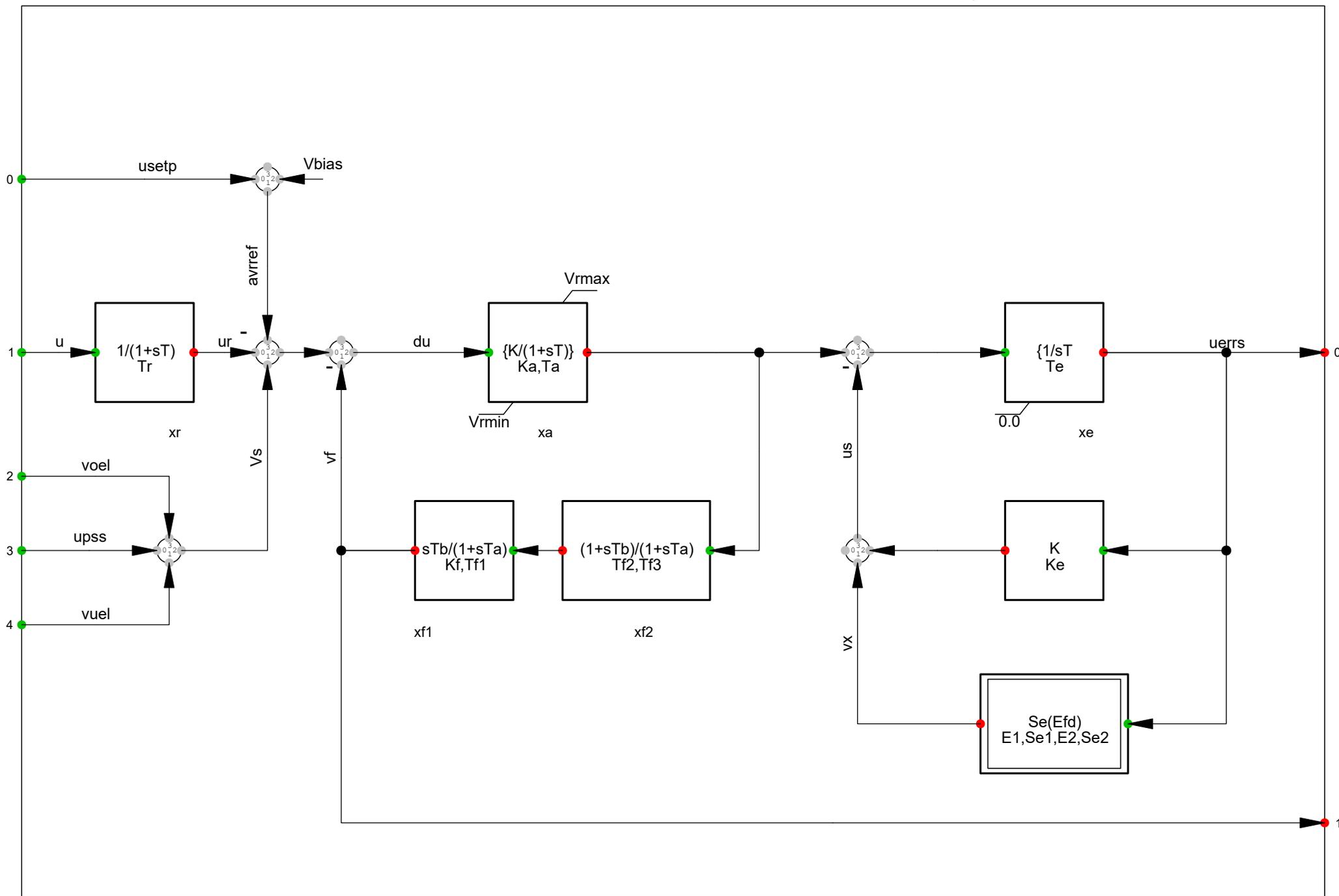
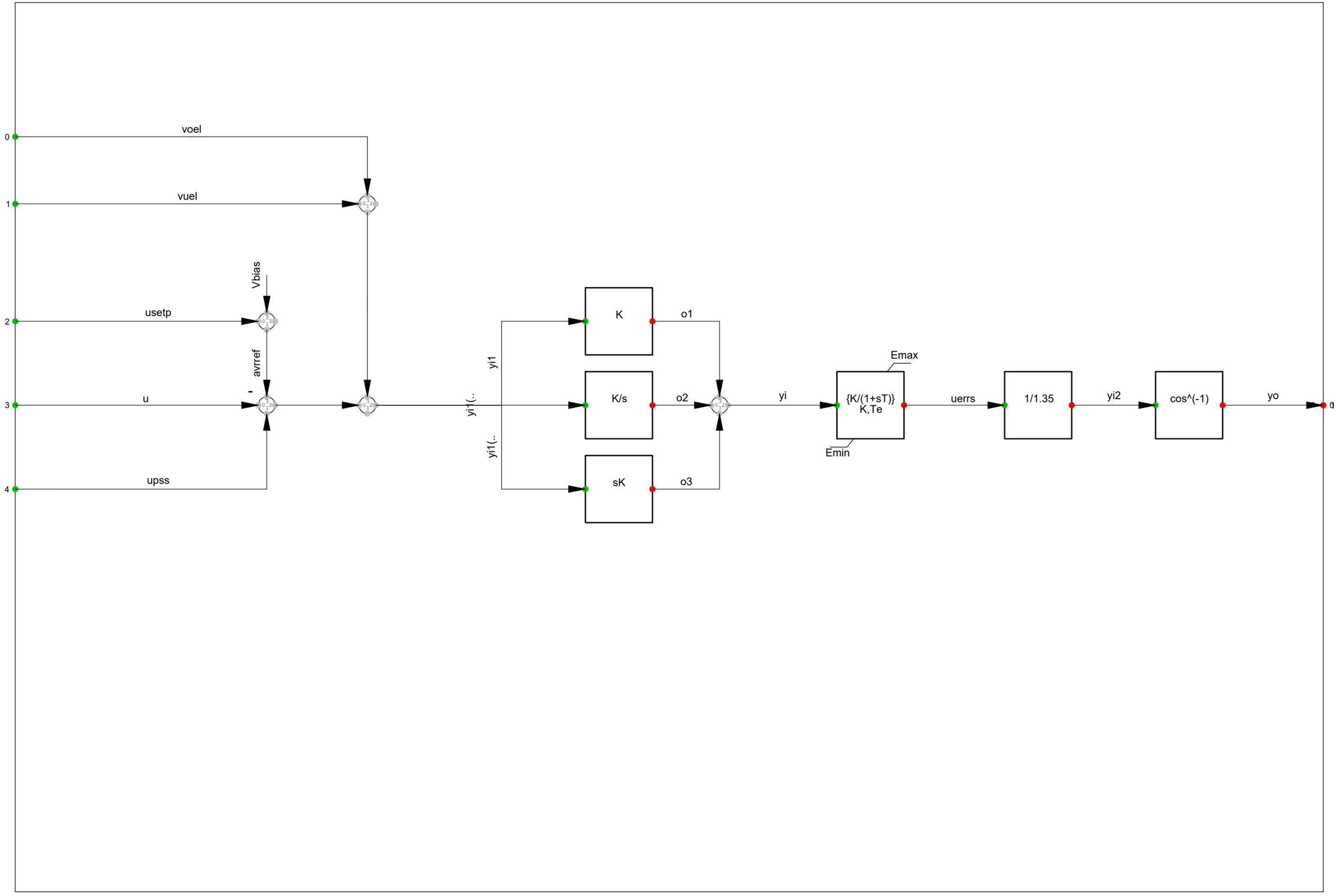
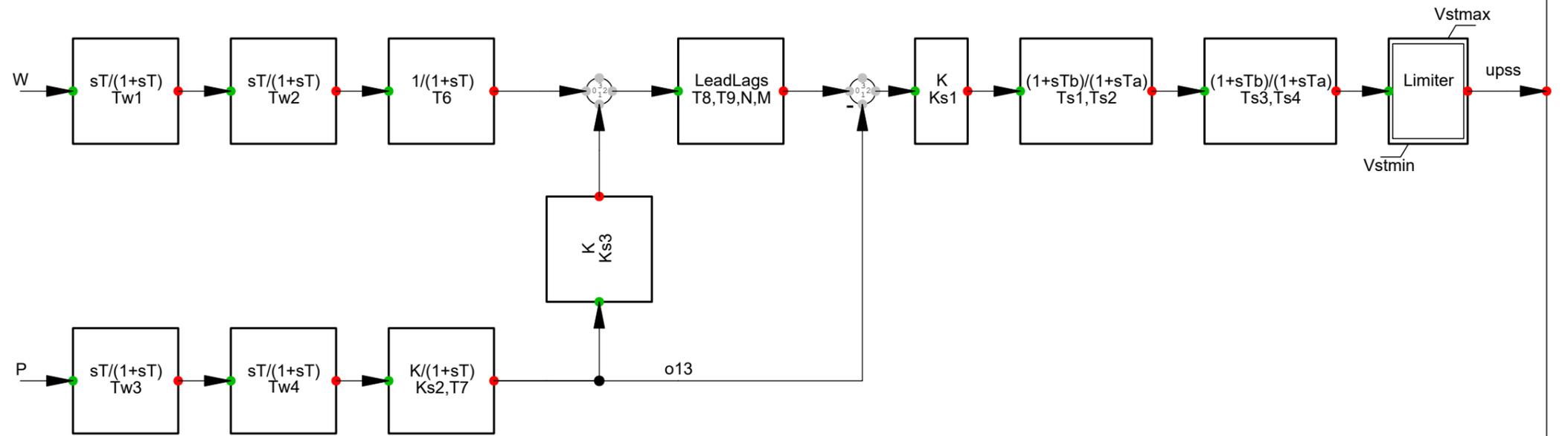


Рисунок А.18 – График изменения частоты на ПС «Шымкент» при НЧК в ЕЭС РК, Гц

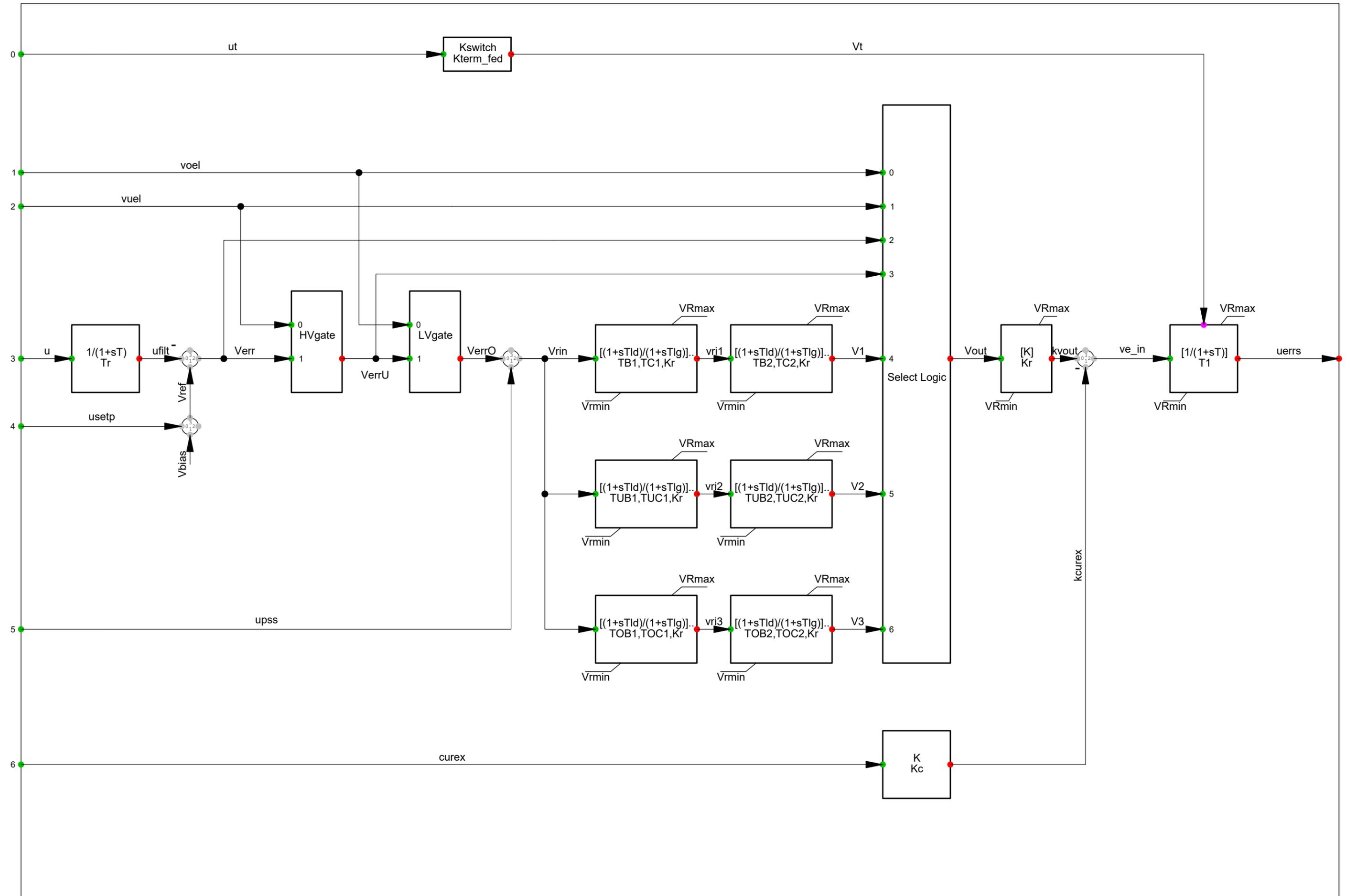
Максимальная амплитуда качаний частоты зафиксирована на ПС «Шымкент» и составляет порядка 0,05Гц происходят колебания в пределах 49,99-50,04 Гц.



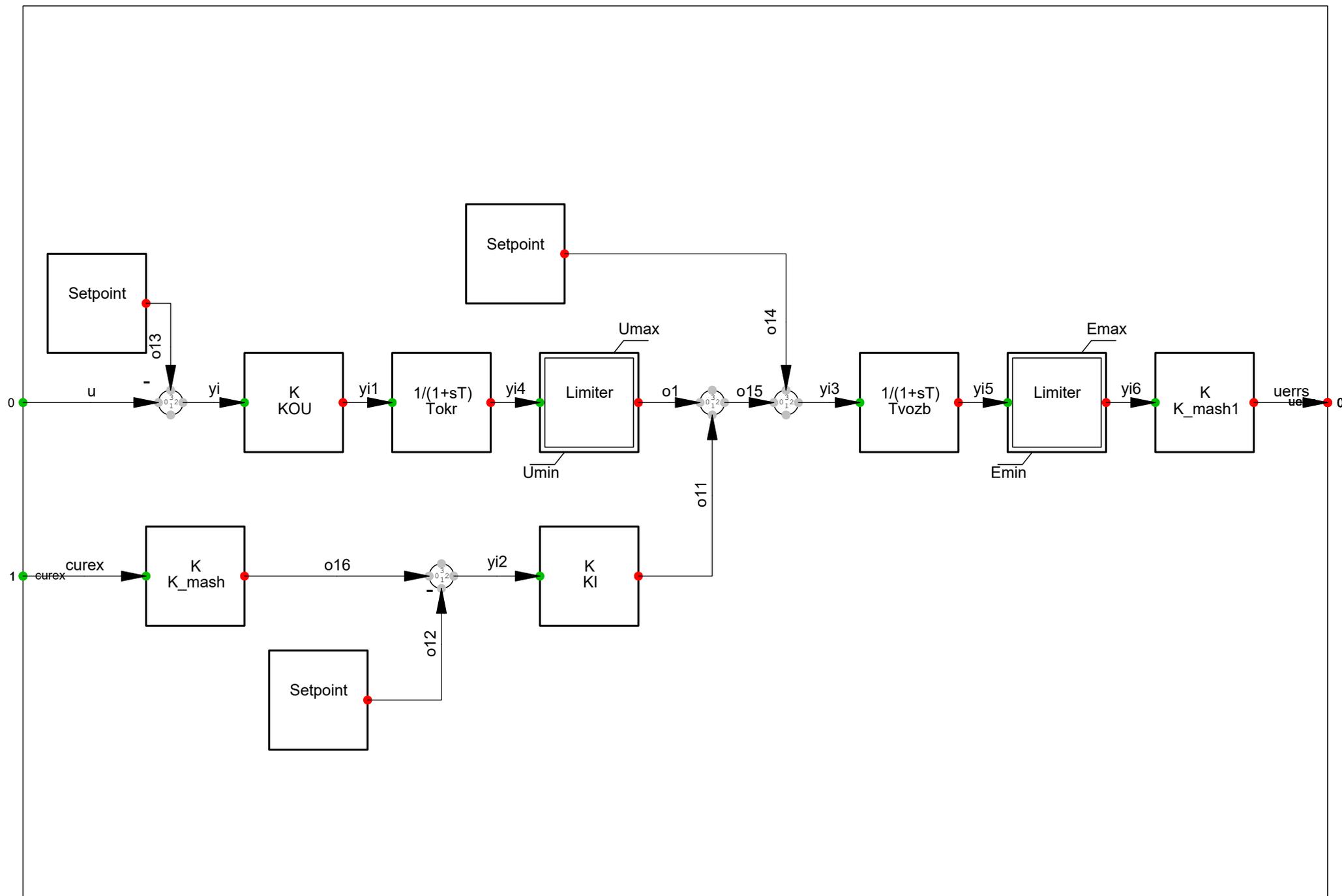








# Передаточные функции модели AP пропорционального действия









## Г. Результаты расчетов динамической

Возмущение 1.1. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12

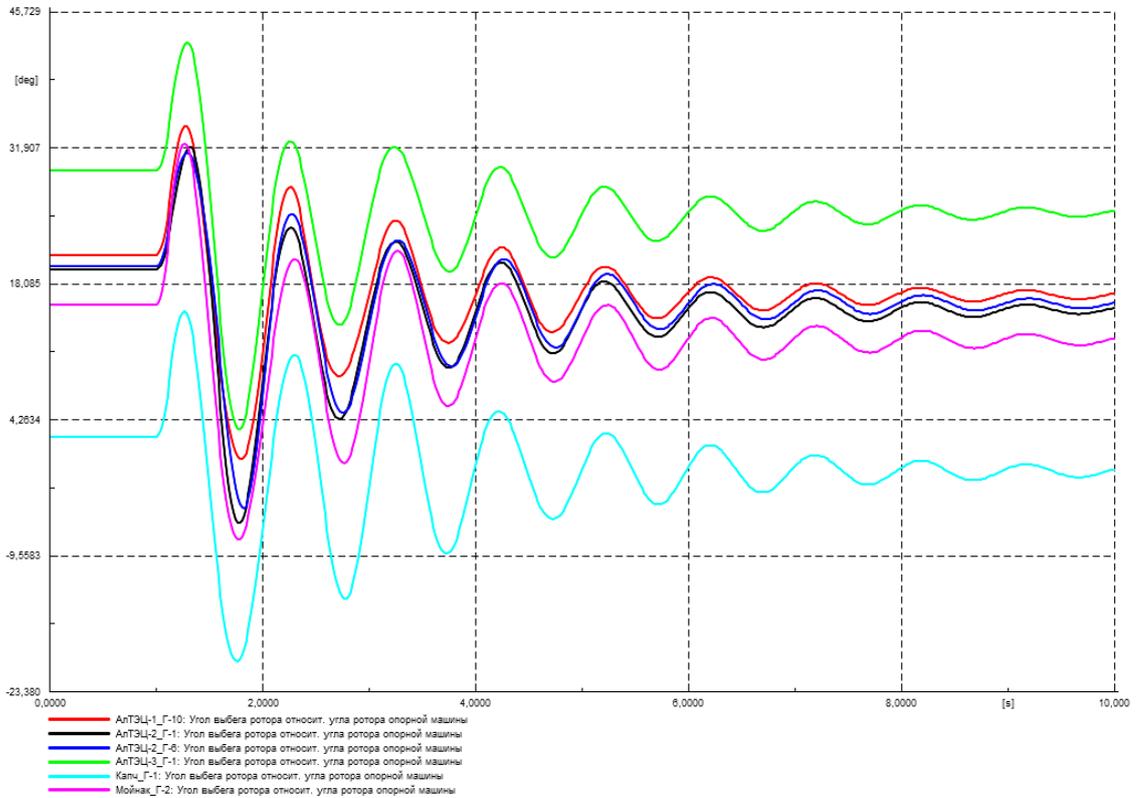


Рисунок Г.1 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

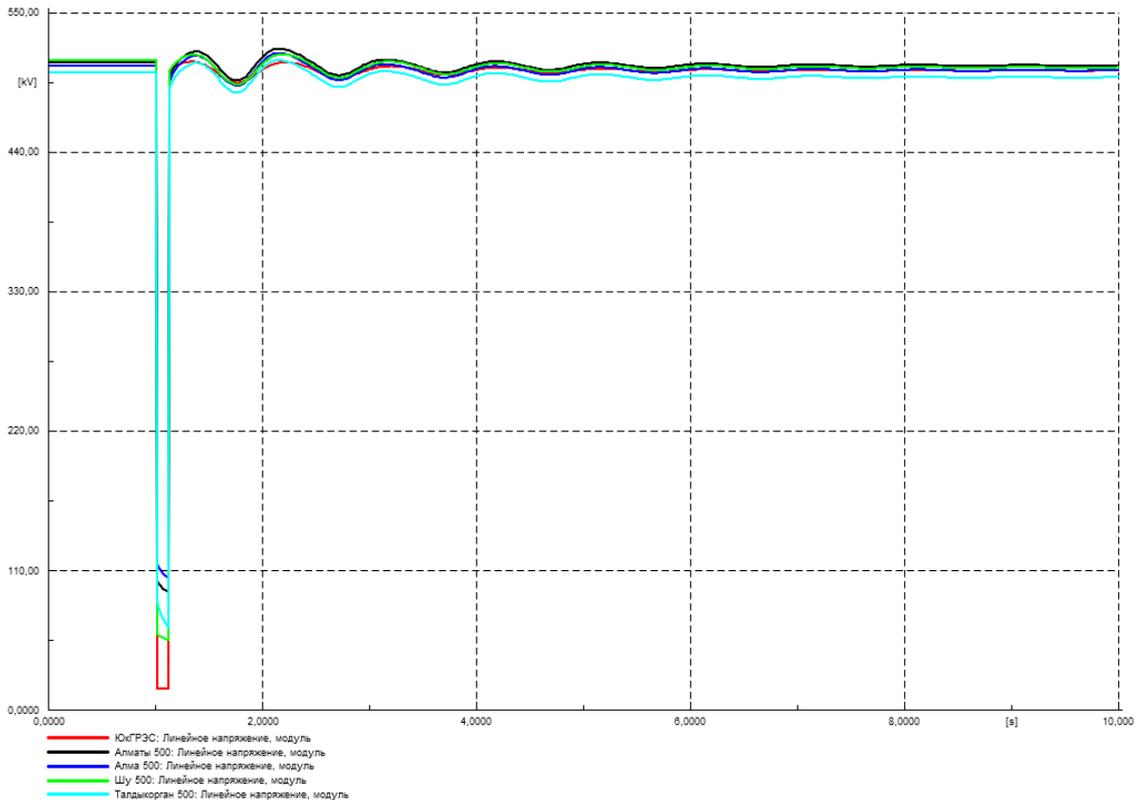


Рисунок Г.2 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

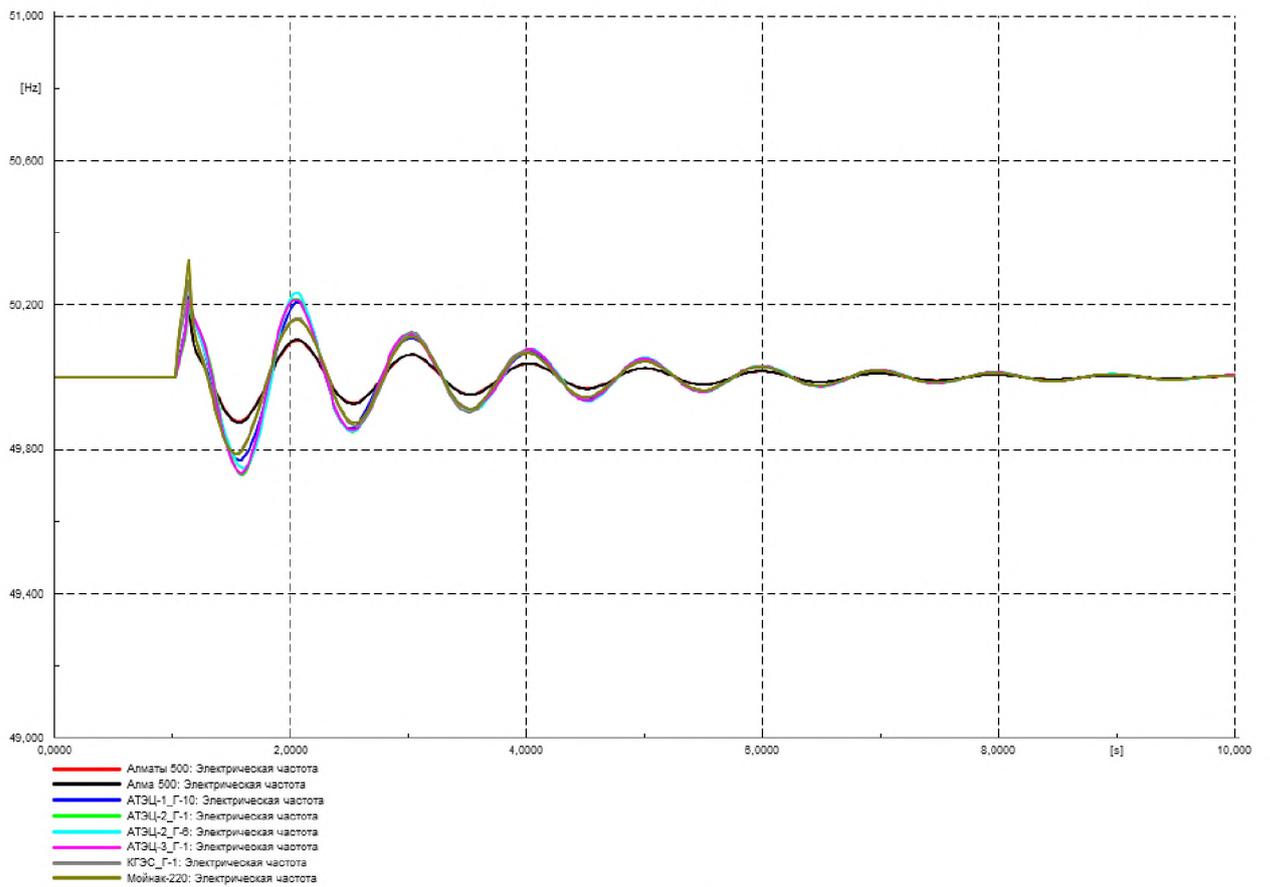


Рисунок Г.3 – Частота в контролируемых узлах, Гц

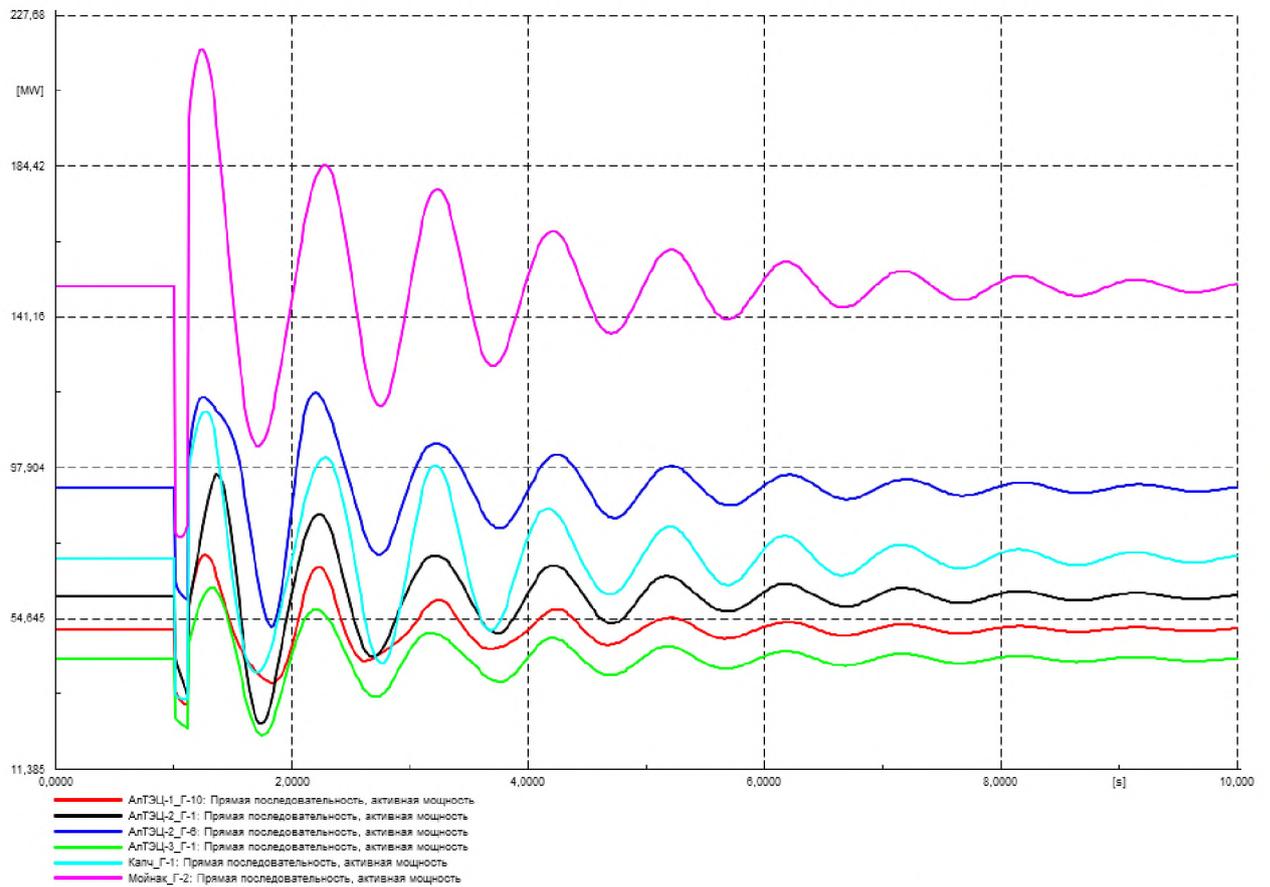


Рисунок Г.4 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 1.2. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12

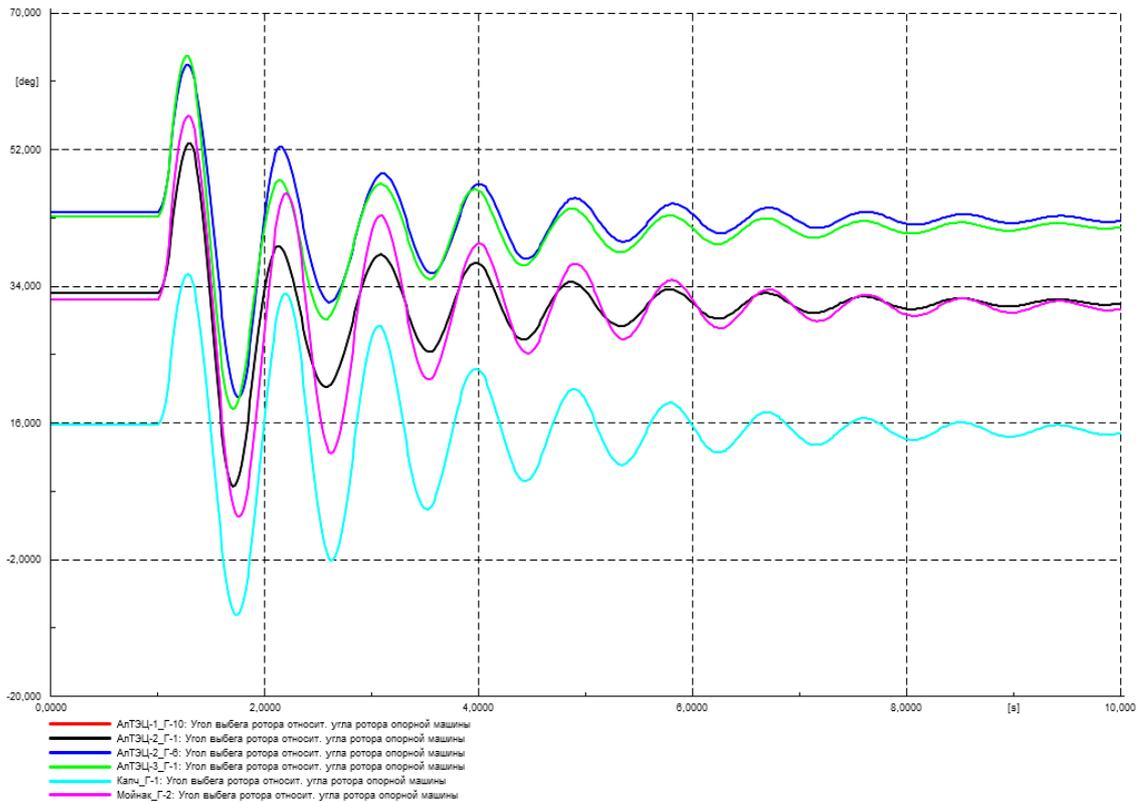


Рисунок Г.5 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

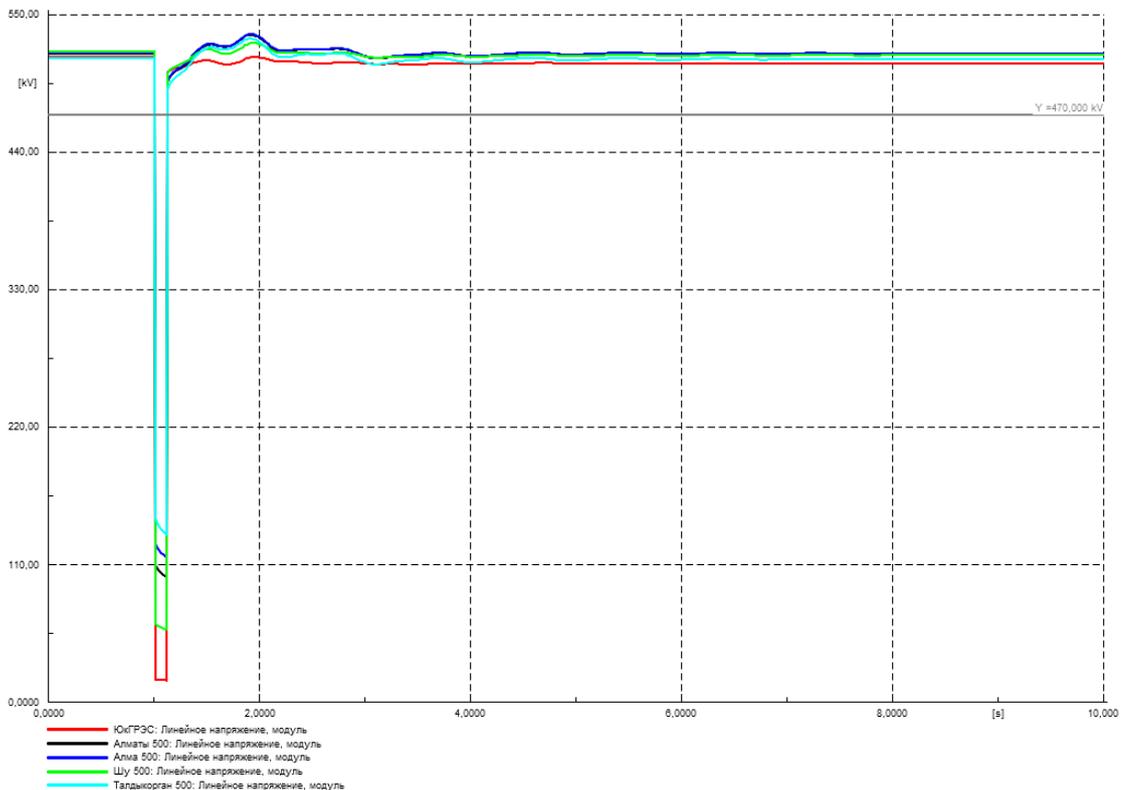


Рисунок Г.6 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

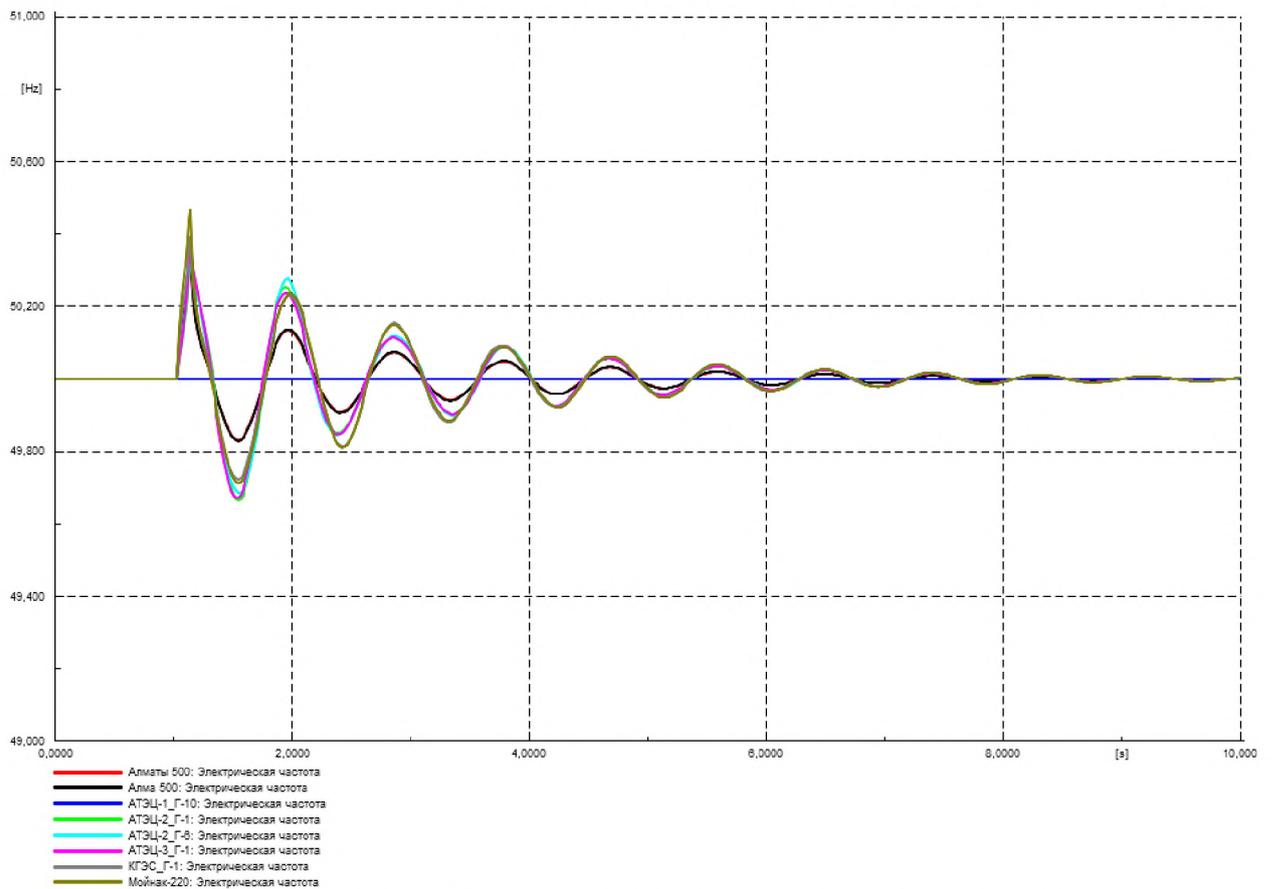


Рисунок Г.7 – Частота в контролируемых узлах, Гц

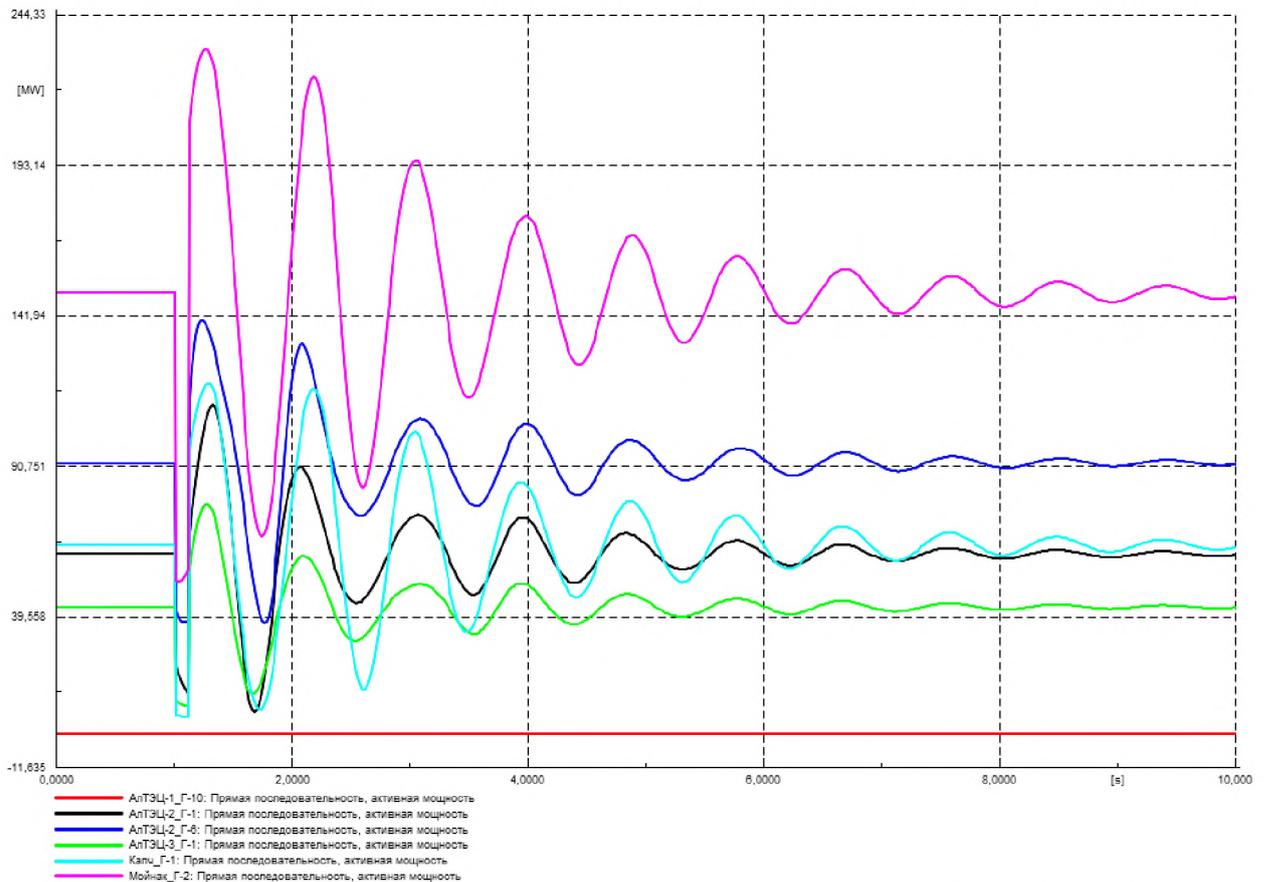


Рисунок Г.8 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 1.3. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12

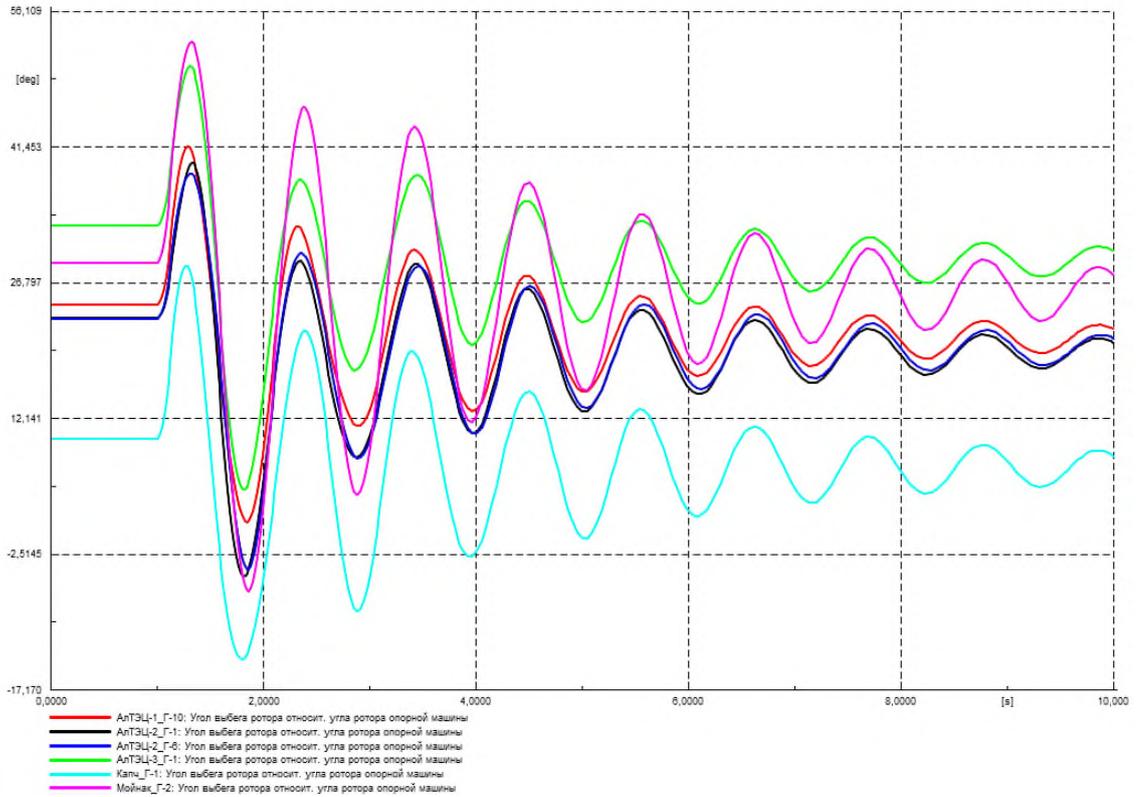


Рисунок Г.9 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

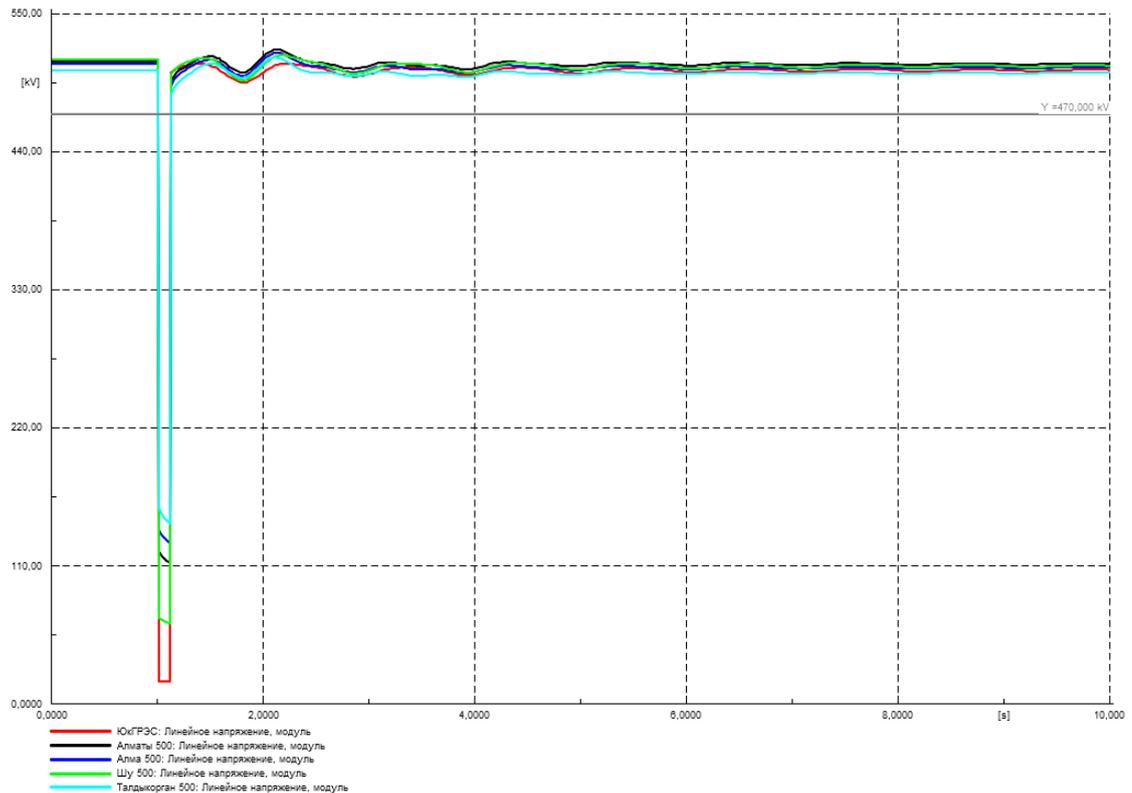


Рисунок Г.10 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

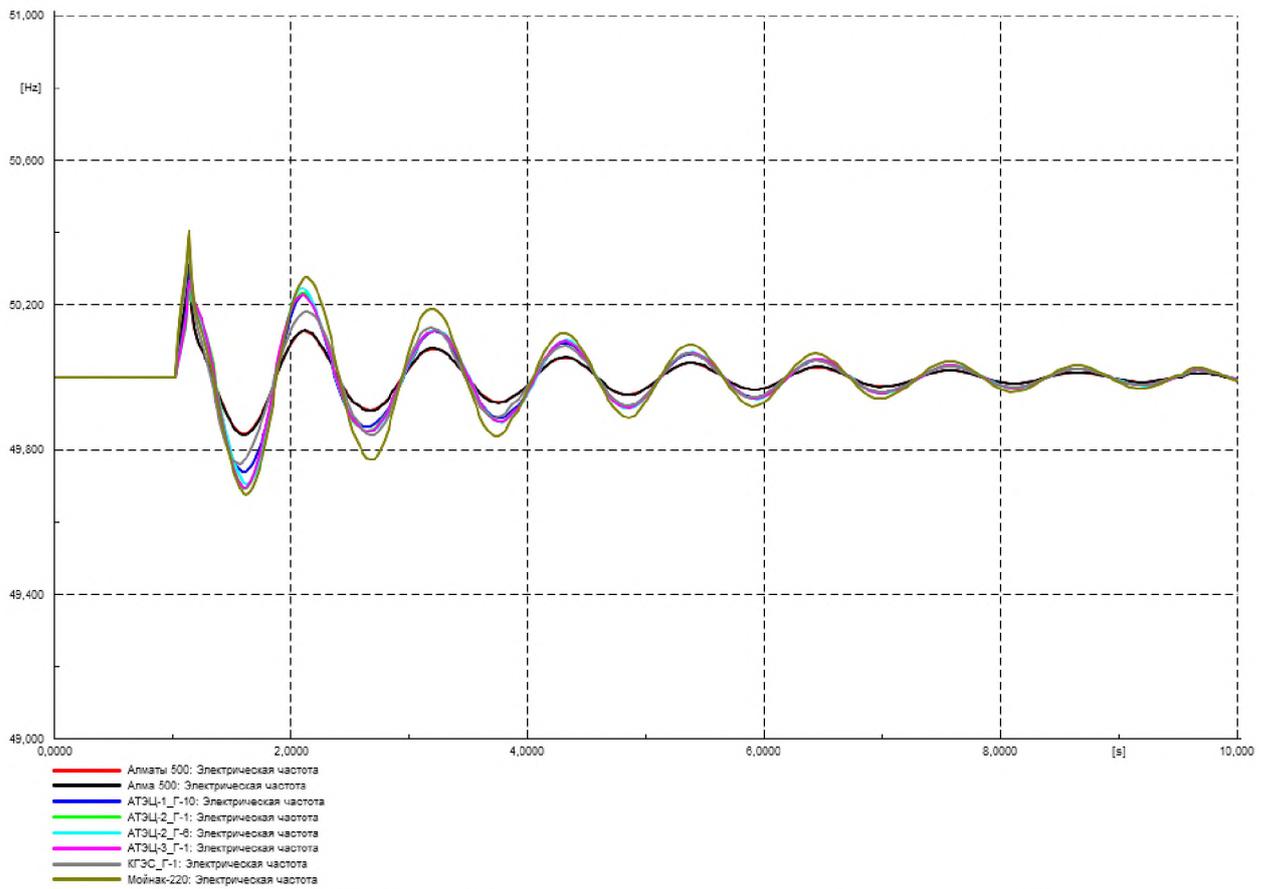


Рисунок Г.11 – Частота в контролируемых узлах, Гц

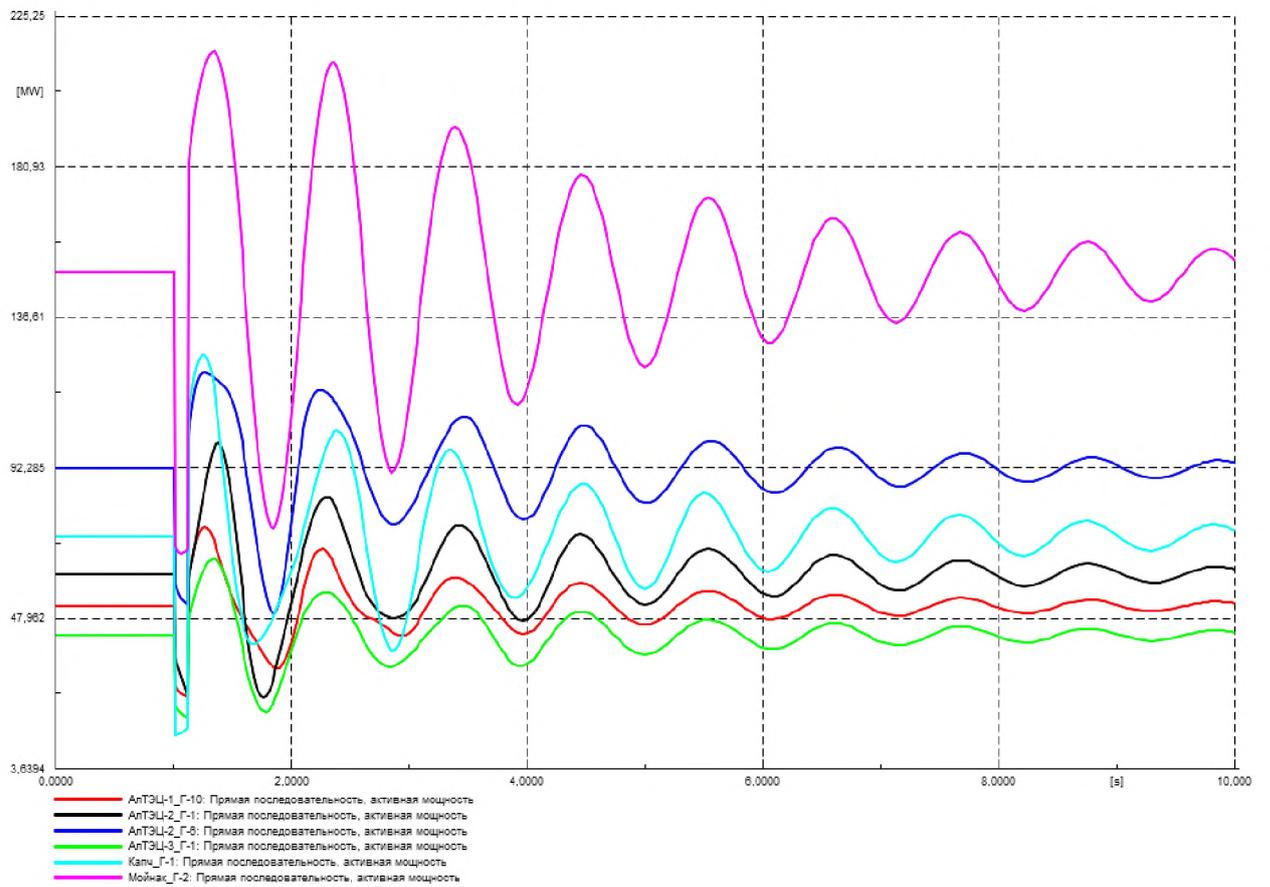


Рисунок Г.12 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 1.4. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12

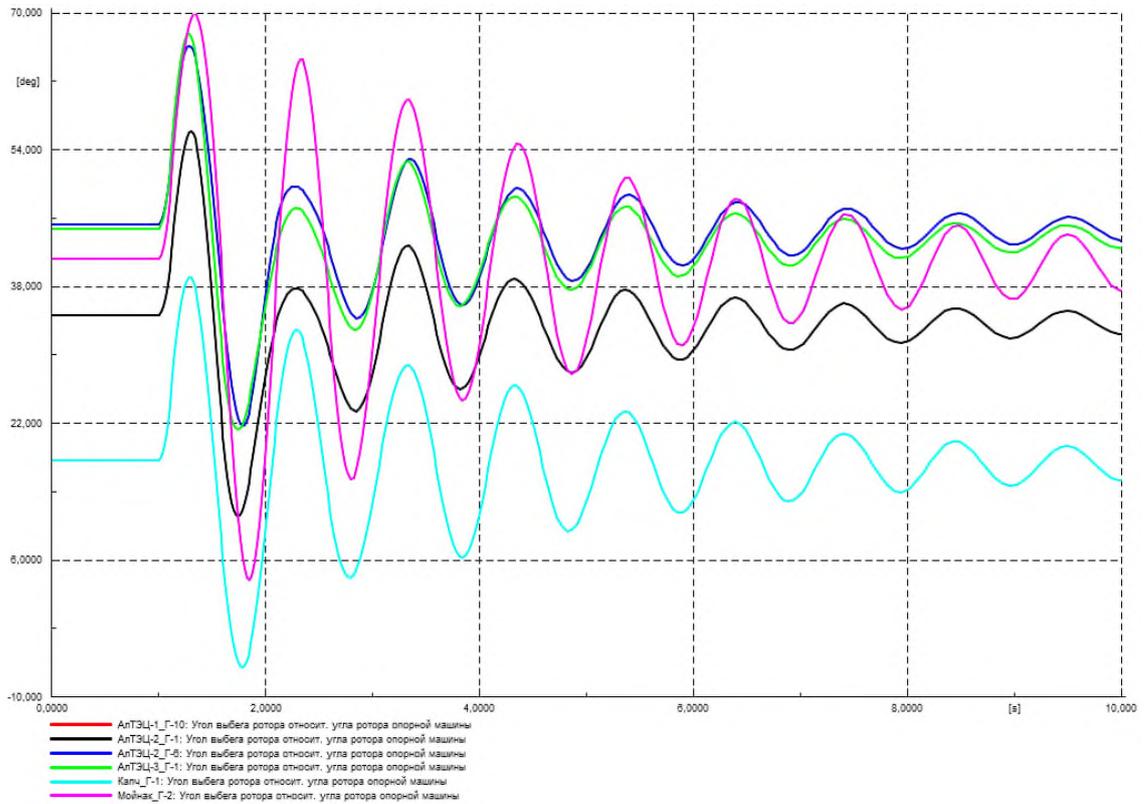


Рисунок Г.13 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

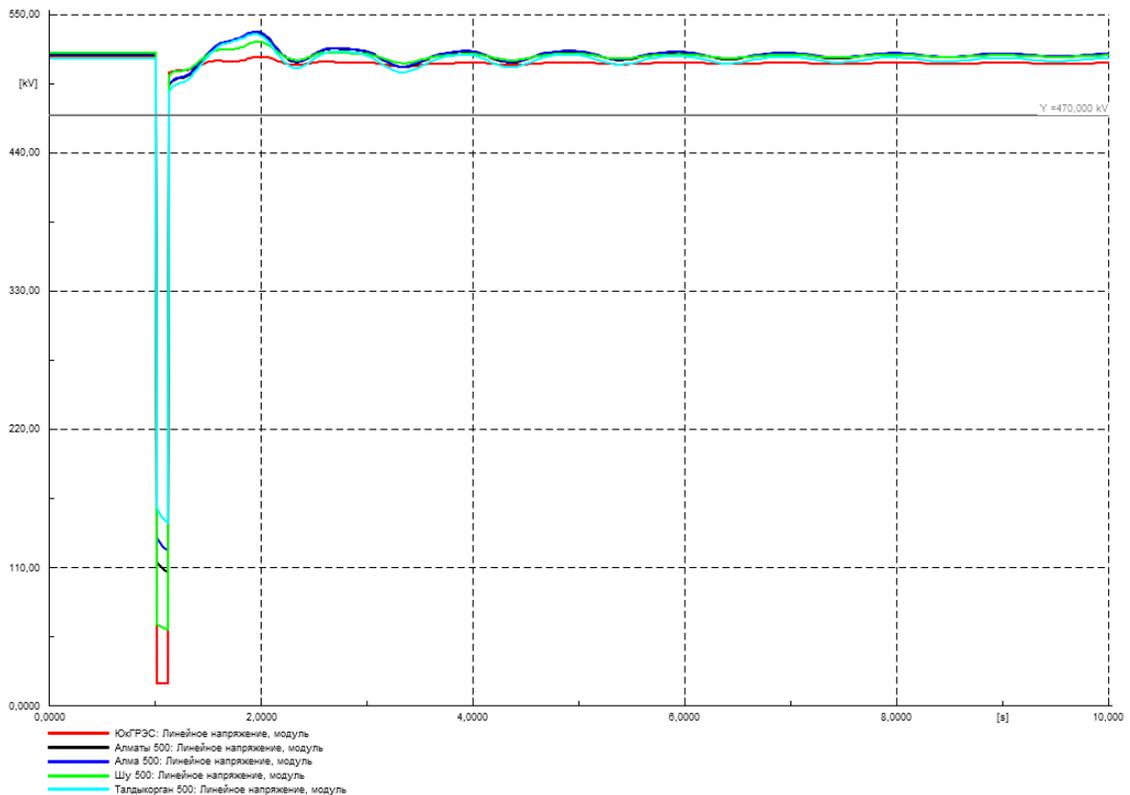


Рисунок Г.14 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

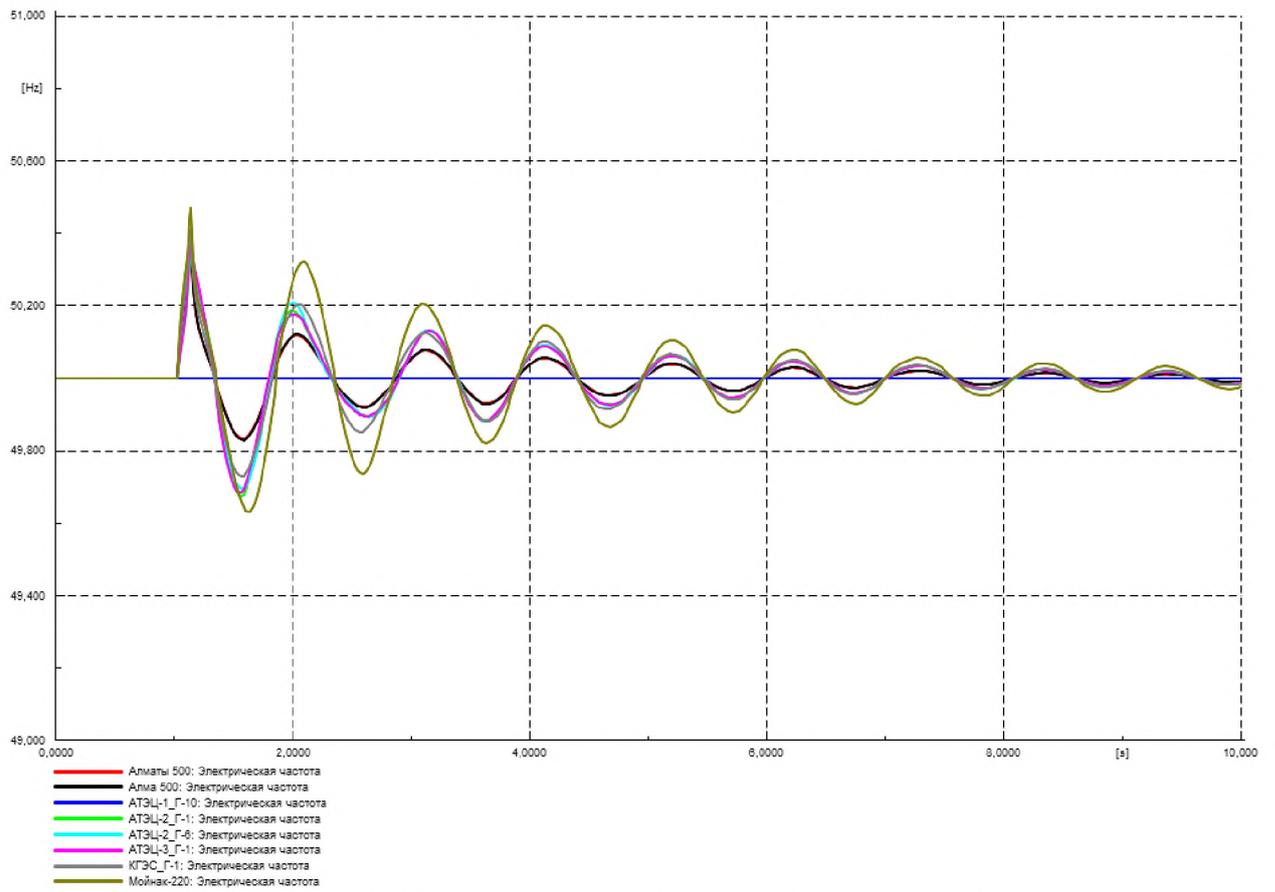


Рисунок Г.15 – Частота в контролируемых узлах, Гц

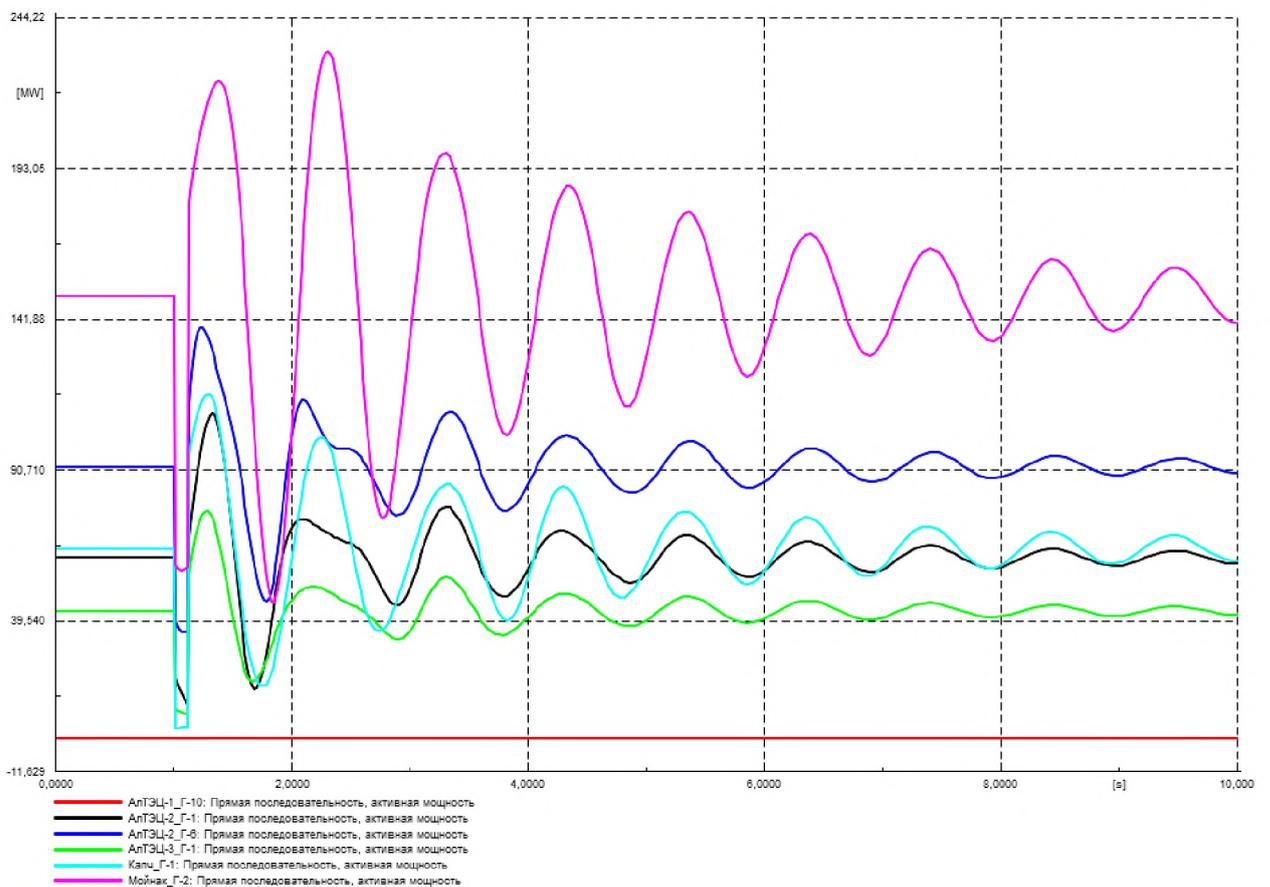


Рисунок Г.16 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 2.1. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Талдыкорган-Алма» и ШР на ПС-500кВ «Талдыкорган» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

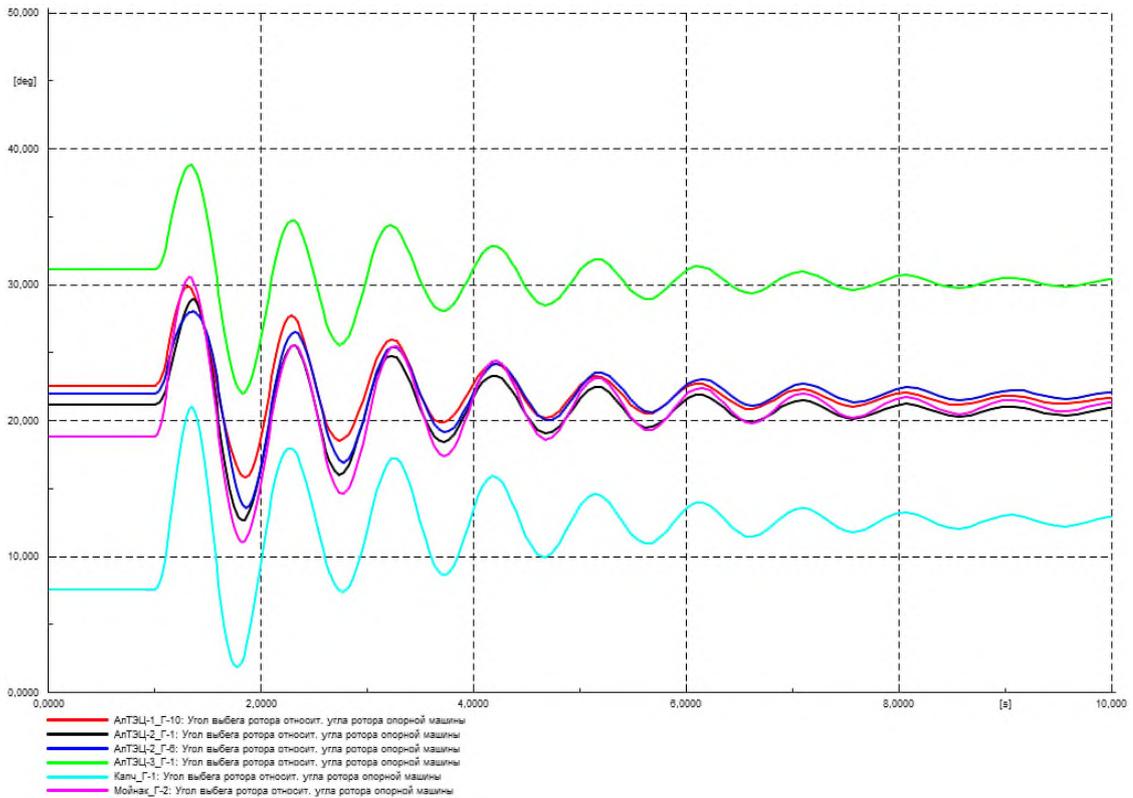


Рисунок Г.17 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

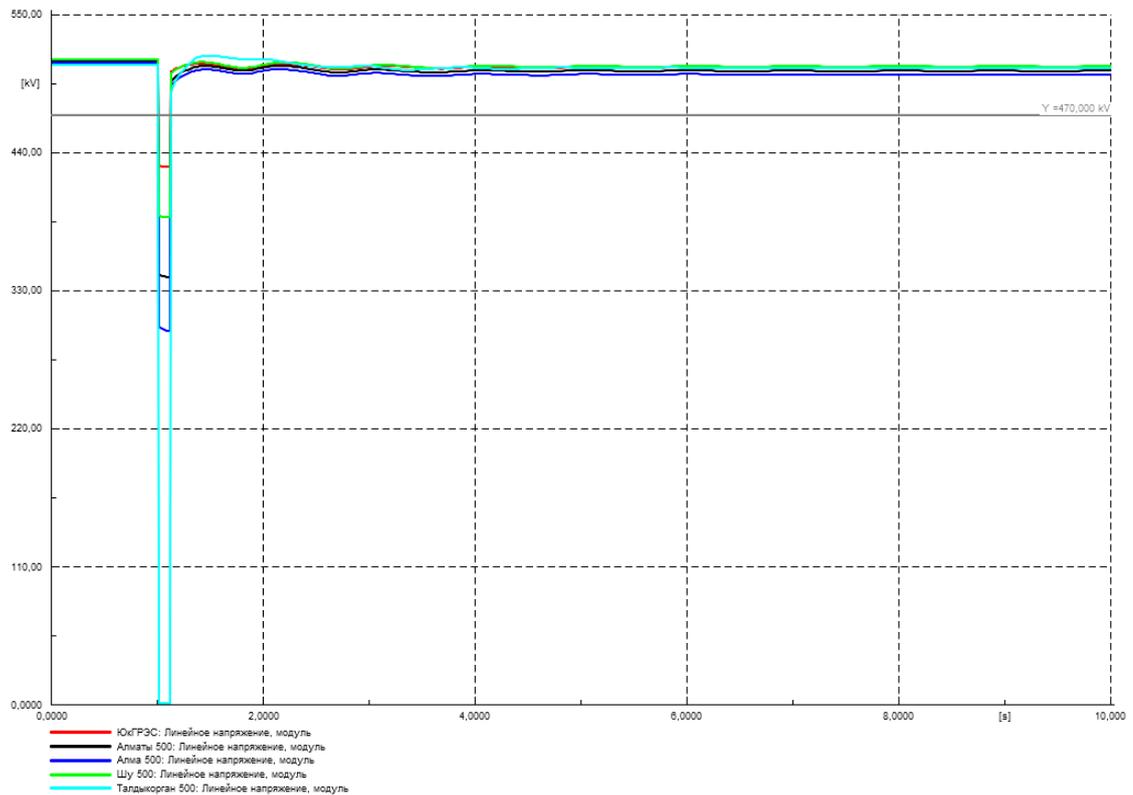


Рисунок Г.18 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

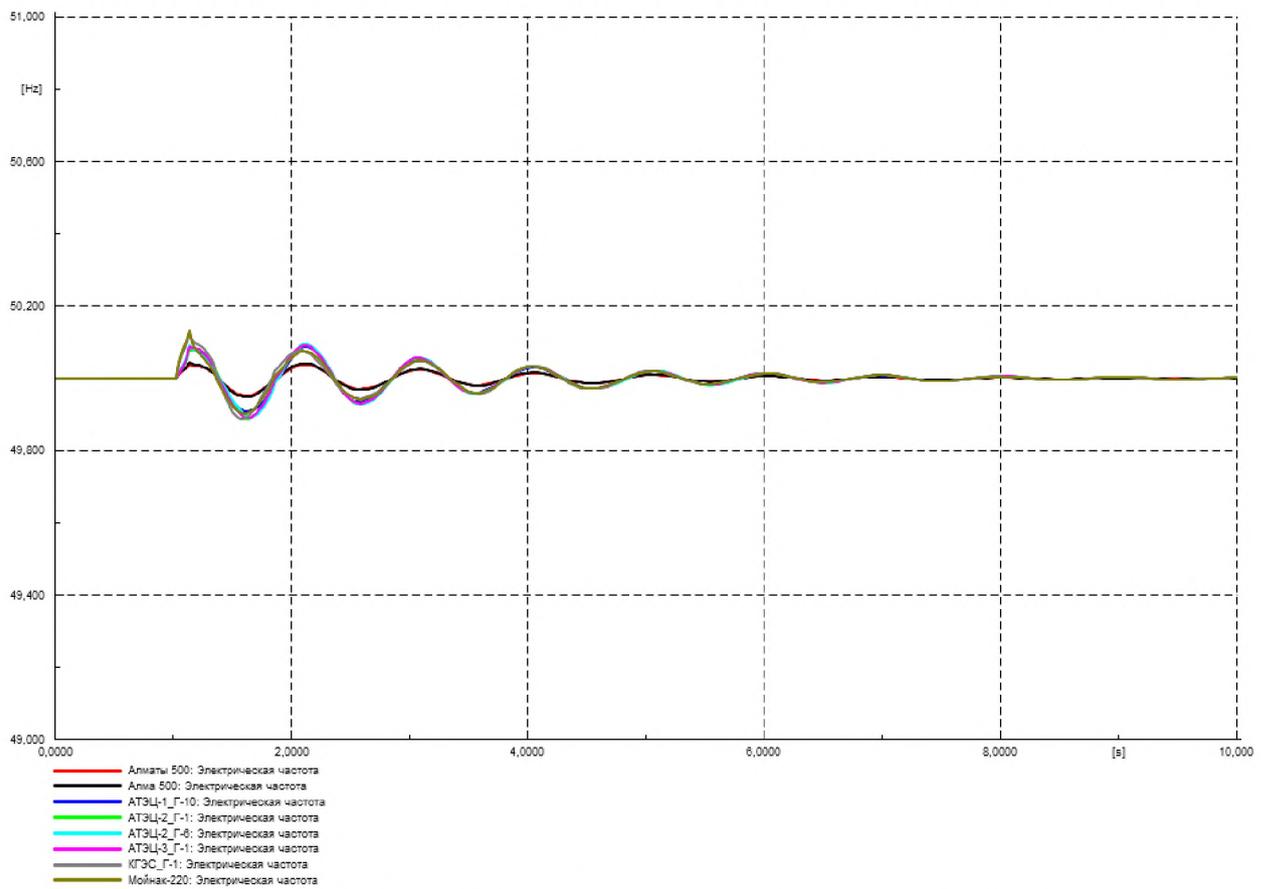


Рисунок Г.19 – Частота в контролируемых узлах, Гц

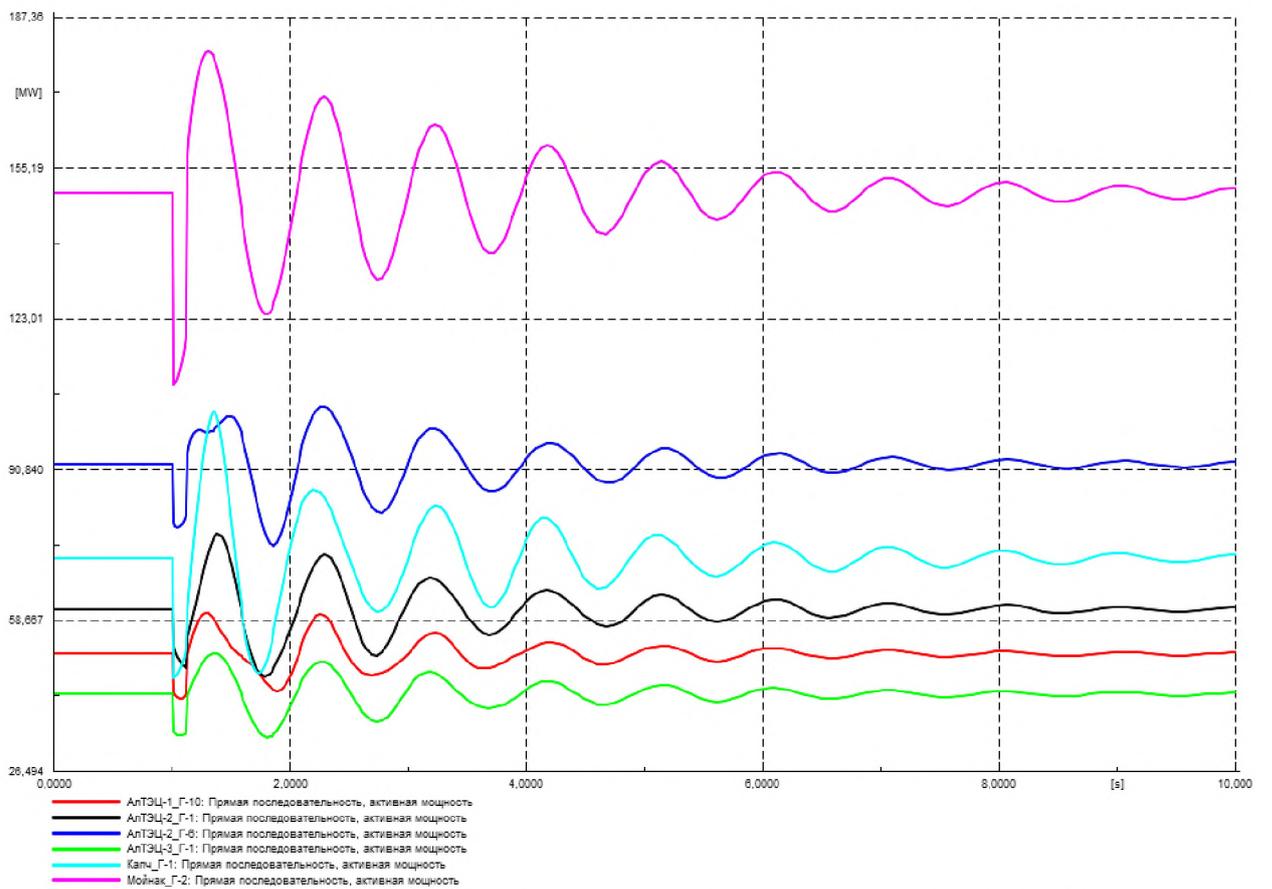


Рисунок Г.20 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 2.2. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Талдыкорган-Алма» и ШР на ПС-500кВ «Талдыкорган» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

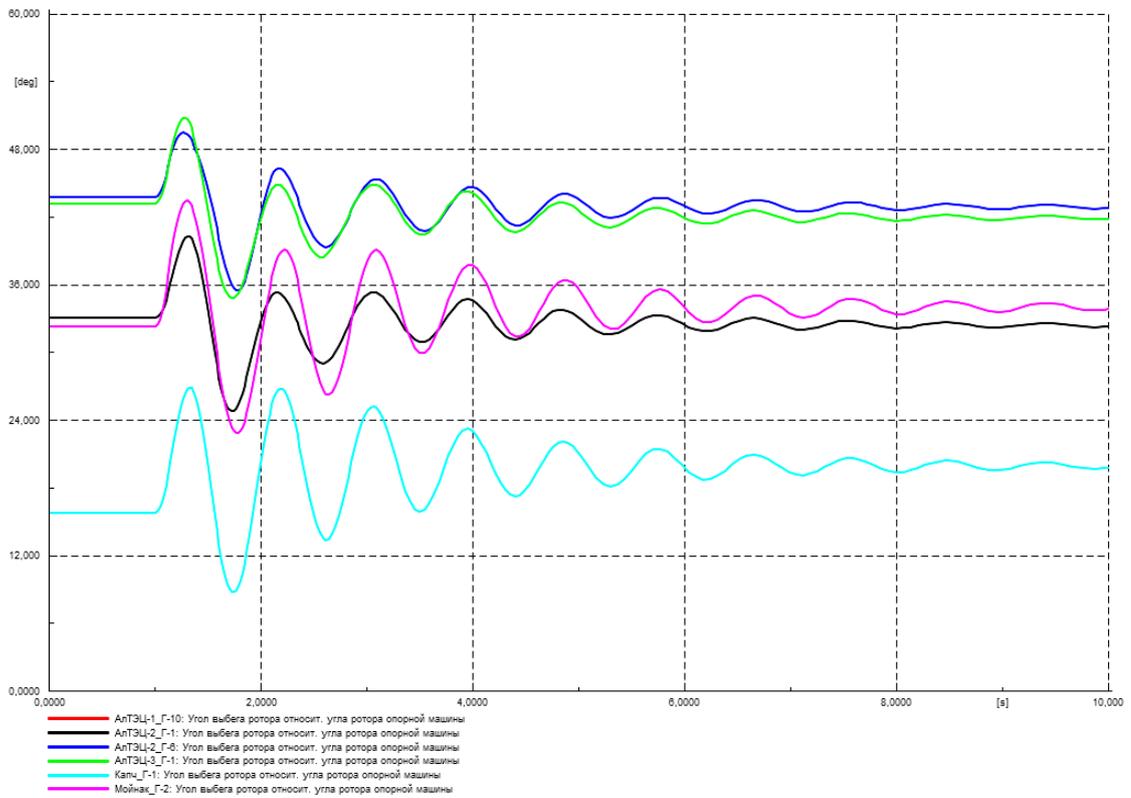


Рисунок Г.21 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

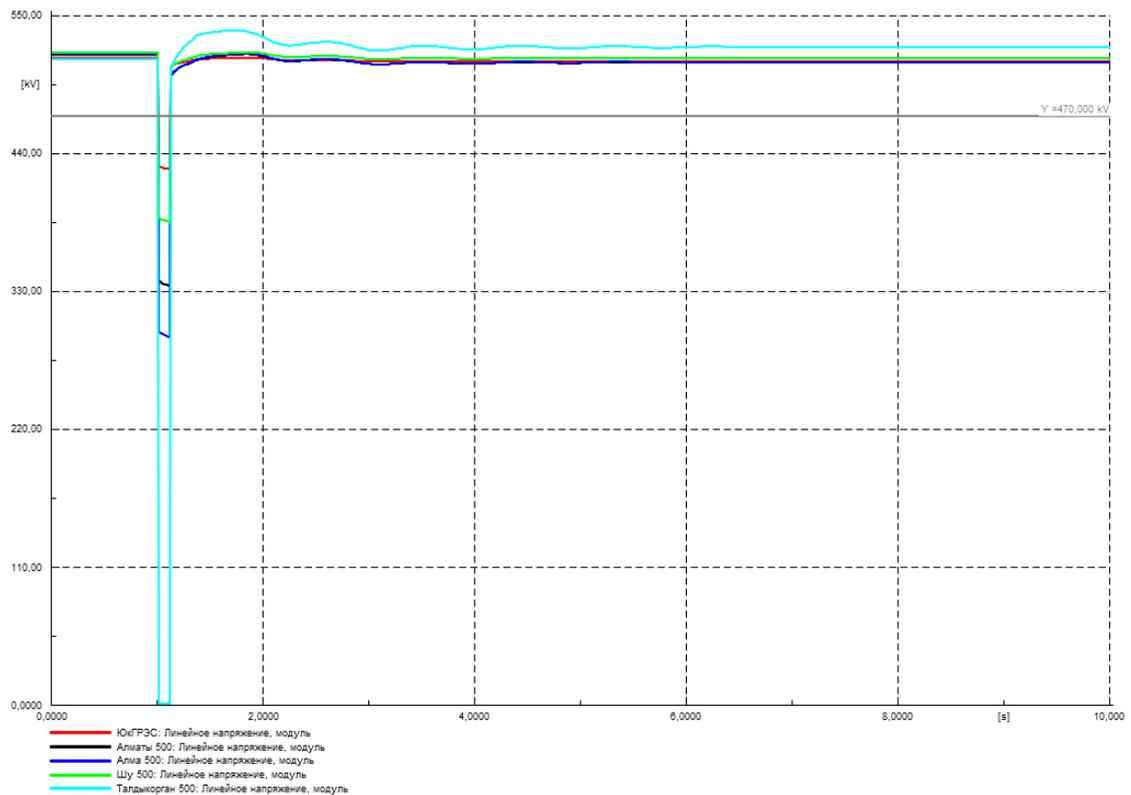


Рисунок Г.22 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

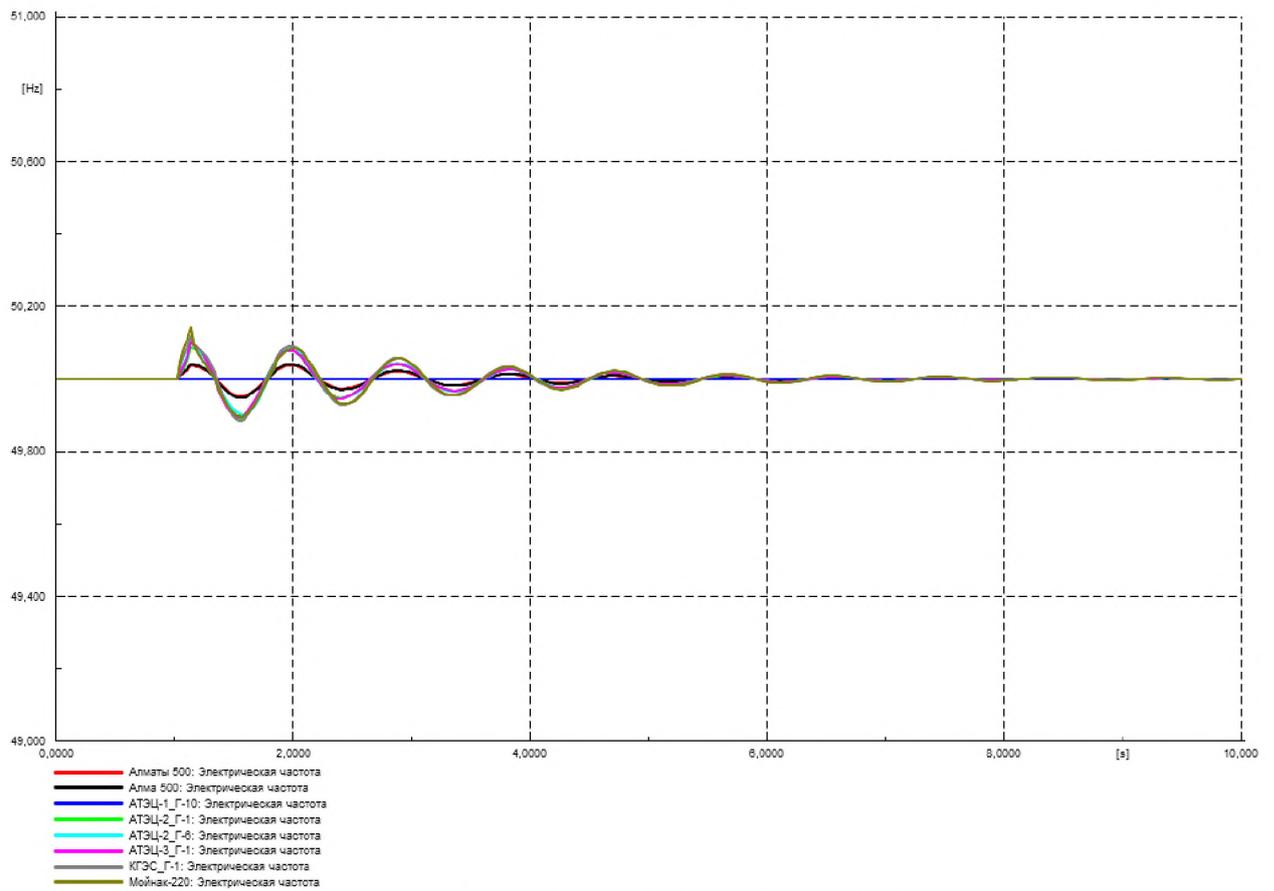


Рисунок Г.23 – Частота в контролируемых узлах, Гц

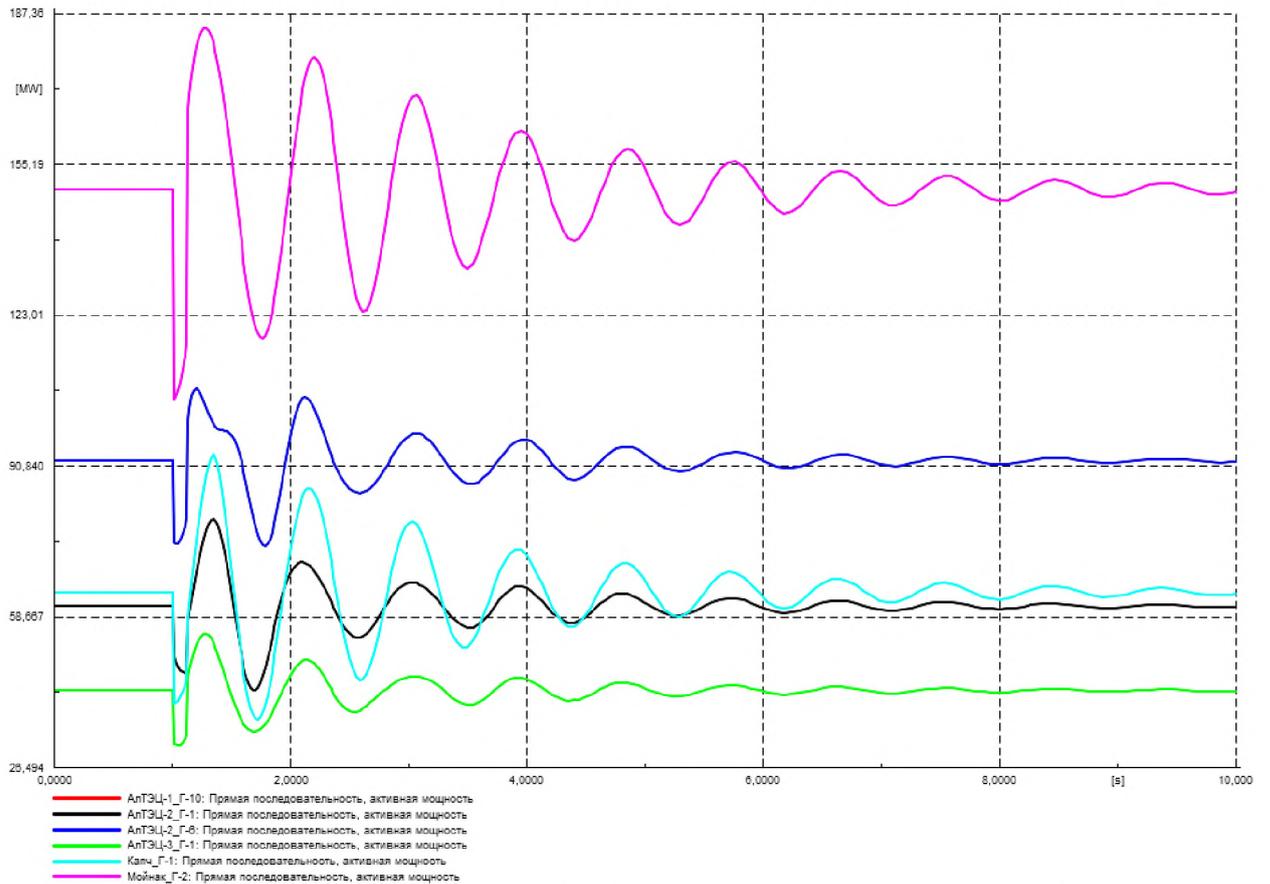


Рисунок Г.24 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 2.3. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Талдыкорган-Алма» и ШР на ПС-500кВ «Талдыкорган» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

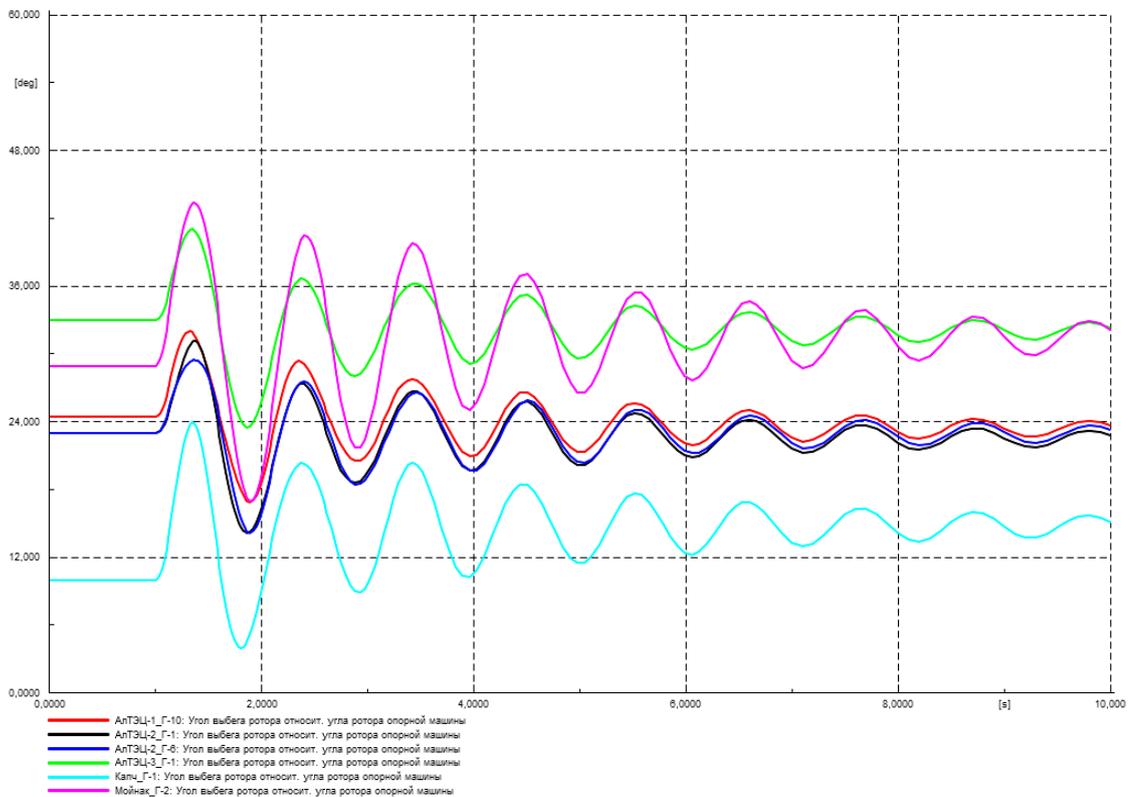


Рисунок Г.25 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

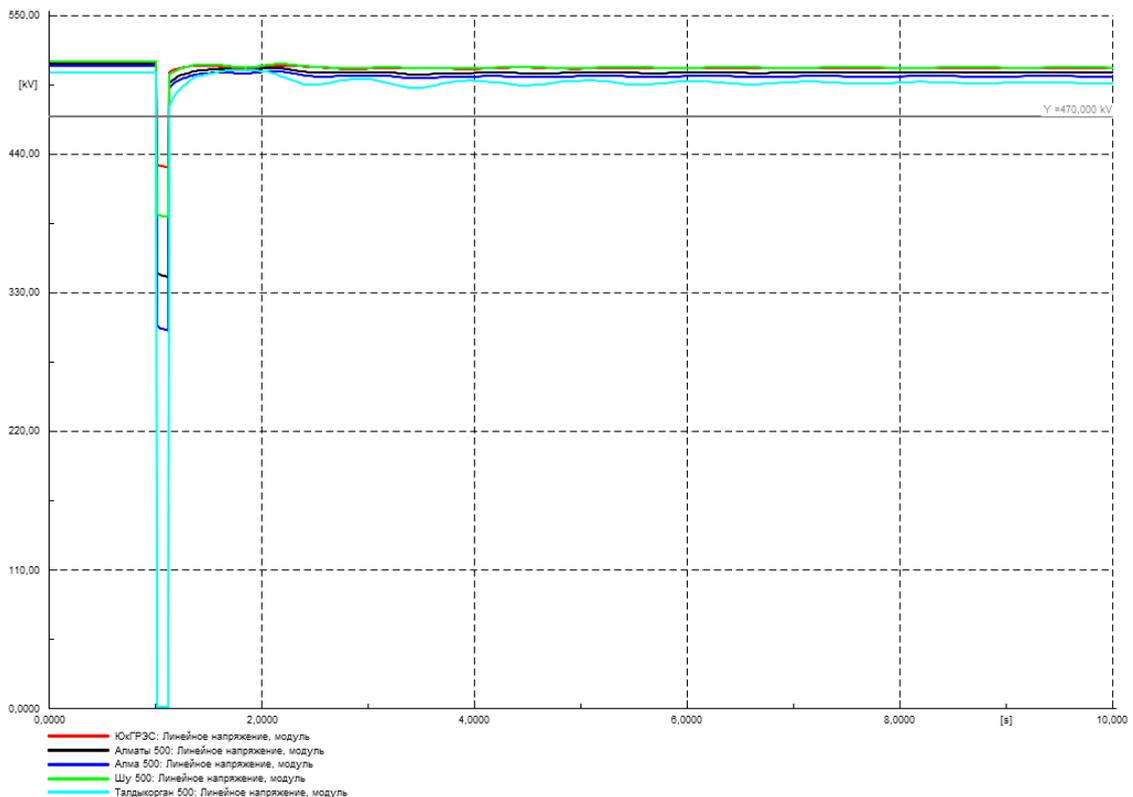


Рисунок Г.26 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

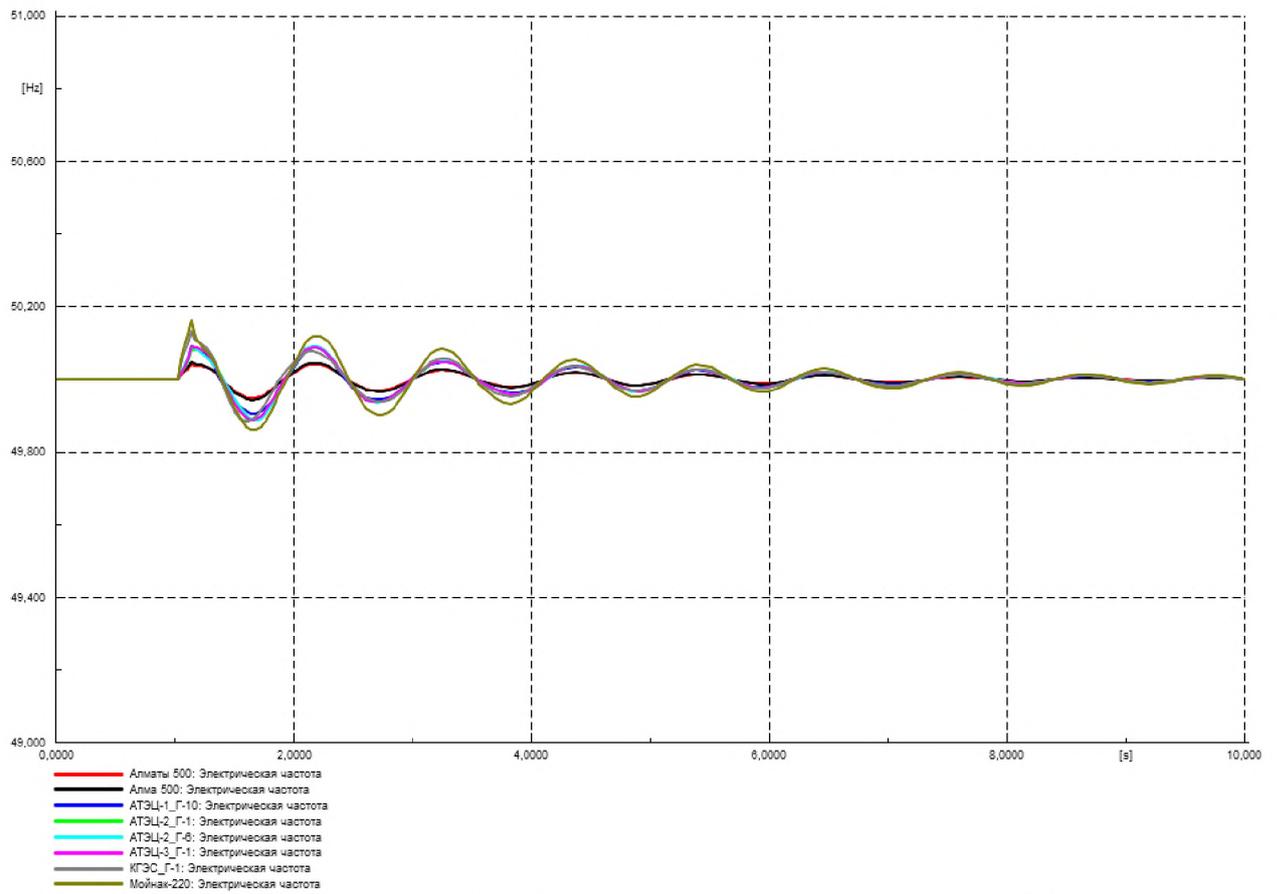


Рисунок Г.27 – Частота в контролируемых узлах, Гц

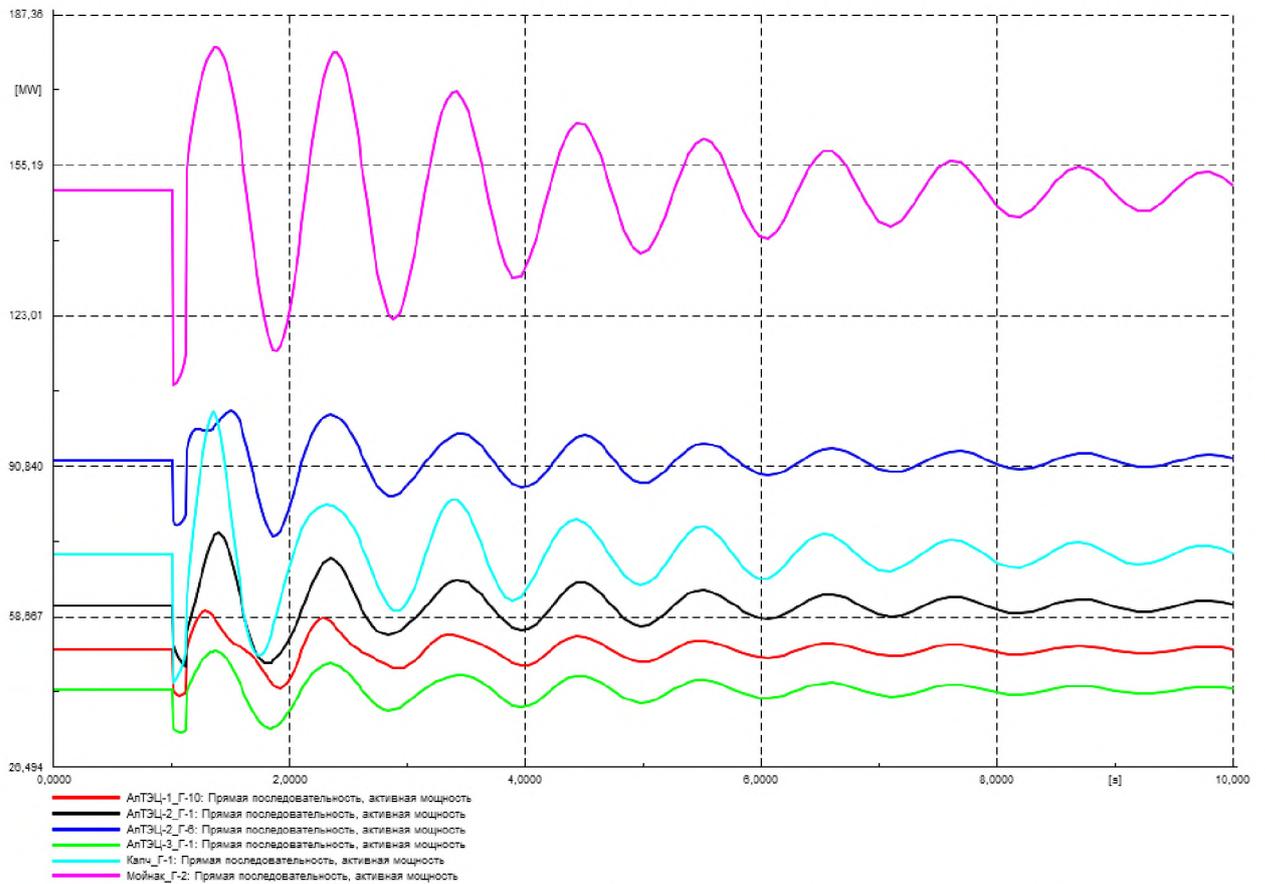


Рисунок Г.28 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 2.4. Схема сети – нормальная; режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Талдыкорган-Алма» и ШР на ПС-500кВ «Талдыкорган» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

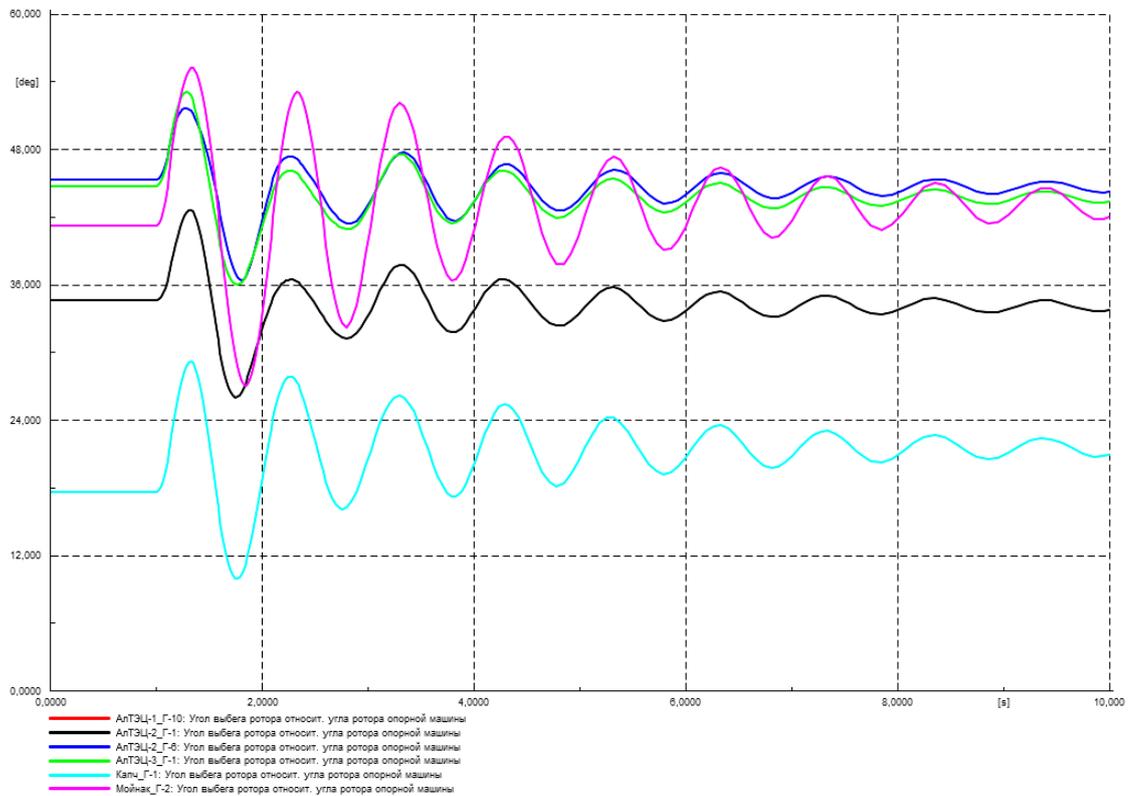


Рисунок Г.29 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

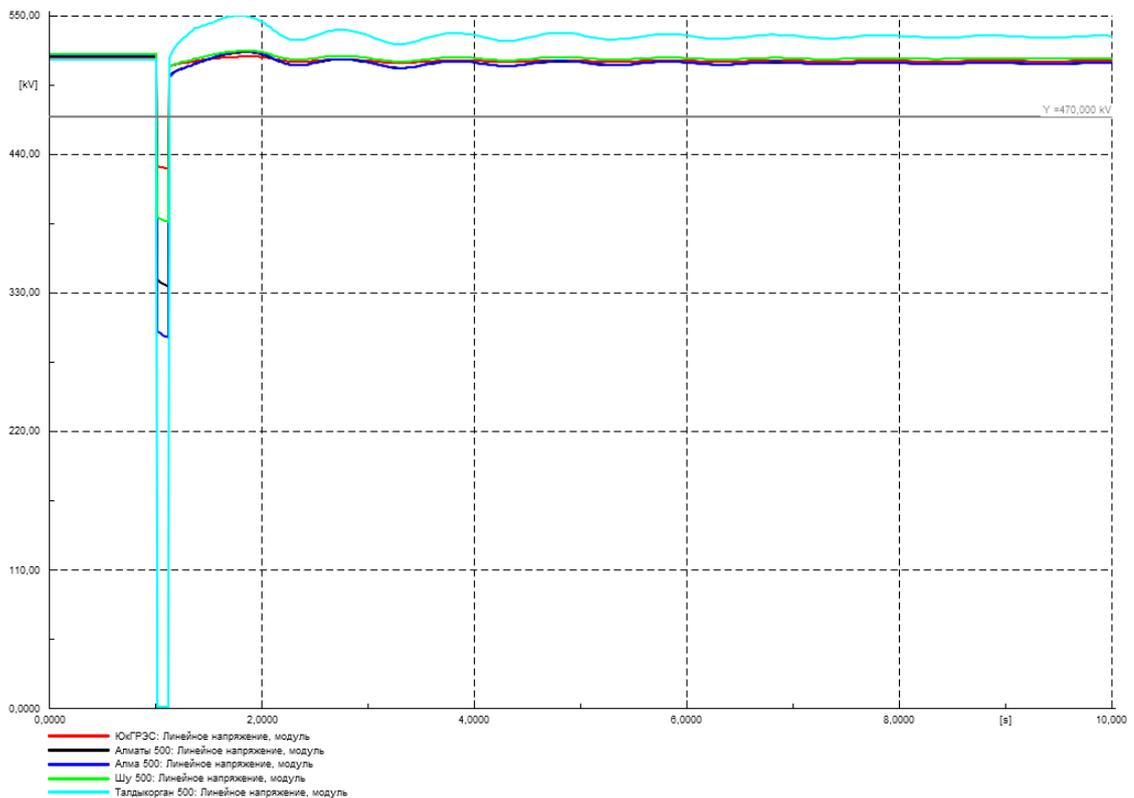


Рисунок Г.30 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

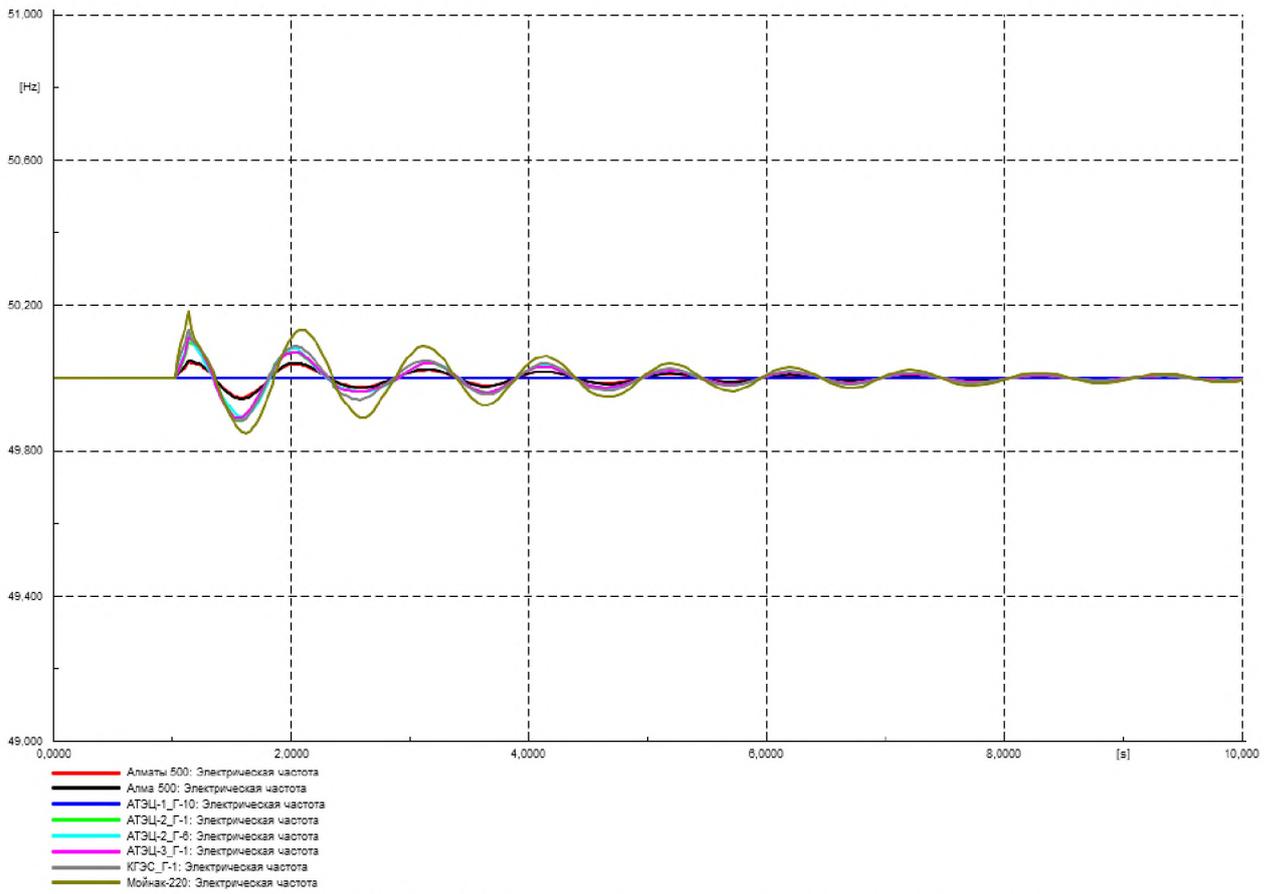


Рисунок Г.31 – Частота в контролируемых узлах, Гц

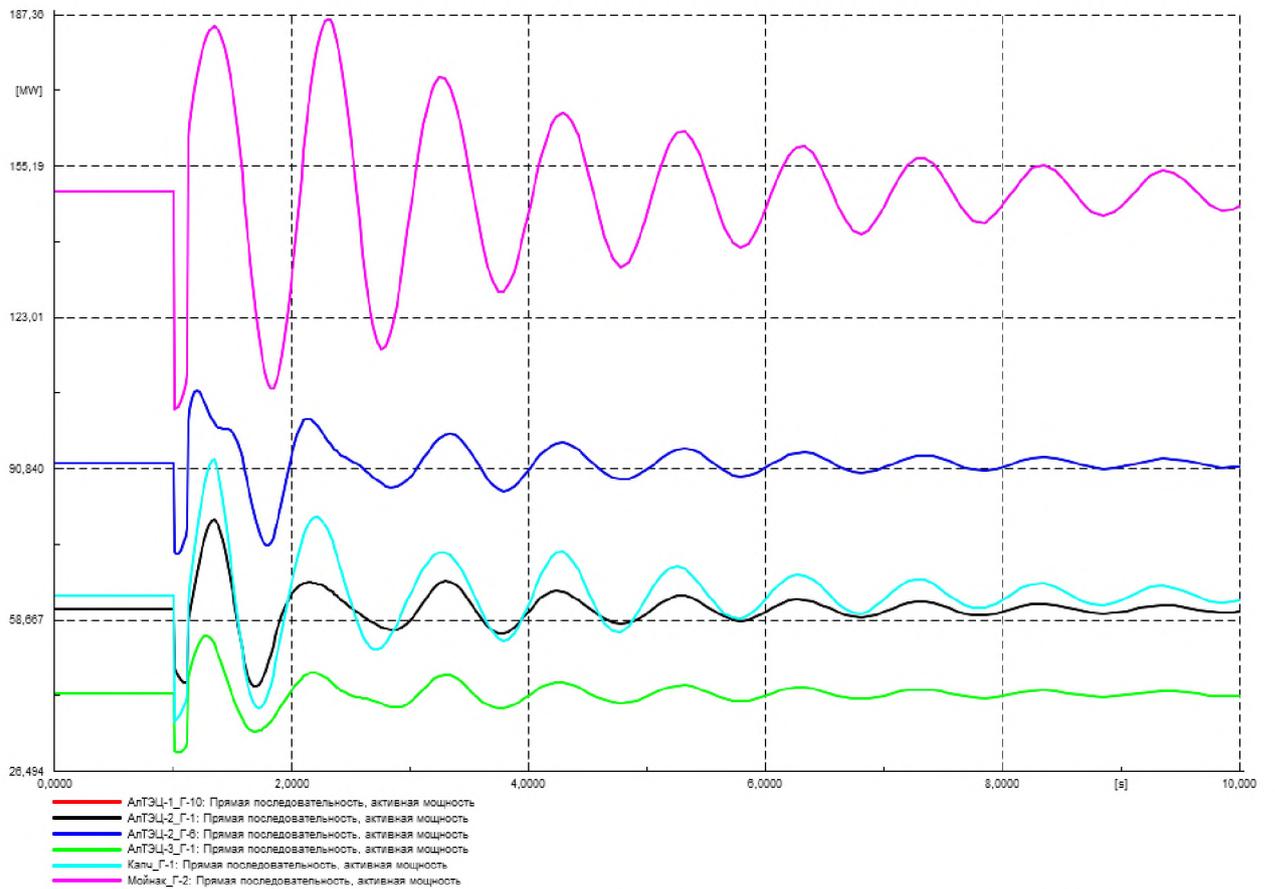


Рисунок Г.32 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 3.4. Схема сети – ремонтная (отключен восточный транзит); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

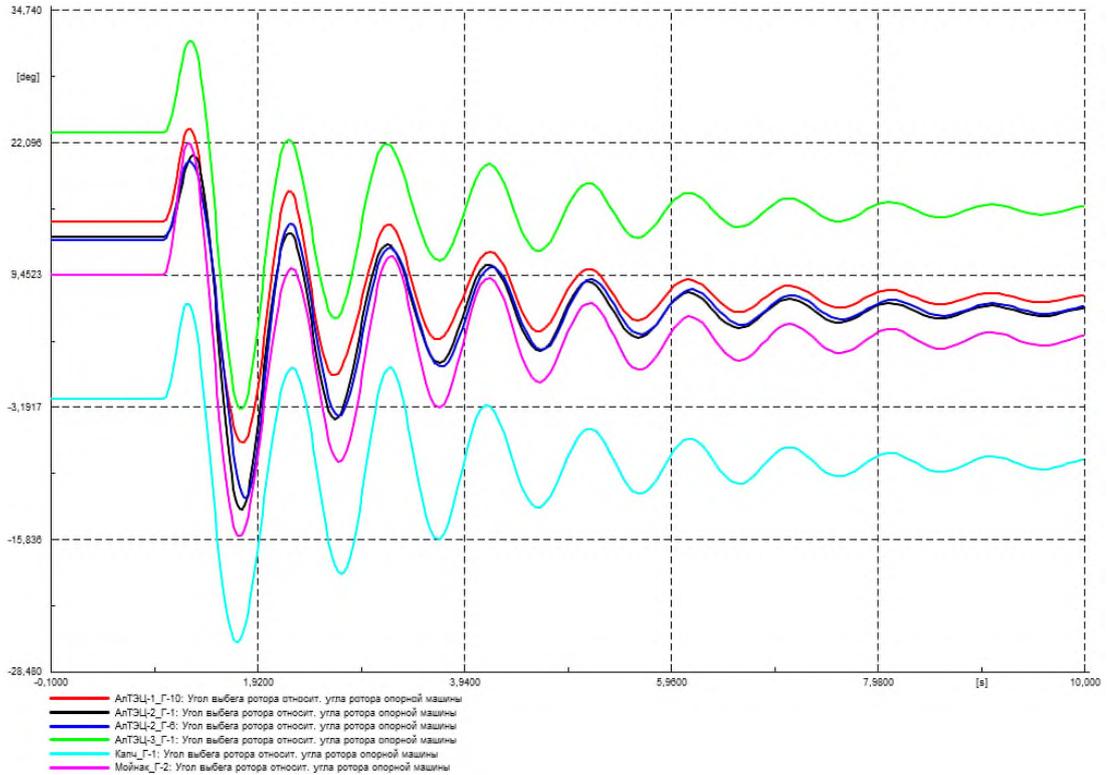


Рисунок Г.33– Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

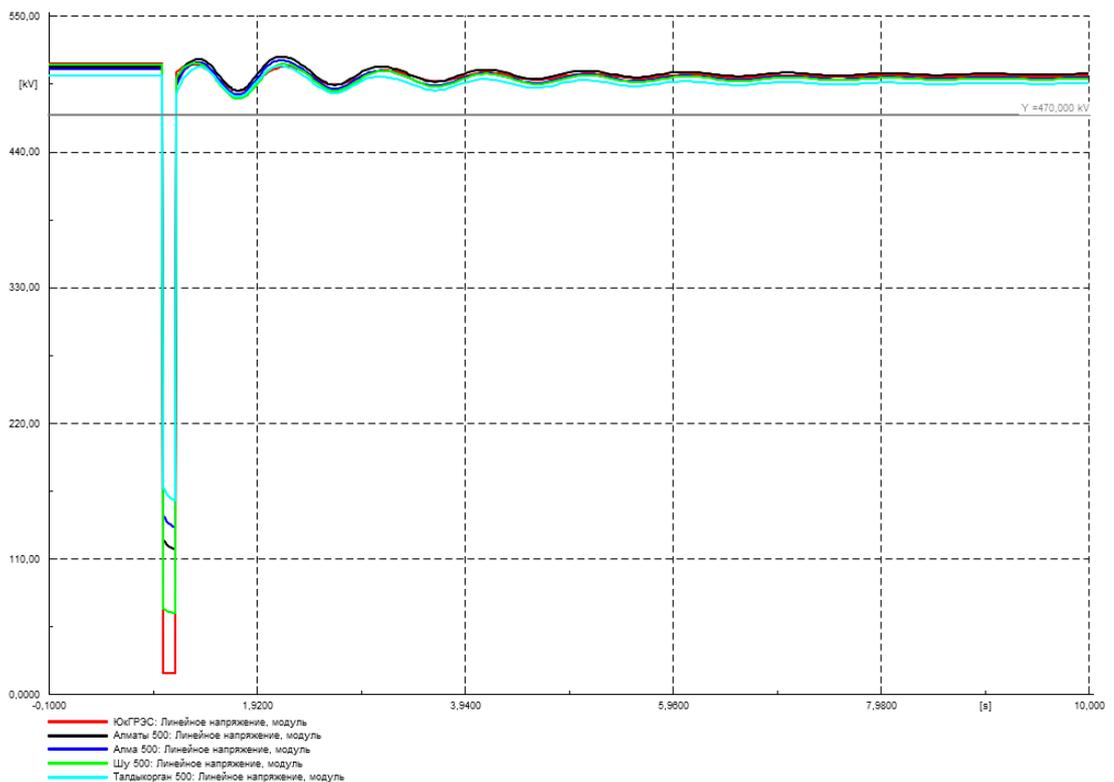


Рисунок Г.34 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

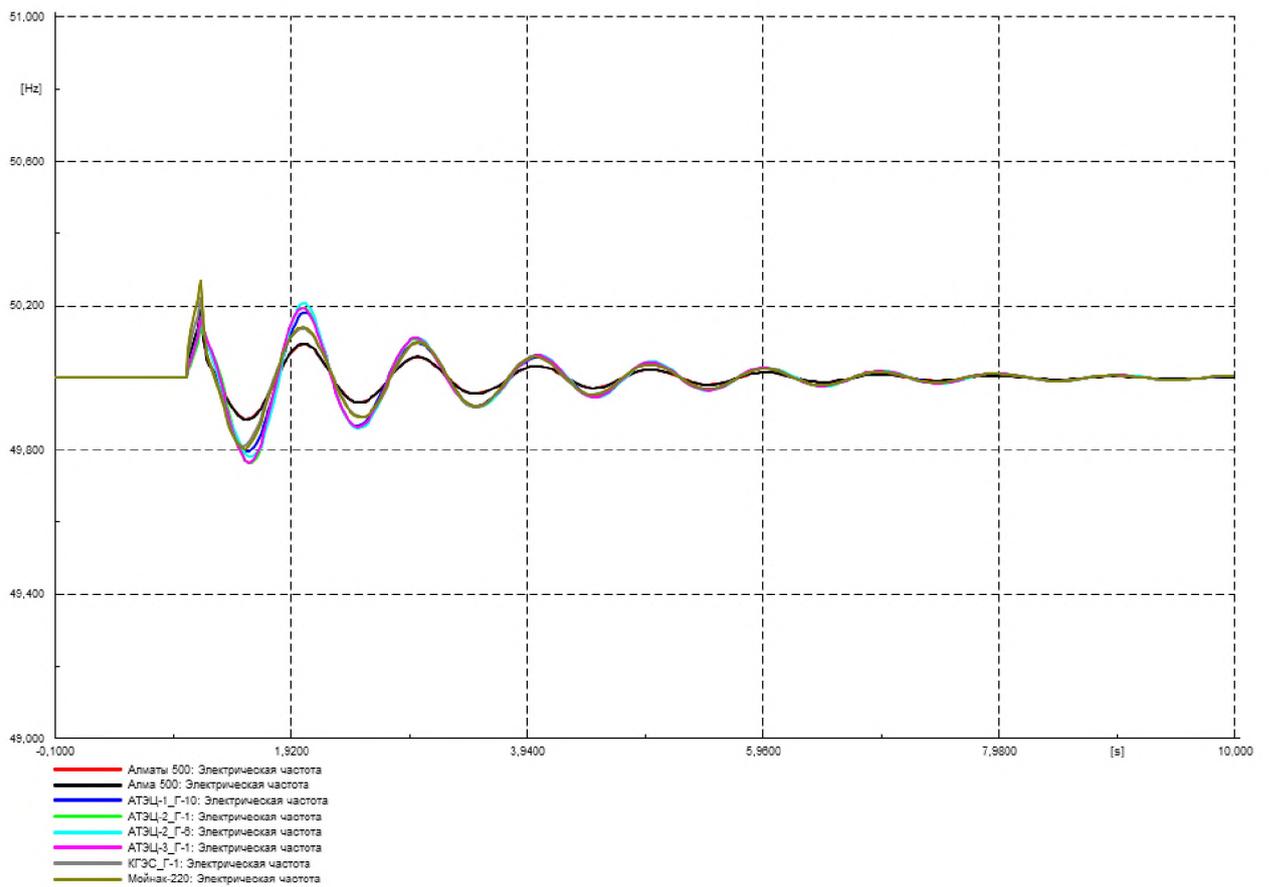


Рисунок Г.35– Частота в контролируемых узлах, Гц

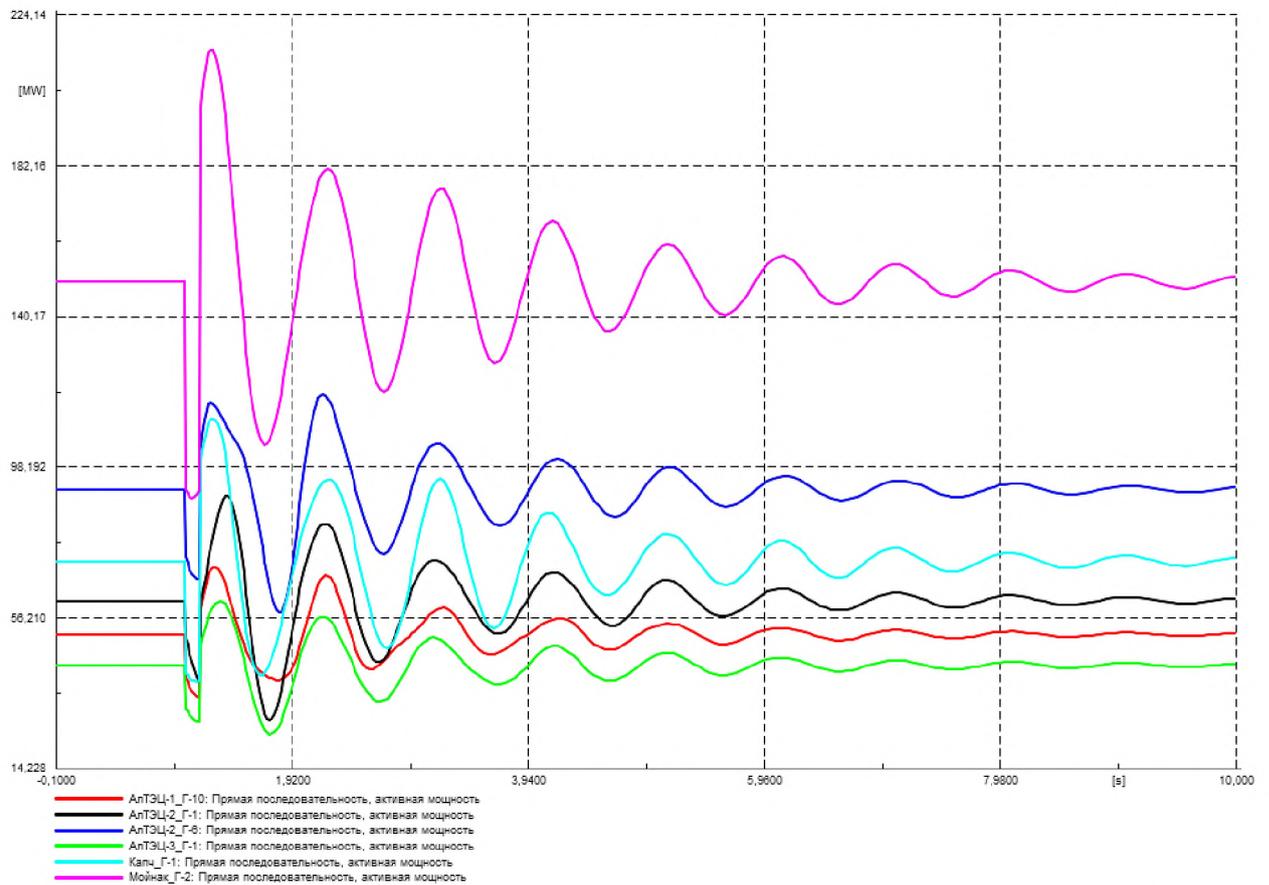


Рисунок Г.36 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 3.2. Схема сети – ремонтная (отключен восточный транзит); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

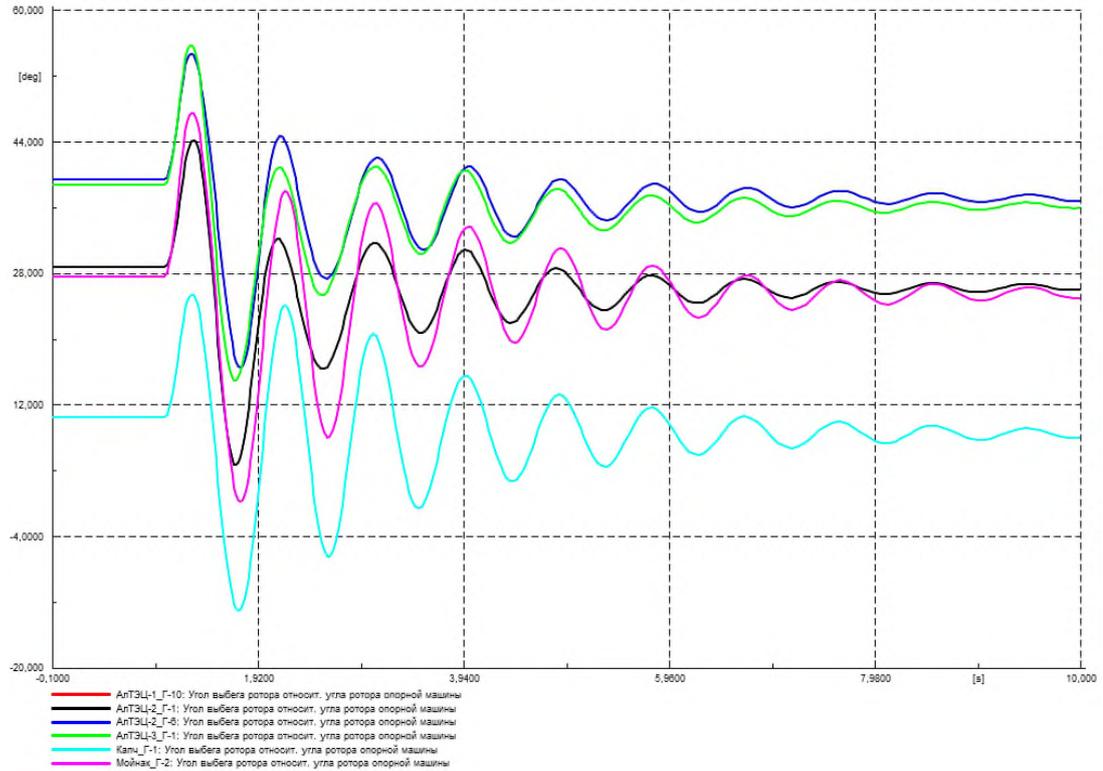


Рисунок Г.37 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

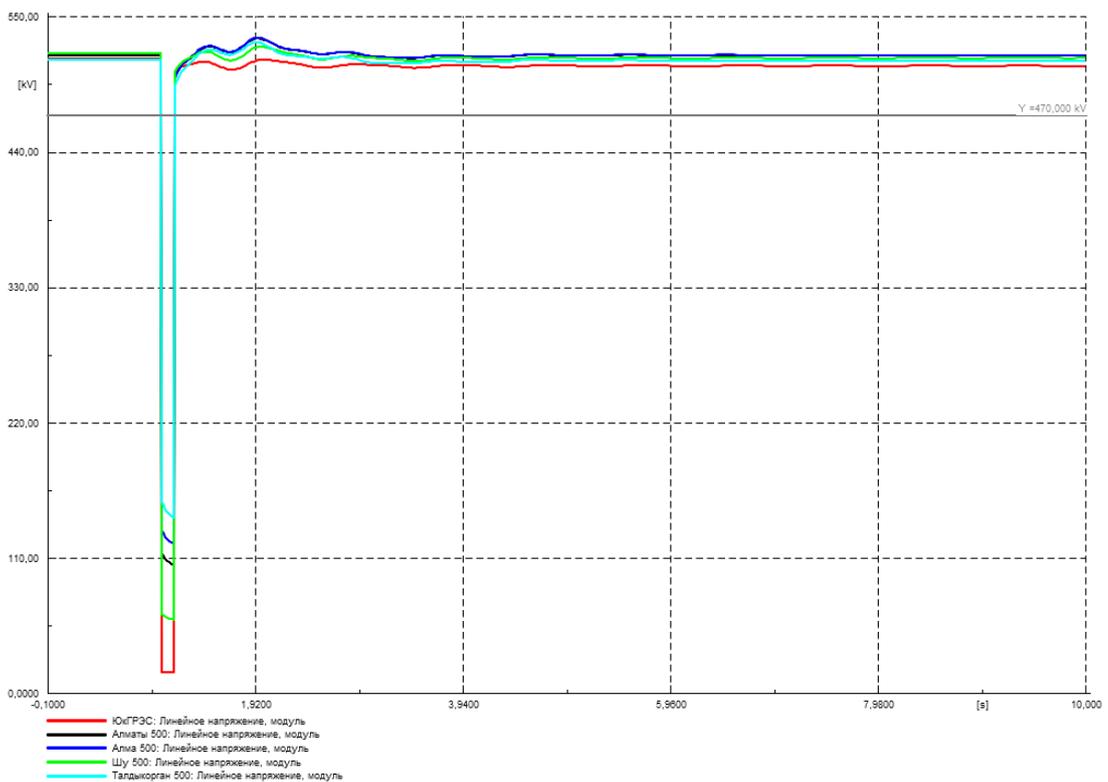


Рисунок Г.38 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

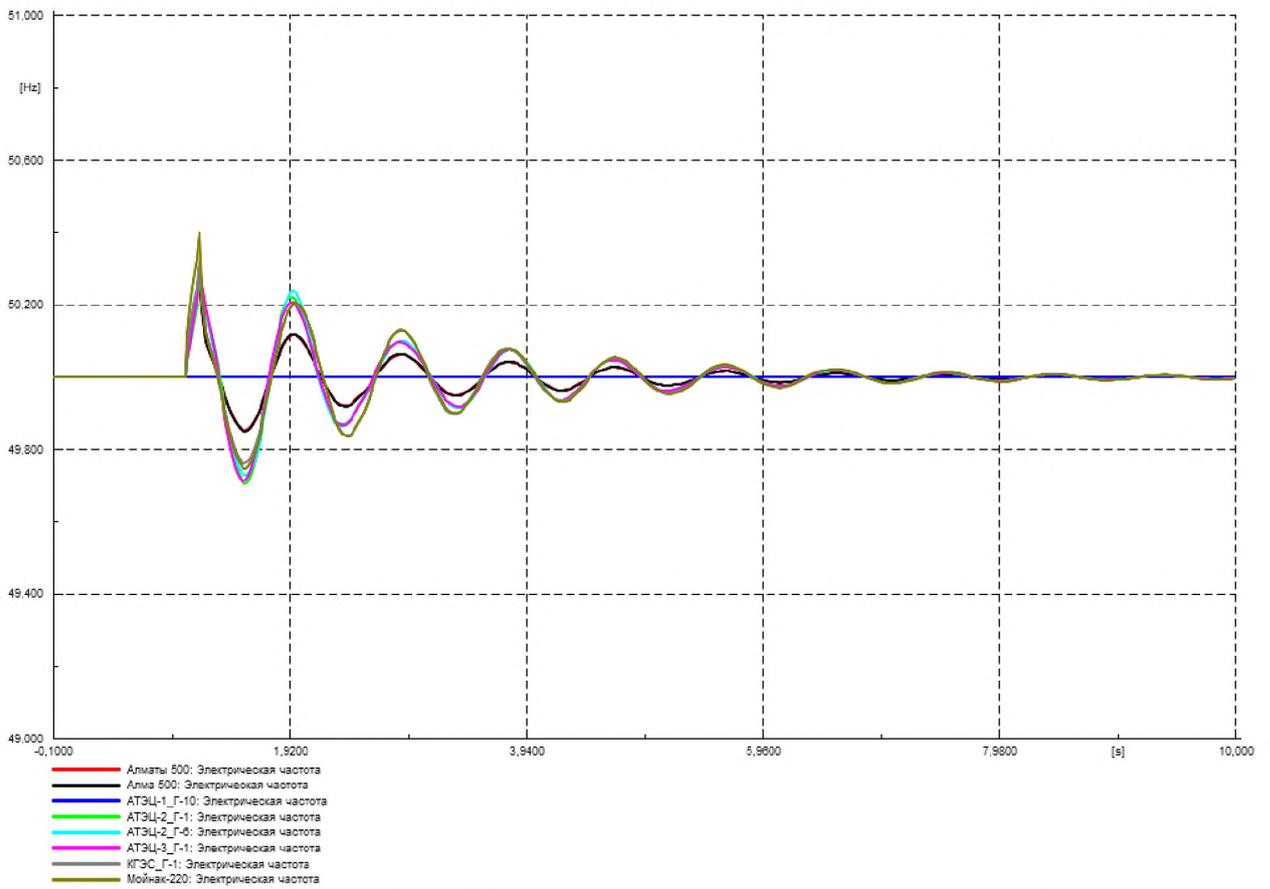


Рисунок Г.39 – Частота в контролируемых узлах, Гц

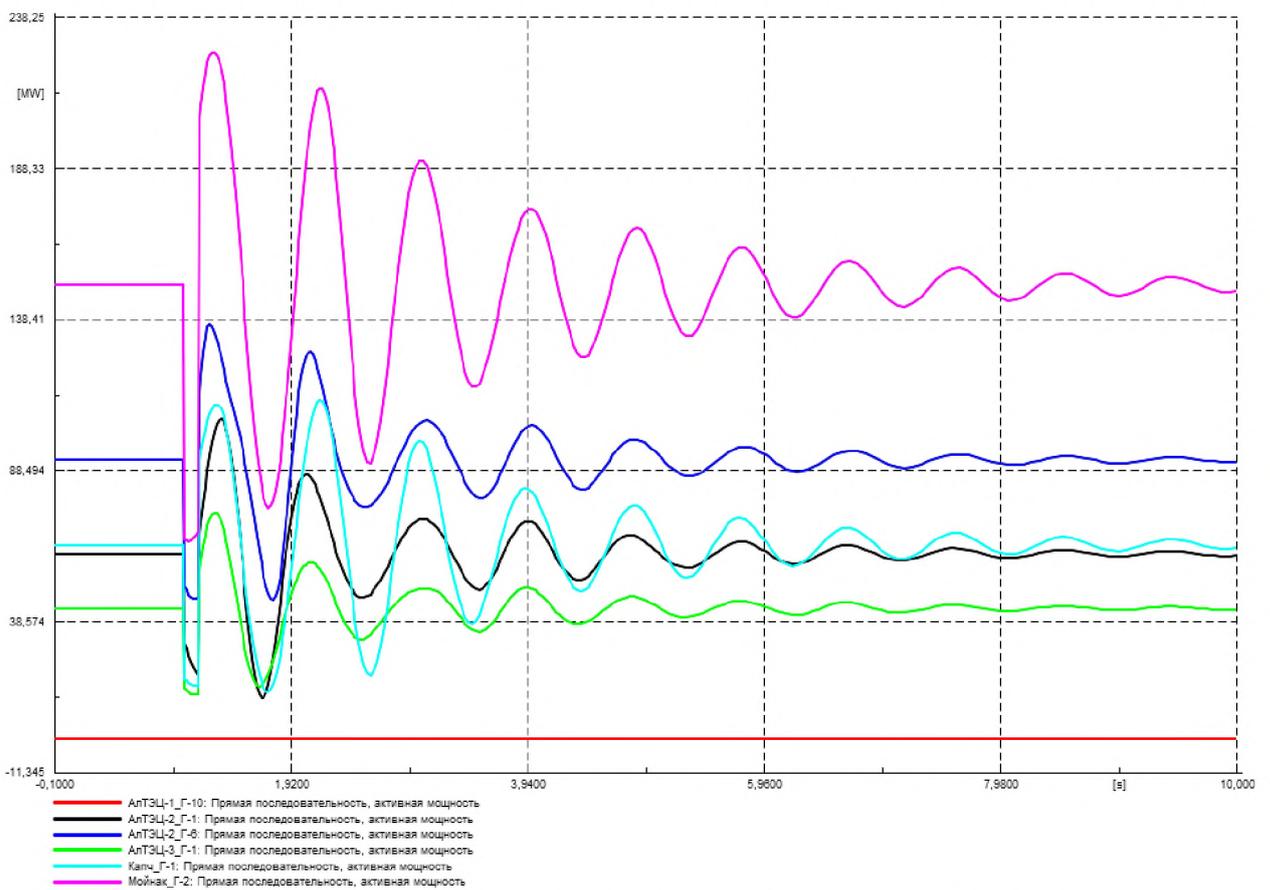


Рисунок Г.40 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 3.3. Схема сети – ремонтная (отключен восточный транзит); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

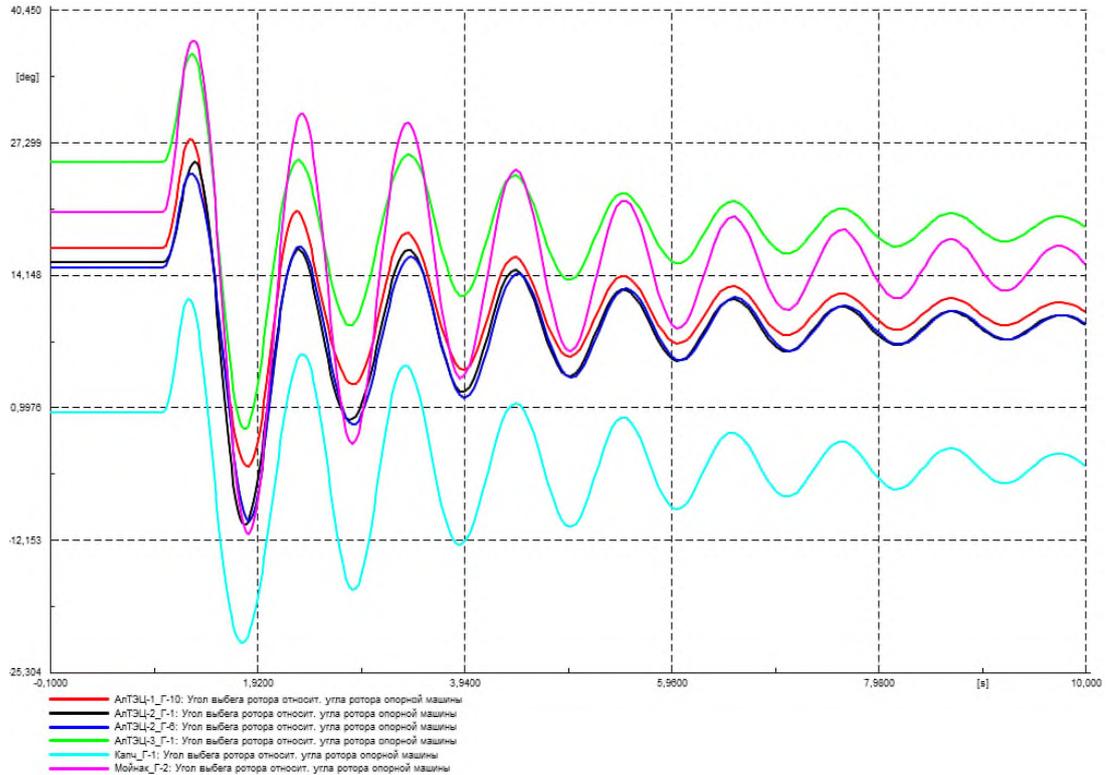


Рисунок Г.41 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

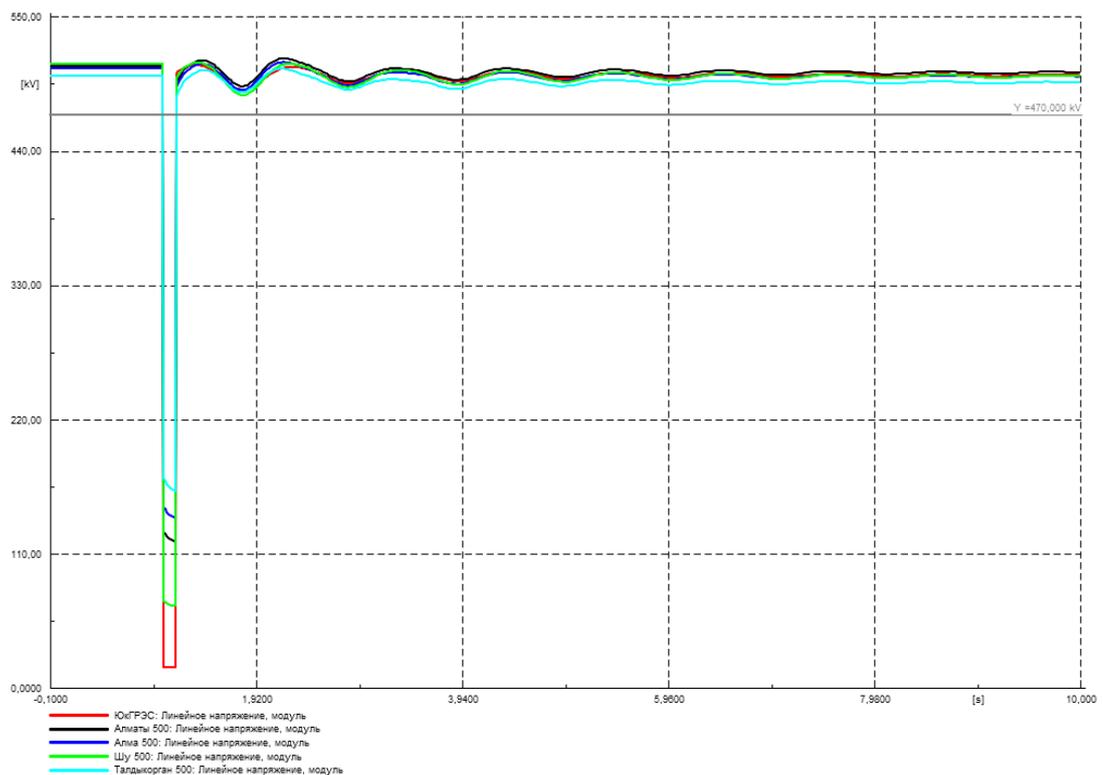


Рисунок Г.42 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

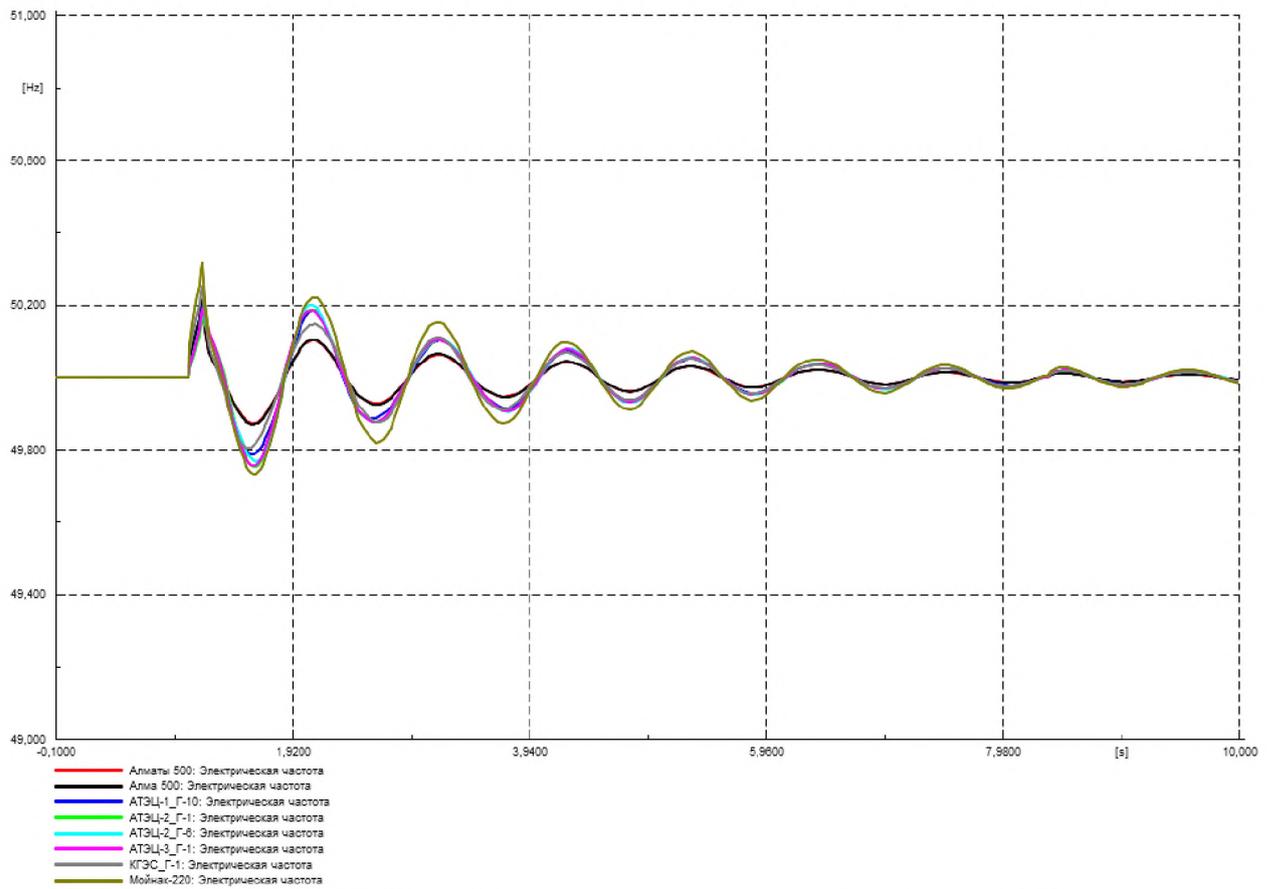


Рисунок Г.43 – Частота в контролируемых узлах, Гц

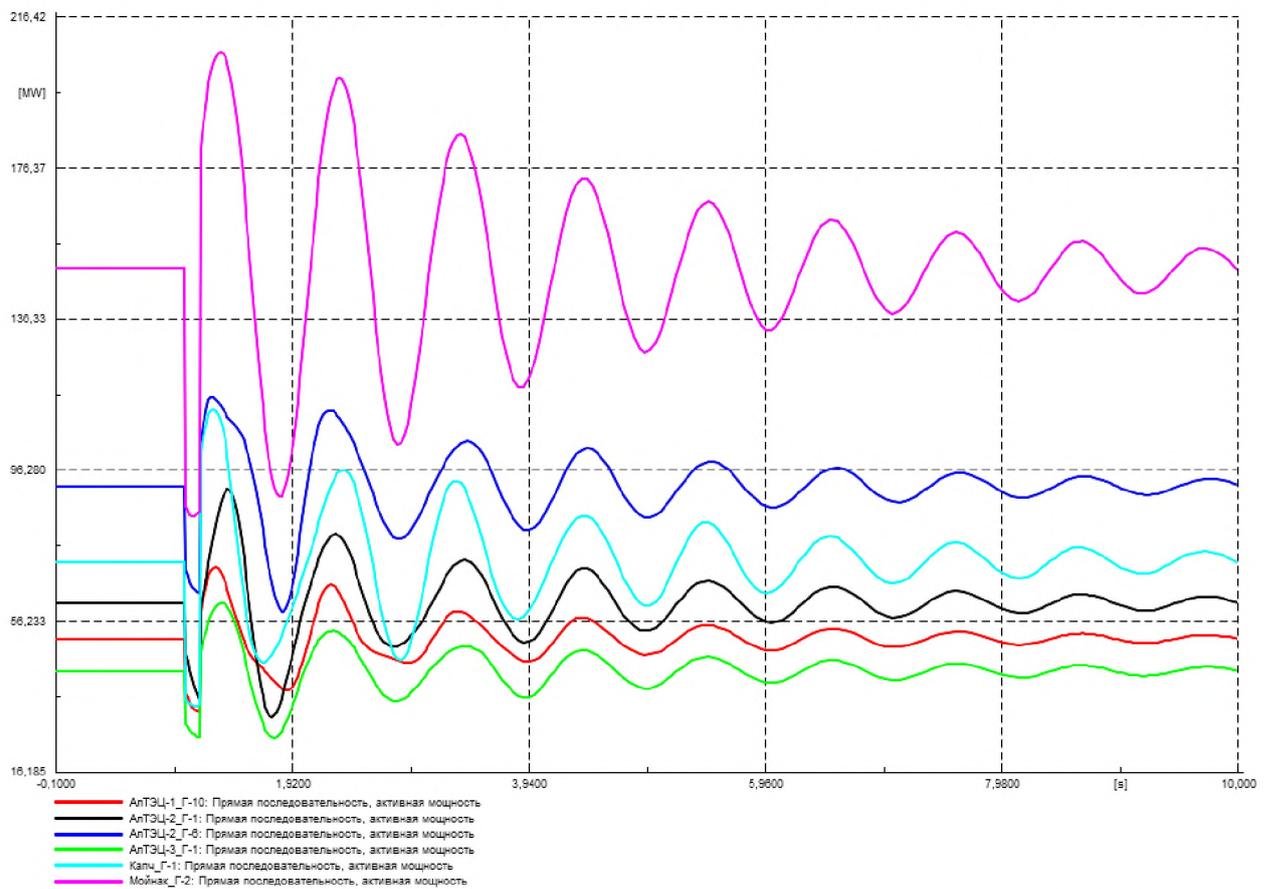


Рисунок Г.44 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 3.4. Схема сети – ремонтная (отключен восточный транзит); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение - отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

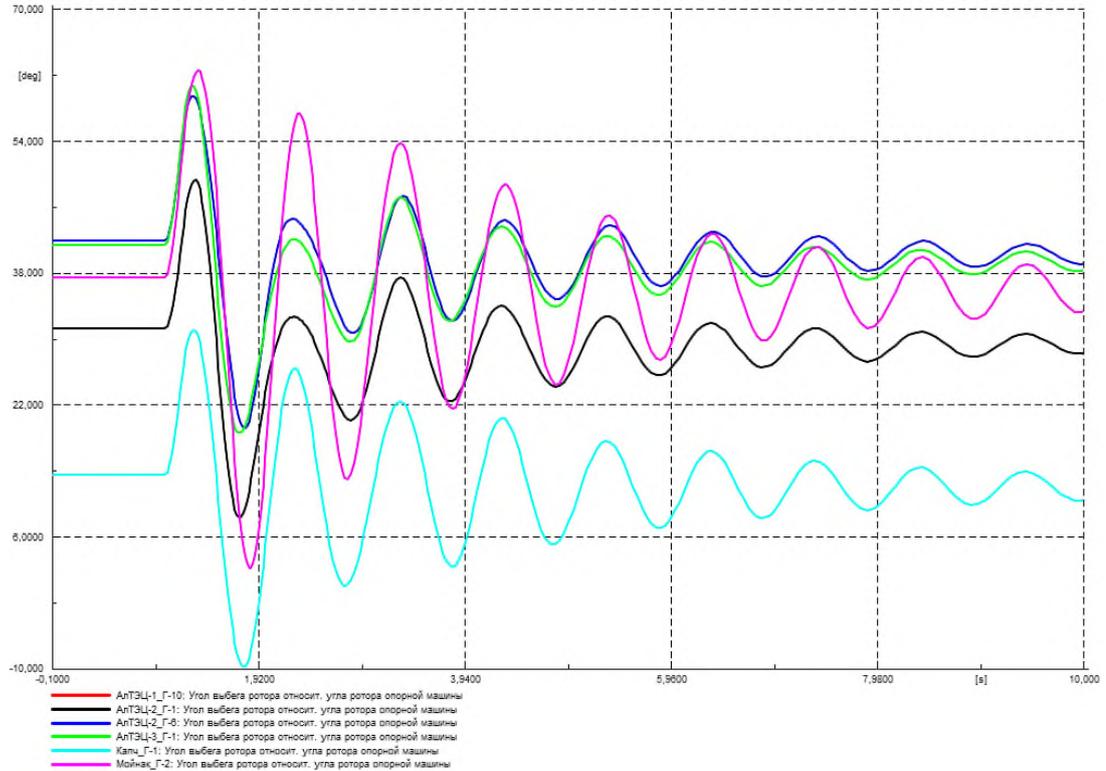


Рисунок Г.45 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

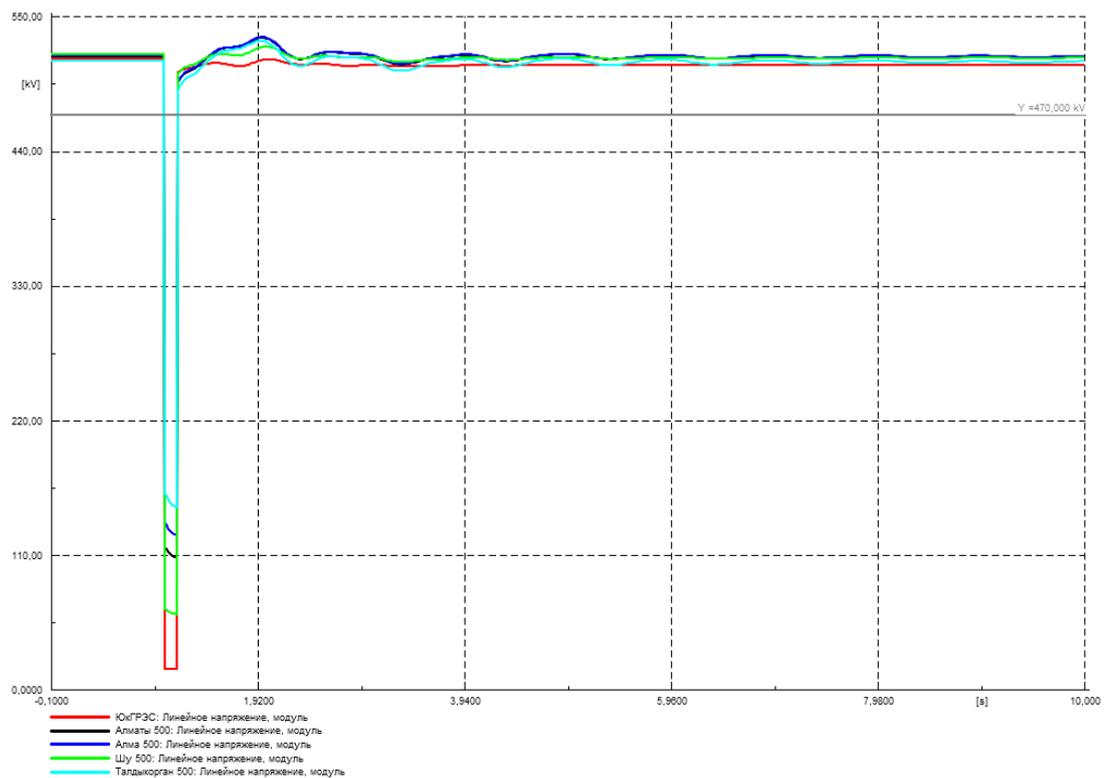


Рисунок Г.46 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

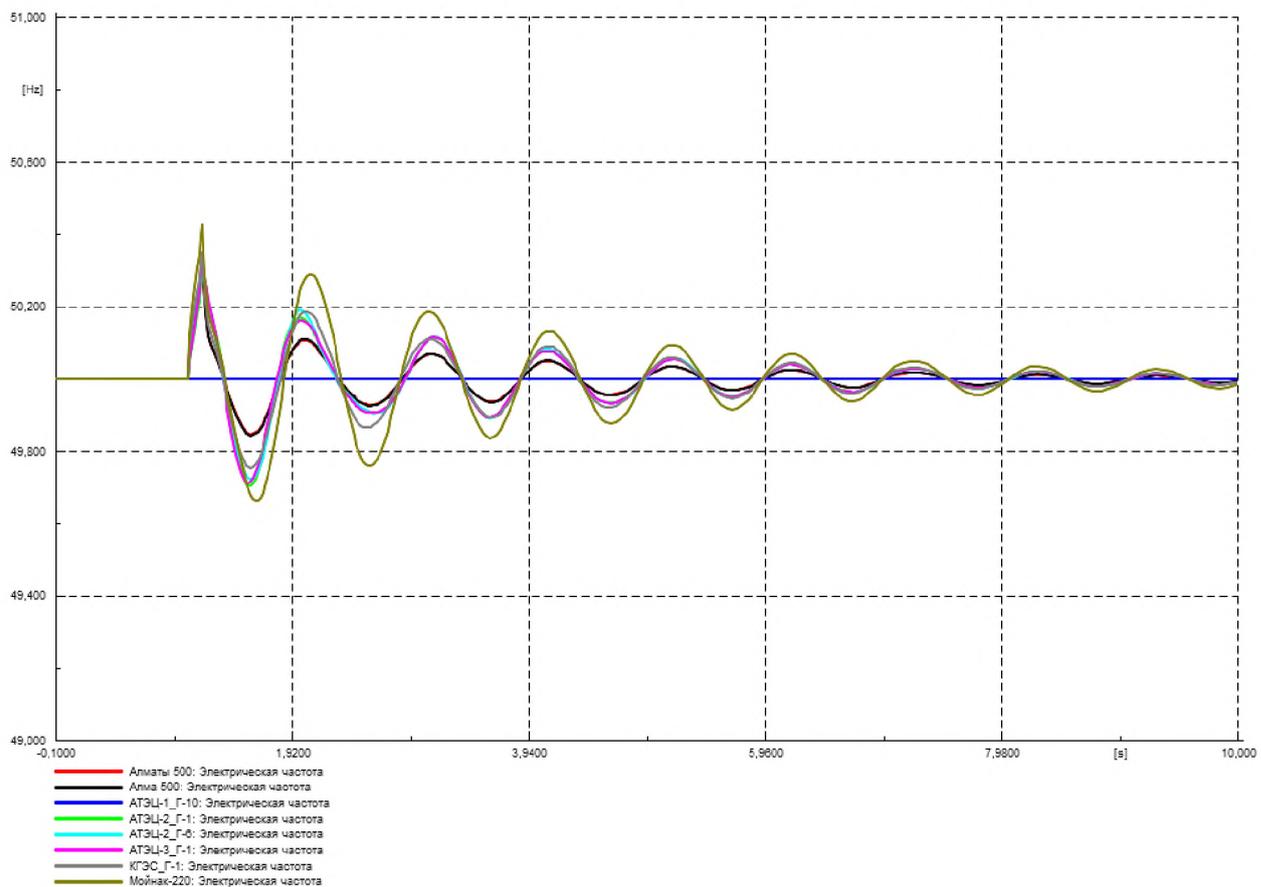


Рисунок Г.47 – Частота в контролируемых узлах, Гц

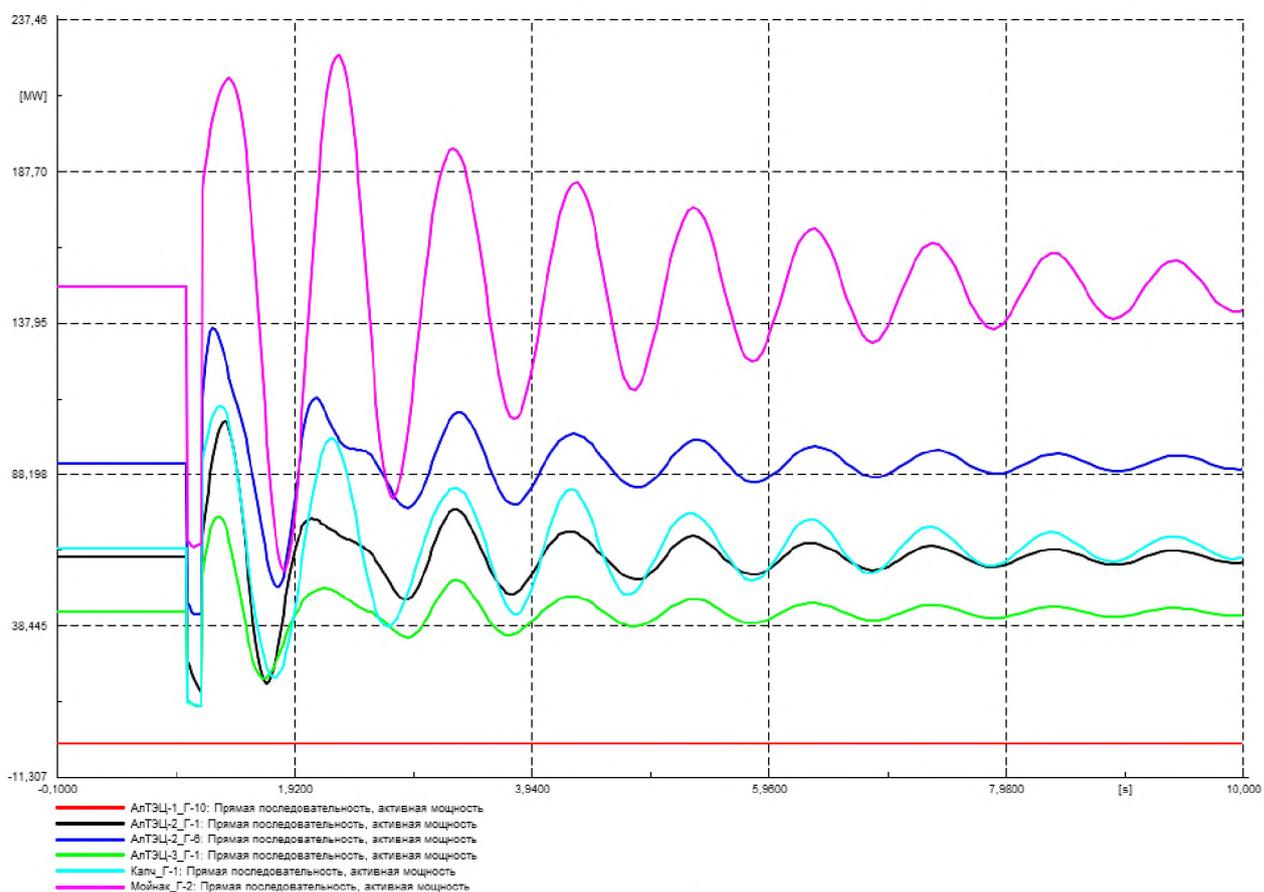


Рисунок Г.48 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 4.1. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Алма-Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

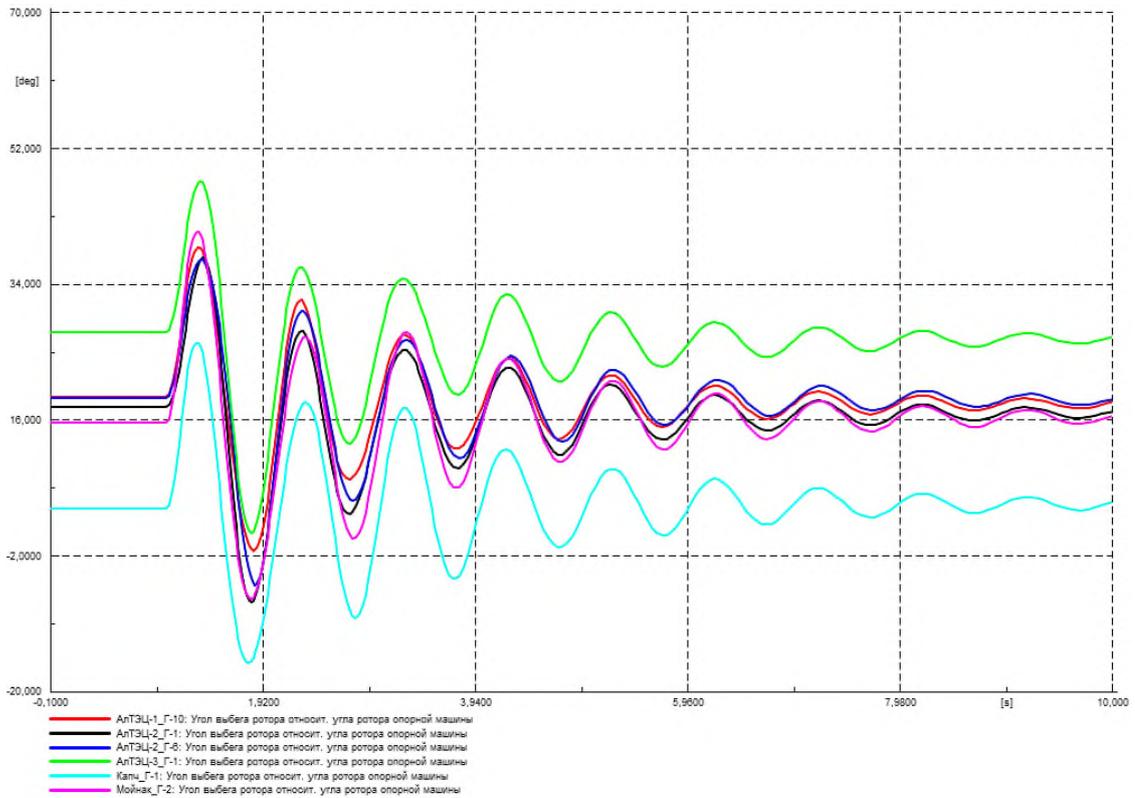


Рисунок Г.49 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

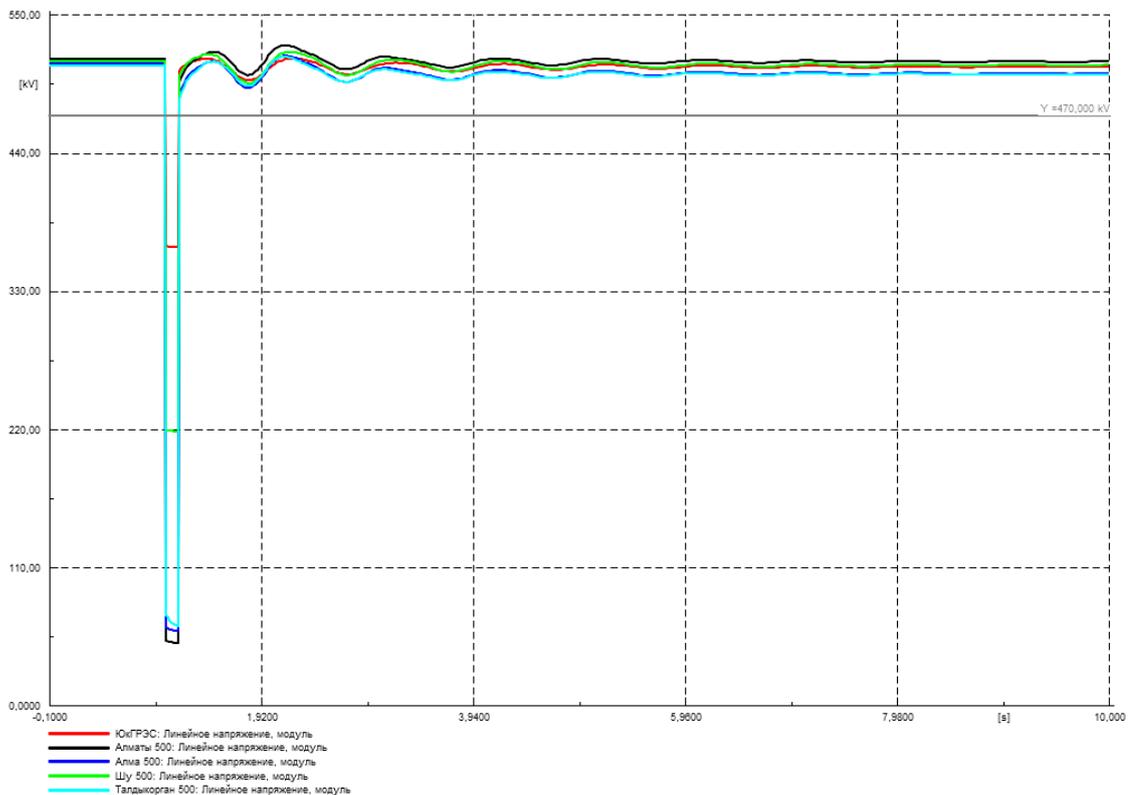


Рисунок Г.50 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

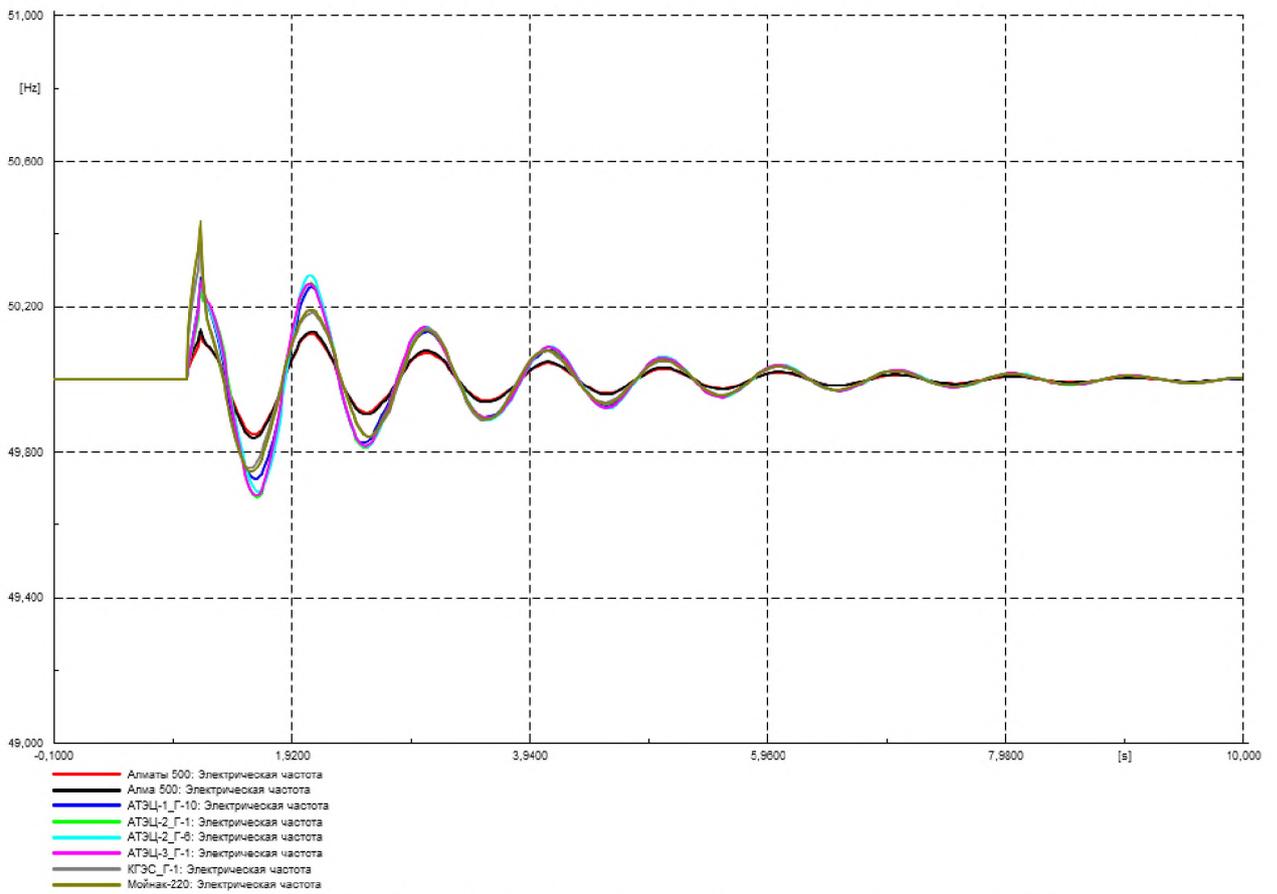


Рисунок Г.51 – Частота в контролируемых узлах, Гц

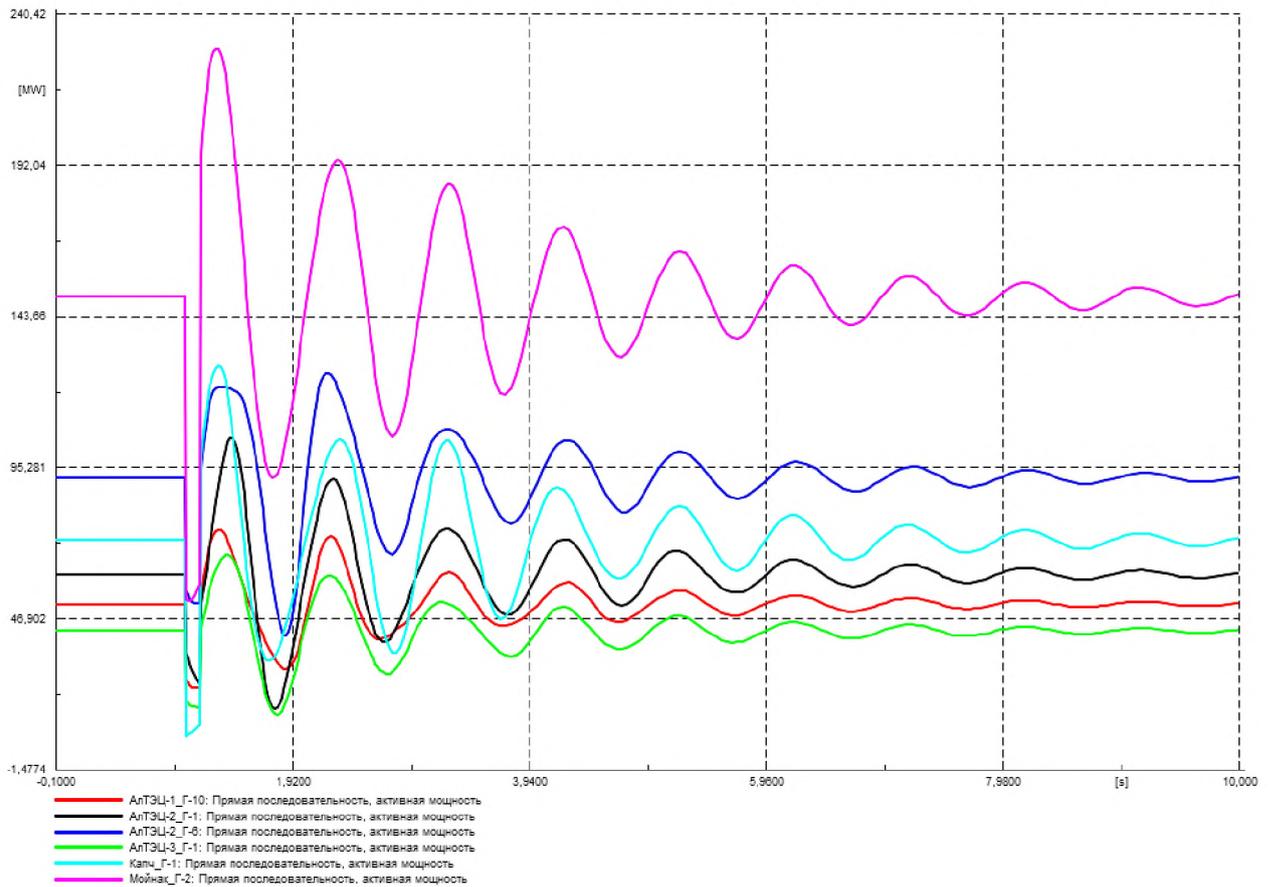


Рисунок Г.52 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 4.2. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Алма-Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

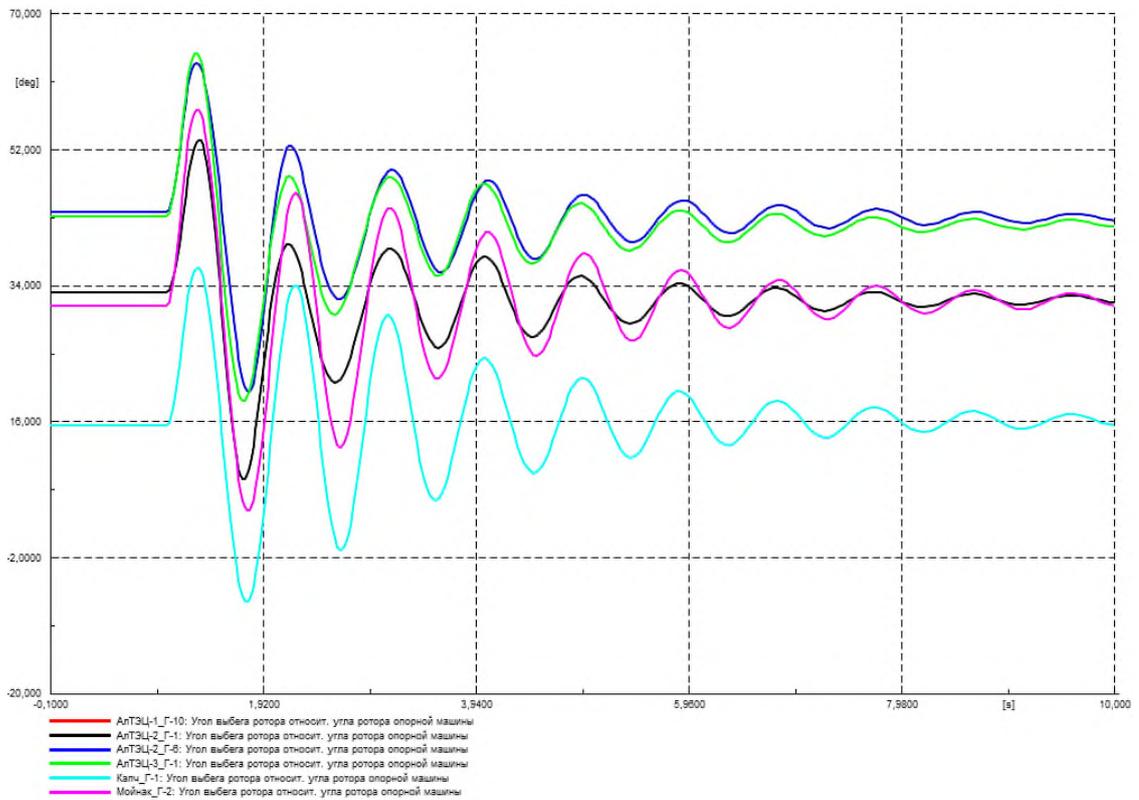


Рисунок Г.53 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

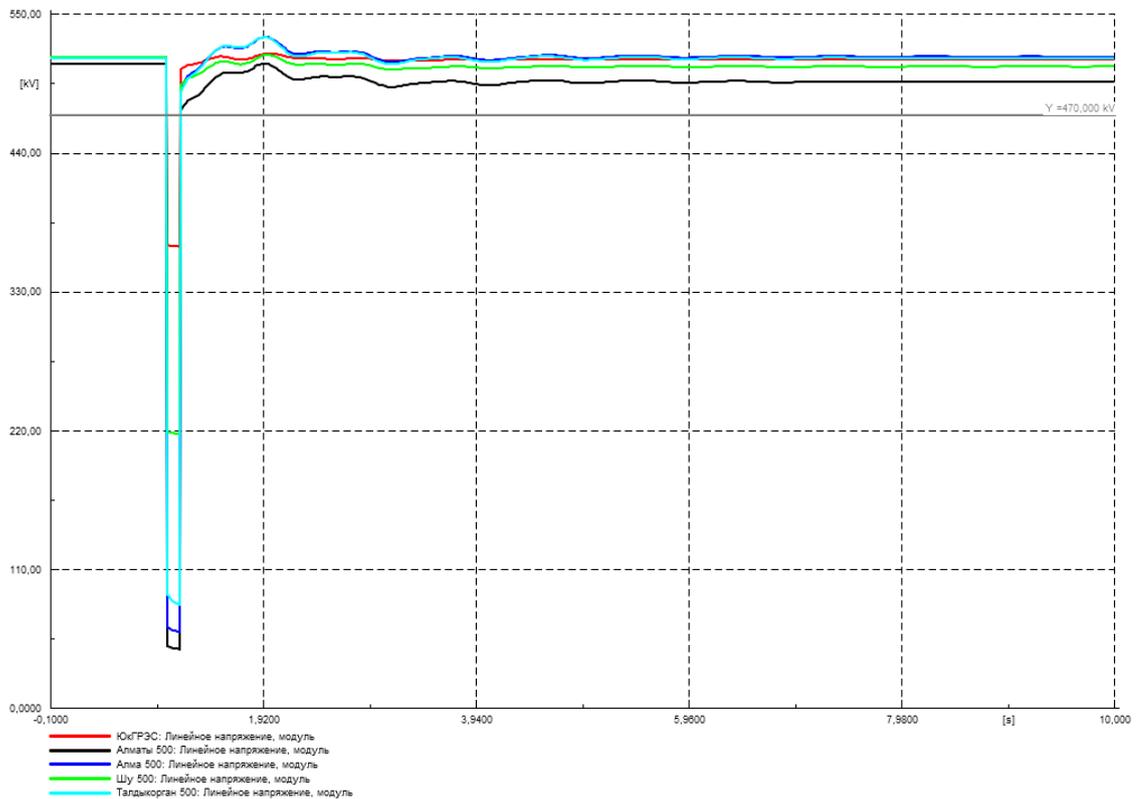


Рисунок Г.54– Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

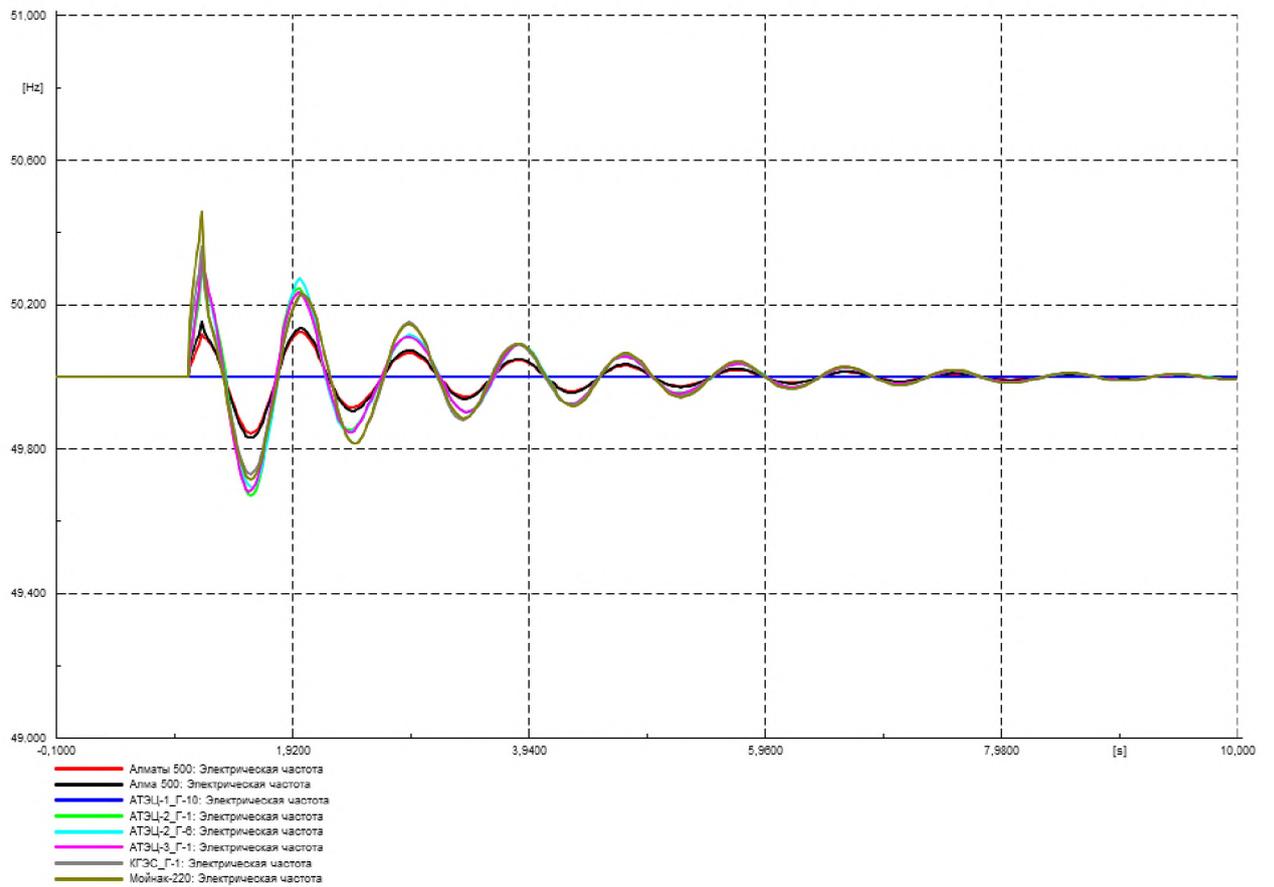


Рисунок Г.55 – Частота в контролируемых узлах, Гц

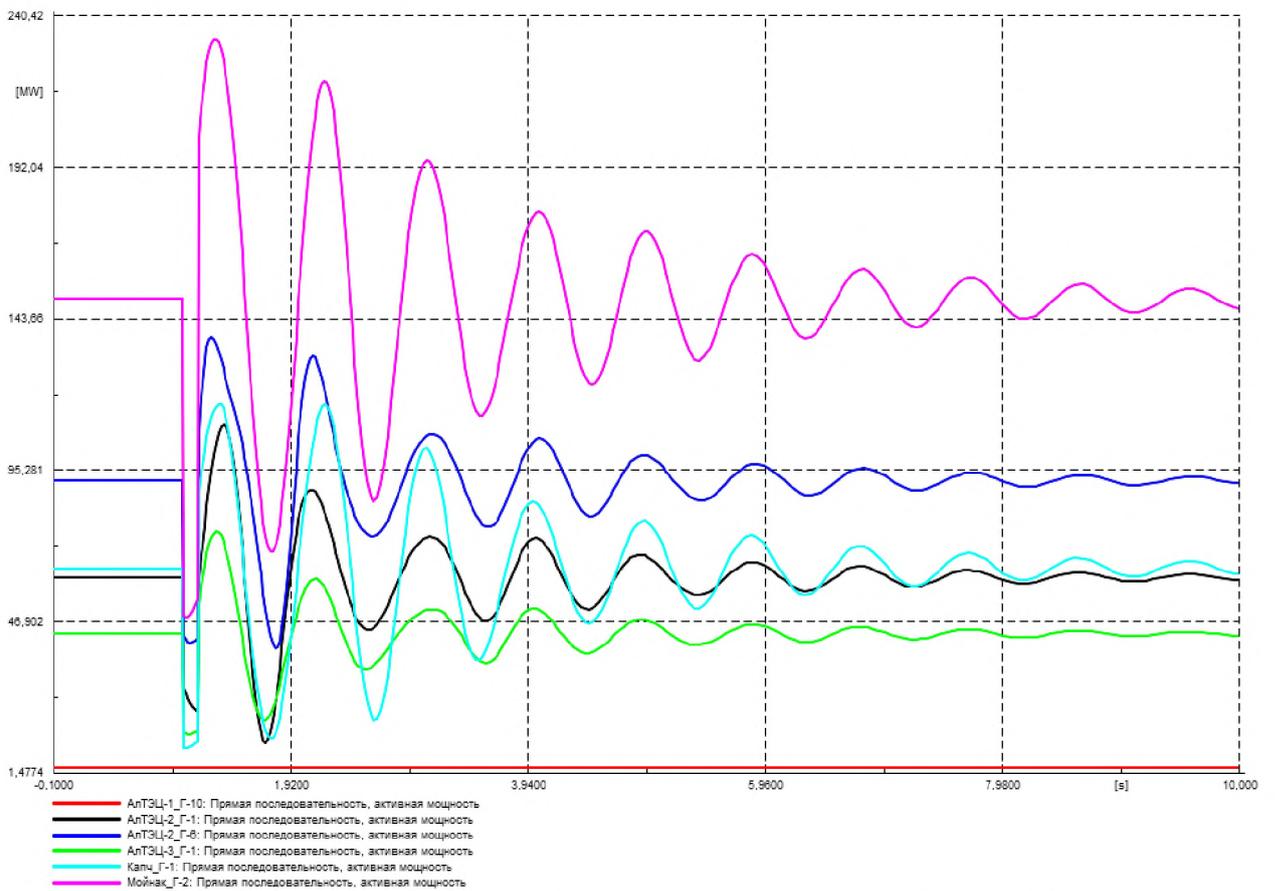


Рисунок Г.56 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 4.3. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Алма-Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

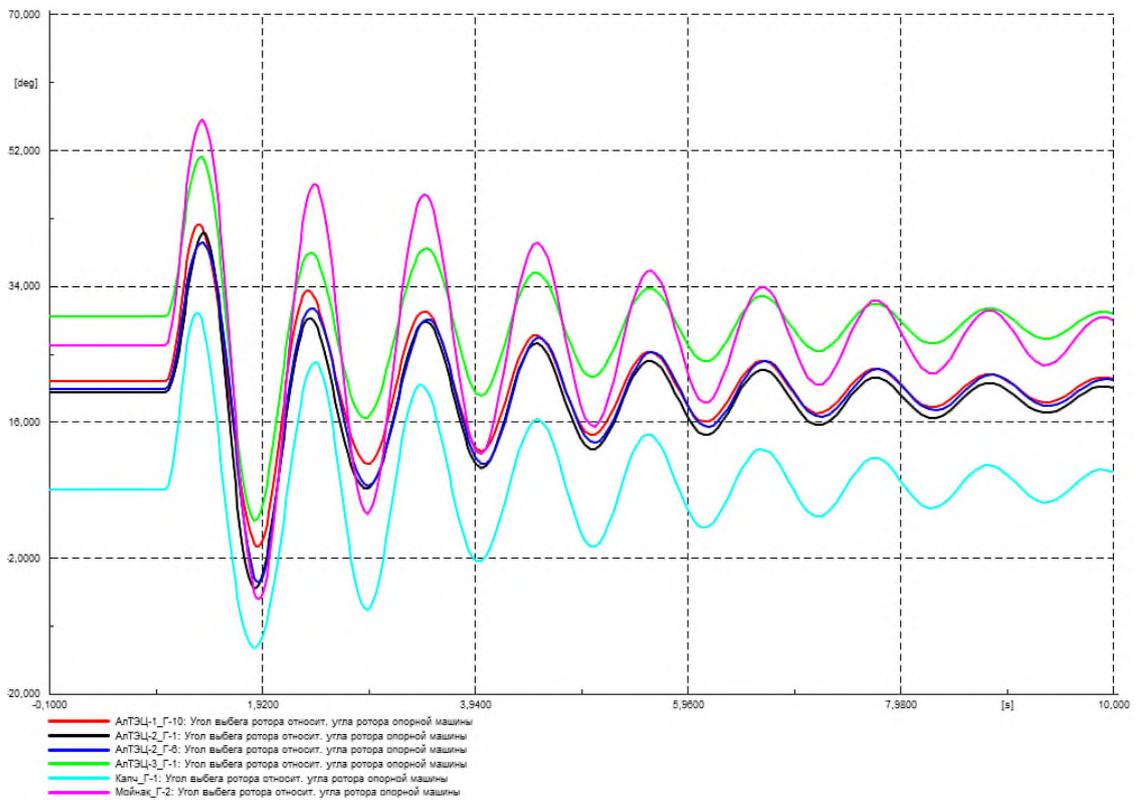


Рисунок Г.57 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

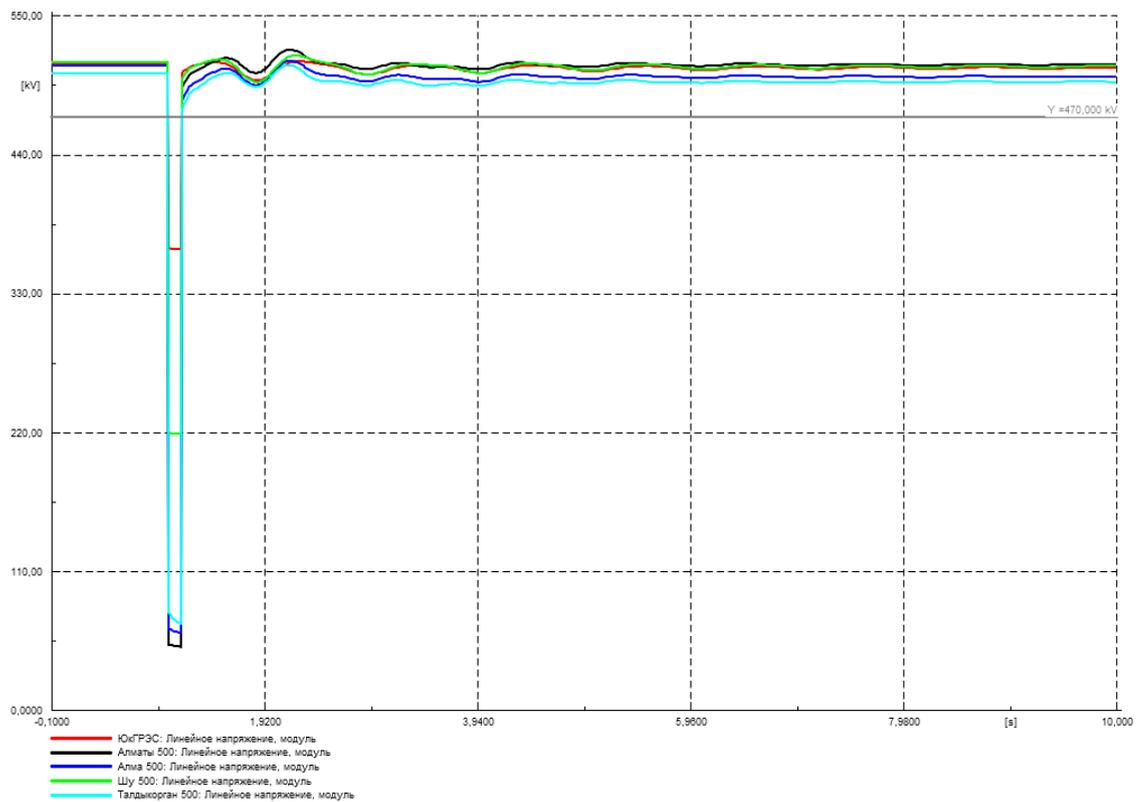


Рисунок Г.58 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

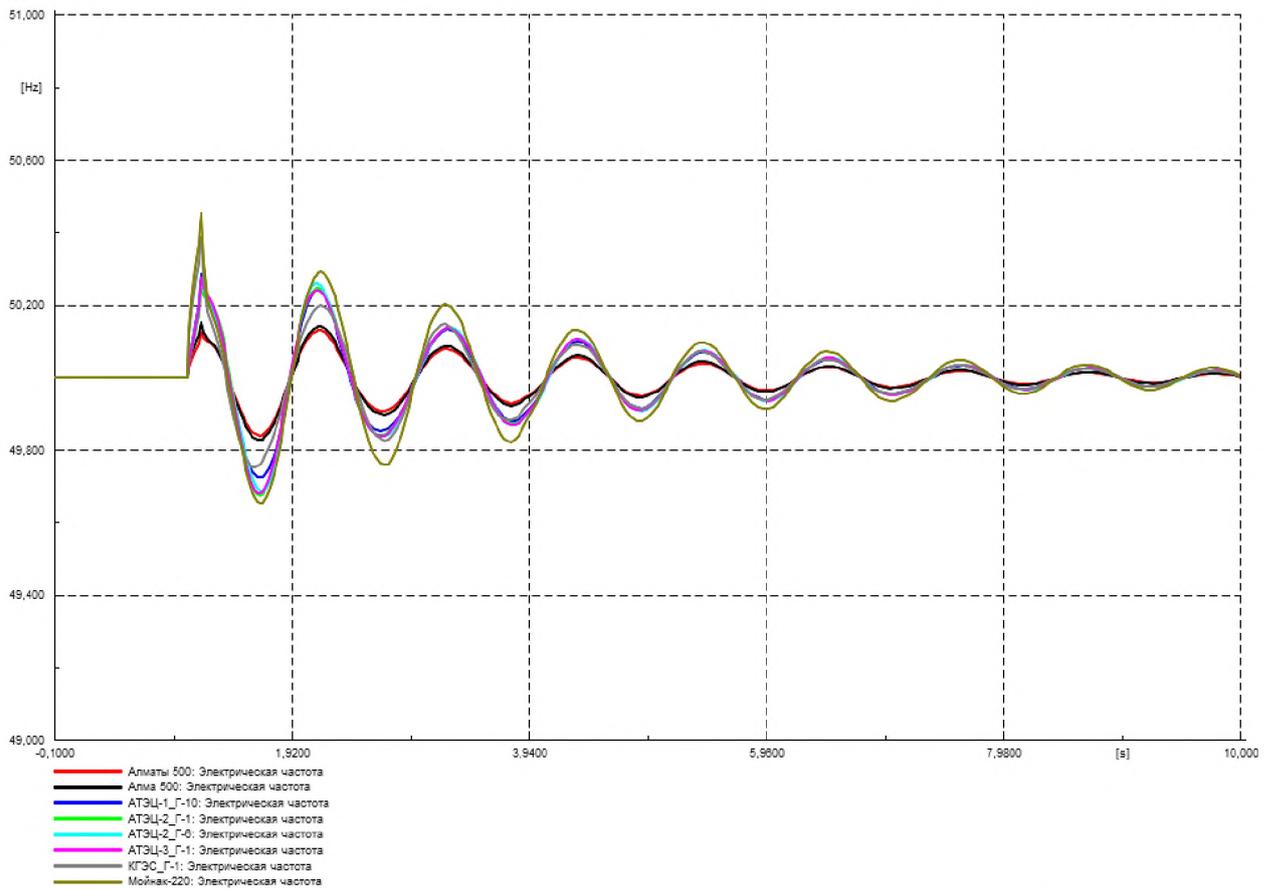


Рисунок Г.59 – Частота в контролируемых узлах, Гц

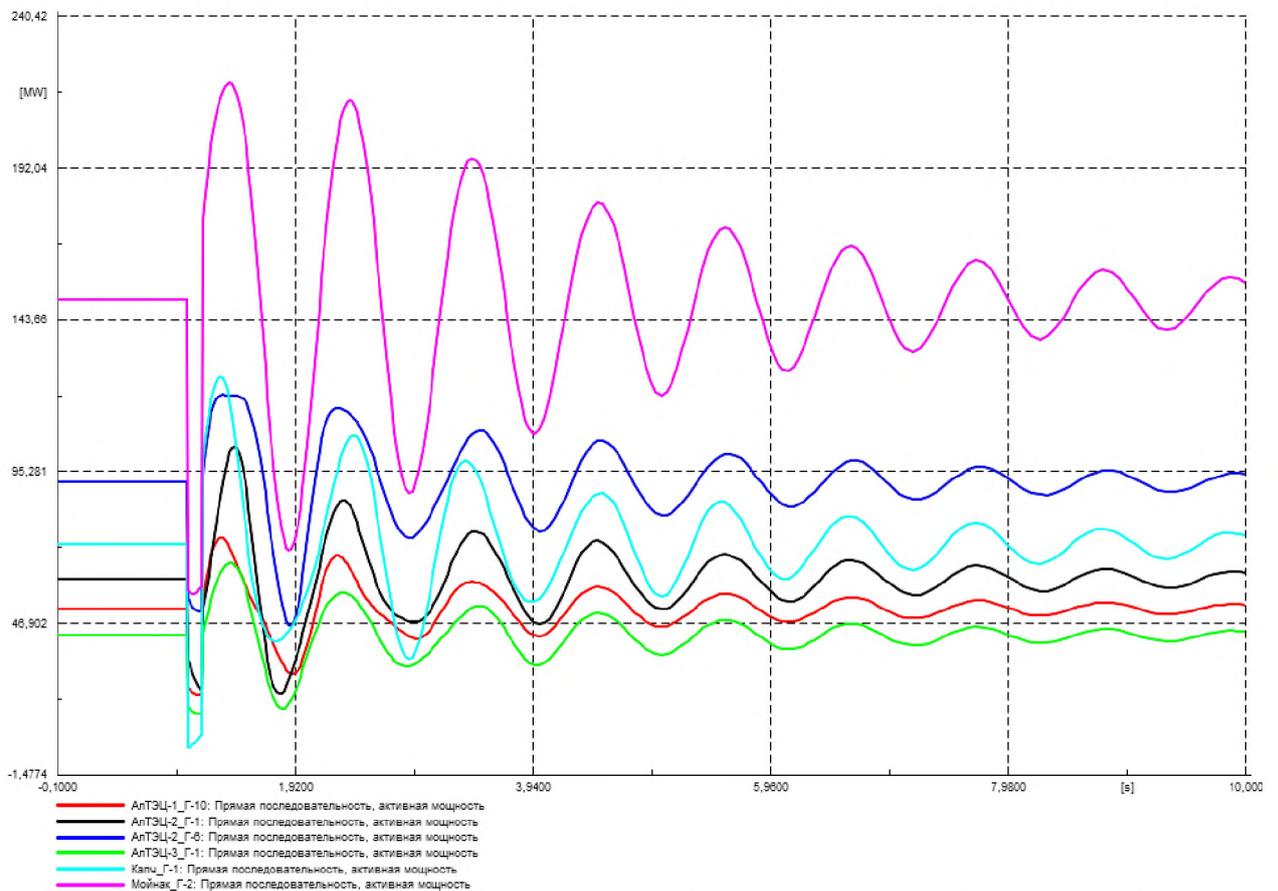


Рисунок Г.60 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 4.4. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение ВЛ-500 кВ «Алма-Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12 с

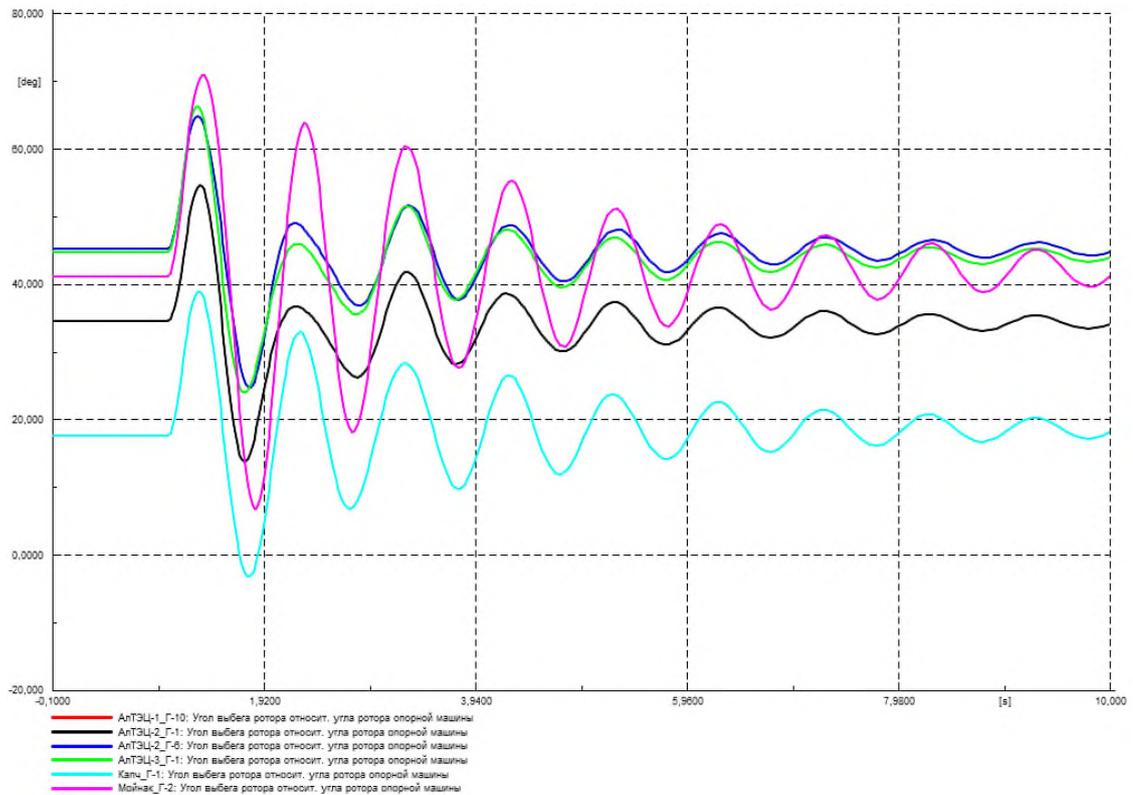


Рисунок Г.61 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

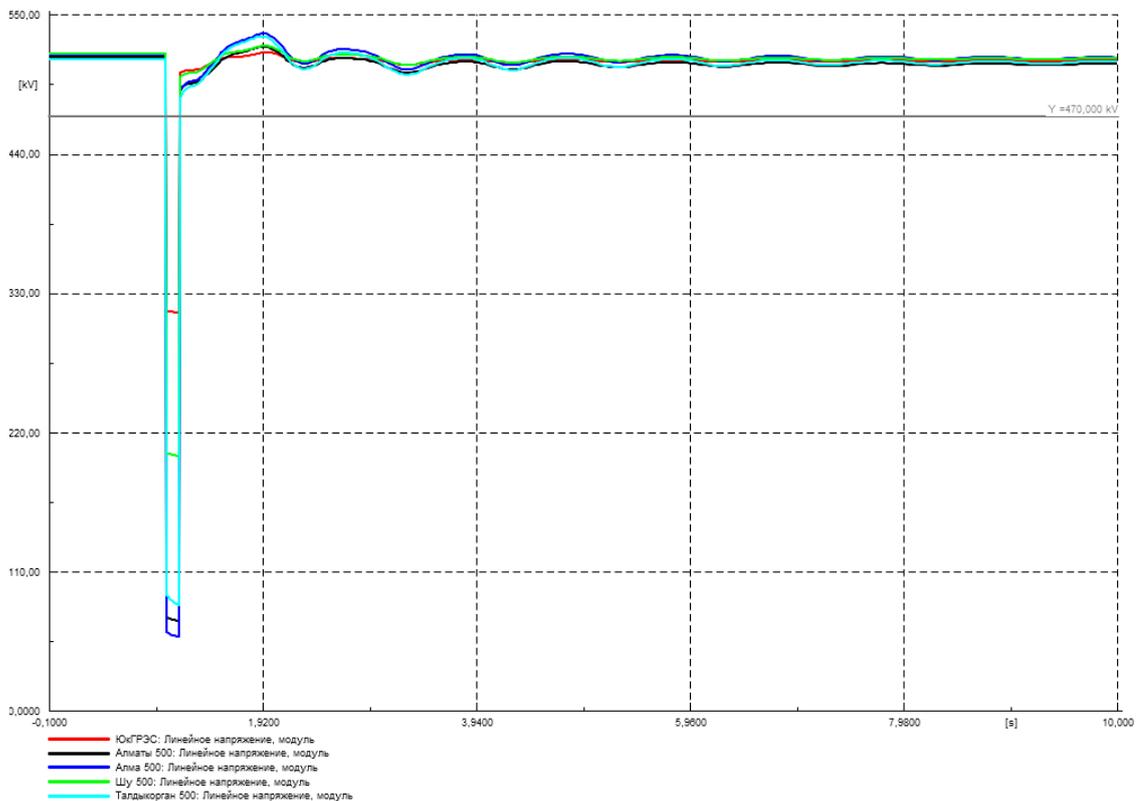


Рисунок Г.62 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

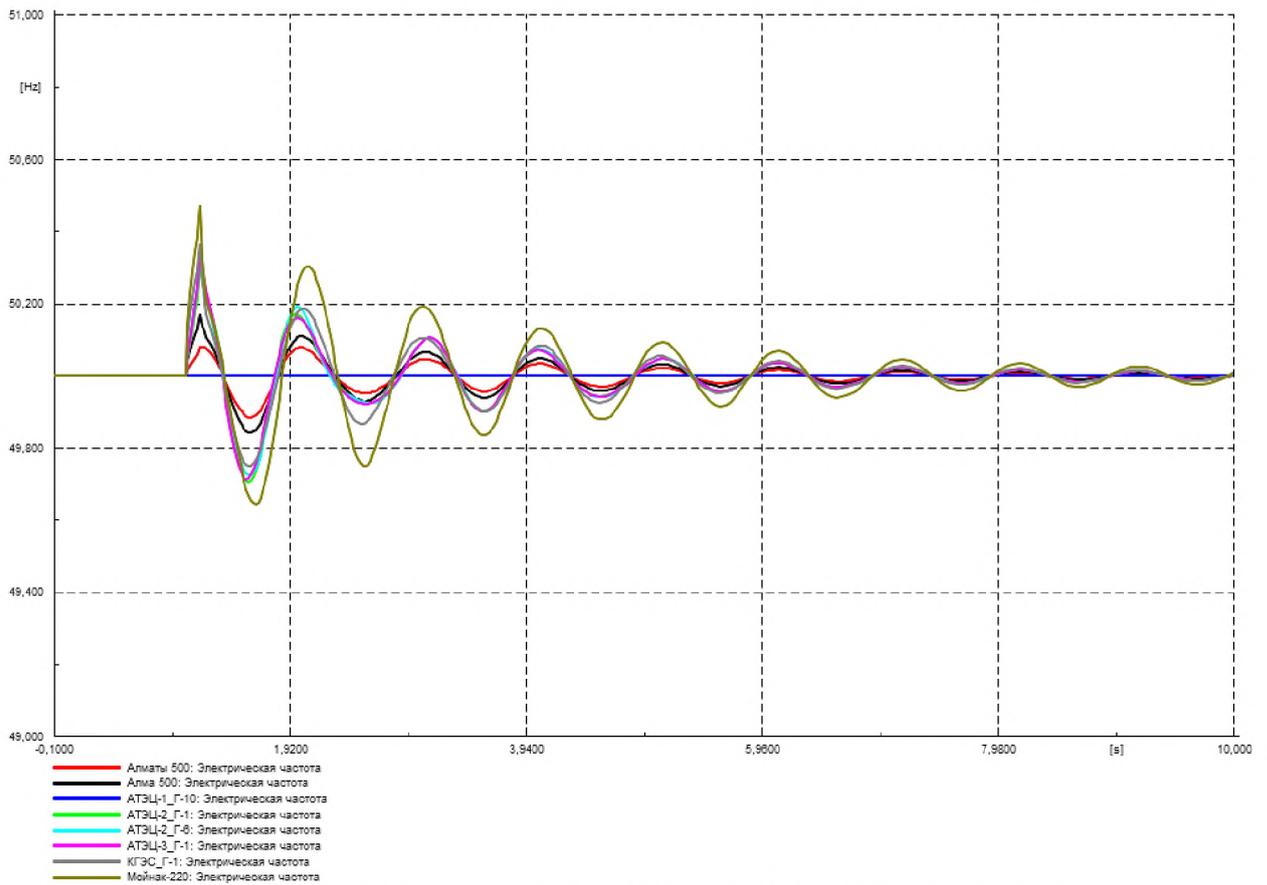


Рисунок Г.63 – Частота в контролируемых узлах, Гц

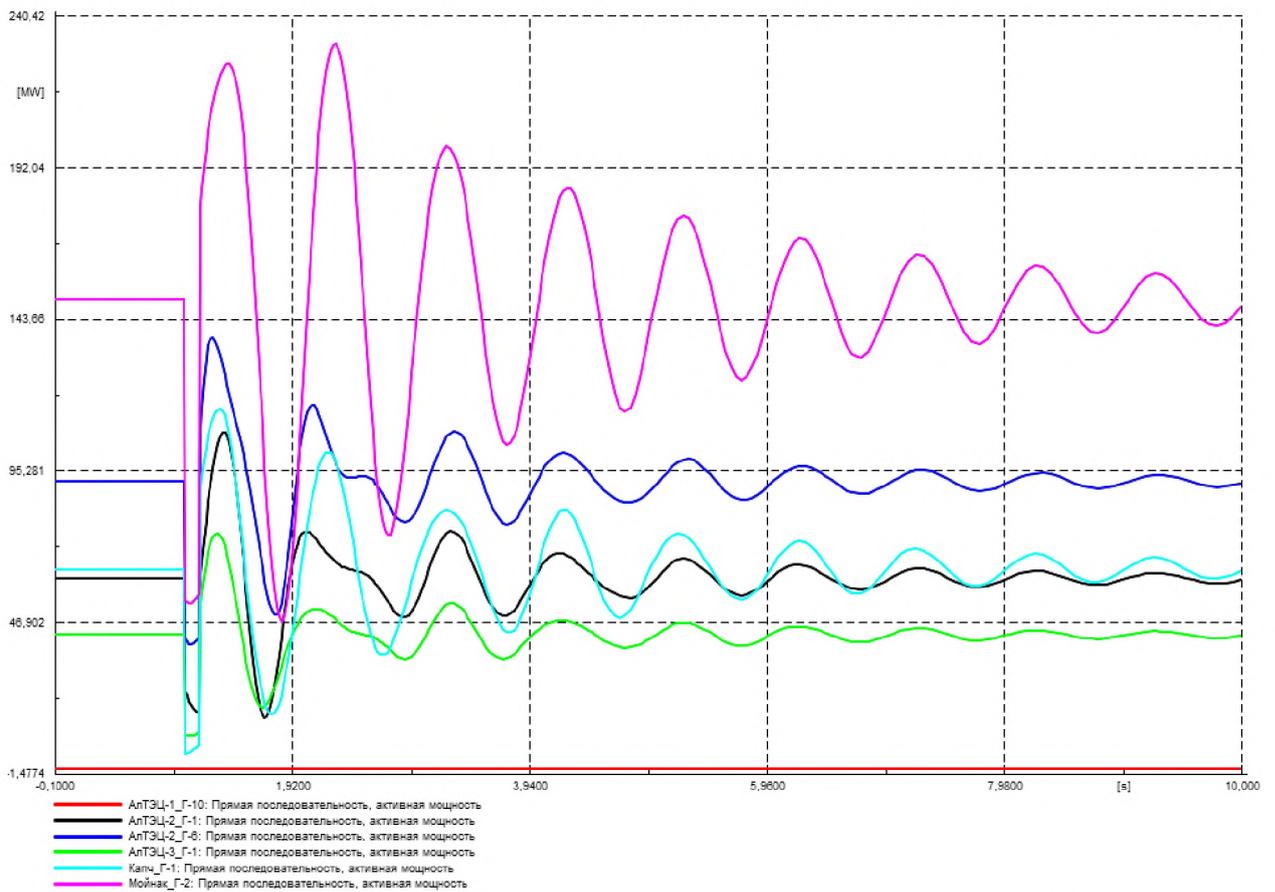


Рисунок Г.64 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 5.1. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение АТ на ПС-220 кВ «Таугуль» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,2 с

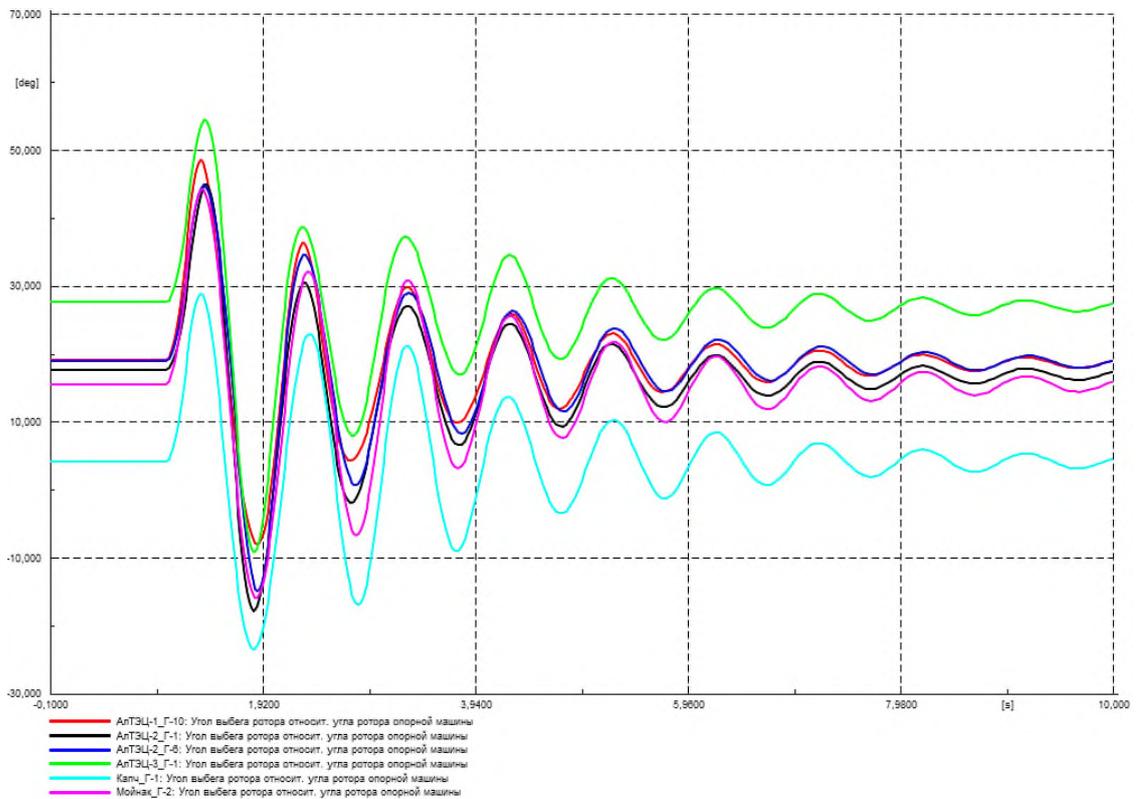


Рисунок Г.65 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

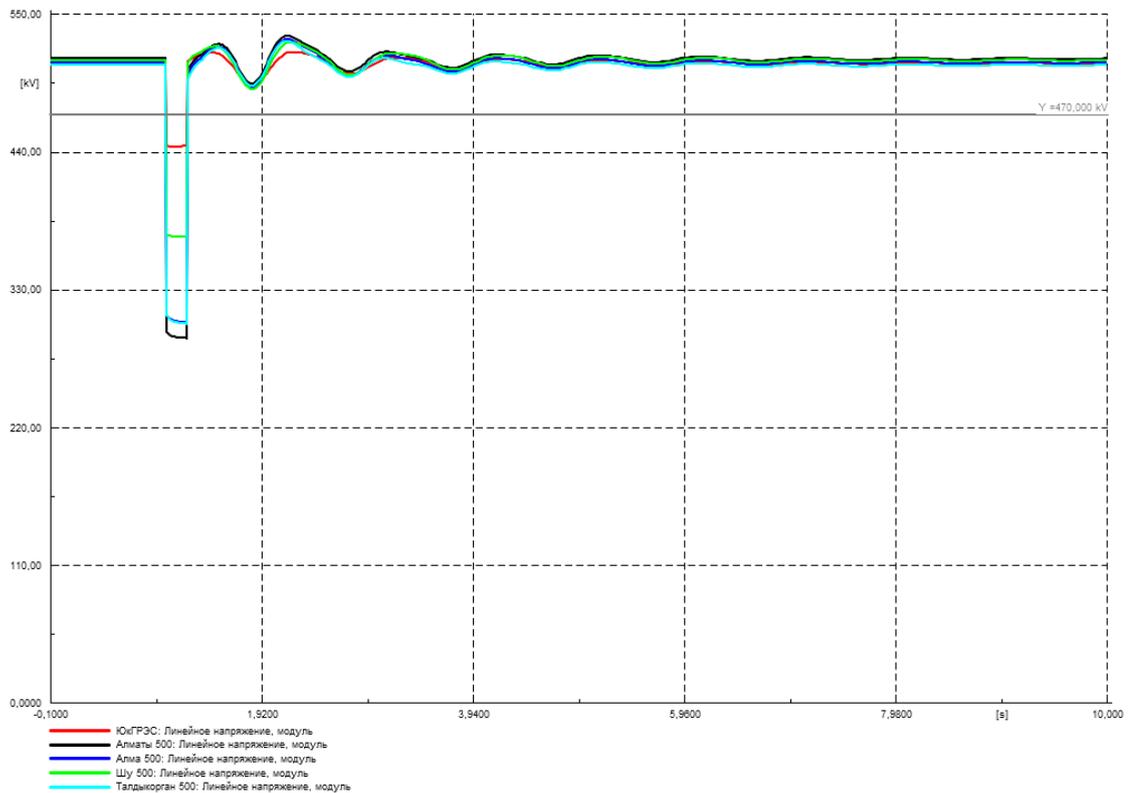


Рисунок Г.66 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

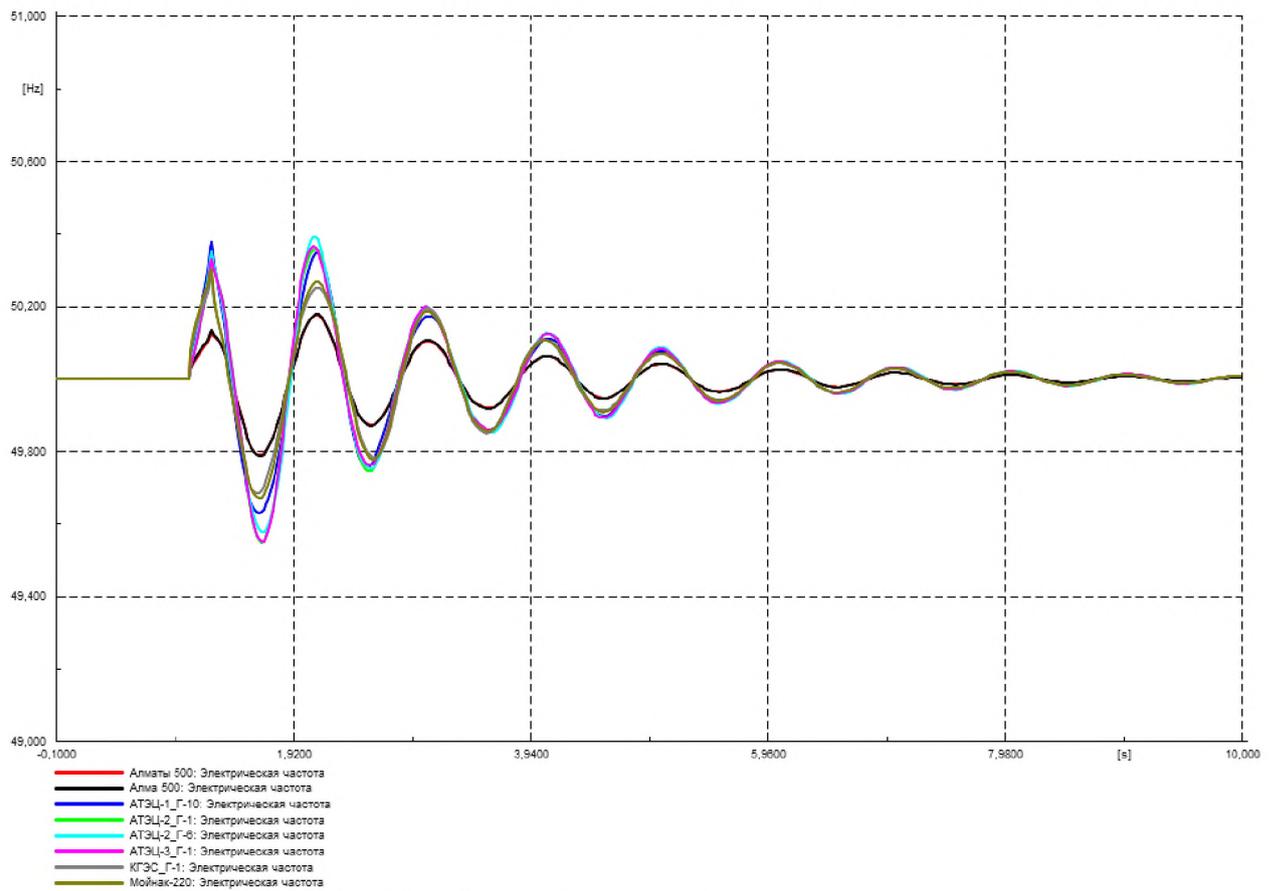


Рисунок Г.67 – Частота в контролируемых узлах, Гц

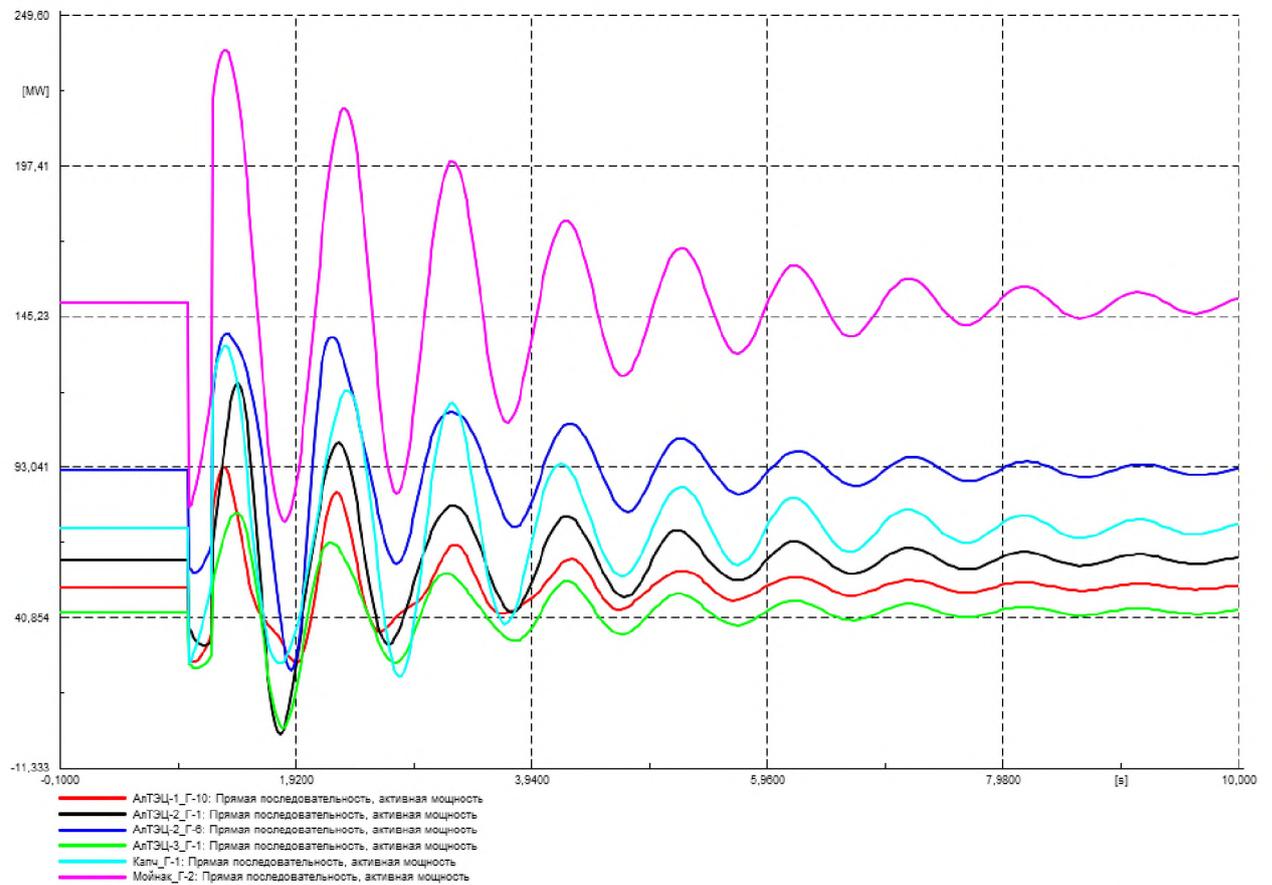


Рисунок Г.68 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 5.2. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение АТ на ПС-220 кВ «Таугуль» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,2 с

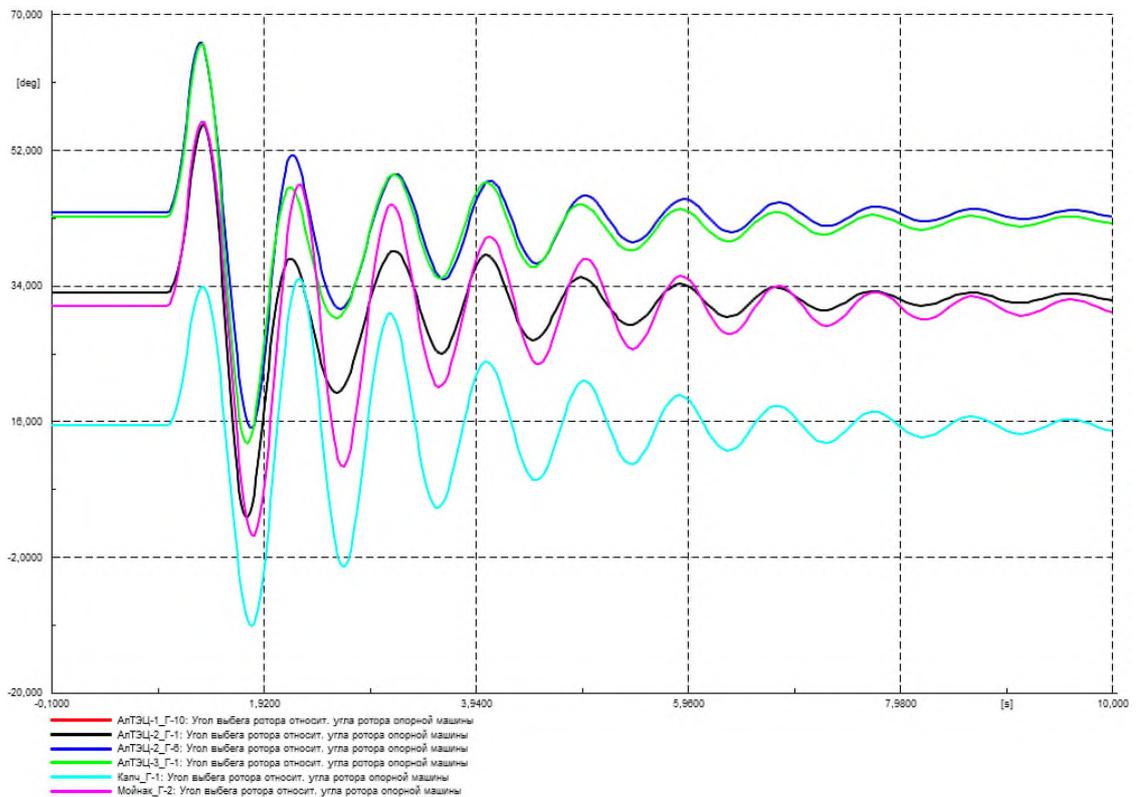


Рисунок Г.69 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

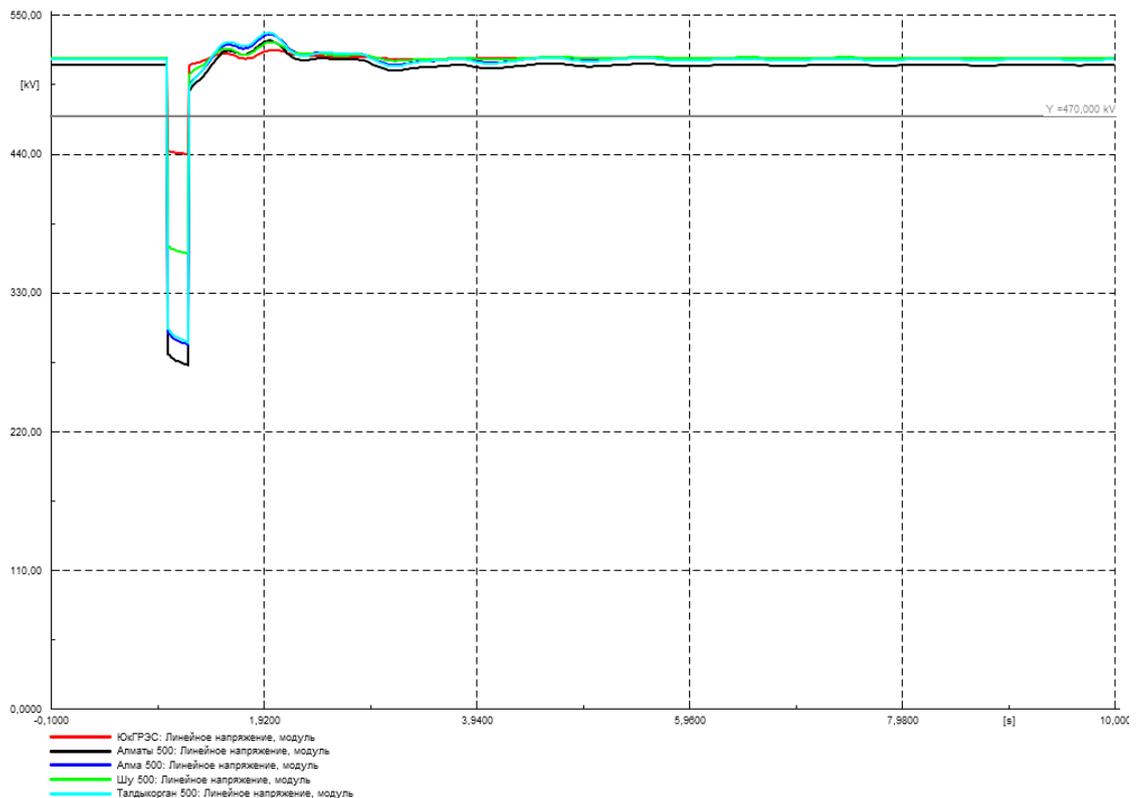


Рисунок Г.70 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

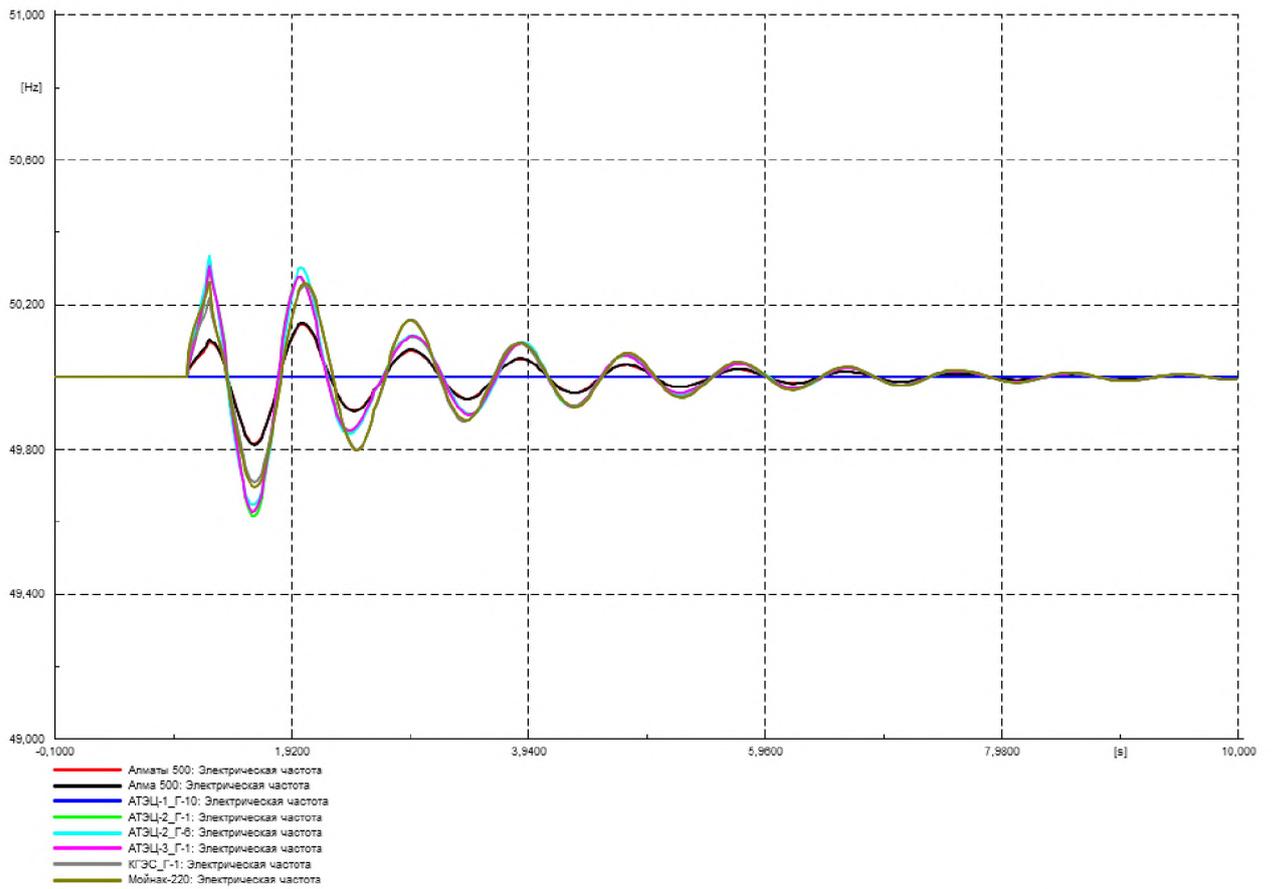


Рисунок Г.71 – Частота в контролируемых узлах, Гц

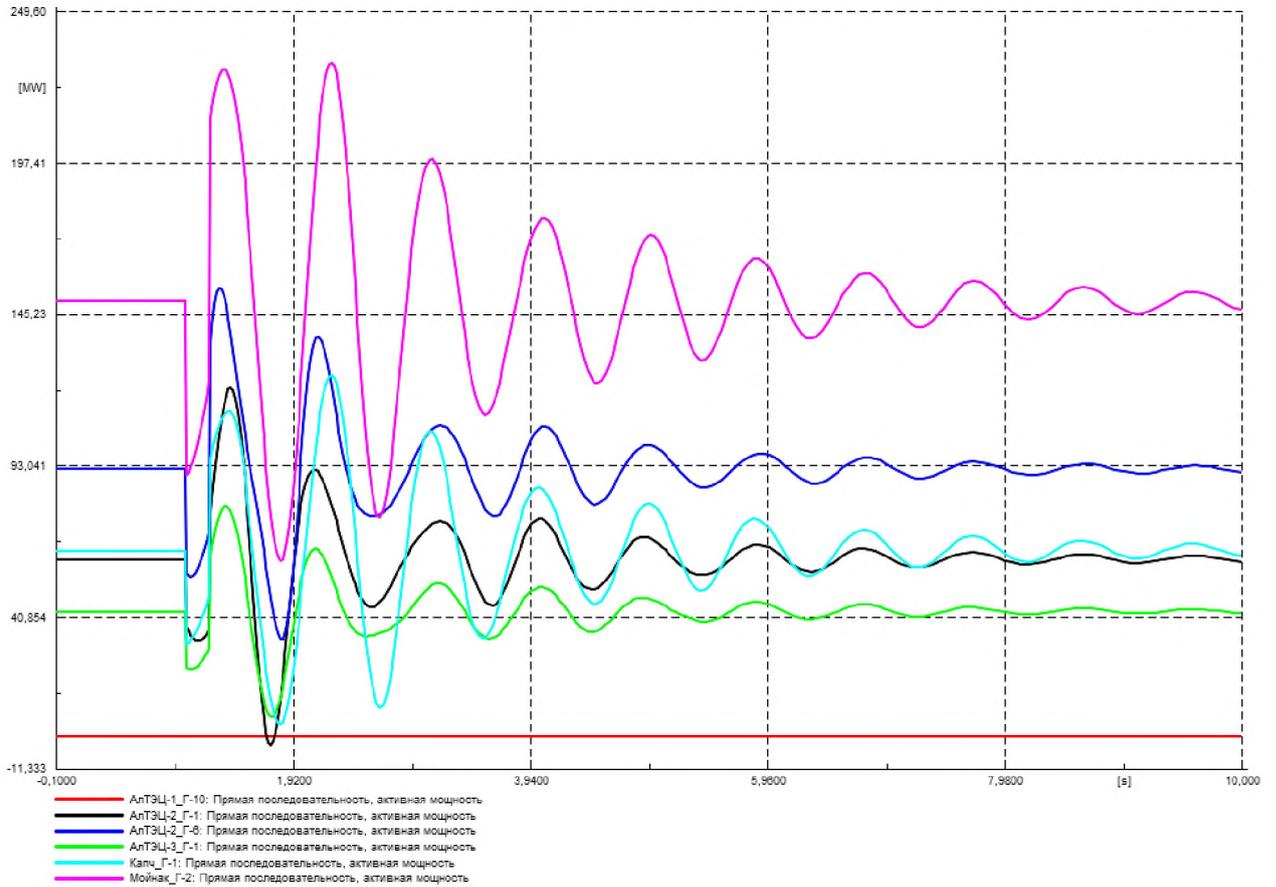


Рисунок Г.72 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 5.3. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – Отключение АТ на ПС-220 кВ «Таугуль» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,2 с

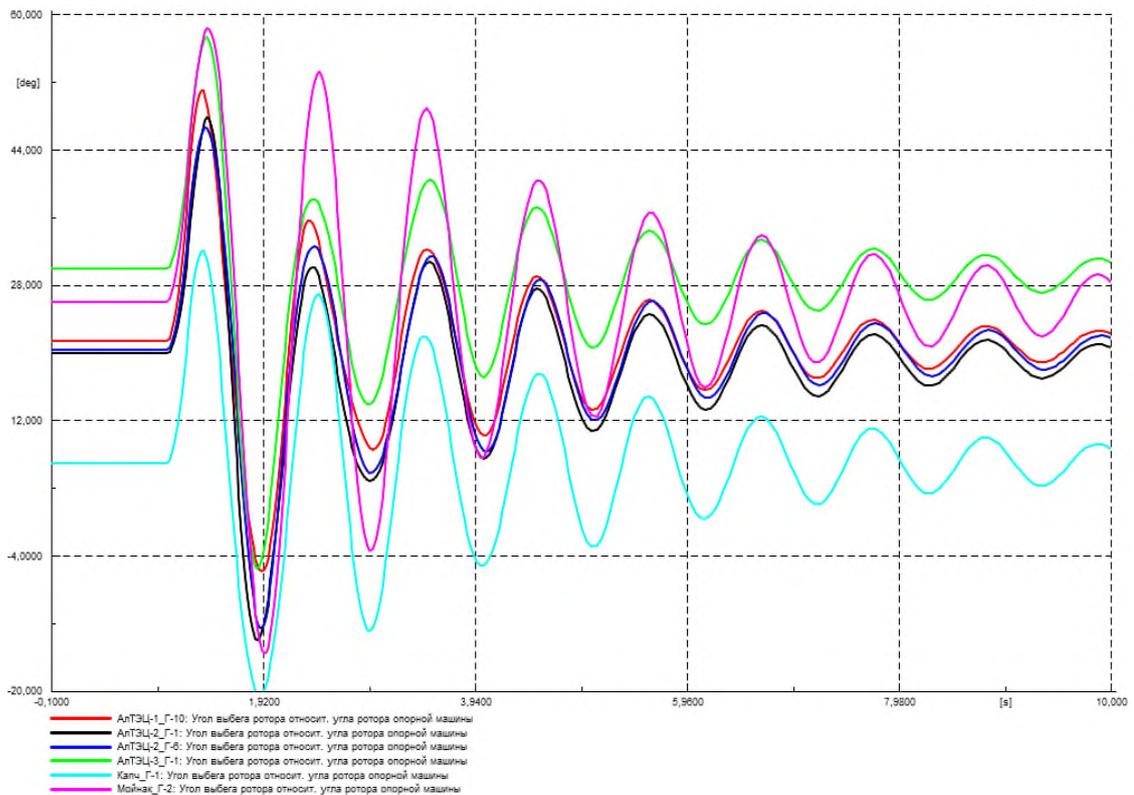


Рисунок Г.73 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

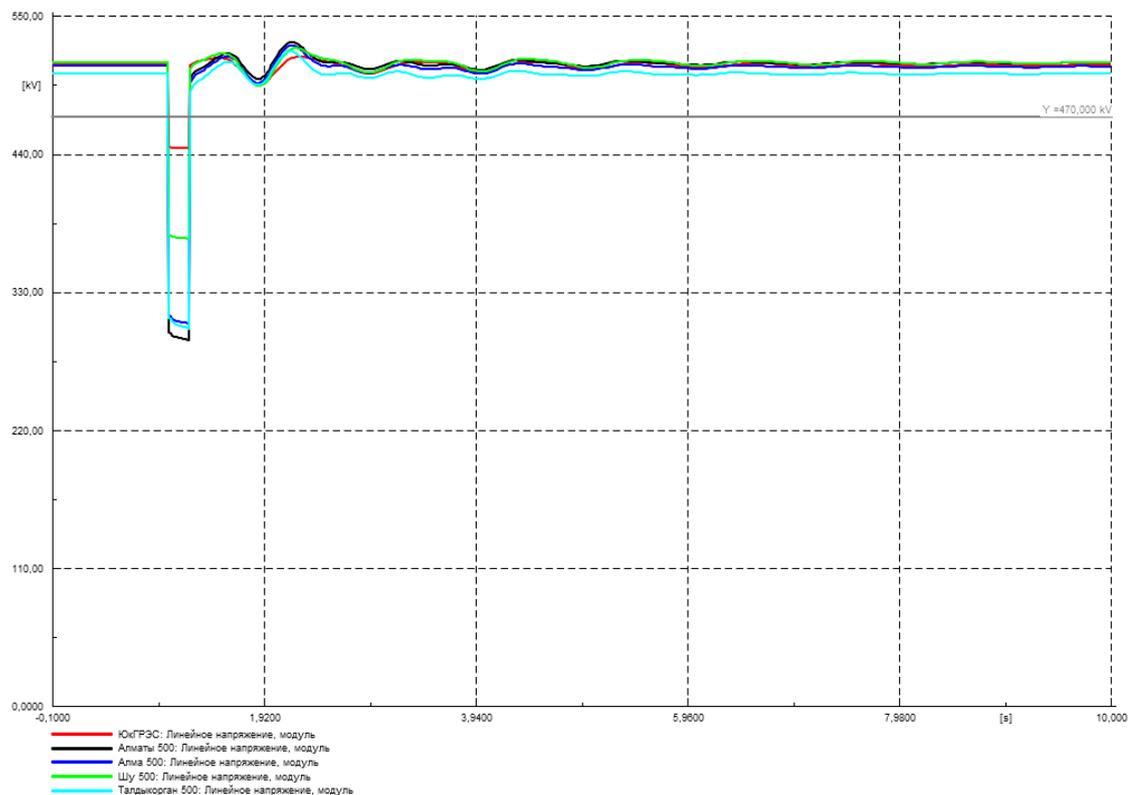


Рисунок Г.74 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

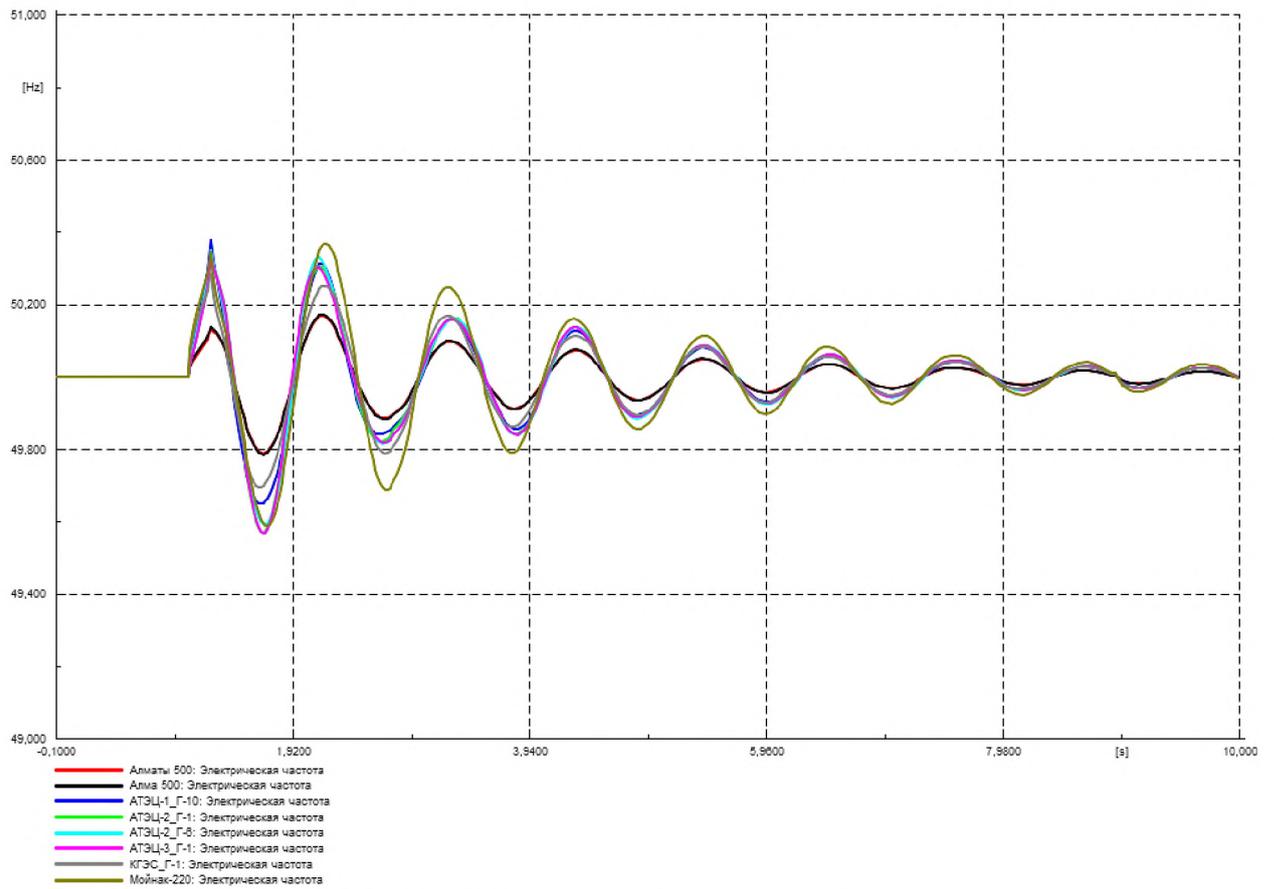


Рисунок Г.75 – Частота в контролируемых узлах, Гц

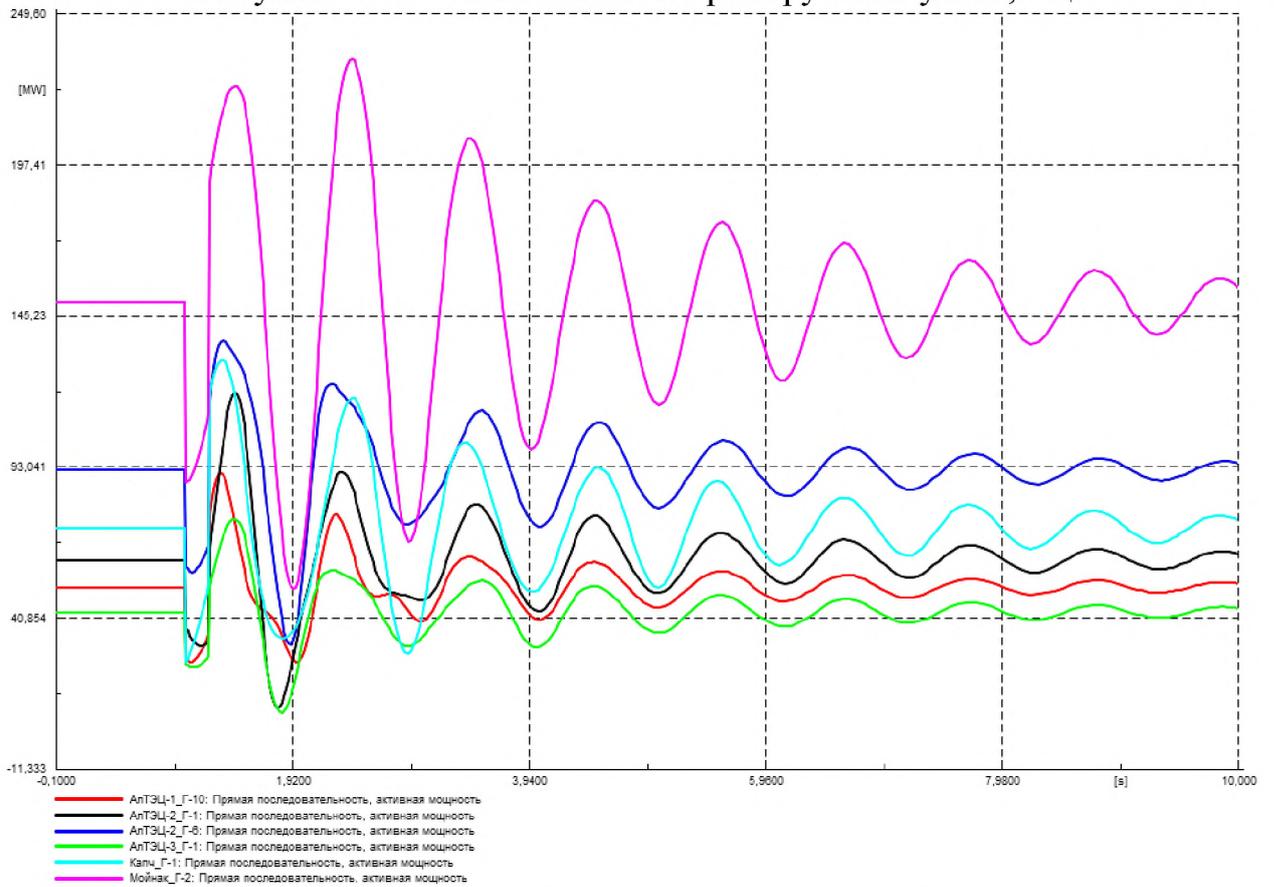


Рисунок Г.76 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 5.4. Схема сети – ремонтная (отключена ВЛ-500 кВ Алматы-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – Отключение АТ на ПС-220 кВ «Таугуль» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,2 с

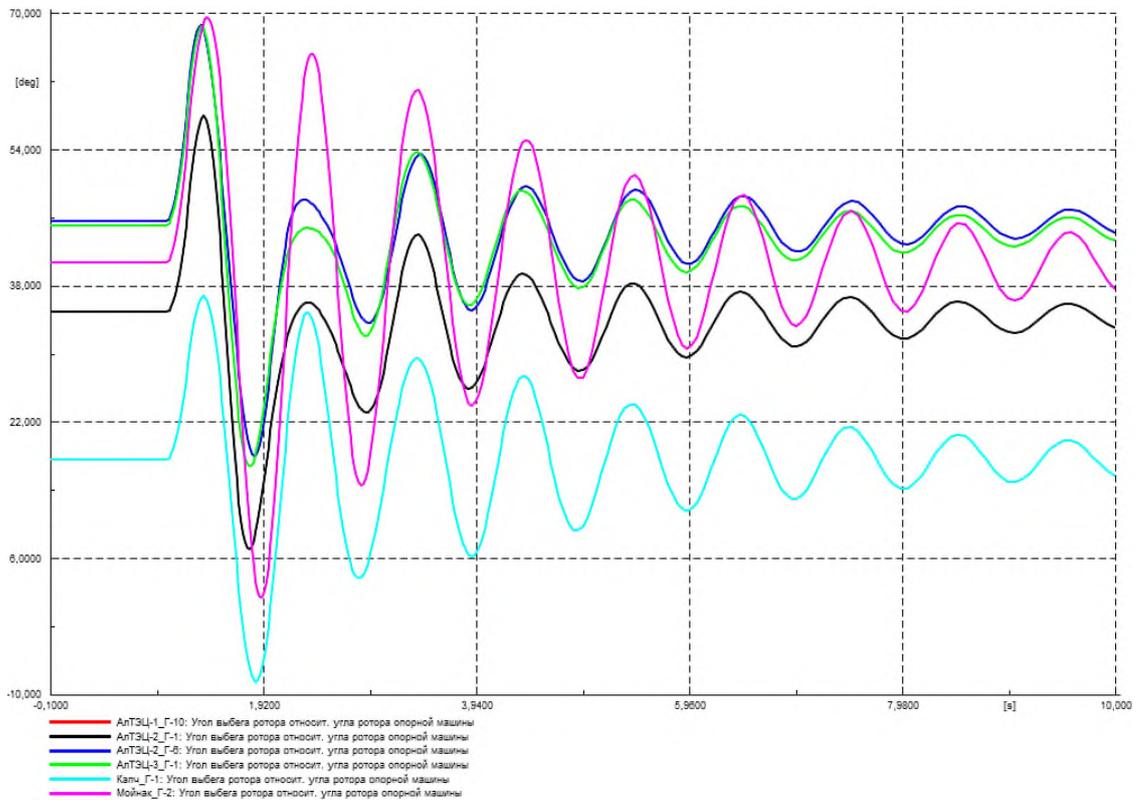


Рисунок Г.77 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

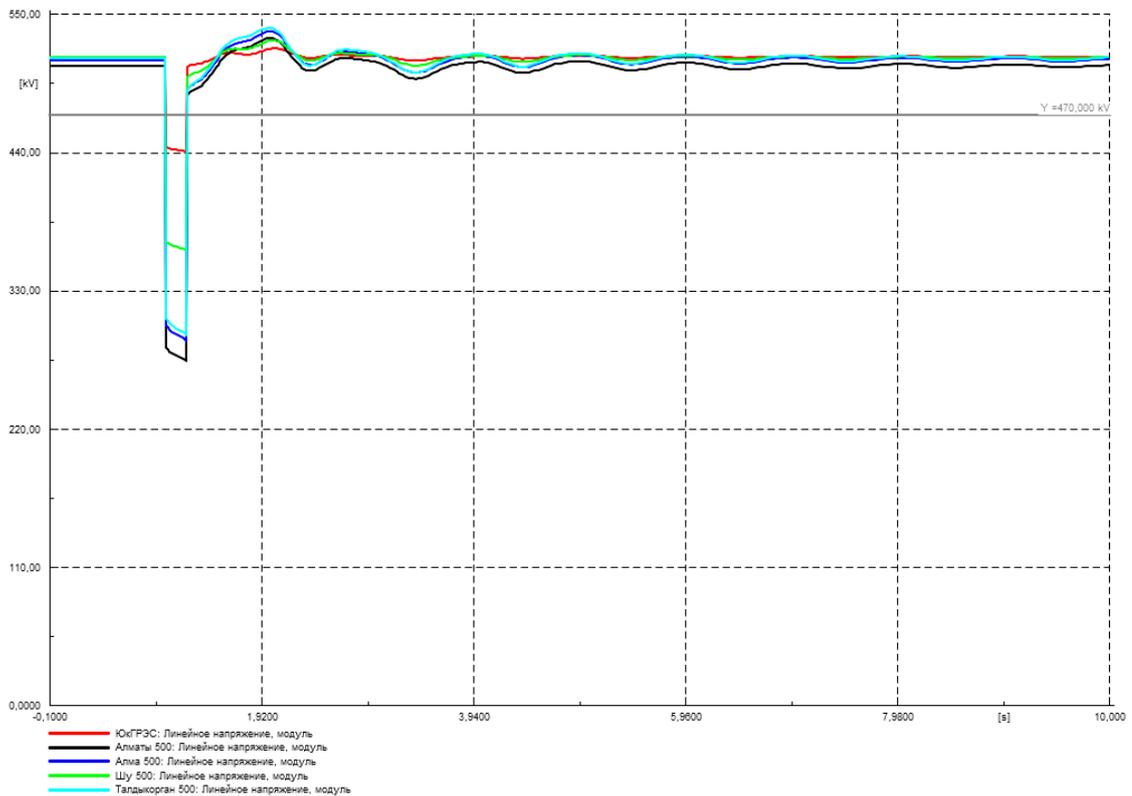


Рисунок Г.78 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

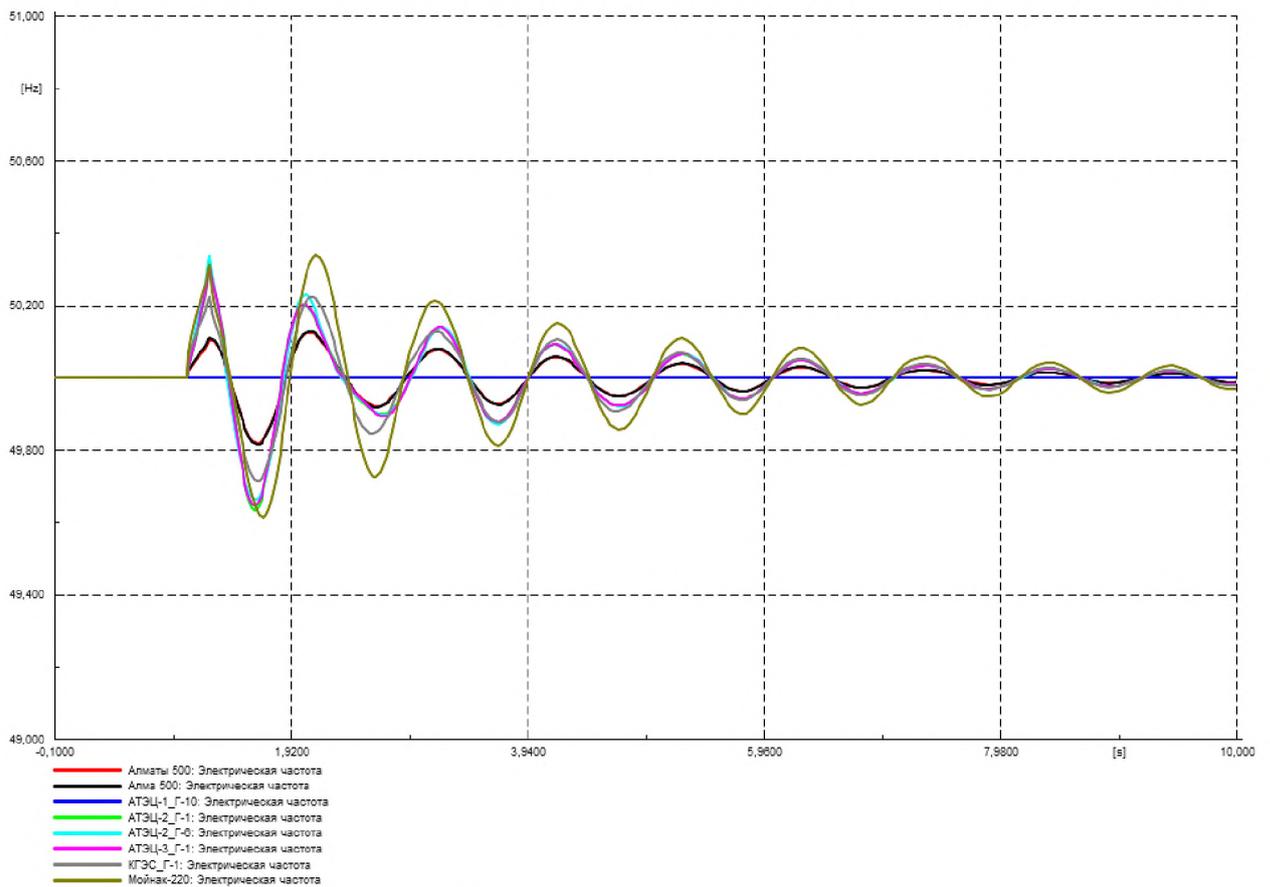


Рисунок Г.79 – Частота в контролируемых узлах, Гц

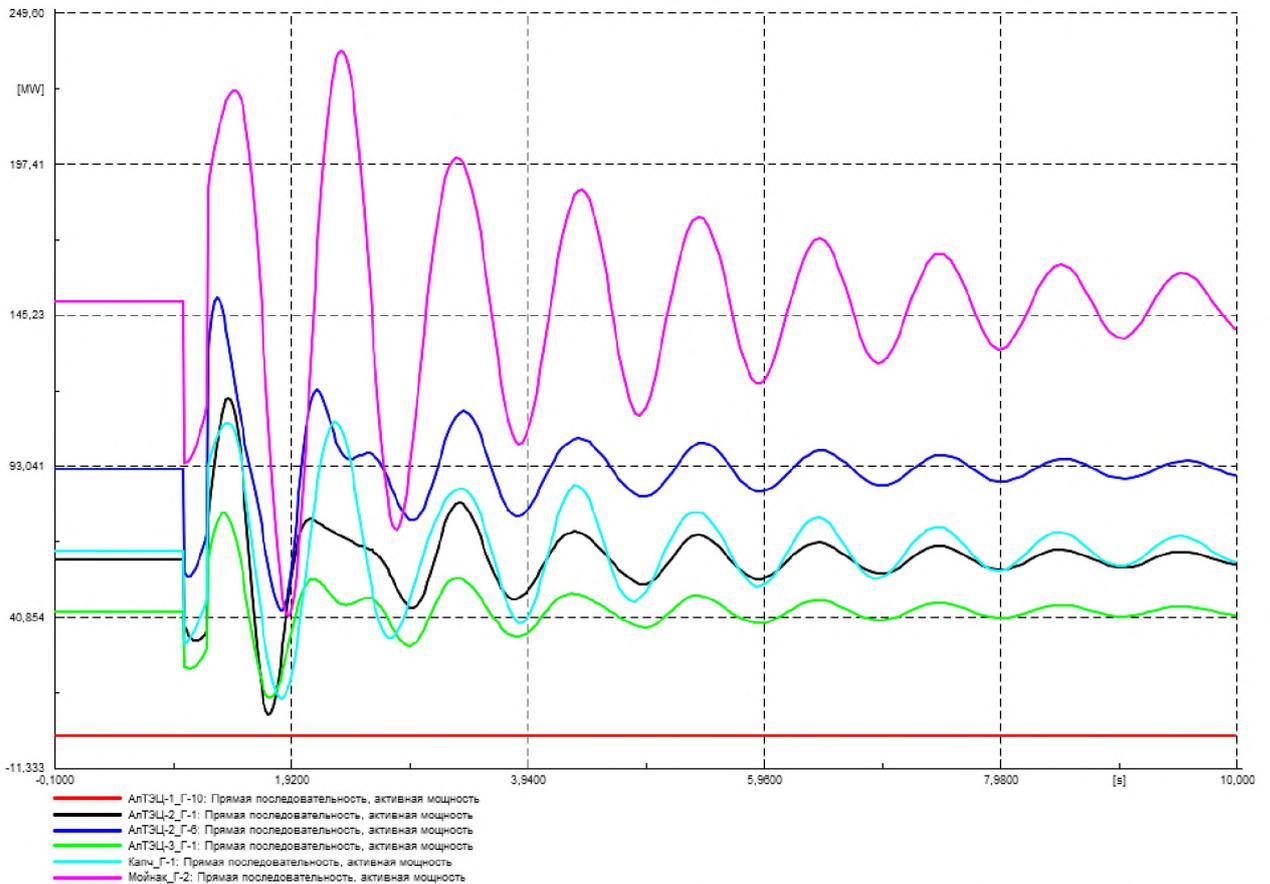


Рисунок Г.80 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 6.1. Схема сети – ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

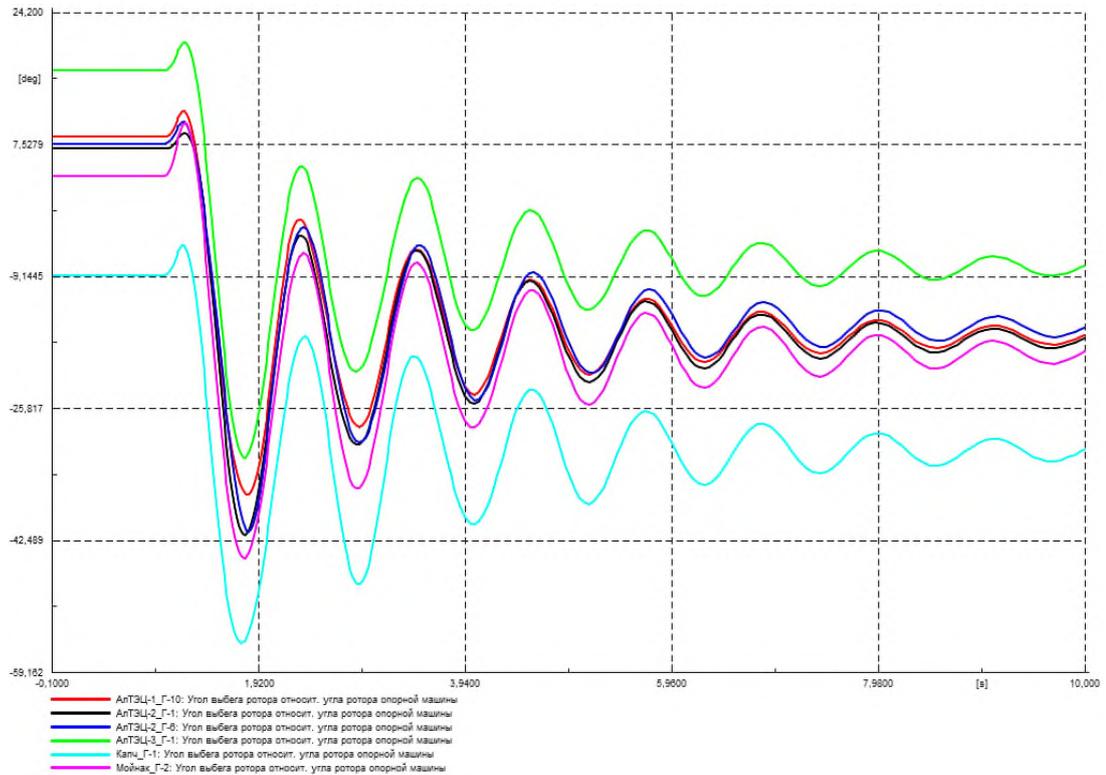


Рисунок Г.81 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

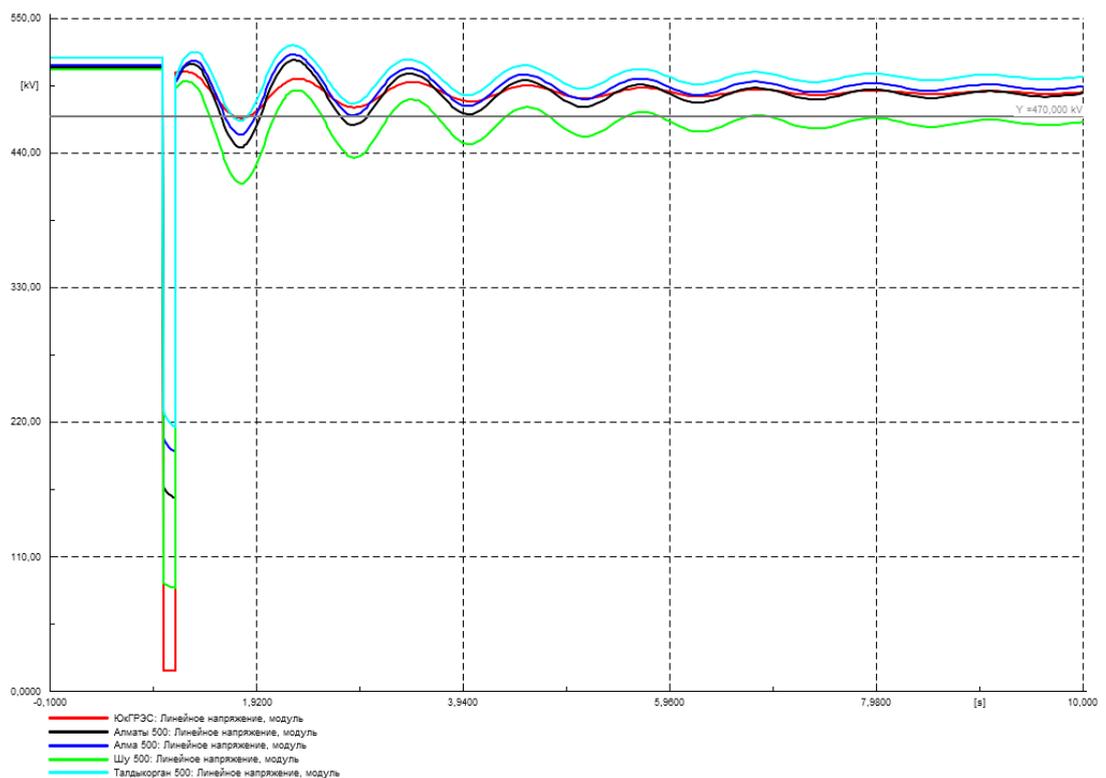


Рисунок Г.82 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

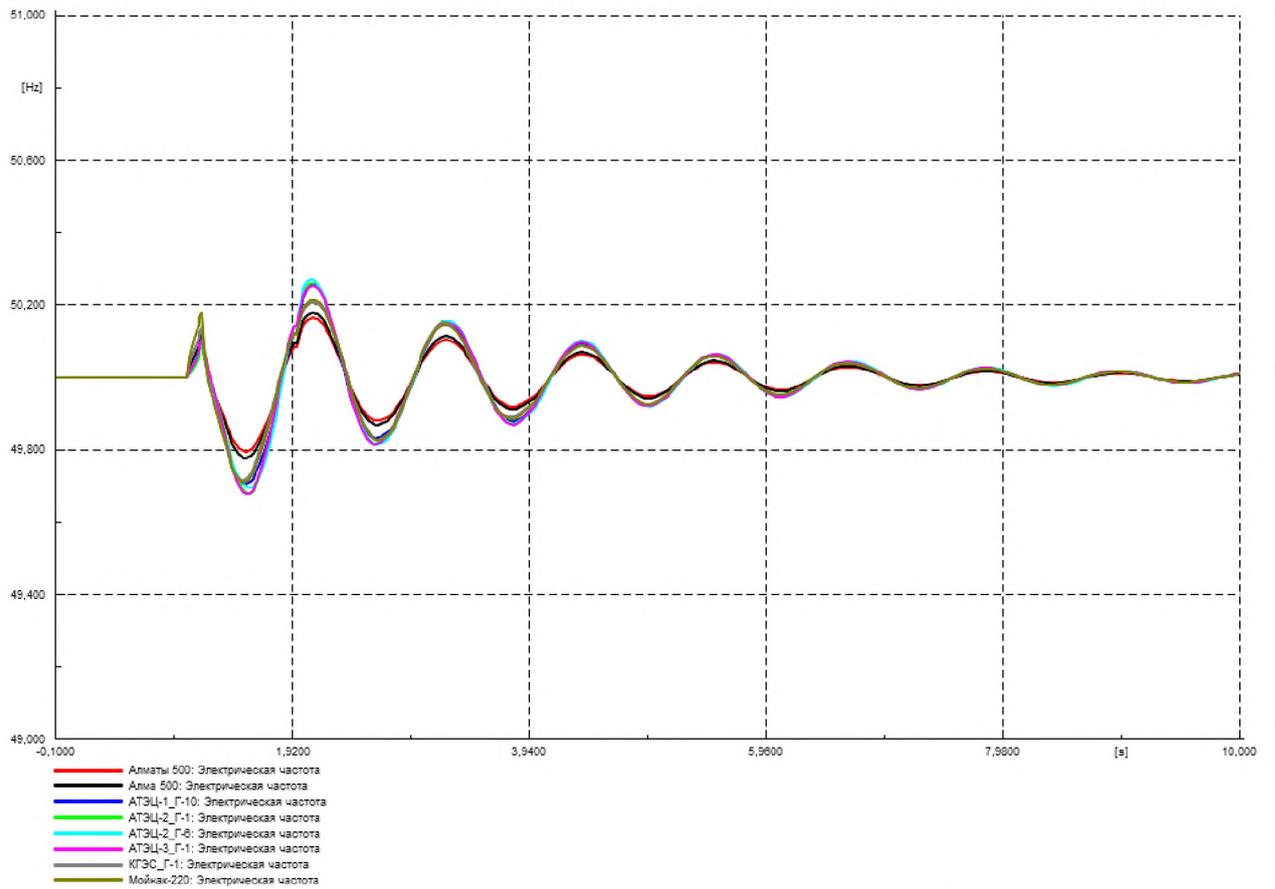


Рисунок Г.83 – Частота в контролируемых узлах, Гц

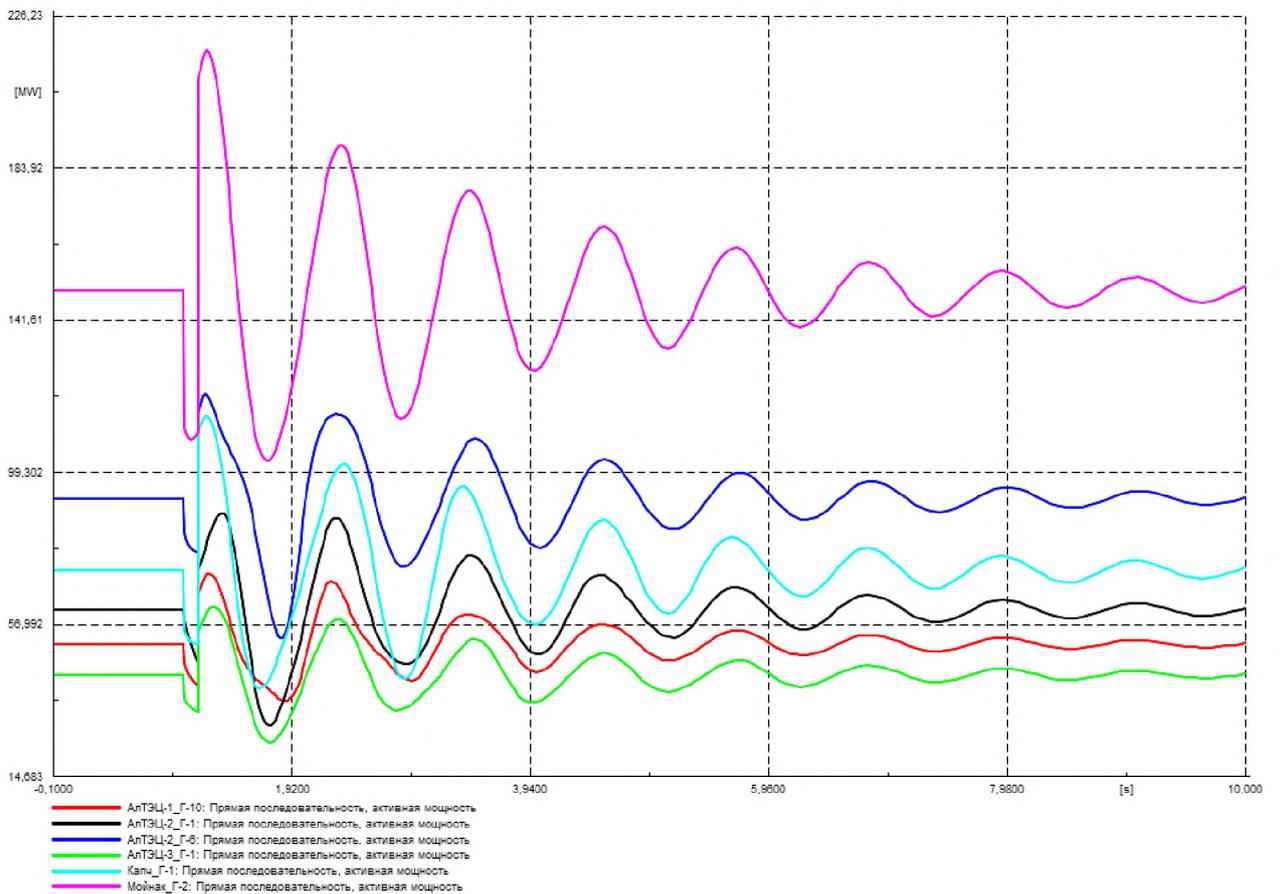


Рисунок Г.84 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 6.2. Схема сети – ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 150 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

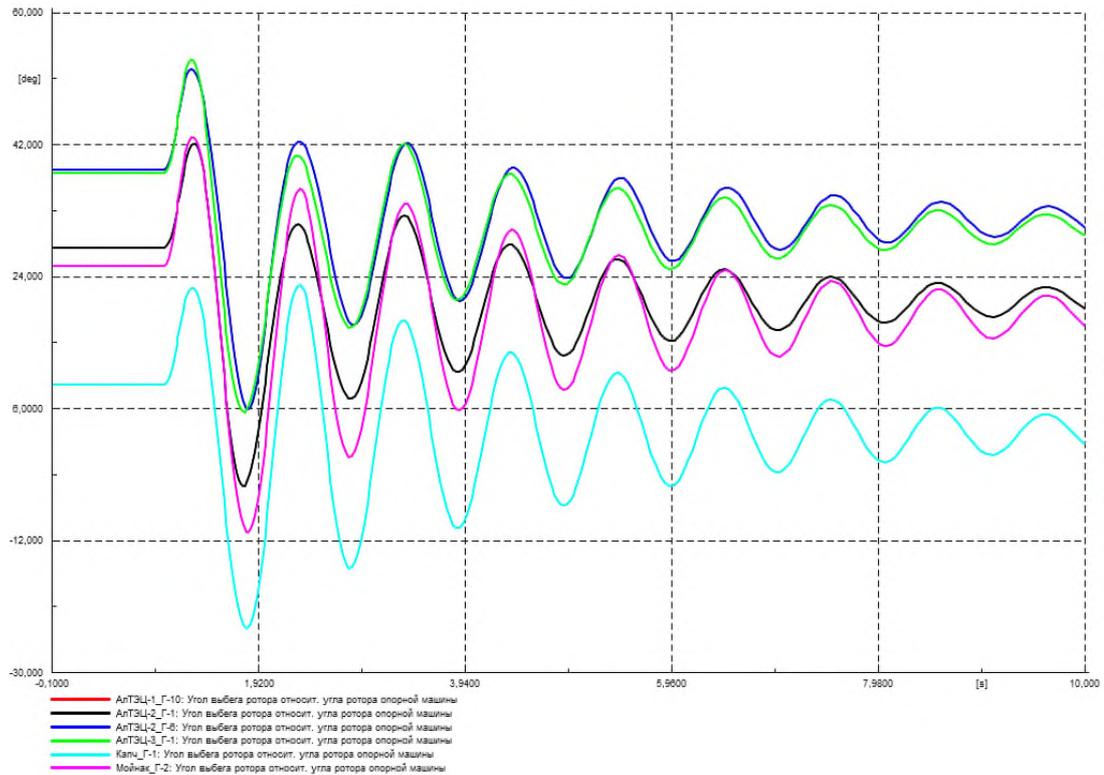


Рисунок Г.85 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

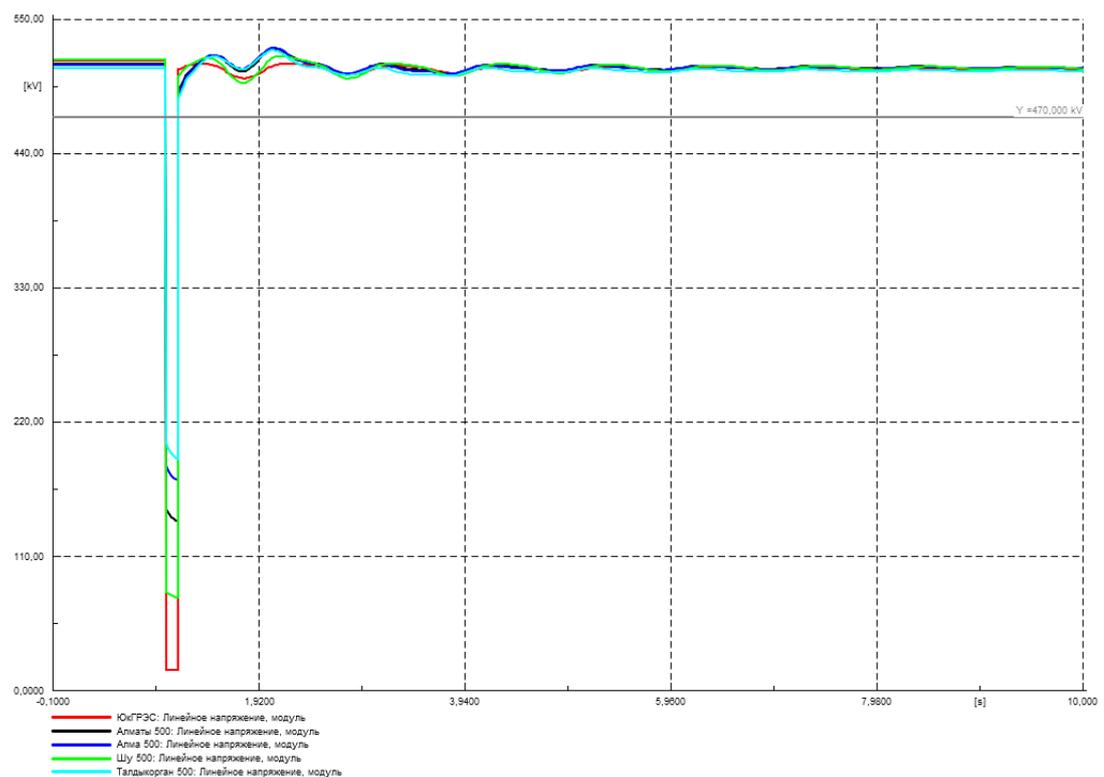


Рисунок Г.86 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

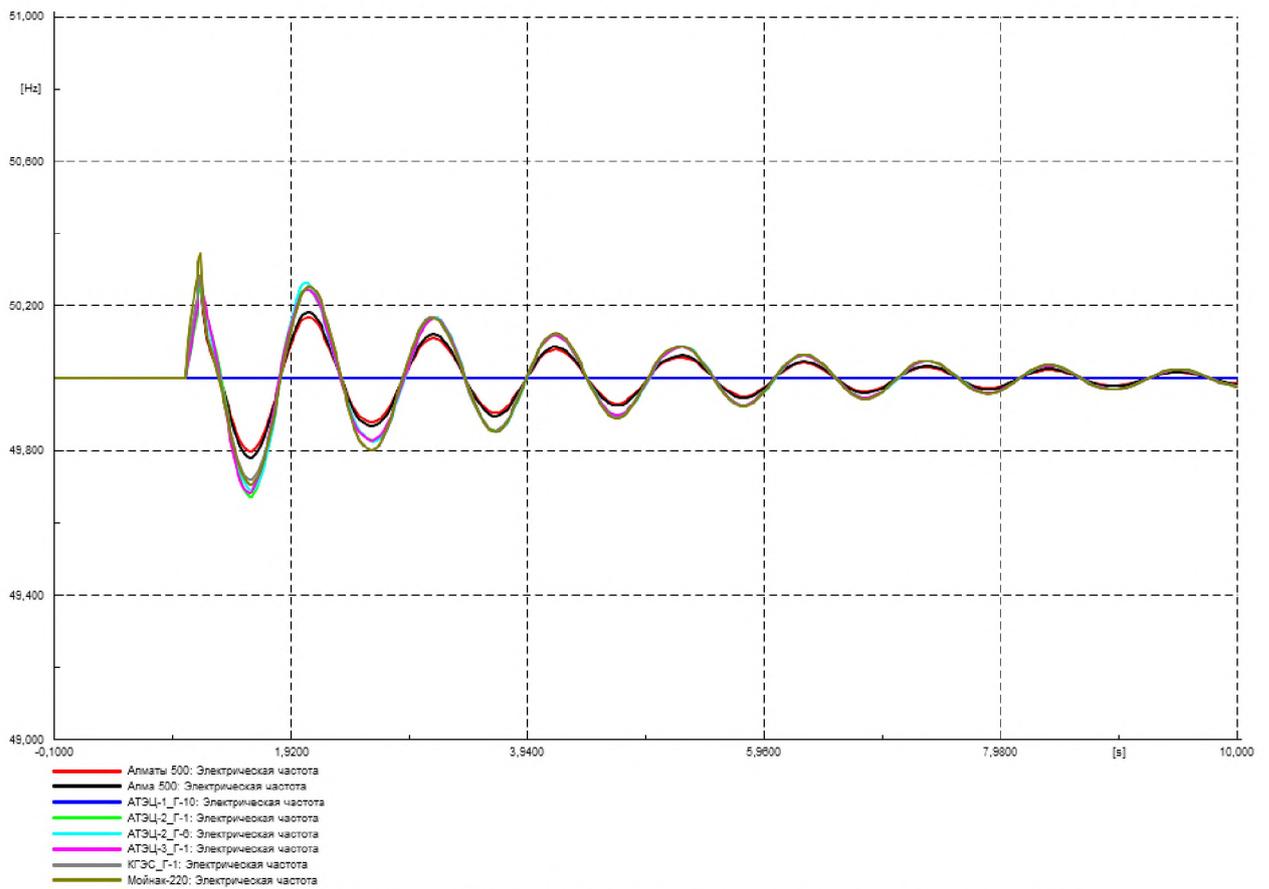


Рисунок Г.87 – Частота в контролируемых узлах, Гц

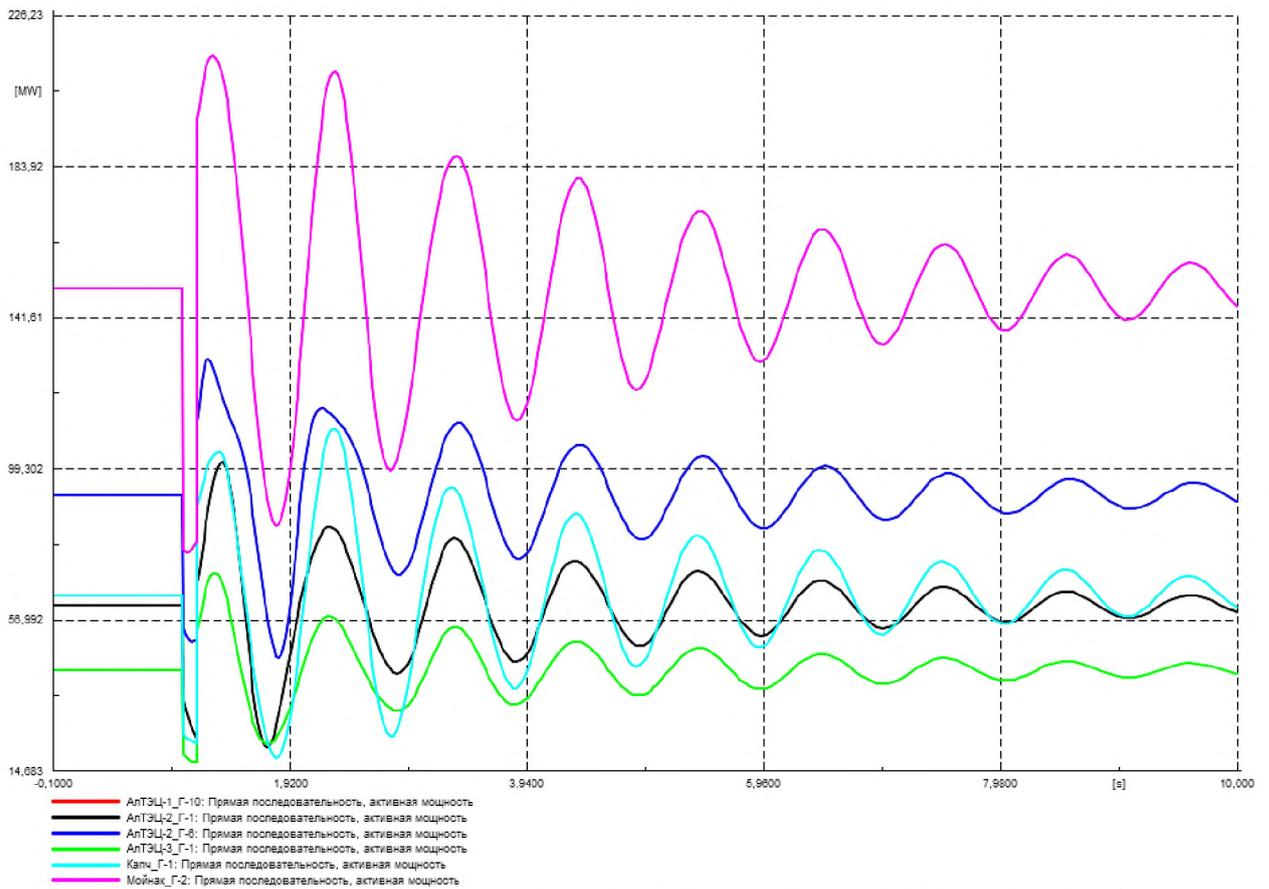


Рисунок Г.88 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 6.3. Схема сети – ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – зимний максимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

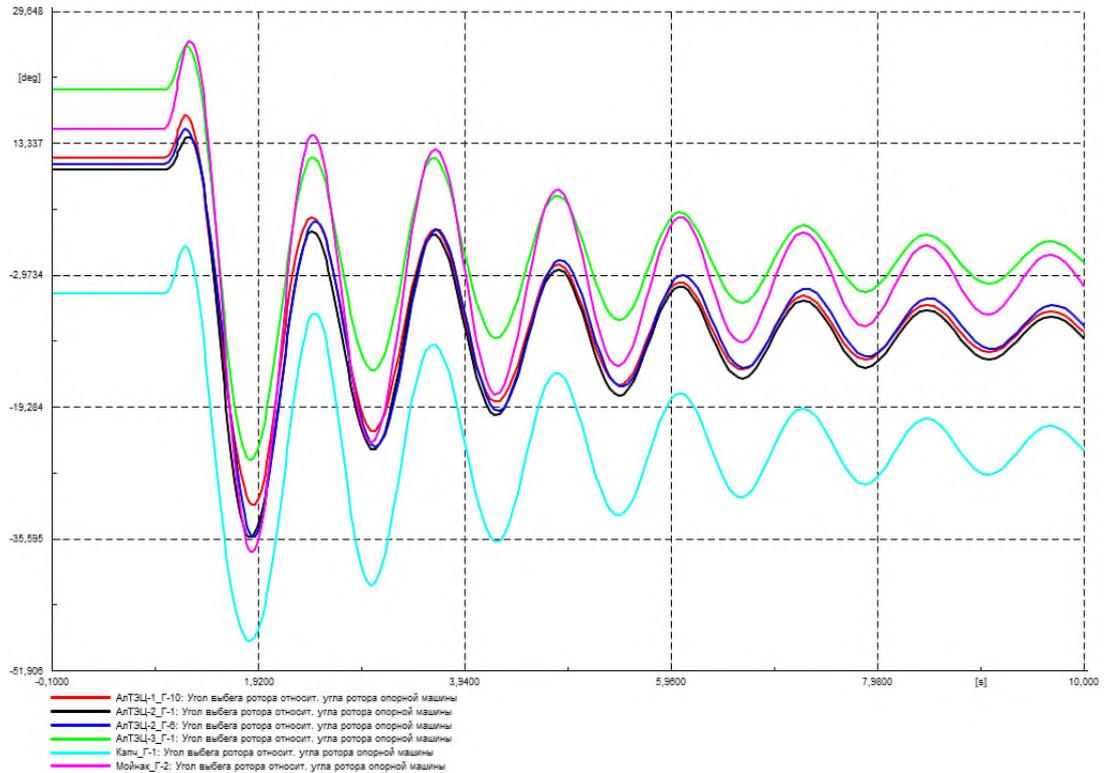


Рисунок Г.89 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

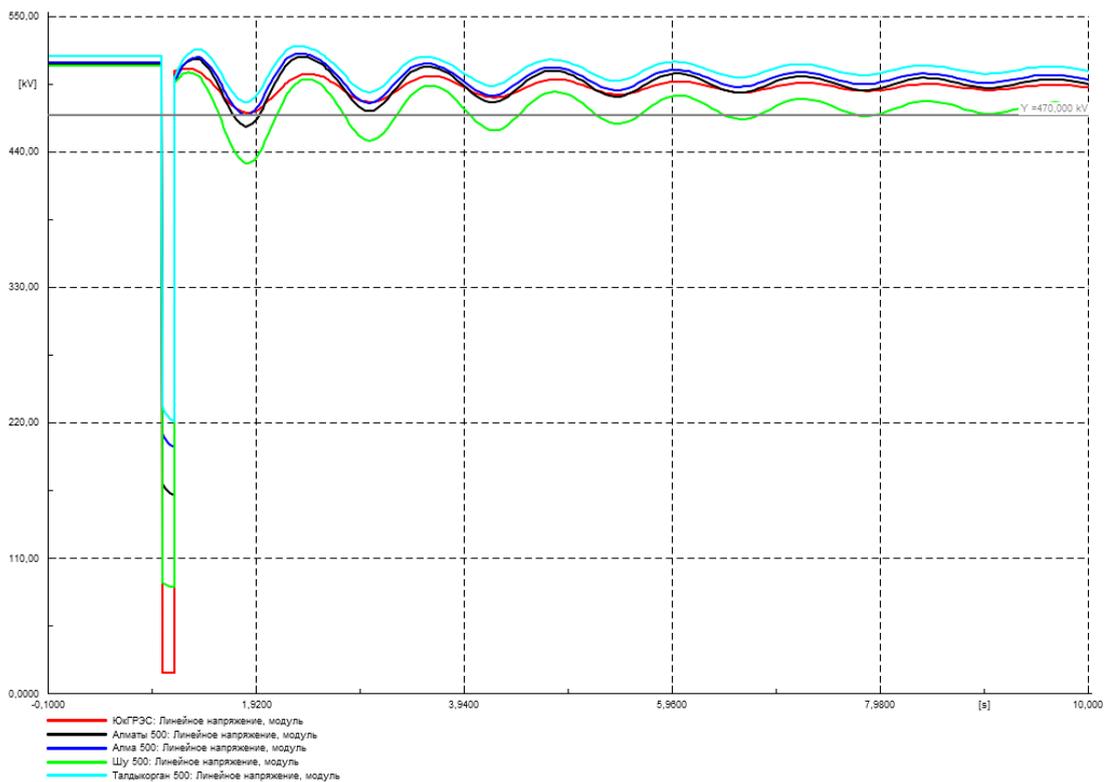


Рисунок Г.90 – Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

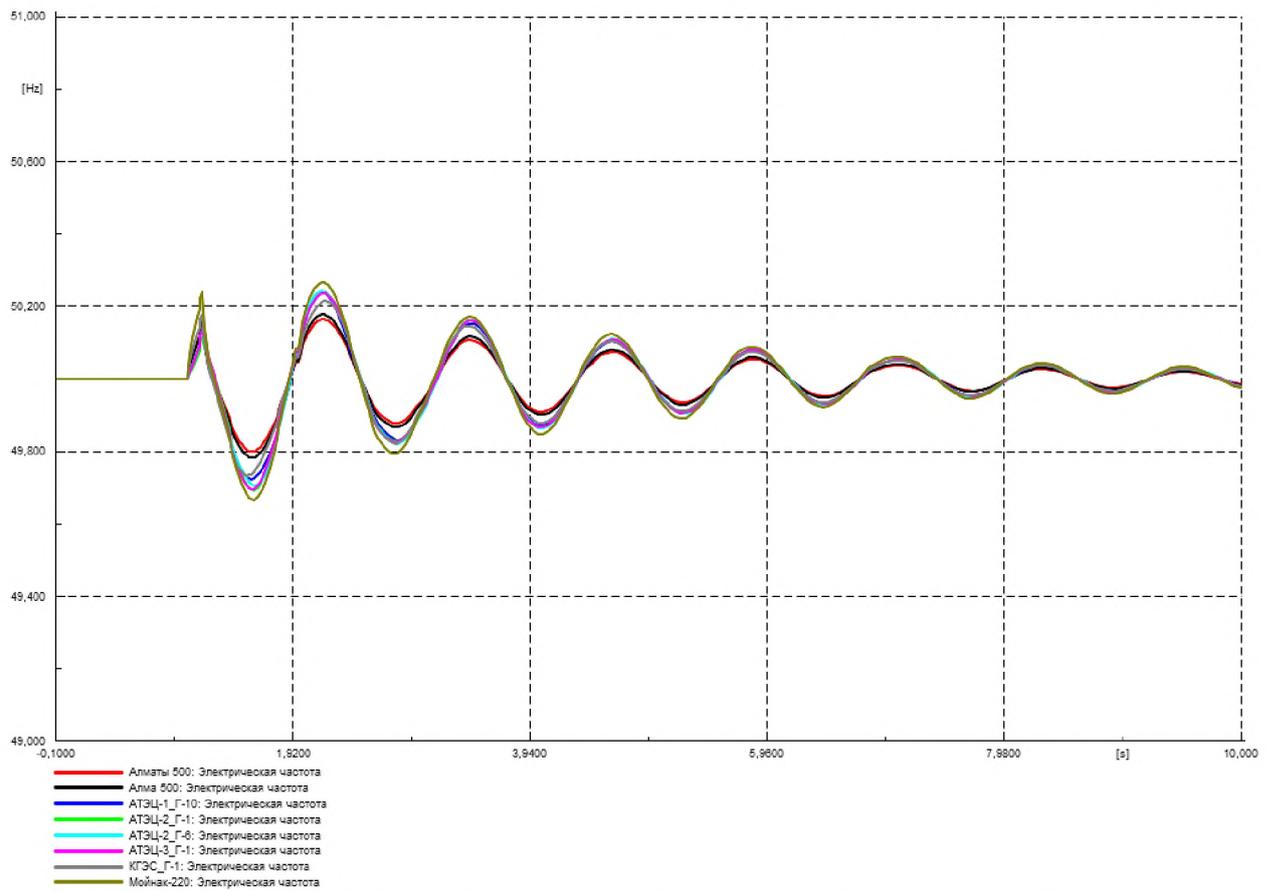


Рисунок Г.91 – Частота в контролируемых узлах, Гц

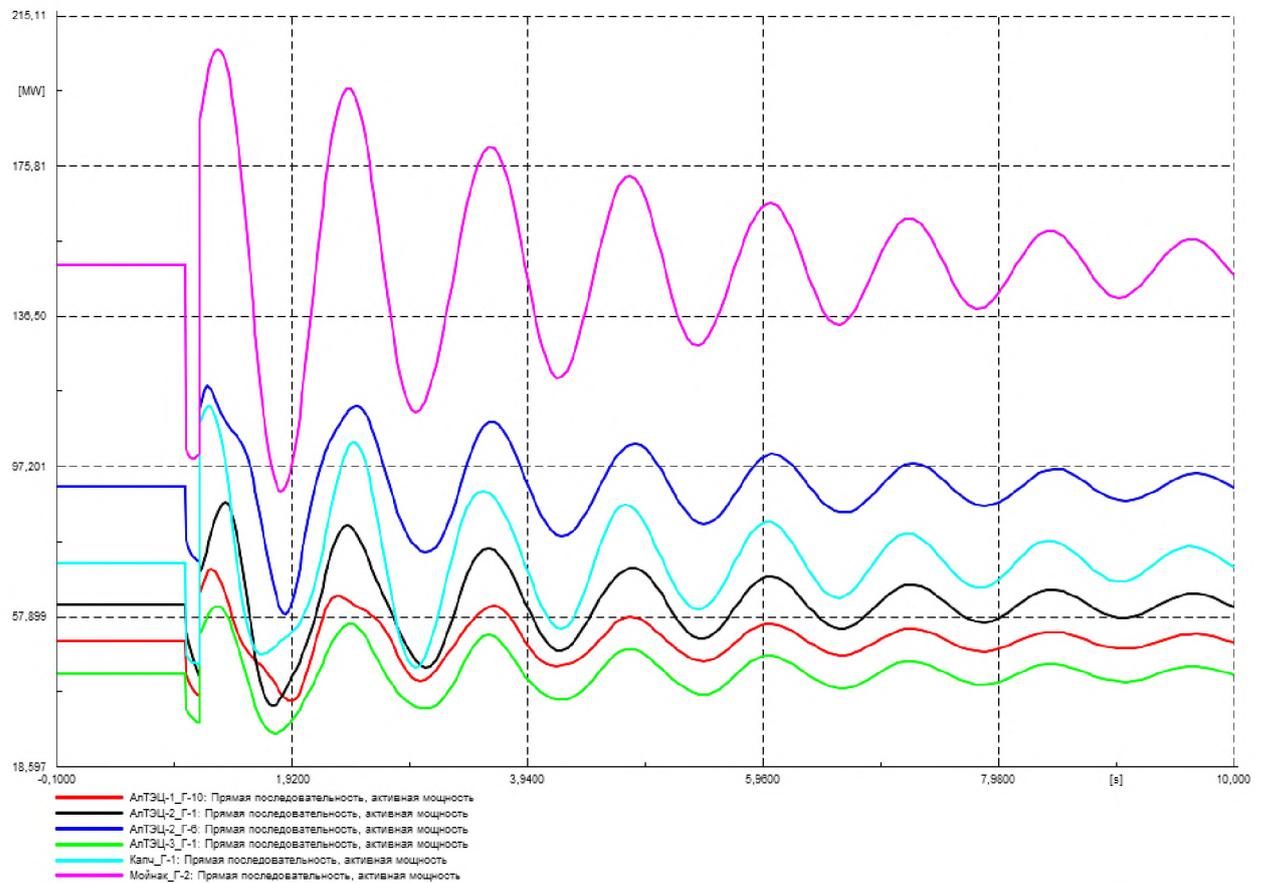


Рисунок Г.92 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Возмущение 6.4. Схема сети – ремонтная (отключены 2 ВЛ-500 кВ Актогай- Талдыкорган и Алма-ЮКГРЭС); режим работы МГЭС – выдача 300 МВт; исходный режим для расчета – летний минимум; возмущение – отключение ВЛ-500 кВ «ЮКГРЭС-Алматы» и ШР на ПС-500 кВ «Алматы» с двухфазным КЗ на землю длительностью 0,12.

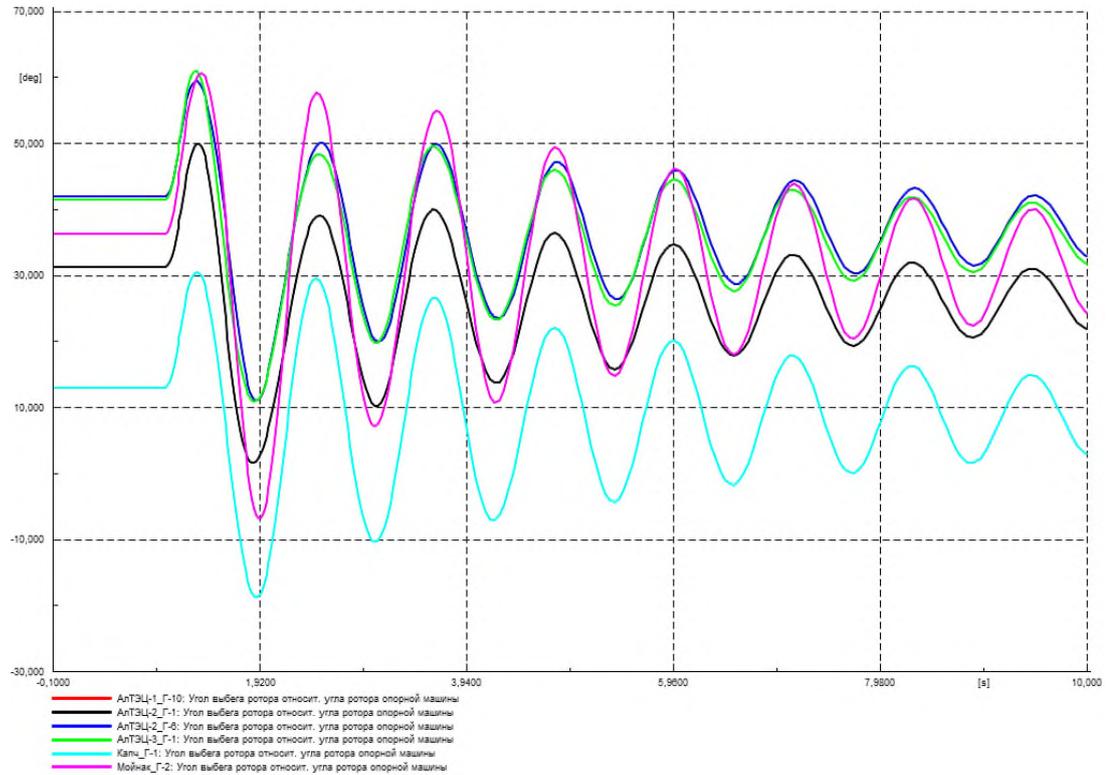


Рисунок Г.93 – Угол ротора генераторов на контролируемых ЭС, град.

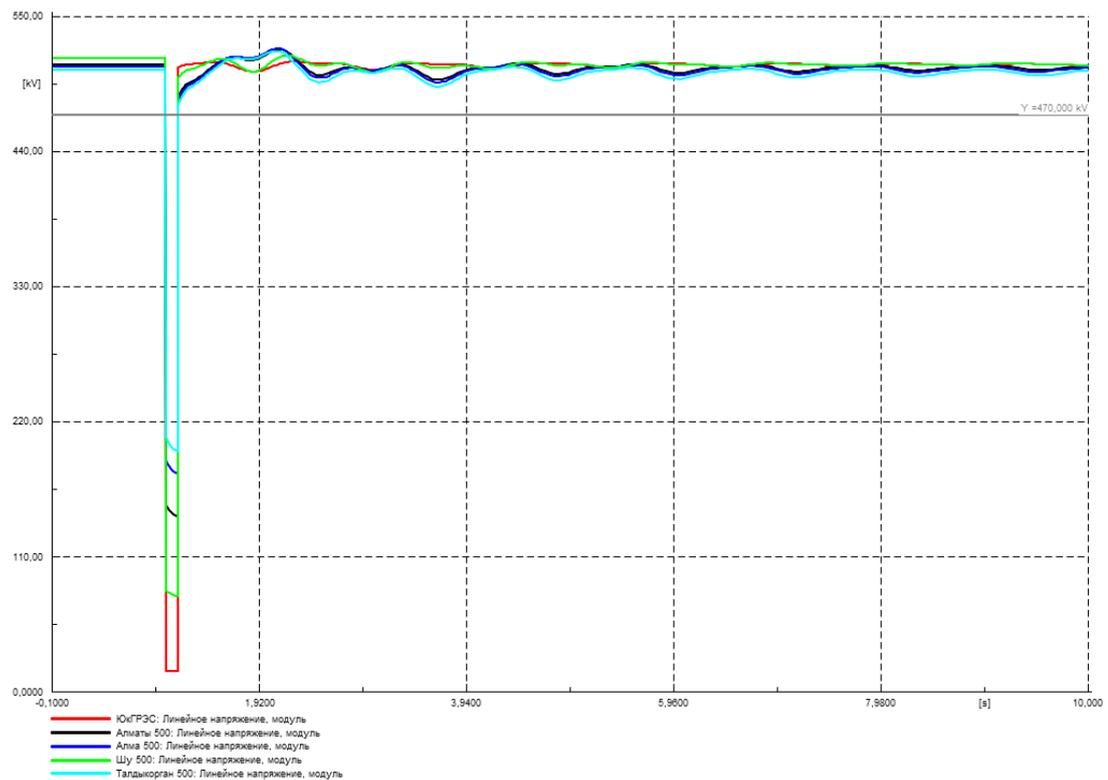


Рисунок Г.94– Напряжение в контролируемых узлах 500 кВ, кВ

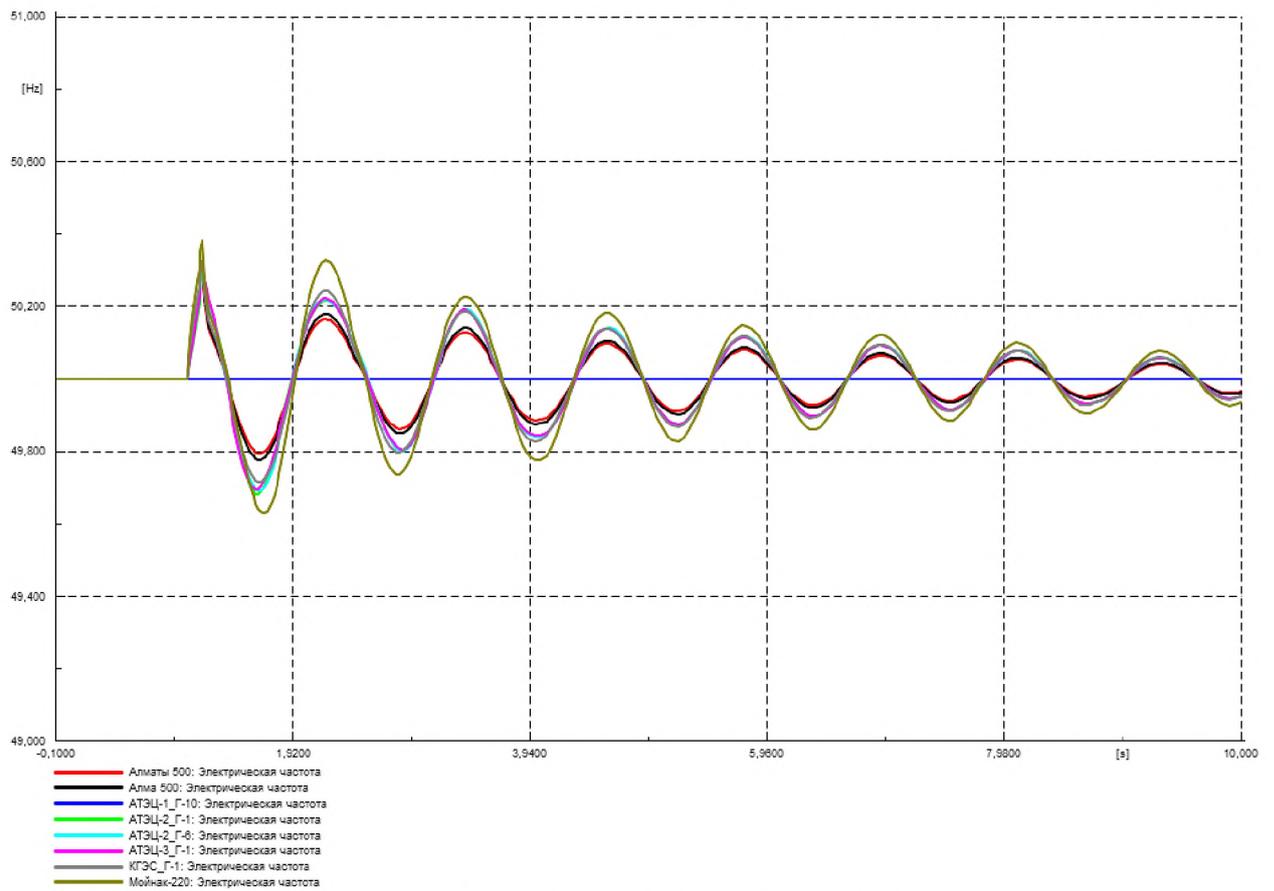


Рисунок Г.95 – Частота в контролируемых узлах, Гц

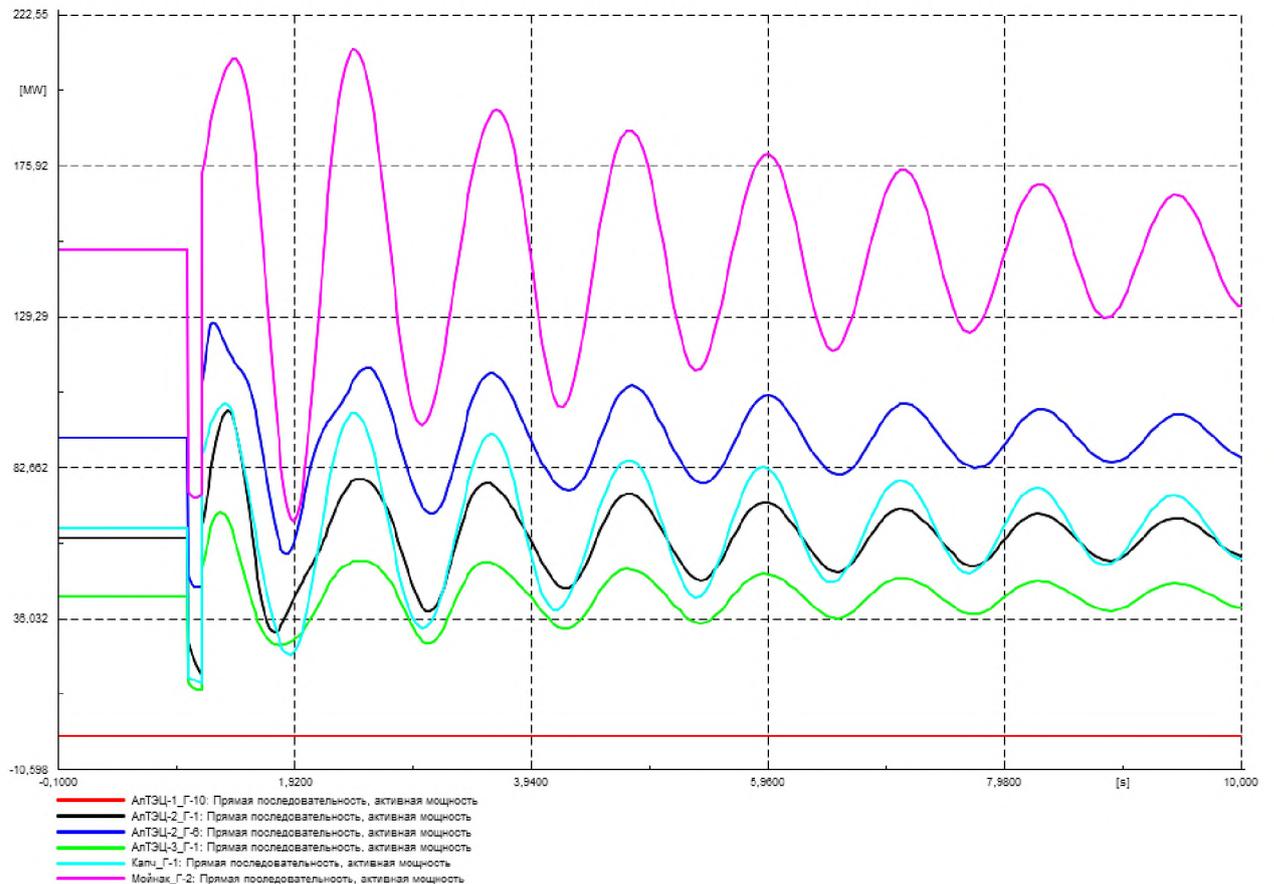
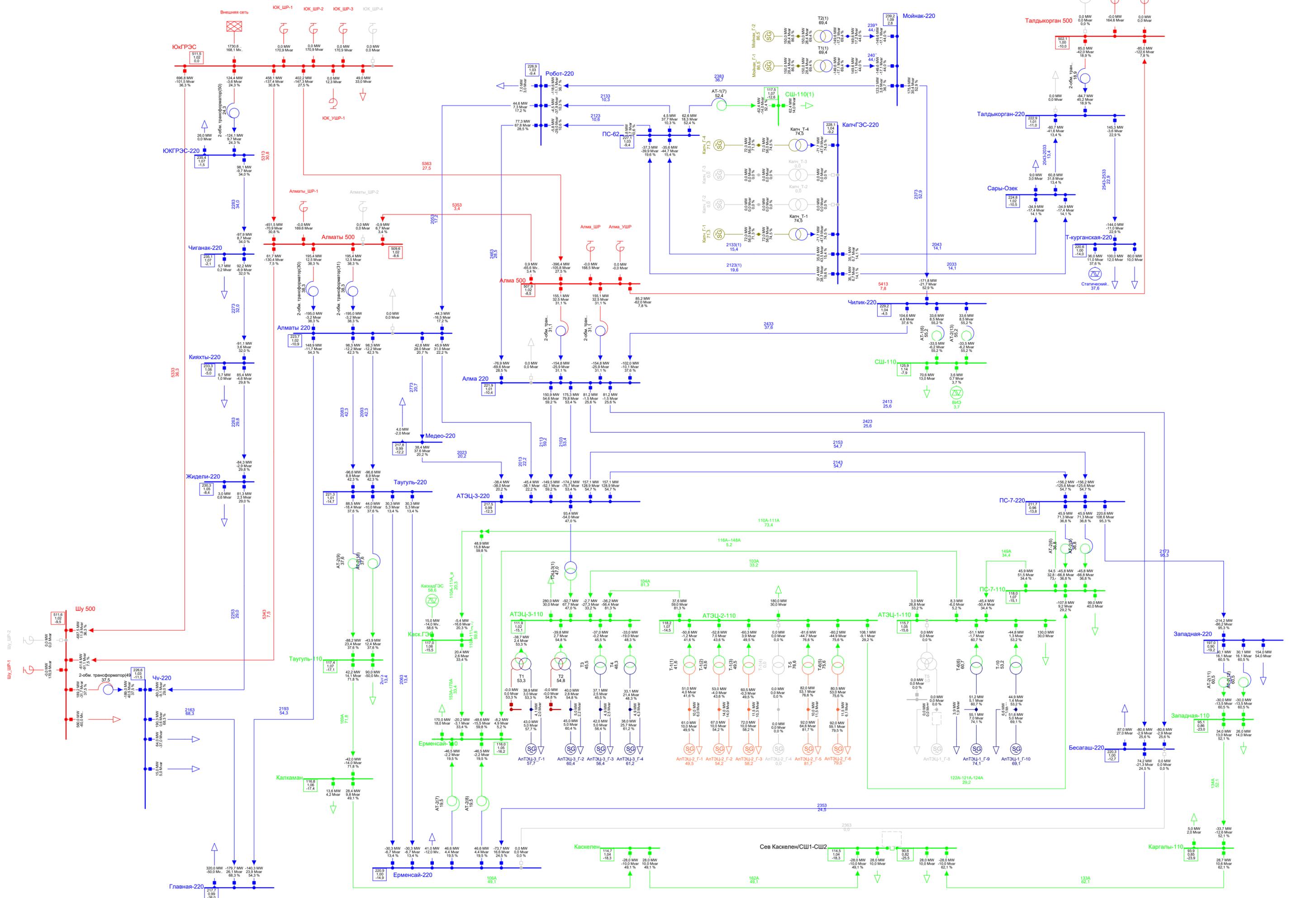


Рисунок Г.96 – Выдача активной мощности генераторов, МВт

Режим зимнего максимума. Схема сети - ремонтная (отключен восточный транзит). Режим МГЭС - 300 МВт





# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Разработанная модель исследуемого энергоузла в программе MATLAB Simulink.

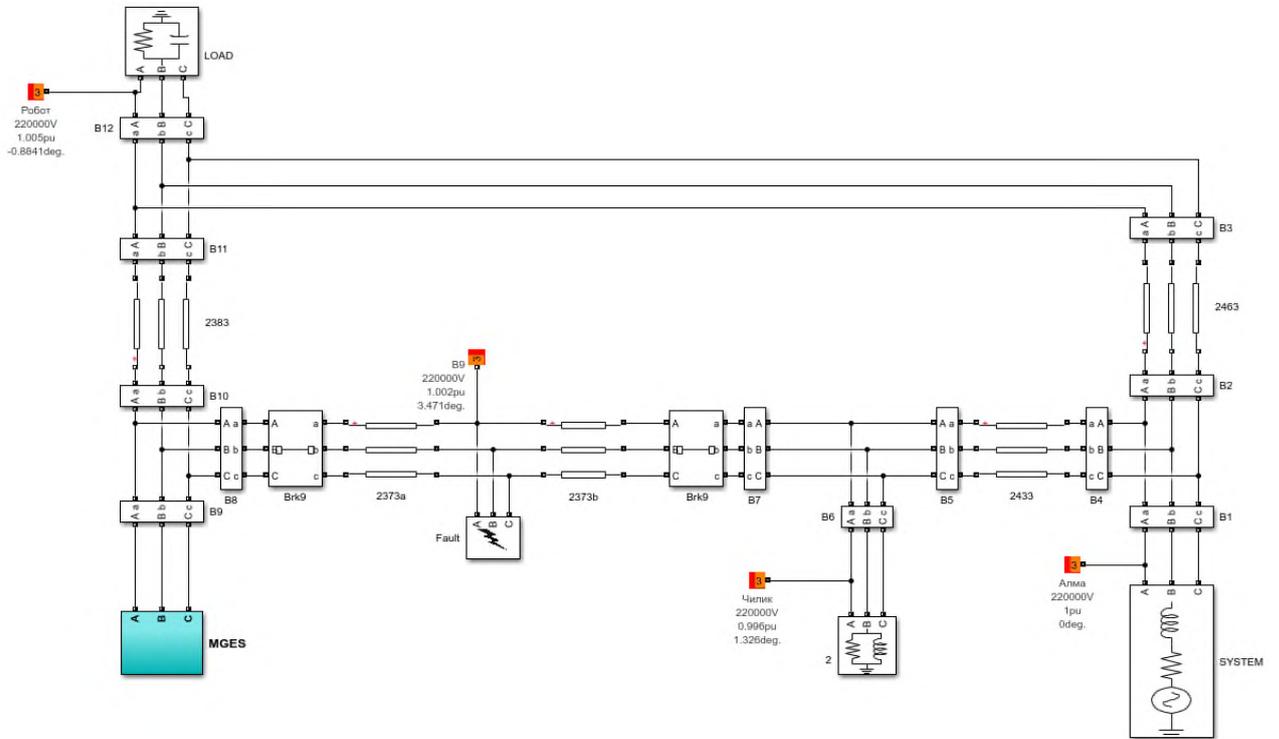


Рисунок Е.1 - Общая схема энергоузла - Мойнакская ГЭС, ПС Шелек, ПС Робот и ПС Алма (базовый узел)

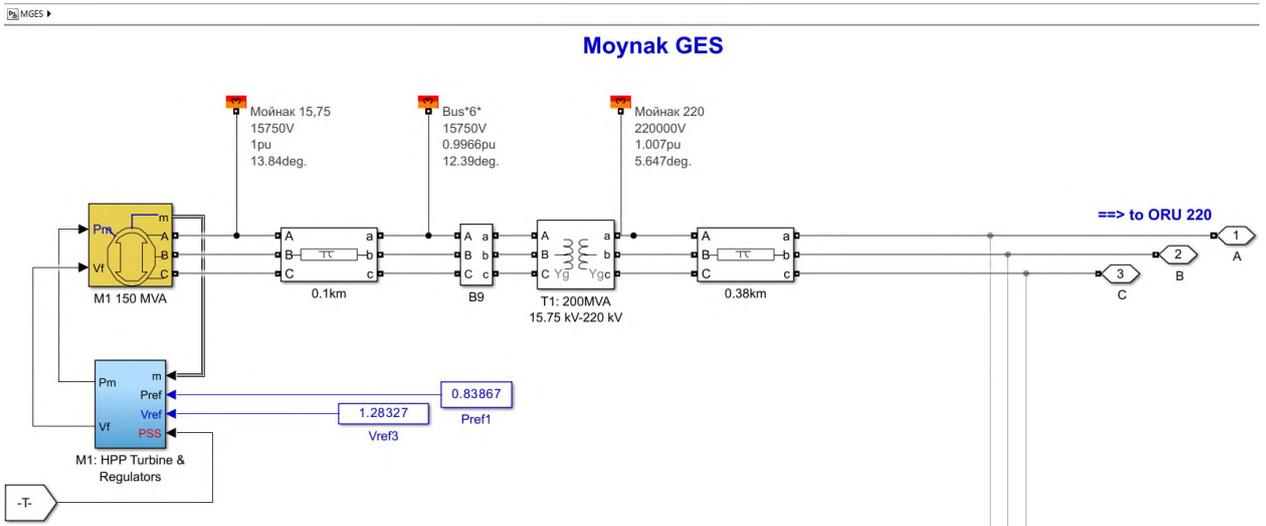


Рисунок Е.2 – Схема Мойнакской ГЭС

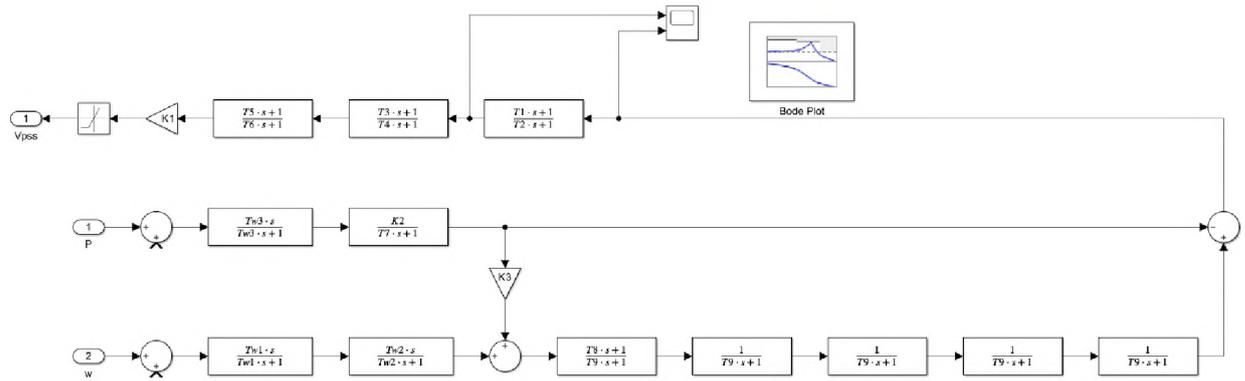


Рисунок Е.3 - Передаточная функция APB и PSS

**Мовнак GFS**

**Block Parameters: M1 150 MVA** ✕

Synchronous Machine (mask) (link)

Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Configuration Parameters Load Flow

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: [176.47E6 15750 50] [17647...]

Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl ] (pu): [1.045 0.32 0.225 0.68 .55 0.207 .2] <1x7 double>

Time constants

d axis: Open-circuit

q axis: Open-circuit

[ Tdo' Tdo'' Tqo' Tqo'' ] (s): [6.66667 0.075 .4 0.159375] [6.6667,0.075,0.4,0.15937]

Stator resistance Rs (pu): 0.0025

Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [ H(s) F(pu) p()]: [ 8.56 0 4] [8.56,0,4]

Initial conditions [ dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu) ]: 89 -104.411 135.589 1.28327]

Simulate saturation Plot

[ ifd; vt ] (pu): 14,0.9956,1.082,1.19,1.316,1.457;0.7,0.7698,0.8872,0.9466,0.9969,1.046,1.1,1.151,1.201]

Рисунок Е.4 - Параметры генератора

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Акт внедрения результатов докторской диссертации на тему «Идентификация и демпфирование низкочастотных колебаний по транзиту «Север-Юг» НЭС Казахстана с использованием технологии Smart Grid»

г. Алматы

27.06.24г.

Мы нижеподписавшиеся:

- 1) Директор Филиала «Алматинские межсистемные электрические сети» АО «КЕГОС» - Шайханов Арман Жанабаевич;
- 2) Руководитель НТИЦ «SmartPowerGrid» НАО «Алматинский университет энергетики и связи им. Г. Даукеева» - Тохтибакиев Кармель Камиллович;
- 3) Докторант НАО «Алматинский университет энергетики и связи им. Г. Даукеева» - Бектимиров Анур Талгатович.

Составили настоящий Акт о том, что в рамках грантовой программы «Консорциумы производственного сектора», Подпроекта № APP-PSC-I-17/006P «Технологическая модернизация и инновационное развитие энергетической отрасли Казахстана», по направлению «Исследование эффективности настроек АРВ системных электрических станций для обеспечения статической и динамической устойчивости МЭС 500-220 кВ НЭС Казахстана», для внедрения разработанных рекомендаций и требований по настройке параметров PSS для повышения устойчивости энергосистемы, путем идентификации и демпфирования низкочастотных колебаний (НЧК), был определен Алматинский энергоузел. Моделирование выполнено с учетом всех особенностей энергоузла, в частности параметров генераторов, системы возбуждения и настройки автоматики регулирования.

В рамках исследования было определено, что для обеспечения надежности межсистемных электрических сетей 220-500 кВ на электрических станциях необходимо упорядочить процесс выбора и настройки устройств автоматического регулирования возбуждением (АРВ) и системного стабилизатора (PSS). Настройки систем возбуждения должны быть согласованы с АО «КЕСОС». На сегодняшний день, на крупных электростанциях ЕЭС Казахстана отсутствует процесс валидности настроек АРВ и PSS на предмет обеспечения надежности энергосистемы в переходных процессах. В результате проведенных исследований по Алматинскому энергоузлу, определено, что Мойнакская ГЭС является источником НЧК и текущие настройки PSS являются некорректными. В рамках диссертационной работы выполнен расчет параметров настройки PSS, демпфирующих опасные моды НЧК и повышающих устойчивость Алматинского энергоузла. Таким образом, разработанные рекомендации и требования по настройке параметров PSS для повышения устойчивости энергосистемы внедряются в производственный процесс.

Филиал «Алматинские МЭС» АО «КЕГОС» \_\_\_\_\_ Шайханов А.Ж.

НАО «АУЭС им. Г. Даукеева» \_\_\_\_\_ Тохтибакиев К.К.

НАО «АУЭС им. Г. Даукеева» \_\_\_\_\_ Бектимиров А.Т.

