

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 20 __ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	_____	Заведующий сектором «Электрические машины» АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Кандидат технических наук	<u>П.В. Сокур</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Е.В. Щербаков</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	Заместитель генерального директора ООО «Электросервис-НТЦГ» Кандидат технических наук	<u>Ф.А. Поляков</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия
Консультанты:			
	Проблемы внедрения генераторов (генератор-двигателей) с переменной частотой вращения в России и способы их решения	_____	<u>А.А. Ачитаев</u>
	наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	Заведующий РИО	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	должность, учёная степень	инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

АННОТАЦИЯ

Внедрение нового оборудования, повышающего эффективность работы ГЭС (ГАЭС), безусловно, является актуальной темой как для отечественной, так и для мировой электроэнергетики.

Асинхронизированные гидрогенераторы, позволяющие гидроагрегату работать с переменной частотой вращения, имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными синхронными гидрогенераторами.

Это более высокая динамическая и статическая устойчивость, высокий коэффициент готовности при более быстрой синхронизации с сетью, увеличение регулировочного диапазона по мощности, снижение воздействия кавитации на рабочие органы гидротурбины путём ухода из неблагоприятных режимов работы и уменьшении виброперемещения узлов гидроагрегатов. Данные преимущества подтверждены мировым опытом эксплуатации асинхронизированных машин.

АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Применение гидрогенераторов с переменной частотой вращения для повышения эффективности ГЭС».

Цель и задачи

Уменьшение запрещенной зоны работы гидроагрегата, повышение системной надежности и динамической устойчивости основного оборудования ГЭС.

Научная новизна

Предложена методика, позволяющая определить величину виброперемещений при изменении частоты вращения гидротурбины.

Практическая значимость работы

Результаты работы могут использоваться для оценки величины виброперемещений при изменении частоты вращения.

Личный вклад автора

Обобщение информации, создание методики оценки, расчёты, составление моделей, рекомендации по повышению динамической устойчивости.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы публиковались в следующих сборниках конференций под названием:

1. Уменьшение запрещенной зоны радиально-осевой турбины посредством переменной частоты вращения // Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов заочного этапа VII Всерос. науч.-практ. конф. / П. В. Сокур, Е. В. Щербаков. Саяногорск; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, 2020. – 437 с.;

2. Field experience of doubly fed induction machines in electric power engineering // Проспект Свободный – 2019: материалы XV Международной Конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Красноярск, 22-26 апреля 2019 г. / Е. V. Shcherbakov, E. V. Tankov. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2019. – 2141 с.;

3. Перспективы внедрения генераторов с переменной частотой вращения на ГЭС (ГАЭС) // Гидроэлектростанции в XXI веке : сборник материалов VI Всероссийской научно-практической конференции / П. В. Сокур, Е. В. Щербаков. Саяногорск; Черемушки : Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2019. – 386 с.

Структура и объём диссертации

Диссертация состоит из введения, количества глав, заключения и списка использованных источников. Материал изложен на 58 страницах. Содержит 39 рисунков и 7 формул.

Ключевые слова

Генераторы с переменной частотой вращения, запрещенная зона работы, асинхронизированные генераторы, машины двойного питания, кавитация, системная надежность, динамическая устойчивость, моделирование, ЛЭП.

ABSTRACT

Final qualifying work on the topic "The use of variable speed hydrogenerators to increase the efficiency of hydroelectric power stations."

Goal and tasks

An increase in the permissible power of the turbine through a variable speed, an increase in the system reliability of the main equipment of the hydroelectric power station.

Scientific novelty

A technique is proposed that allows one to determine the magnitude of vibration displacements when the turbine rotational speed changes.

Practical significance of the work

The results of the work can be used to estimate the magnitude of vibrations when changing the speed.

Personal contribution of the author

Compilation of information, the creation of assessment methods, calculations, compilation of models, recommendations for improving dynamic stability.

Approbation of work

The results of the dissertation were published in the following collections of conferences:

1. Umen'shenie zapreshchennoj zony radial'no-osevoj turbiny posredstvom peremennoj chastoty vrashcheniya // Gidroelektrostancii v XXI veke: sbornik materialov zachnogo etapa VII Vseros. nauch.-prakt. konf. / P. V. Sokur, E. V. Shcherbakov. Sayanogorsk; Cheremushki : Sayano-Shushenskij filial Sibirskogo federal'nogo universiteta, 2020. – 437 p.;

2. Field experience of doubly fed induction machines in electric power engineering // Prospekt Svobodnyj – 2019: materialy XV Mezhdunarodnoj Konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh. Krasnoyarsk, 22-26 aprelya 2019 g. / E. V. Shcherbakov, E. V. Tankov. Krasnoyarsk : Sibirskij federal'nyj universitet, 2019. – 2141 p.;

3. Perspektivy vnedreniya generatorov s peremennoj chastotoj vrashcheniya na GES (GAES) // Gidroelektrostancii v XXI veke : sbornik materialov VI Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii / P. V. Sokur, E. V. Shcherbakov. Sayanogorsk; Cheremushki : Sibirskij federal'nyj universitet; Sayano-Shushenskij filial, 2019. – 386 p.

Structure and scope of the thesis

The dissertation consists of introduction, number of chapters, conclusion and list of references. Material is presented on 58 pages. Contains 39 drawings and 7 formulas.

Keywords

Variable-speed generators, restricted area, asynchronous generators, dual-power machines, cavitation, system reliability, dynamic stability, modeling, power lines.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Варианты реализации генераторов с переменной частотой вращения	8
2 Обзор отечественного опыта	10
2.1 Проблемы внедрения генераторов (генератор-двигателей) с переменной частотой вращения в России и способы их решения	11
3 Обзор зарубежного опыта	12
4 Эффективность АСГД	14
5 Постановка задачи для дальнейших исследований	15
6 Обоснование внедрения АСГ на ГЭС	16
6.1 Майнская ГЭС	16
6.2 Саяно-Шушенская ГЭС	18
7 Оптимизация работы гидротурбины РО 230-В-677 посредством переменной частоты вращения	21
7.1 Уменьшение запрещенной зоны работы гидротурбины.....	23
8 Модель АСГГ	27
8.1 Принцип работы	27
8.2 Моделирование работы АСГГ в MATLAB	28
9 Модель СГГ	31
10 Оценка динамической устойчивости гидрогенераторов.....	33
10.1 Выбор оптимального количества генераторов с переменной частотой вращения	35
10.1.1 Предварительная оценка времени симметричного трёхфазного КЗ	35
10.1.2 Оценка времени симметричного трёхфазного КЗ в ПК Matlab Simulink	36
11 Техничко-экономическое обоснование	42
11.1 Определение показателей экономической эффективности	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48
ПРИЛОЖЕНИЕ А Схема АСГГ в Matlab Simulink	51
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Схема СГГ в Matlab Simulink	52
ПРИЛОЖЕНИЕ В Схемы для оценки динамической устойчивости в Matlab Simulink	53

ВВЕДЕНИЕ

Технический прогресс позволяет внедрять новые технологии для промышленности, позволяя повысить надёжность, эффективность, безопасность и экономичность. Гидроэнергетика, как вид промышленности, требует современных технических решений для повышения надёжности и эффективности гидроагрегатов: повышения коэффициента готовности за счет более быстрой синхронизации с сетью, расширения регулировочного диапазона, снижения воздействия кавитации на рабочие органы гидротурбины путём ухода из неблагоприятных режимов работы, повышения уровня динамической и статической устойчивости.

Вышеперечисленных преимуществ позволяют добиться генераторы (генераторы-двигатели) с переменной частотой вращения, которые могут работать с несинхронной частотой вращения ротора, находясь при этом в синхронизме с сетью. Данное свойство машины достигается применением преобразователя частоты (ПЧ), который обеспечивает необходимую «развязку» между частотой вращения ротора и сетью, в которую выдаётся мощность.

При вводе в эксплуатацию нового высокотехнологичного основного оборудования на ГЭС и ГАЭС имеется тенденция уменьшения затопляемой зоны, при создании водохранилищ. Следует отметить, что снижение объема водохранилища позволит сохранить экосистемы при строительстве станций в живописных уголках богатых природными ресурсами, что способствует создавать более экологичные ГЭС и ГАЭС. Использование гидроагрегата с переменной частотой вращения позволяет более полно срабатывать водохранилище, так как допускается работа с меньшим значением минимального напора. За счет этого имеется возможность снизить объём водохранилища, соответственно, и затопляемую территорию.

Генераторы с переменной частотой вращения – отечественная разработка. Изобретение генераторов с переменной частотой вращения принадлежит научному деятелю и гроссмейстеру СССР д.т.н., проф. М.М. Ботвиннику. Первые разработки асинхронизированных генераторов (АСГ) были начаты под его руководством. В результате теоретических наработок издана книга (обобщающая теоретическая работа) «Асинхронизированная синхронная машина» в 1960 году [1]. Впервые в мире практические исследования АСГ были проведены на Иовской ГЭС, где в качестве основного энергетического оборудования электростанции проработали несколько десятилетий [2; 3]. Также, первые генератор-двигатели с переменной частотой вращения были установлены и испытаны на Кислогубской ПЭС.

Сегодня генераторы (генераторы-двигатели) с переменной частотой вращения не используются в России ввиду следующих основных причин: экономически более затратной стороной вопроса их внедрения, чем синхронных машин; достаточно высокой стоимости и больших габаритов преобразователя частоты; более массивной конструкции шихтованного неявнополюсного ротора. Для примера, ротор неявнополюсной машины

представлен на рисунке 1. Вместе с тем, в мировой энергетике асинхронизированные гидрогенераторы нашли широкое применение на ГАЭС в Японии и в последние годы в Европе [4].



Рисунок 1 – Ротор АСГД ГАЭС Голдисталь в Германии

Частота вращения ротора управляема, поэтому в роторе гидрогенератора или генератора-двигателя укладывают обмотки фаз А, В, С, сдвинутые по фазе на 120° . При задании скольжения осуществляется регулирование частоты поля ротора, к которому подключается ПЧ. Схема подключения ПЧ к машине показана на рисунке 2.

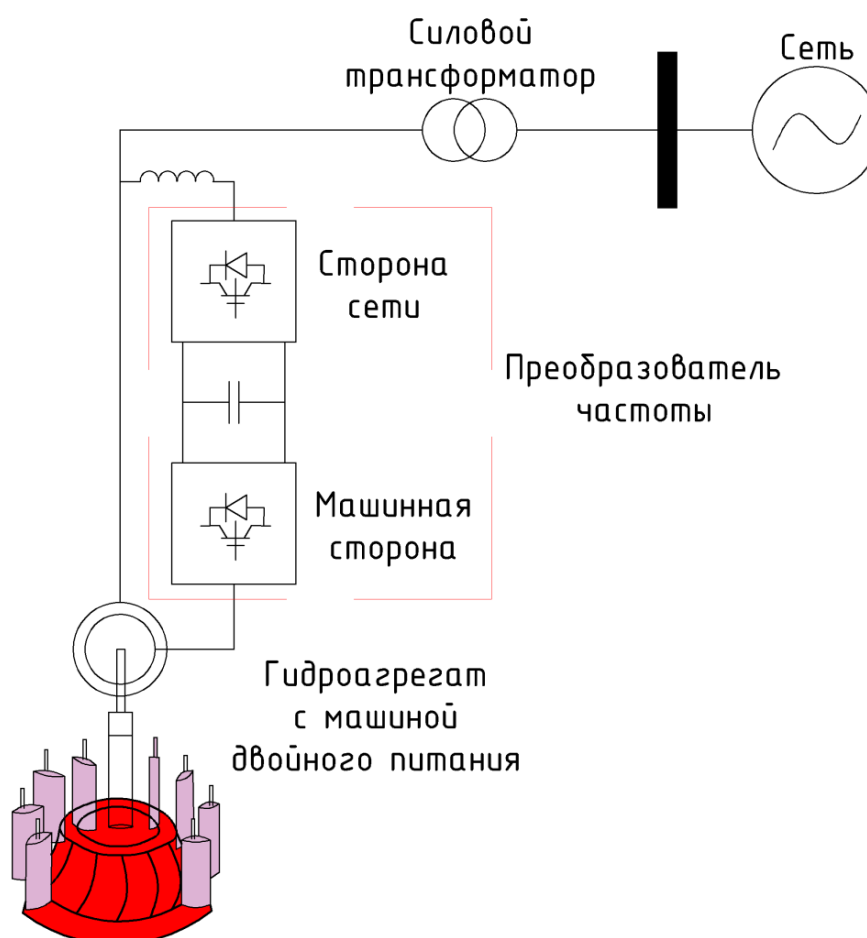


Рисунок 2 – Принципиальная схема подключения ПЧ

1 Варианты реализации генераторов с переменной частотой вращения

Далее выполнено рассмотрение преимуществ и недостатков двух реализаций гидроагрегата с переменной частотой вращения: с преобразователем частоты в статорной цепи и цепи ротора.

Рассмотрим схему реализации ПЧ на примере реализации ПЧ в цепи статора. На рисунке 3 представлена схема построения ПЧ в статорной цепи.

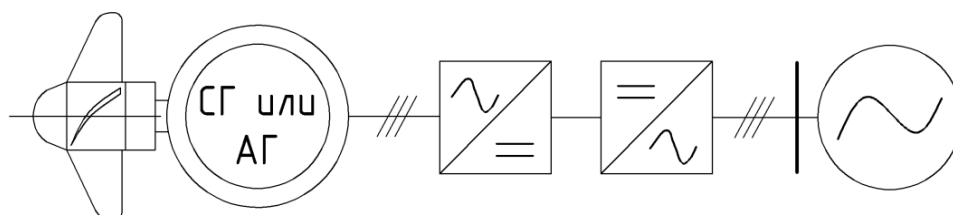


Рисунок 3 – Принципиальная схема генератора с ПЧ в статоре

Для данной схемы тип генератора может быть как синхронным, так и асинхронным. Достоинством такой реализации ПЧ является возможность задавать изменение скорости ротора от 30% до 200% от синхронной частоты вращения [5, с. 27]. Недосток такой схемы обусловлен тем, что номинальная мощность ПЧ должна соответствовать номинальной мощности генератора. Технология генератора с преобразователем в статоре целесообразна только для гидроагрегатов малой мощности, так как для машин большой мощности стоимость и габаритные размеры преобразователя частоты становятся неоправданно высокими. Для ГЭС и ГАЭС изменения частоты вращения ротора $\pm 30\%$ является вполне достаточной [6, с. 17].

Рассмотрим вариант реализации ПЧ в цепи ротора. Генераторы с данной технологией реализации ПЧ в отечественной практике принято называть «Асинхронизированные синхронные генераторы». В зарубежной литературе принято название «Double feed induction generator». Здесь используется исключительно асинхронный тип генератора [5, с. 27]. Схема генератора с переменной частотой вращения с преобразователем частоты в роторе представлена на рисунке 4.

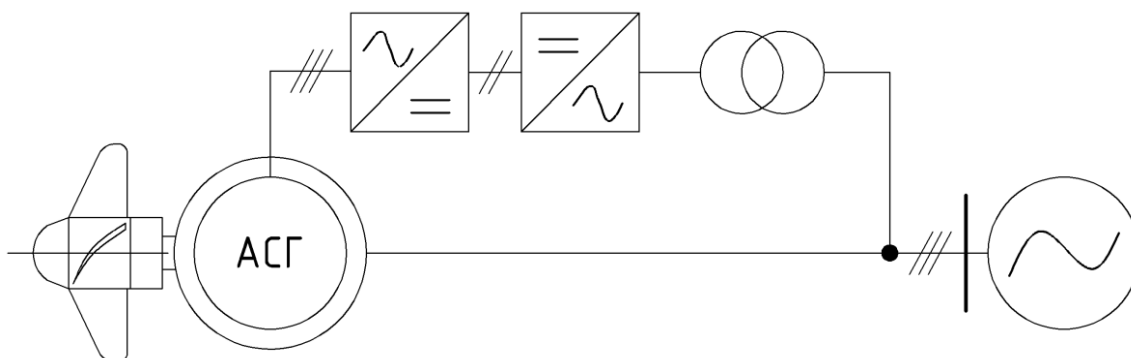


Рисунок 4 – Принципиальная схема генератора с ПЧ в роторе

Данные генераторы конструируют с трёхфазными обмотками, как в статоре, так и в роторе. Статор напрямую связан с сетью. ПЧ питает ротор, задавая необходимое скольжение (частоту вращения). Так как в ротор данной машины уложена трёхфазная обмотка, то необходимо предусмотреть дополнительные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики от коротких замыканий и ненормальных режимов, которые могут возникнуть в роторе. Достоинством является более дешёвый преобразователь частоты за счёт меньшей номинальной мощности преобразователя частоты. Для данных машин она составляет до 1/3 от номинальной мощности генератора при изменении скорости на 30% относительно синхронной [6, с. 17]. Увеличение скольжения ведёт к удорожанию преобразователя частоты. Наиболее оптимальным вариантом является скольжение до $\pm 10\%$.

2 Обзор отечественного опыта

В 1957-1958 годы на Иовской ГЭС были установлены 2 асинхронизированных гидрогенератора (АСГГ) мощностью по 50 МВА, изготовленные на заводе «Электросила». На Иовской ГЭС прошли промышленные испытания первые в мире гидрогенераторы с переменной частотой вращения. Испытания показали более высокую статическую и динамическую устойчивость АСГГ, чем синхронных. А также, испытания подтвердили соответствие теории и практики, показав правильность произведённых расчётов и теоретических исследований [2; 3].

В начале 90-х годов прошлого века генераторы с переменной частотой вращения на Иовской ГЭС были заменены на синхронные аналогичной мощности.

Важно отметить первые испытания и опытно-промышленную эксплуатацию с 1968 г. по 1972 г. на Кислогубской ПЭС уникального асинхронизированного генератора-двигателя (АСГД) мощностью 400 кВт, разработкой которого занимались ВНИИЭ и НИИ «Электросила». Опыт показал, что за счёт регулирования частоты вращения можно добиться повышения КПД гидроагрегата на 5% [7].

На заводе «Электросила» энергомашиностроительного концерна ПАО «Силовые машины» были возобновлены работы по разработке гидрогенераторов с переменной частотой вращения. В 2013 году спроектирована и испытана макетная установка асинхронизированного гидрогенератора мощностью 2,5 МВА. Нарботки позволили бы концерну поставлять энергетическое оборудования для ГАЭС [8].

Можно также отметить, что рассматривалась возможность использования АСГД на Ленинградской ГАЭС. При разработке проектной стадии «Обоснование инвестиций» удалось обосновать эффективность внедрения данных машин и доказать их преимущество над СГД. Разработкой проекта занимались компании ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», АО «Ленгидропроект» и ОАО «Силовые машины» [9].

В отечественном фонде имеются патенты на изобретение для асинхронизированных машин (АСМ) [10; 11]. Согласно предложенному способу векторного управления пуском и торможением АСМ [11] стало возможным производить останов гидроагрегата (ГА) с помощью подачи напряжения на ротор генератора с определенным углом сдвига. При попадании в направляющий аппарат (НА) инородного предмета разрушается срезной палец, соединяющий накладку и рычаг НА, из-за чего лопатка не закрывается, что не позволяет остановить машину. На высоконапорных ГЭС при разрушении срезных пальцев НА предусмотрен сброс нагрузки и аварийный останов ГА с опусканием быстропадающего затвора, алгоритм останова заложен в АСУ ТП ГЭС. Однако не все ГЭС оснащены быстропадающим затвором, у низконапорных ГЭС такой алгоритм отсутствует и останов машины происходит закрытием НА с последующим вызовом ремонтной бригады для опускания турбинного затвора (ТЗ) и замены срезного пальца НА.

Завершающий этап останова совершают поршневые пневматические тормоза ГА, останов которыми возможен только при достижении определённой скорости вращения ротора ГА (обычно скорость вращения составляет до 15-20% от синхронной). В случае среза срезного пальца НА невозможно угадать величину расхода подачи воды на РК турбины, следовательно, частота вращения ротора ГА может не достичь желаемой величины для обеспечения аварийного останова. В данном случае производится закрытие ТЗ и полное прекращение подачи воды на РК. Останов тормозами при скорости более регламентированной чреват повреждением тормозной системы ГА, что недопустимо. Способ векторного торможения гидроагрегата позволит произвести полный останов машины, не прибегая к пневматической системе торможения, если разгон ГА происходит в рамках изменяемой частоты вращения АСМ. Дублирование данного способа останова с пневматическими тормозами позволит повысить безопасность ГЭС и ГАЭС.

Таким образом, тема является актуальной в настоящее время для электроэнергетики, поэтому необходимо развивать данное направление в отечественной практике.

2.1 Проблемы внедрения генераторов (генератор-двигателей) с переменной частотой вращения в России и способы их решения

Малое количество отечественных производителей основного энергетического оборудования для гидроэлектростанций при достаточно обширной территории страны привело к монополизации в этой области. Сегодня, в России существуют только две крупные компании, которые производят гидрогенераторы – «Элсиб» и «Силовые машины».

Возможные пути решения проблем по внедрению генераторов с технологией переменной частоты вращения:

- Усовершенствование конструкций как самих машин, так и преобразователей частоты с целью снижения затрат, повышения надёжности и ремонтпригодности, а также улучшения энергетических характеристик;
- Развитие рынка системных услуг, позволяющее станциям вводить более эффективное и надёжное оборудование;
- Стимулирование развития отечественных предприятий, выпускающих оборудование для электростанций.

3 Обзор зарубежного опыта

В таблицу 1 сведена информация о введенных, а также планируемых к вводу в эксплуатацию АСГД в Японии [12].

Таблица 1 – Эксплуатация АСГД в Японии

Наименование ГАЭС	Год ввода в эксплуатацию	Режим генератора, МВ·А	Частота вращения, об/мин	Производитель	Тип системы возбуждения
АСГД введенные в эксплуатацию					
Narude	1987	22	190-210	Hitachi	Циклоконвертер
Yagisawa № 2	1990	85	130-158	Toshiba	Циклоконвертер
Takami № 2	1993	140	208-254	Mitsubishi	Инвертор напряжения (GTO)
Okawashi № 4	1993	400	330-390	Hitachi	Циклоконвертер
Shiobara № 3	1995	360	356-394	Toshiba	Циклоконвертер
Okawachi № 3	1995	400	-	Hitachi	Циклоконвертер
Okukiyotsu-2, №2	1996	345	407-450	Toshiba	Инвертор напряжения (GTO)
Yagisawa № 3	1996	85	130-156	Toshiba	Циклоконвертер
Yanbaru (экспериментальна я на морской волне)	1999	33	423-477	Toshiba	Инвертор напряжения (GTO)
Okukiyotsu № 2	1996	345	408-450	Toshiba	-
Okikuyotsu № 5	1996	345	-	Toshiba	-
Okumino № 1-6	1996	279	-	-	-
Omarugawa № 4	2007	340	576-624	Mitsubishi	Циклоконвертер
Omarugawa № 3	2008	340	576-624	Hitachi/ Mitsubishi	Инвертор напряжения (GCT)
Omarugawa № 1	2010	340	576-624	Hitachi/ Mitsubishi	Инвертор напряжения (GCT)
Omarugawa № 2	2011	340	576-624	Hitachi/ Mitsubishi	Циклоконвертер
Kyogoku № 1	2014	230	475-525	-	Инвертор напряжения (IEGT)
Kyogoku № 2	2015	230	475-525	-	Инвертор напряжения (IEGT)
Okutataragi №1	2018	320	285-315	-	Инвертор напряжения
Okutataragi №2	2019	320	285-315	Hitachi	Инвертор напряжения
АСГД планируемые к вводу					
Kazunogawa unit	2020	475	480-520	Toshiba	Инвертор напряжения (IEGT)
Kazunogawa unit 4	2020	475	480-520	Toshiba	Инвертор напряжения (IEGT)

Активное развитие генераторов с технологией переменной частоты вращения началось в конце 1980 годов прошлого века. Эксплуатация генераторов-двигателей за рубежом началась с 1987 года. Первый такой агрегат был пущен в Японии на ГАЭС Narude. В дальнейшем, конструкции машин совершенствовались: увеличивались мощности и модернизировались типы системы возбуждения, вводились новые конструкции креплений лобовых частей ротора, совершенствовались системы вентиляции контактных колец для отвода щёточной пыли. Изменилась система возбуждения (СВ) с типа циклоконвертер на тип инвертор напряжения (IEGT). Переход на новые СВ

позволил улучшить технико-экономические показатели [13].

В 2020 году в Японии планируется к вводу АСГД мощностью 475 МВт на ГАЭС Kazunogawa [12]. Такая мощность АСГД является наибольшей в мире, среди ГАЭС.

В таблице 2 представлена информация АСГД Европейских и других стран [14].

Таблица 2 – АСГД Европы и других стран

Наименование ГАЭС	Кол-во агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Режим генератора, МВ·А	Частота вращения, об/мин	Производитель	Страна
АСГД в Европе						
Goldisthal	2	2003	260	333 (+4%/-10%)	VA Tech	Германия
Avče	1	2010	185	600 ±4%	Mitsubishi	Словения
Frades II	2	2015	383	375 (+2%/-7%)	-	Португалия
Linthal	4	2016	250	500 (+6%/-7,7%)	-	Швейцария
Nante de Drance	6	2017	157	428,6 (+7%/-10%)	Alstom	Швейцария
Le Cheylas	1	2018	250	300 ±7%	Alstom	Франция
Venda Nova III	2	2018	378	-	Siemens	Португалия
Другие страны						
Tehri	4	2006-2020	255	230,8±7,5%	Alstom	Индия
Fengning II	2	2021	330	-	ANDRITZ Hydro	Китай

Видно, что технология, впервые разработанная и испытанная в СССР, сегодня интенсивно развивается в мире. Очевидно, что в будущем, с постоянно растущей скоростью развития новых технологий, машины АСГД станут в большем приоритете, а их единичная мощность будет увеличиваться.

4 Эффективность АСГД

О надёжности генераторов-двигателей с переменной частотой вращения можно говорить на примере современного опыта эксплуатации ГАЭС Голдисталь в Германии. На данной станции установлены четыре генератора-двигателя, из которых два СГД, а остальные два АСГД. АСГД эксплуатируются с 2003 года. Как показал опыт, стационарные виброперемещения у турбинного подшипника удалось снизить с 185 мкм при синхронной частоте вращения до 70 мкм при оптимальной частоте вращения [12]. Снижение уровня вибраций вследствие уменьшения воздействия кавитации на рабочие органы гидротурбины позволяет увеличить срок службы турбины, уменьшить вынос металла из лопастей РК, соответственно, увеличить межремонтный период турбины.

АСГД позволяют повысить КПД ГА. При выдаче минимальной мощности генератора (80 МВт) повышение КПД составляет около 8%. Это обеспечивается возможностью ухода из неблагоприятных режимов работы гидротурбины.

Также доказано экономическое преимущество генераторов-двигателей с переменной частотой вращения. При вводе АСГД увеличение регулировочного диапазона на ГАЭС Голдисталь способствовало первичному регулированию мощности в объёме ± 50 МВт, что позволило увеличить доход при оказании системных услуг примерно до 9 млн. € в год [12].

Следует также отметить, что АСМ могут потреблять реактивную мощность из сети равную мощности генератора, что является дополнительным преимуществом.

Ввиду конструктивных особенностей АСМ улучшается быстродействие электромагнитного регулирования активной мощности и составляет доли секунды. Это достигается ввиду того что, имеется возможность изменения активной мощности независимо от механической мощности в рамках заданной величины изменения частоты вращения [15].

5 Постановка задачи для дальнейших исследований

При передаче мощности через длинные линии электропередач (ЛЭП) могут возникать ограничения выдачи по максимальной мощности из-за нарушения статической и динамической устойчивости. Генераторы с переменной частотой вращения позволяют решить данную проблему. На мощных гидроэлектростанциях генераторы с переменной частотой вращения с ПЧ в роторе являются более приемлемыми с экономической стороны [16], поэтому необходимо произвести моделирование данных машин на ГЭС, которые в ближайшее время подлежат реконструкции, либо которые планируются к вводу или имеют ограничения по выдаче мощности из-за невозможности обеспечить статическую и динамическую устойчивость при работе через длинную ЛЭП.

Также важной проблемой для ГЭС, особенно для ГЭС большой мощности являются виброперемещения гидроагрегата, которые при превышении допустимых значений на мощных машинах могут привести к непоправимым последствиям. Возможность изменения частоты вращения позволит уходить из зон с повышенной вибрацией, что приведёт к значительному снижению уровня вибрации.

АСМ позволит более рационально использовать водохранилища, что приведет к увеличению выработки электроэнергии. Данное преимущество способствует улучшению технических показателей ГЭС.

Более точная оценка эффекта определена при моделировании. Но перед моделированием произведено предварительное обоснование использования АСМ, чтобы убедиться в правильности выбора технического решения. Согласно п. 1.1.26 ПУЭ «Проектирование и выбор схем, компоновок и конструкций электроустановок должны производиться на основе технико-экономических сравнений вариантов с учетом требований обеспечения безопасности обслуживания, применения надежных схем, внедрения новой техники, энерго- и ресурсосберегающих технологий, опыта эксплуатации». Для оценки эффективности применения АСМ выбрана Саяно-Шушенская ГЭС с отдалённой подстанцией «ПС Новокузнецкая». В том числе и ввиду того, что информация по оборудованию, необходимая для оценки есть в открытых источниках.

При условии реконструкции на СШГЭС, произведено сравнение замены всех СГГ на АСГГ с вариантом установки 10 СГГ при строительстве дополнительной ЛЭП. Результат предварительного обоснования внедрения АСМ имеет положительный результат при замене всех СГГ на АСГГ.

6 Обоснование внедрения АСГ на ГЭС

Согласно стандарту организации 17330282.27.140.011-2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», где говорится: «Для ГЭС, на которых предполагается работа гидроагрегатов в широком диапазоне рабочих напоров, или на которых предполагается достаточно длительная работа при пониженных пусковых напорах, выбор типа оборудования должен производиться с рассмотрением различных вариантов: комплексное использование временных рабочих колес и временных гидрогенераторов; использование временных гидрогенераторов, устанавливаемых на фундамент штатного гидрогенератора; использование асинхронизированных гидрогенераторов и др. решения».

Согласно пункту 5.6.2 данного стандарта в части требований к гидрогенераторам «Для ГЭС с постоянным колебанием напора в пределах 10-15% от номинального также следует рассматривать целесообразность применения асинхронизированных электрических машин».

6.1 Майнская ГЭС

Рассмотрим колебания напоров по трендам за несколько летних месяцев для Майнской ГЭС. График зависимости напора от времени представлен рисунке 5.



Рисунок 5 – График зависимости напора от времени для Майнской ГЭС

Из рисунка 5 видно, что максимальный уровень колебания напора составляет 2,5 м. за несколько суток, что соответствует 13% от номинального

напора Майнской ГЭС. Таким образом, Майнская ГЭС подходит по условию, изложенному в пункте 5.6.2 в части требований к гидрогенераторам. Однако этого не достаточно для дальнейшего рассмотрения генераторов с переменной частотой вращения. Также необходимо рассмотреть вопрос регулирования напряжения на отходящих шинах ГЭС. График напряжения на шинах 220 кВ МГЭС представлен на рисунке 6.

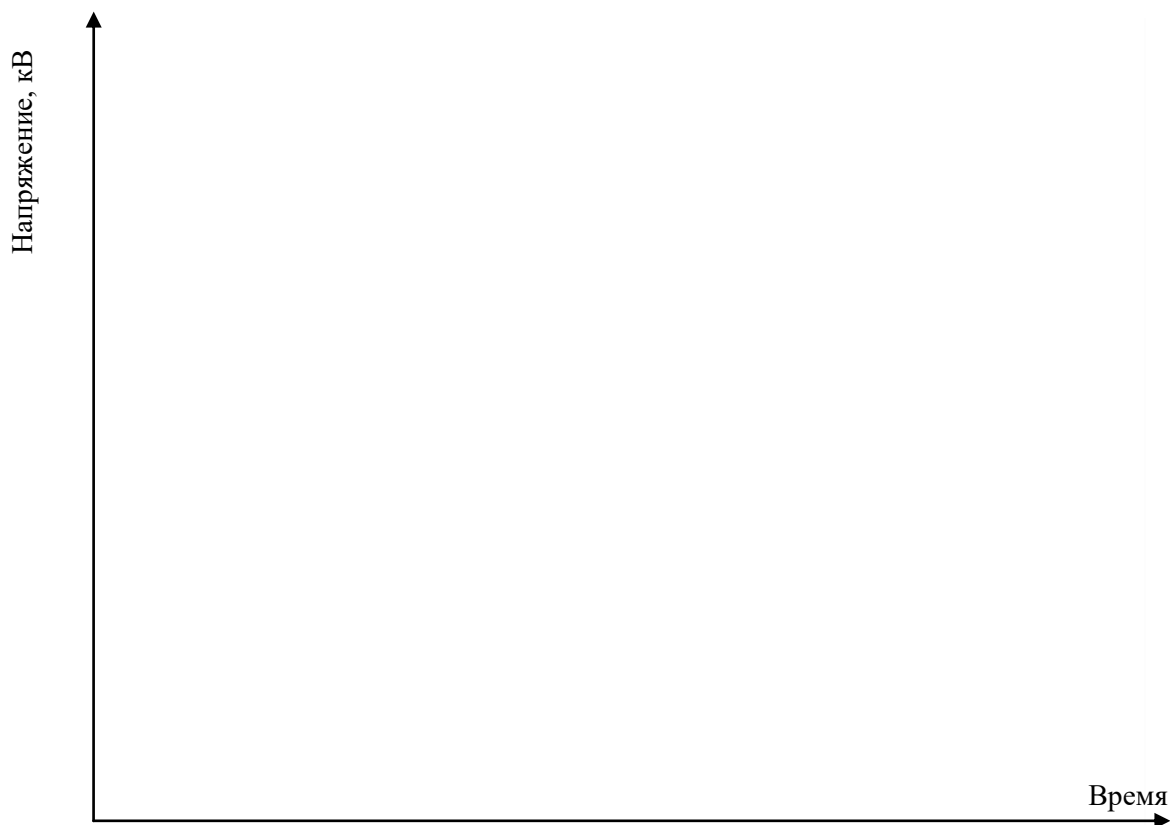


Рисунок 6 – Напряжение на шинах 220 кВ МГЭС

Важно отметить проблему повышенного напряжения на отходящих шинах Майнской ГЭС. Далее произведем оценку возможности регулирования напряжения на отходящих шинах Майнской ГЭС.

Так как напряжение на шинах 220 кВ Майнской ГЭС повышенное, генераторы должны работать с потреблением реактивной мощности. Диаграмма мощностей новых синхронных гидрогенераторов, которые будут установлены после реконструкции, представлена на рисунке 7.

Рисунок 7 – Диаграмма мощностей для СГГ МГЭС

Из заводской диаграммы видно, что в режиме потребления у этих гидрогенераторов практически нет ограничений. Полная мощность 125 МВА. Разница с АСГГ в режиме потребления составит около 20 МВАр, с учетом снижения напряжения на шинах статора – еще меньше. Таким образом, по эффективности регулирования напряжения в данном случае АСГГ сопоставим с существующим синхронным генератором и замена синхронных генераторов на АСГГ не оправдана с точки зрения регулирования напряжения для Майнской ГЭС. Поэтому данная станция не приемлема для дальнейшего рассмотрения установки на ней АСГГ.

6.2 Саяно-Шушенская ГЭС

Для Саяно-Шушенской ГЭС, где водохранилище имеет годичный характер зарегулированности речного стока, перепад по напору при сработке-наполнении водохранилища за год составляет 35,1 м., что эквивалентно 16% от максимального напора ($H_{\text{макс}} = 219$ м). Максимальный напор, согласно графику сработки-наполнения водохранилища составляет 210,4 м. Минимальный – 175,3 м. График сработки – наполнения водохранилища для 50% обеспеченности речного стока СШГЭС [17] представлен на рисунке 8.

Таким образом, СШГЭС подходит по условию, изложенному в пункте 5.6.2 в части требований к гидрогенераторам.

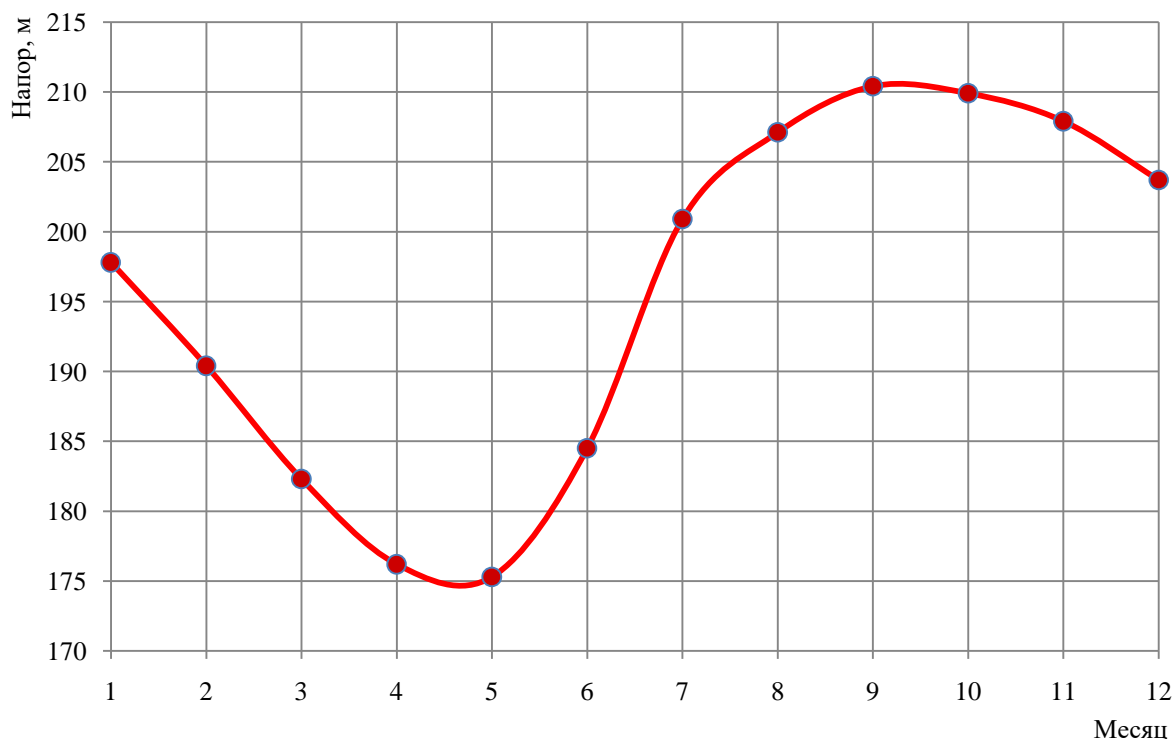


Рисунок 8 – График сработки – наполнения для водохранилища СШГЭС

Оценим технический эффект для СШГЭС. Диаграмма мощностей Саяно-Шушенской ГЭС имеет ограничения по потреблению реактивной мощности, снятие которых приведет к лучшему регулированию напряжения на шинах станции. Стоит отметить, что новый асинхронизированный генератор будет работать в большем диапазоне по потреблению реактивной мощности. Максимальный уровень потребления станет равен мощности гидрогенератора. Диаграмма мощностей старого СГ (до реконструкции) представлена на рисунке 9, данная диаграмма приведена в источнике [18, с. 13].

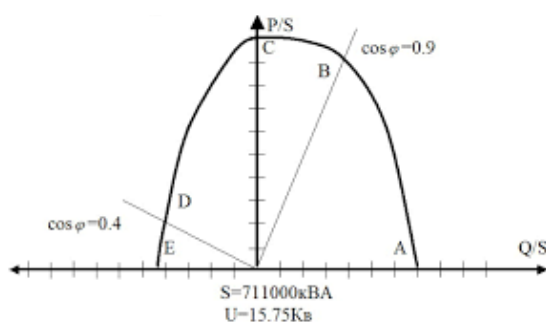


Рисунок 9 – Диаграмма мощностей СГ СШГЭС

На начальном этапе произведена оценка возможности установки АСГ в шахту генератора СШГЭС без изменения её формы и размеров. При той же мощности по размерам АСГ сопоставим с СГ при высоте ротора большей, чем у СГ на 21% по имеющимся аналогам на основании соответствующего расчета. Исходный рисунок СГ получен из источника [19]. Составлен эскиз разреза АСГ, который представлен на рисунке 10.

Асинхронизированный генератор

Синхронный генератор

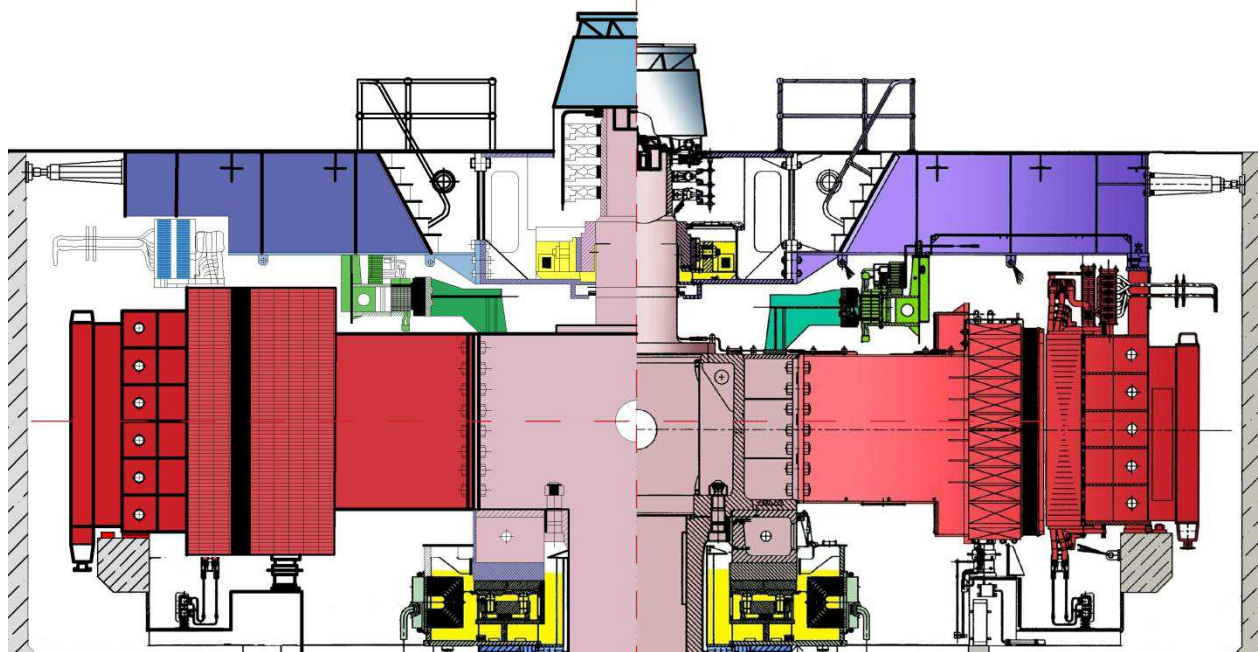


Рисунок 10 – Эскиз разреза по оси гидроагрегатов в сопоставлении СГ и АСГ СШГЭС

7 Оптимизация работы гидротурбины РО 230-В-677 посредством переменной частоты вращения

Работа в запрещенной зоне работы гидротурбины характеризуется повышенными пульсациями потока, гидравлическими ударами и увеличением виброперемещений ГА, что в свою очередь повышает износ рабочего колеса гидротурбины и может привести к аварии. Работа в данных зонах ограничена по времени и недопустима для эксплуатации. Эти зоны требуется проходить как можно быстрее при выходе на разрешенную мощность. Таким образом, запрещенная зона работы турбины определяется пульсациями в проточном тракте турбины.

Важно принять во внимание, что каждый ГА одной ГЭС индивидуален. Одинаковые гидроагрегаты одной ГЭС имеют разные зоны работы ввиду множества факторов, главным звеном которых является различная степень износа деталей ГА, а также, неоднородность монтажа конструктивных узлов проточного тракта гидравлической машины. Поэтому расчет оптимизации гидротурбины следует выполнять для каждого ГА в отдельности. Оптимизация работы произведена при условии возможности турбины работать с переменной частотой вращения. В рамках данной работы для оценки рассмотрен один из ГА.

В период с 2010 года по 2014 год на Саяно-Шушенской ГЭС постепенно из эксплуатации были выведены все выработавшие свой срок службы гидротурбины и заменены на абсолютно новые [20].

В данной работе исследована старая гидротурбина РО 230/833-В-677, при возможности работы с переменной частотой вращения. Характеристики турбины приведены в открытых источниках [21; 22]. Напор минимальный $H_{мин} = 172$ м, расчётный $H_p = 194$ м, максимальный $H_{макс} = 219$ м. Мощность турбины составляет 650 МВт [22, с. 99]. Эксплуатационная характеристика (ЭХ) данной турбины с синхронной частотой вращения представлена на рисунке 11 [21, с. 158].

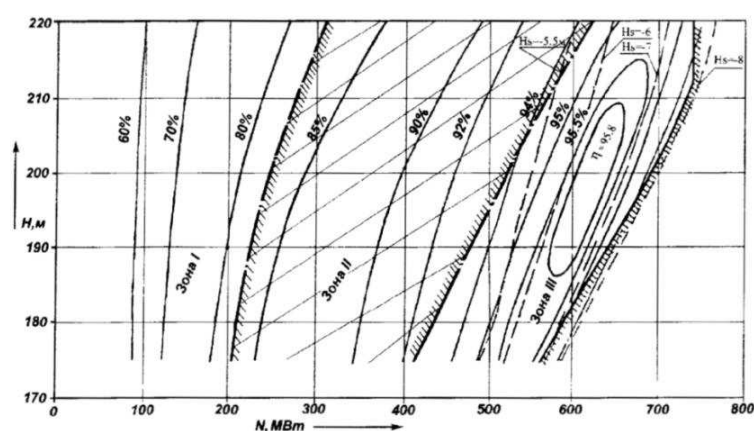


Рисунок 11 – Эксплуатационная характеристика при синхронной скорости вращения

На ЭХ обозначена запрещенная зона (II), в которой эксплуатация гидротурбины не допускается. Однако, во время пусков или остановов работа в зоне II неизбежна. Разрешенной является зона I и III [21, с. 157-158].

Согласно рисунку 11, запрещенный диапазон мощностей:

При N_{\max} : $308 \text{ МВт} \leq N \leq 618 \text{ МВт}$;

При N_p : $235 \text{ МВт} \leq N \leq 498 \text{ МВт}$;

При N_{\min} : $203 \text{ МВт} \leq N \leq 400 \text{ МВт}$.

Для дальнейшего исследования перенесем запрещенную зону с ЭХ на универсальную характеристику (УХ), которая представлена на рисунке 12. Для наглядности обозначим запрещенную зону работы точками А, В, С, D, Е, F на УХ и ЭХ (рисунок 13).

Запрещенный диапазон мощностей на ЭХ определяется при испытаниях ГА на основании пульсаций давления в проточном тракте турбины. При пересчете с ЭХ на УХ можно наглядно отобразить не рекомендованную зону работы.

Применим теорию подобия. Поправка для пересчета с модели на натуру турбины рассчитана, согласно методике, изложенной в [23]. КПД натурной турбины в расчетной точке составляет $\eta_{н.опт} = 0,944$. КПД модельной турбины в расчетной точке $\eta_{м.опт} = 0,9$, который определен по универсальной характеристике [22, с. 106]. Дальнейшие расчеты параметров турбины произведены по методике, принятой в [23].

Поправка при переходе от модели к натуре найдена по формуле 1.

$$m = \eta_{н.о.} / \eta_{м.о.}; \quad (1)$$

$$m = 0,944 / 0,9 = 1,049.$$

Приведенная частота вращения для расчетного напора при синхронной скорости вращения:

$$n'_p = n_{\text{синх}} \cdot \frac{D_1}{\sqrt{m \cdot H_p}}, \quad (2)$$

где D_1 – Диаметр рабочего колеса натурной турбины, м.

$$n'_p = 142,8 \cdot \frac{6,77}{\sqrt{1,049 \cdot 194}} = 67,8 \text{ об/мин.}$$

Аналогично произведен расчет частоты для остальных напоров и скоростей вращения турбины.

Далее перенесем запрещенную зону работы на УХ. Запрещенная область работы выделена на рисунке 12 красным цветом.

Пересчет зоны работы на УХ выполнен по формуле 3 [23; 24].

Приведенный расход составит:

$$Q'_I = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{mH}}, \quad (3)$$

где Q – Расход натурной турбины, определенный по расходно-мощностной характеристике, м³/с.

Расходы для натурной турбины найдены по расходно-мощностной характеристике, определенной на основании УХ [22, с. 106]. Расходы для точек А, В, С, D, Е, F сведены в таблицу 3.

Таблица 3– Расход для натурной турбины

Напор	Точка	Q , м ³ /с	Точка	Q , м ³ /с
H_{\max}	Е	173	Ф	302
H_p	А	150	В	277
H_{\min}	С	144	Д	253

Определим расход модельной турбины для точки А:

$$Q'_I = \frac{150}{6,77^2 \sqrt{1,049 \cdot 194}} = 0,229 \text{ м}^3/\text{с} = 229 \text{ л/с}$$

Пересчет зоны работы на УХ для остальных точек произведен аналогично. Данные пересчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расход для модельной турбины

Напор	Точка	Q'_I , л/с	Точка	Q'_I , л/с
H_{\max}	Е	249	Ф	435
H_p	А	229	В	424
H_{\min}	С	234	Д	411

7.1 Уменьшение запрещенной зоны работы гидротурбины

Изменив скорость вращения турбины можно перейти в область разрешенной мощности. Это достигается теоретически, на основании УХ. Зная, что изменение частоты вращения прямо пропорционально изменению напора можно определить величину виброперемещений при уходе из запрещенной области работы на основании данных по виброиспытаниям при соответствующем напоре работы машины с синхронным гидрогенератором.

На универсальной характеристике [22, с. 106], представленной далее, где зеленый цвет соответствует минимальному напору, синий расчётному, а красный максимальному напору. Стрелками указаны желтым цветом точки работы турбины, где возможно максимальное уменьшение запрещенной мощности при определенной скорости вращения. Допустимый диапазон изменения частоты вращения, относительно синхронной принят +12% и -11%. Универсальная характеристика представлена на рисунке 12.

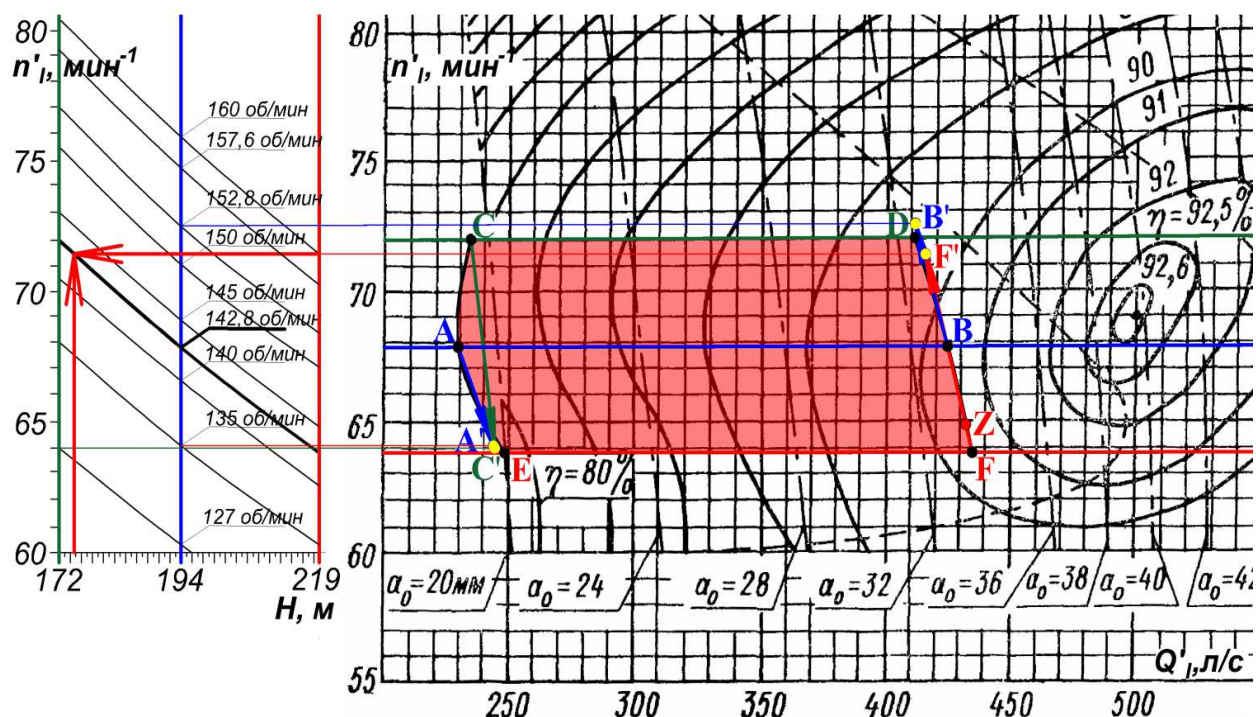


Рисунок 12 – Универсальная характеристика

Таким образом, анализ режимов работы турбины выполнен на основании УХ и ЭХ. Однако, это не даёт полную картину режимов работы турбины, о чём говорится в [25, с. 6]. Стоит отметить, что даже ЭХ, полученная с помощью модельных исследований завода-изготовителя несколько отличается от ЭХ при натуральных испытаниях [26, с. 214]. Очевидно, более точная оценка возможна только при натуральных испытаниях. Оценка режимов работы турбины с помощью теории подобия достаточно корректна с теоретической стороны.

Для оценки величины уменьшения запрещенной мощности выполнен обратный пересчет с модели на натуру турбины [23].

Прирост разрешенного диапазона работы турбины выделен синим цветом, а красным выделена запрещенная область работы турбины. Результат пересчета ЭХ при переменной частоте вращения турбины представлен на рисунке 13.

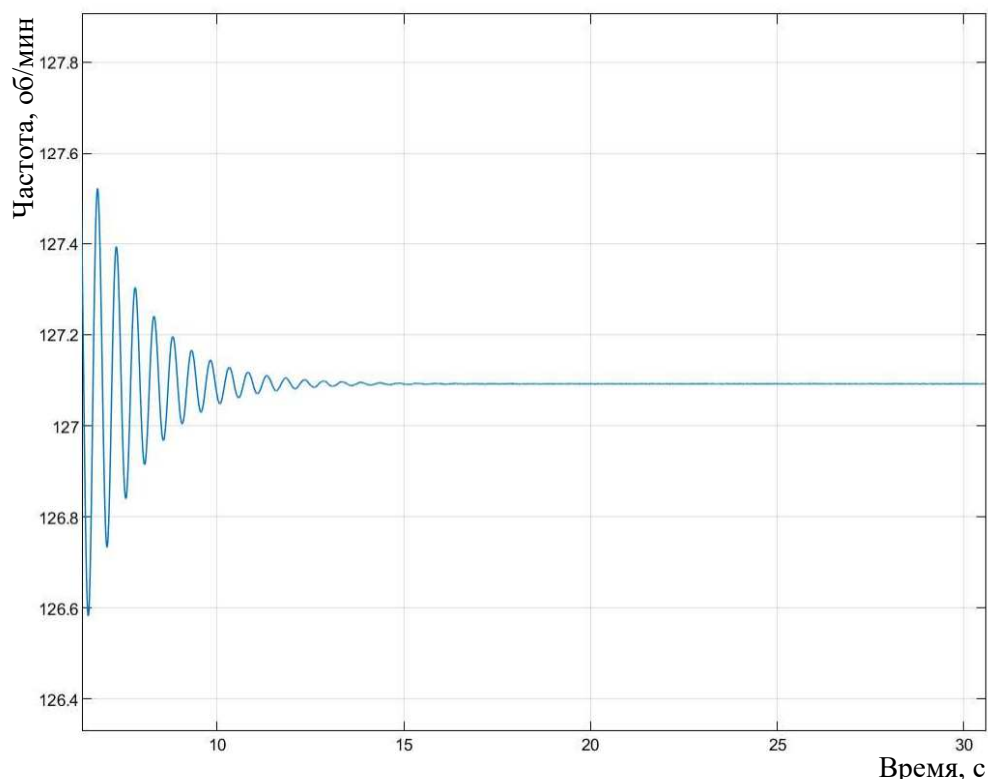


Рисунок 17 – Изменение частоты вращения ротора - 11% от синхронной скорости

На рисунке 18 представлен график зависимости частоты вращения от времени с изменением частоты вращения +12% от синхронной скорости.

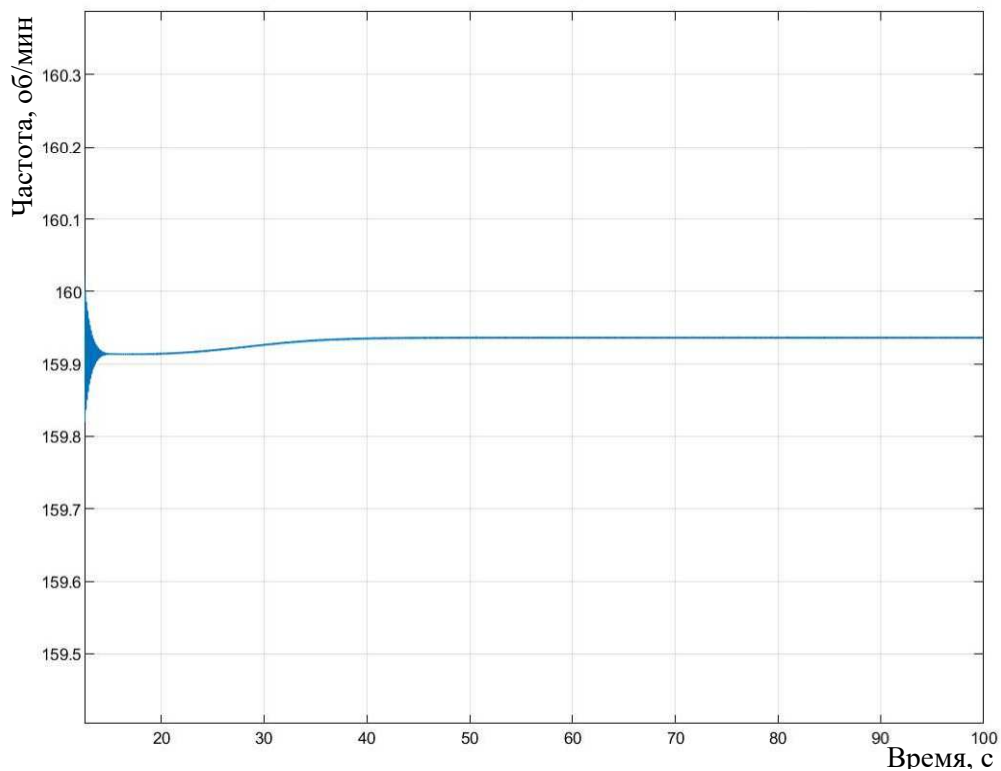


Рисунок 18 – Изменение частоты вращения ротора + 12% от синхронной скорости

9 Модель СГГ

Разработана модель гидрогенератора СВФ1-1285/275-42УХЛ4 с полной мощностью $S = 711$ МВА с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9$. Параметры приняты из [29, с. 214]. Схема СГГ, смоделированная в MATLAB, представлена на рисунке Б.1.

Установим номинальную активную мощность генератора 640 МВт и номинальную реактивную мощность 309,71 МВАр с целью проверки на соответствие реальному гидрогенератору.

В окне «Machines info» программа рассчитывает параметры, исходя из заданных величин P и Q . Таким образом, линейное напряжение на статоре составляет 15,75 кВ, ток статора 26,063 кА, подводимая мощность к генератору 649,42 МВт, требуемый крутящий момент составил 43,411 МН·м, напряжение обмотки возбуждения ротора 2,2028 о.е. Параметры модели СГГ представлены на рисунке 19.

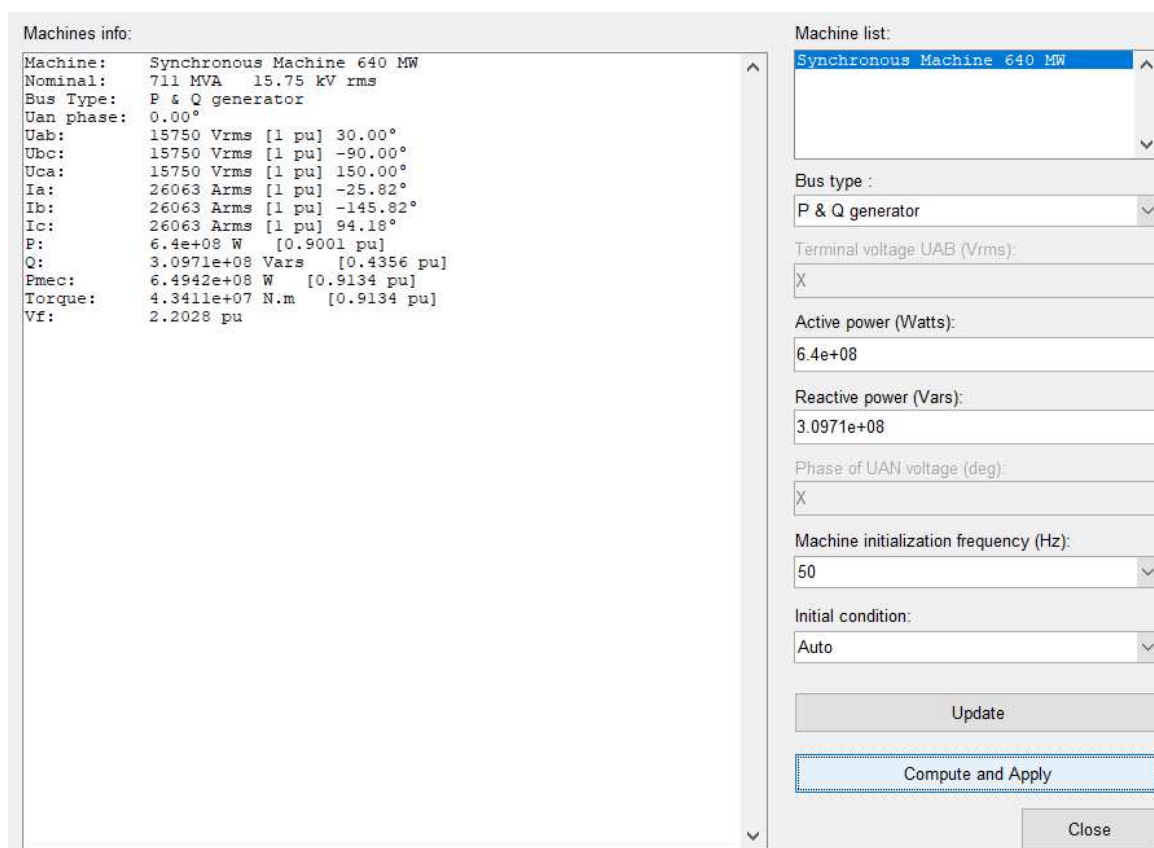


Рисунок 19 – Параметры СГГ

Из рисунка 19 видно, что токи и напряжения статора совпадают с номинальными. Напряжение ротора тоже совпадает с номинальным. Поэтому данную модель стоит считать приемлемой для дальнейшей работы.

Процесс пуска представляет собой отдельную задачу, поэтому принято, что генератор работает уже в сети с номинальной частотой вращения. Частота вращения СГГ в момент с 0 с по 100 с представлена на рисунке 20.

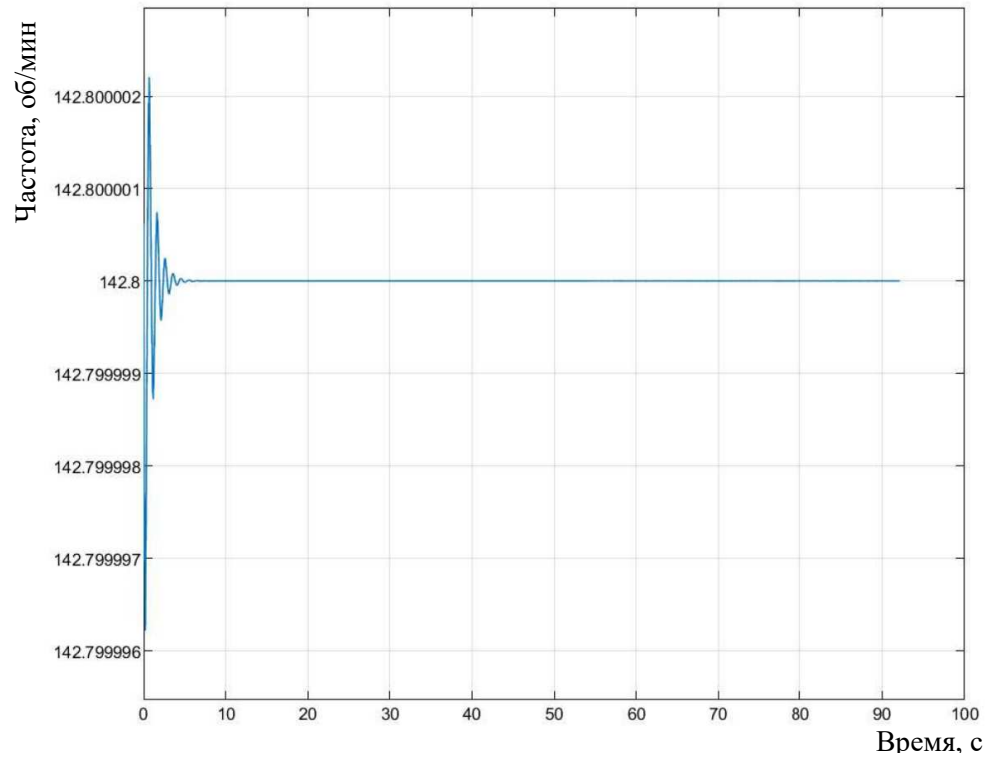


Рисунок 20 – Частота вращения СГГ

График зависимости тока статора генератора от времени представлен на рисунке 21.

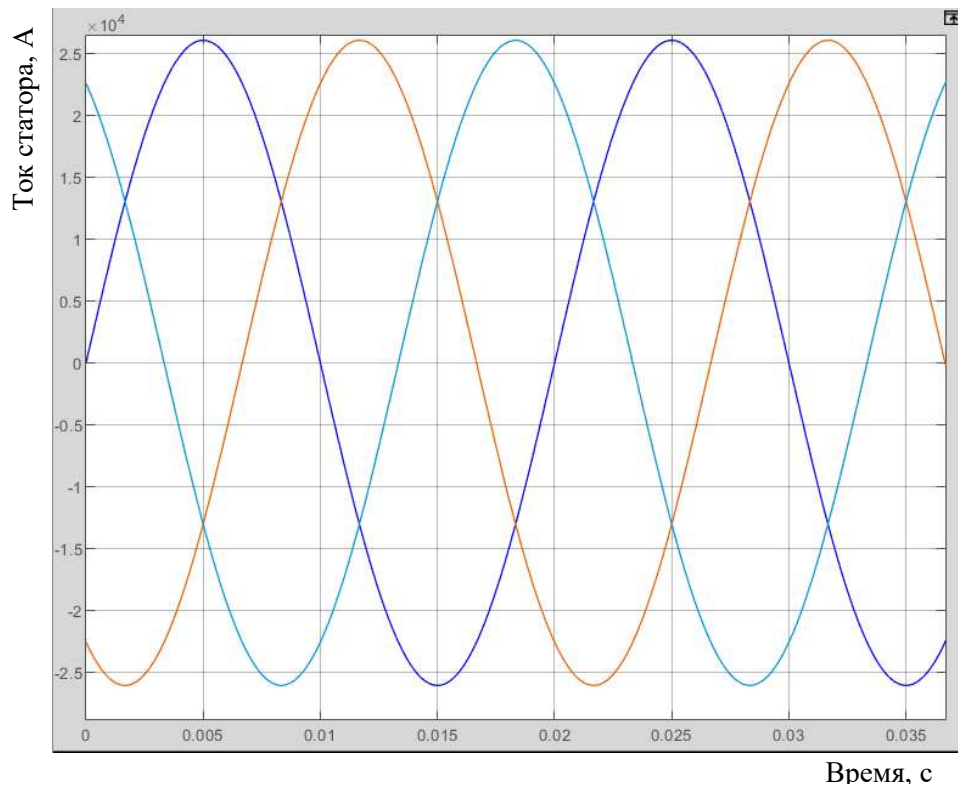


Рисунок 21 – Ток статора СГГ

10 Оценка динамической устойчивости гидрогенераторов

Оценка динамической устойчивости произведена в программе Matlab Simulink. Собрана схема генератор → трансформатор → ЛЭП → шины бесконечной мощности (ШБМ).

В качестве ШБМ принят источник бесконечной мощности. Источник бесконечной мощности при КЗ позволяет сохранять симметричную трехфазную систему напряжений неизменной. Постоянство напряжений на шинах системы по абсолютному значению и фазе исключает возможность качаний приемной системы и значительно упрощает анализ явлений [30]. Схема источника бесконечной мощности Matlab представлена на рисунке 22.

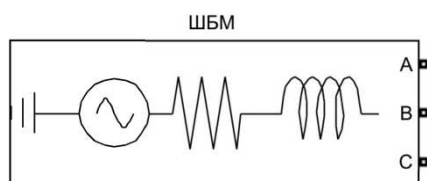


Рисунок 22 – Источник бесконечной мощности

В исследовании динамической устойчивости активная мощность каждого генератора составляет 640 МВт, реактивная 100 МВАр. Начальное время трехфазного КЗ принято 20 с. Общее время исследования – 100 с.

Принято, что КЗ происходит в конце двухцепной линии СШГЭС → ПС Новокузнецкая, то есть на расстоянии 450 км от СШГЭС.

Схема для оценки динамической устойчивости различного типа гидрогенераторов представлена на рисунке 23.

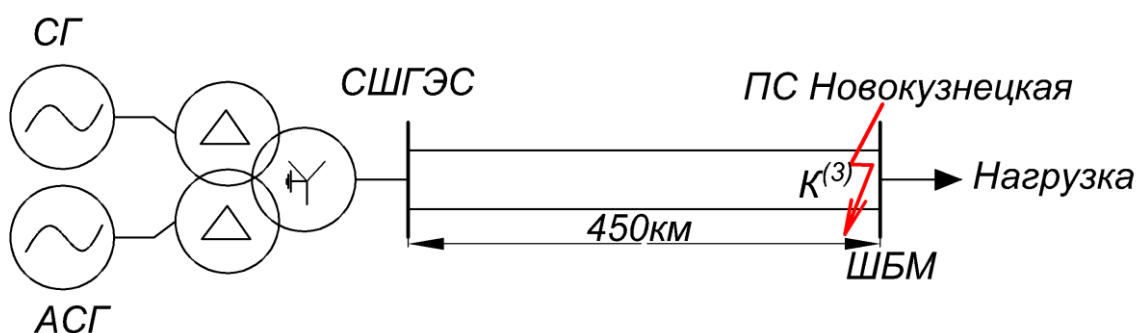


Рисунок 23 – Схема выдачи одного блока

Параметры трансформатора ОРЦ 533000/500, необходимые для модели:

$S_{ном} = 533 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ВН} = \frac{533}{\sqrt{3}} \text{ кВ}$; $U_{Н1} = 15,75 \text{ кВ}$; $U_{Н2} = 15,75 \text{ кВ}$; $\Delta P_X = 250 \text{ кВт}$; $\Delta P_K = 1400 \text{ кВт}$; $U_{к(в-н)} \% = 13,5$; $U_{к(н1-н2)} \% = 22$; $I_X \% = 0,3$; $S_{НН} = 266,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Блок трансформатора Matlab представлен на рисунке 24.

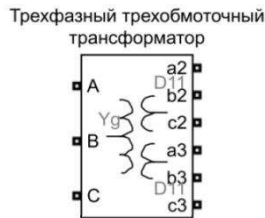


Рисунок 24 – Силовой трансформатор

Параметры двухцепной ЛЭП АС-330 СШГЭС → ПС Новокузнецкая:

$$\begin{aligned}
 n &= 3; \\
 r_1 &= r_2 = 0,029 \text{ Ом/км}; \\
 L_1 &= L_2 = 98,09 \text{ мГн/км}; \\
 c_1 &= c_2 = 11,48 \text{ нФ/км}; \\
 l_1 &= 447,2 \text{ км}; \\
 l_2 &= 447,5 \text{ км}.
 \end{aligned}$$

где n – Число фаз;

$r_1, r_2, L_1, L_2, c_1, c_2$ – Удельные активные, индуктивные и емкостные сопротивления первой и второй цепи ЛЭП соответственно;

l_1, l_2 – Длина первой и второй цепи ЛЭП.

Для моделирования линии принят стандартный блок «Distributed Parameters Line», так как он позволяет учитывать распределенные параметры многофазной линии электропередач, что важно для длинных и высоковольтных ЛЭП. Данный блок сведен в подсистему «Двухцепная ЛЭП». Схема трёхфазной ЛЭП Matlab представлена на рисунке 25.

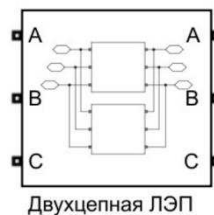


Рисунок 25 – Блок трёхфазной ЛЭП

КЗ произведены с помощью блока «Трёхфазное КЗ». Параметры КЗ представлены на рисунке 26.

Fault between:

Phase A Phase B Phase C Ground

Switching times (s): [20 21.0] External

Fault resistance R_{on} (Ohm): 0.001

Ground resistance R_g (Ohm): 100

Snubber resistance R_s (Ohm): 1e6

Snubber capacitance C_s (F): inf

Measurements: None

Рисунок 26 – Параметры блока «Трёхфазное КЗ»

Сам блок трёхфазного КЗ Matlab представлен на рисунке 27. Он позволяет моделировать различные виды КЗ. В том числе и трёхфазное.



Рисунок 27 – Блок, имитирующий КЗ

Приняты стандартные значения сопротивления при КЗ между фазами (фазовых выключателей) $R_{on} = 0,001$ Ом и демпфирующее сопротивление $R_s = 1 \cdot 10^6$ Ом.

10.1 Выбор оптимального количества генераторов с переменной частотой вращения

10.1.1 Предварительная оценка времени симметричного трёхфазного КЗ

Допустимое время для АСГД симметричного трёхфазного КЗ (так называемого «Гидравлического КЗ») определится по формуле 4 [12, с. 105]:

$$\Delta t_{кз} = \frac{T_j}{M_T} (s_{дон} - s_0), \quad (4)$$

где T_j – постоянная механическая инерции агрегата, с;

M_T – момент турбины, о.е.;

s_0 – начальное значение скольжения, о.е.;

$s_{дон}$ – максимальное значение скольжения, о.е.

Момент турбины определен по формуле 5:

$$M_T = \rho_{ж} \cdot g \cdot \frac{Q \cdot H}{\omega} \cdot \eta_p, \quad (5)$$

где $\rho_{ж}$ – Плотность жидкости, кг/м³;
 g – Ускорение свободного падения, м/с²;
 Q – Расход натурной турбины, м³/с;
 H – Напор натурной турбины, м;
 ω – Угловая частота вращения, рад/с;
 η_p – КПД при расчетном напоре и номинальной мощности, о.е.

Постоянная механическая инерции определится по формуле 6.

$$T_j = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n_0^2}{10^6 \cdot P_{ном}}, \quad (6)$$

где n_0 – номинальная частота вращения, об/мин;
 GD^2 – маховой момент гидроагрегата, т·м²;
 $P_{ном}$ – Номинальная активная мощность (при $\cos \varphi = 1$), МВт.

Данные параметры взяты с источника [22, с. 100].

Постоянная инерции для СГГ:

$$T_j = \frac{2,74 \cdot 104500 \cdot 142,8^2}{10^6 \cdot 711} = 8,212 \text{ с.}$$

Постоянная инерции для АСГГ:

$$T_j = \frac{2,74 \cdot 114750 \cdot 142,8^2}{10^6 \cdot 711} = 9,018 \text{ с.}$$

Расчётная величина постоянной инерции T_j учтена для СГ и АСГ при моделировании в ПК Matlab Simulink.

Стоит отметить, что $\Delta t_{кз}$ для СГД составляет 0,2 – 0,3 с [12].

10.1.2 Оценка времени симметричного трёхфазного КЗ в ПК Matlab Simulink

Оценка динамической устойчивости при оптимальном количестве АСГГ определена при моделировании в программном комплексе математического моделирования Matlab Simulink.

Собрана модель синхронный генератор с АРВ и параметрами СШГЭС, линия 500 кВ, шины бесконечной мощности.

Рассмотрим случай 2 СГГ. Схема для 2 СГГ в Matlab Simulink представлена на рисунке В.1. Время трехфазного короткого замыкания на ШБМ, при котором синхронные гидрогенераторы вышли из синхронизма составило 0,24 с, $\Delta t_{кз} = 0,23$ с.

При 2 АСГГ потеря динамической устойчивости происходит при длительности трехфазного КЗ 1,5 с в конце ЛЭП 500 кВ длиной 450 км. Схема для 2 АСГГ в Matlab Simulink представлена на рисунке В.2. Динамическая устойчивость в случае 2 АСГГ для линии 500 кВ избыточна, далее рассмотрим динамическую устойчивость блока СГГ+АСГГ.

Исследование блока СГГ+АСГГ при $\Delta t_{кз} = 0,24$ с показало, что генераторы могут работать достаточно устойчиво. Схема для СГГ+АСГГ в Matlab Simulink представлена на рисунке В.3.

График зависимости частоты вращения АСГГ от времени представлен на рисунке 28.

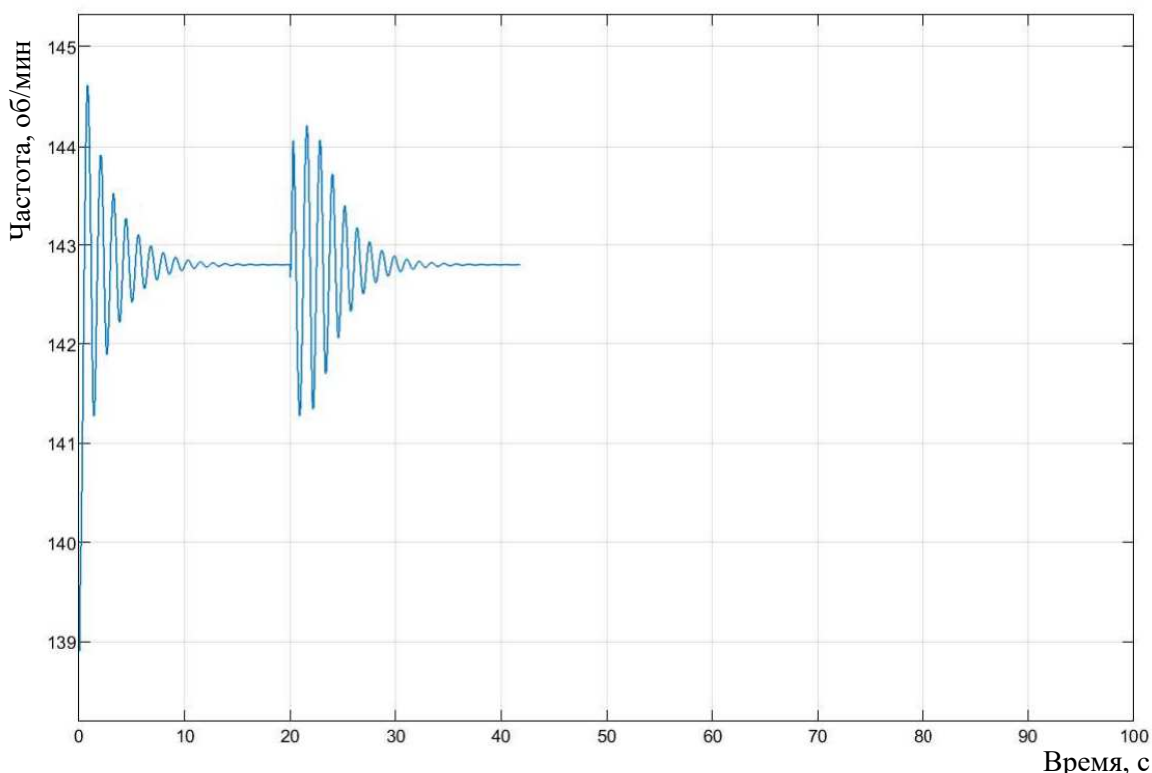


Рисунок 28 – Частота вращения ротора АСГГ при $t_{кз} = 0,24$ с

Для наглядности КЗ на рисунке 29 представлен график зависимости напряжения на статоре от времени для АСГГ

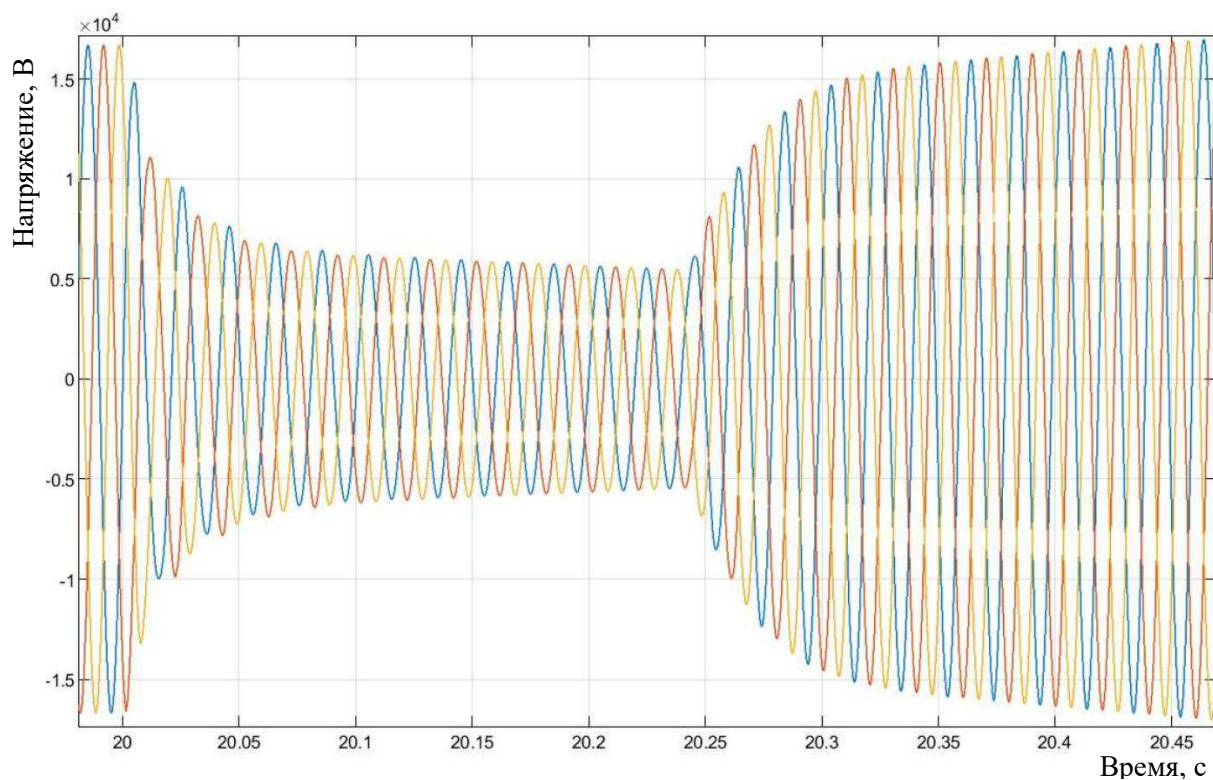


Рисунок 29 – Напряжение на статоре АСГ в момент КЗ при $t_{КЗ} = 0,24$ с

График зависимости частоты вращения СГГ от времени представлен на рисунке 30.

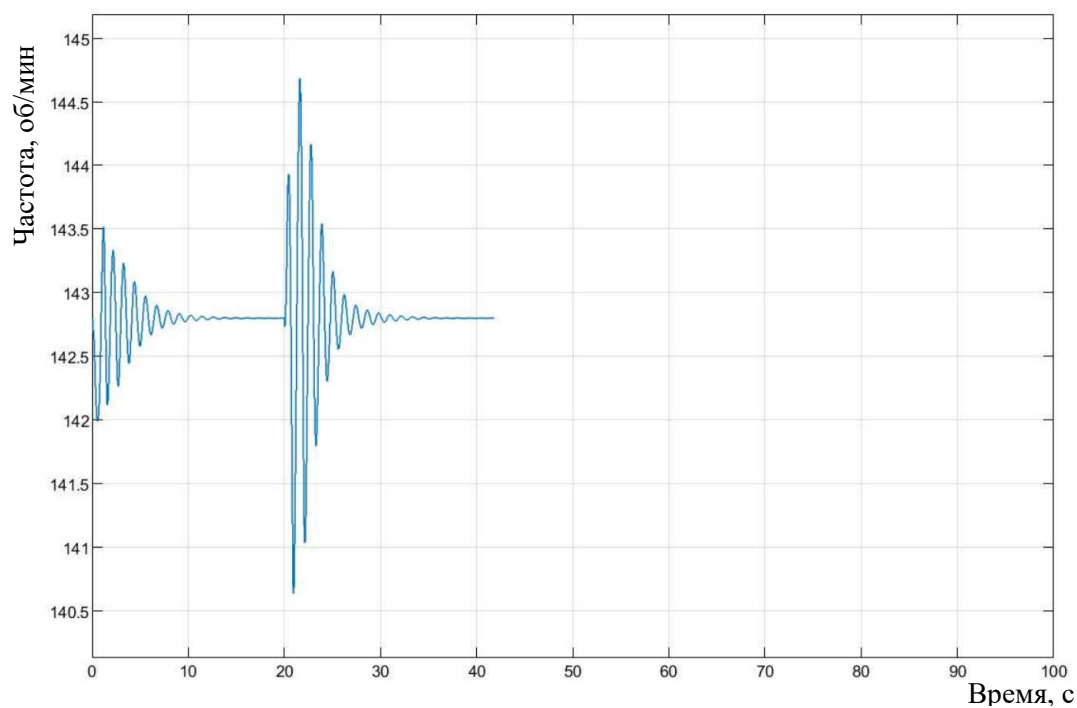


Рисунок 30 – Частота вращения ротора СГГ при $t_{КЗ} = 0,24$ с

На рисунке 31 представлен график зависимости напряжения на статоре от времени для СГГ.

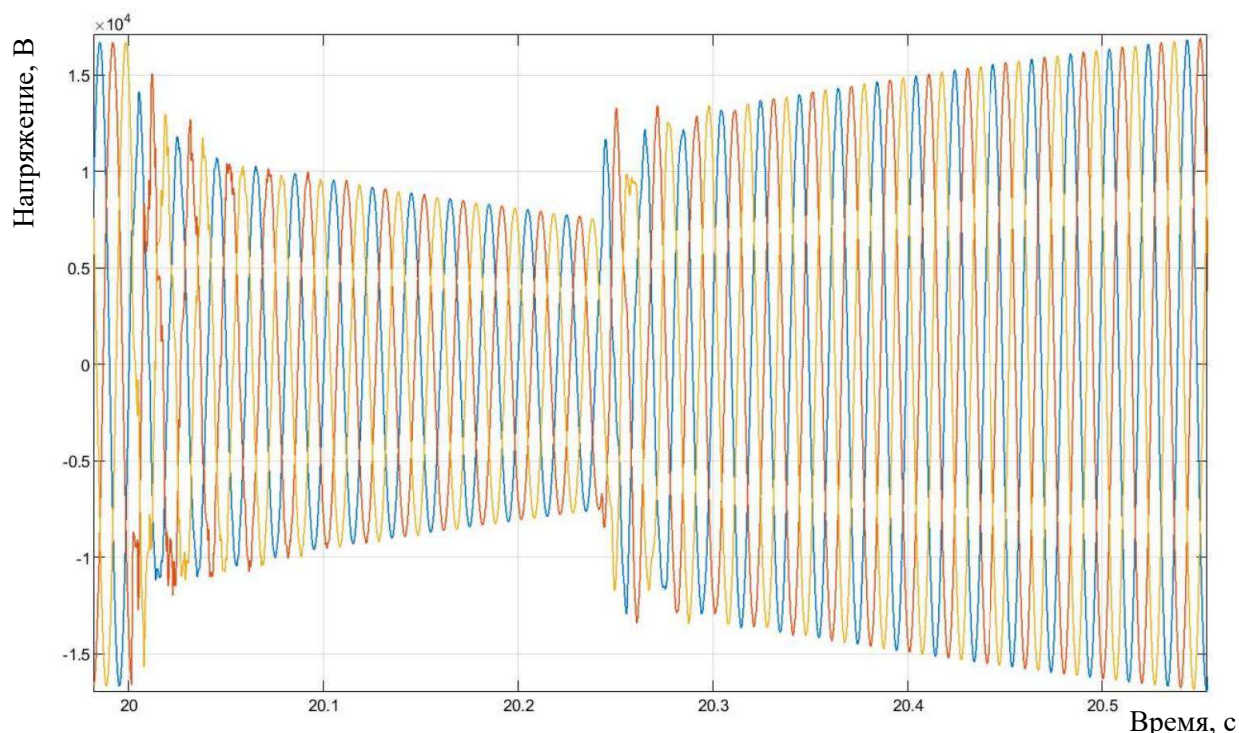


Рисунок 31 – Напряжение на статоре СГГ в момент КЗ при $t_{КЗ} = 0,24$ с

Сравнив напряжение на статоре при КЗ, согласно рисункам 29 и 31, АСГГ более быстро восстанавливает напряжение после КЗ. Что говорит о лучшем быстродействии АСГГ.

Исследование блока СГГ+АСГГ показало более высокую динамическую устойчивость, чем 2 СГГ, но менее высокую, чем 2 АСГГ. В случае $t_{КЗ} = 0,3$ с блока СГГ+АСГГ синхронная машина отключится от сети так как не сможет обеспечить выдачу, АСГГ продолжит выдавать мощность, так как изменение скорости не выходит за пределы допустимого скольжения АСМ +12%, -11% от синхронной скорости вращения.

График зависимости частоты вращения от времени при $t_{КЗ} = 0,3$ с для АСГГ представлен на рисунке 32.

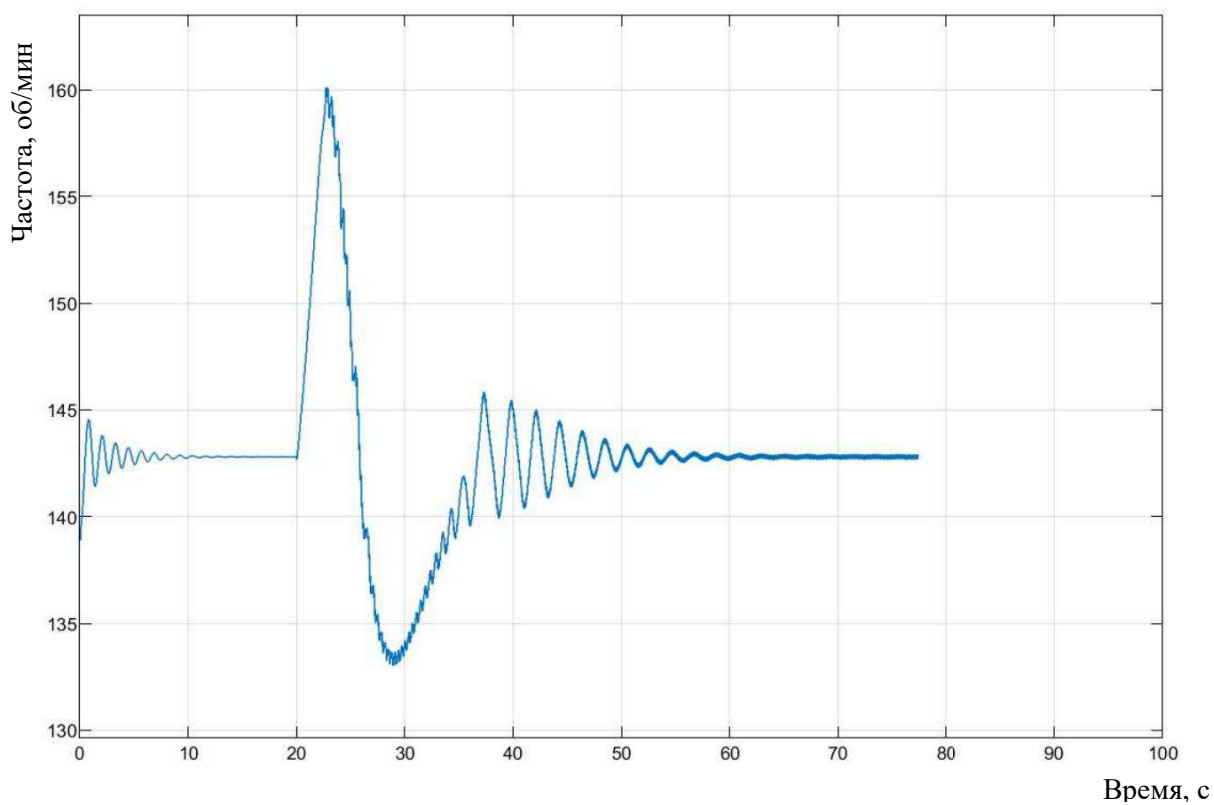


Рисунок 32 – Частота вращения ротора АСГГ при $t_{K3} = 0,3$ с

График зависимости частоты вращения от времени при $t_{K3} = 0,3$ с для СГГ представлен на рисунке 33.

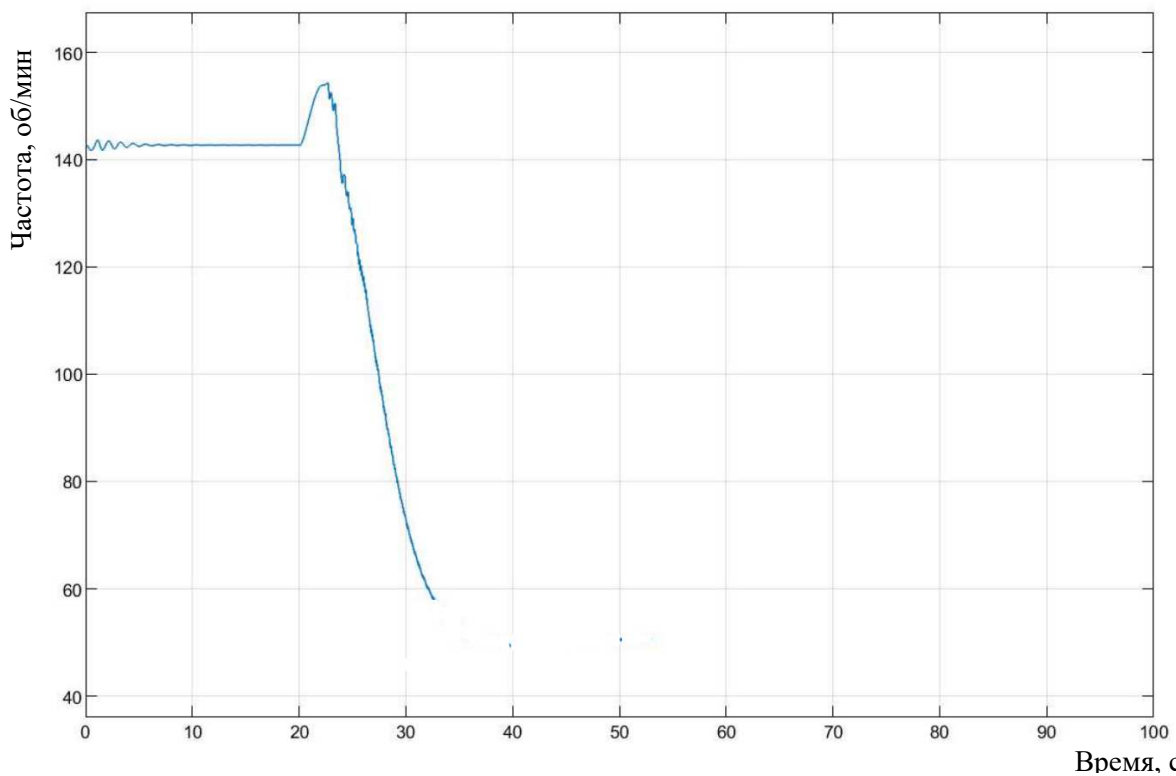


Рисунок 33 – Частота вращения ротора СГГ, отключившегося от сети при $t_{K3} = 0,3$ с

Исходя из произведенного исследования при моделировании в ПК Matlab наиболее эффективным будет использовать в каждом блоке СГГ совместно с АСГГ. Такое соотношение, вполне достаточно, чтобы решить проблему передачи мощности на дальние расстояния, снизить влияние качаний в энергосистеме и повысить пропускную способность ЛЭП до 6400 МВт.

Стоит также отметить, что АСГГ лучше работают в режиме потребления реактивной мощности, а СГГ лучше работают в режиме выдачи реактивной мощности, то есть в выбранном варианте регулирование напряжения будет более эффективным на отходящих шинах станции.

11 Технико-экономическое обоснование

11.1 Определение показателей экономической эффективности

В данном случае предполагается рассмотреть эффективность на ГЭС установленной мощностью 6400 МВт с 10 гидроагрегатами мощностью по 640 МВт каждый с отдалённой подстанцией «Новокузнецкая». Протяжённость ЛЭП от отдалённой подстанции (ПС «Новокузнецкая») до ГЭС составляет 450 км с классом напряжения 500 кВ.

Способом увеличения максимальной выдаваемой мощности ГЭС предложено строительство дополнительной линии электропередач. Стоимость данного мероприятия составит 8,9 млрд. руб. ГЭС сможет выдавать на 1150,0 МВт больше, чем в исходном варианте [31, с. 203].

Предварительно, сравним экономический эффект при реконструкции Саяно-Шушенской ГЭС: установке 10 гидрогенераторов АСГГ без ввода дополнительной ЛЭП, установке 5 СГГ и 5 АСГГ, а также вводе 10 СГГ и вводе дополнительной ЛЭП.

Стоимость принята для гидросилового и электротехнического оборудования ГЭС [32] с пересчётом на стоимость I кв. 2019г. На основании удельной стоимости гидросилового и электротехнического оборудования ГЭС и ГАЭС, представленной в таблице 5.

Таблица 5 – Удельная стоимость гидросилового и электротехнического оборудования ГЭС и ГАЭС

Мощность одного агрегата, тыс. кВт	Расчетный напор, м									
	10	15	20	30	50	100	150	200	300	> 300
до 20	137	118	88	82	-	-	-	-	-	-
от 20 до 50	100	82	74	68	56	51	46	45	44	41
от 50 до 100	95	77	68	60	56	45	42	40	38	36
от 100 до 200	87	70	61	54	46	40	37	36	33	31
от 200 до 300	86	67	59	51	42	36	33	29	27	24
более 300	-	-	-	-	-	27	26	23	20	18

Расчётный напор для гидроагрегата СШГЭС составляет 194 метра при мощности одного гидроагрегата 640 МВт. Удельная стоимость составит 23,36 руб/кВт. Стоимость гидроагрегата с синхронным генератором на 1982 год составит:

$$Z_{СГГ.СШГЭС} = 640000 \cdot 23,36 = 14,95 \text{ млн. руб.}$$

Пересчёт выполнен с 1982 г. по I кв. 2019 г., согласно данным РОССТАТ [33] по индексам цен «Тяжелое, энергетическое и транспортное машиностроение». Также согласно письмам: «ГОССТРОЯ СССР от 06.09.1990 N 14-Д об индексах изменения стоимости строительного-монтажных работ и

прочих работ и затрат в строительстве», «От 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09 Об индексах изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2019 года».

В таблице 6 представлен пересчет стоимости гидроагрегата с 1982 на 2019 год.

Таблица 6 – Пересчет стоимости одного гидроагрегата с синхронным генератором для СШГЭС

Год	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	2019
Индекс, %	100,5	100,1	100,1	99,9	99,9	100,9	100,0	100,1	154,0	4739
Индекс	1,005	1,001	1,001	0,999	0,999	1,009	1	1,001	1,54	47,39
Z_{CG} , млн. руб.	15,03	15,04	15,06	15,04	15,03	15,16	15,16	15,18	23,37	1107,52

Стоимость ГА с синхронным генератором на 2019 год составит:

$$Z_{CG} = 1107,52 \text{ млн. руб.}$$

Далее приведен пример расчёта для СШГЭС. По формуле (7) определены затраты на АСГГ со всем необходимым дополнительным оборудованием [16, с. 97].

$$Z_{АСГГ} = (1,2 - 1,5)Z_{CG} \quad (7)$$

При этом примем максимальное значение стоимости, которое больше на половину, относительно исходного варианта с синхронными машинами. Расчёт представлен ниже:

$$Z_{АСГГ} = 1,5 \cdot 1,107 \cdot 10 = 16,61 \text{ млрд. руб.}$$

$$Z_{СГГ+ЛИНИЯ} = 1,107 \cdot 10 + 8,9 = 19,98 \text{ млрд. руб.}$$

Также примем во внимание случай реконструкции с заменой 5 машин на асинхронизированные, а остальных 5 на синхронные при условии, что максимальный уровень потребления реактивной мощности будет приемлемым для повышения пропускной способности ЛЭП и сопоставим по техническим преимуществам с вариантом строительства дополнительной ЛЭП.

$$Z_{5АСГГ+5СГГ} = 1,5 \cdot 1,107 \cdot 5 + 1,107 \cdot 5 = 13,84 \text{ млрд. руб.}$$

$$Z_{СГГ+ЛИНИЯ} = 1,107 \cdot 10 + 8,9 = 19,98 \text{ млрд. руб.}$$

Максимальная мощность станции ограничена и составляет 5250 МВт. Запертая мощность равна 1150 МВт. Станция сможет выдавать полную мощность 6400 МВт в сеть только 50 дней в году [31, с. 203].

Ввиду вариантов возможных мер по повышению динамической устойчивости рассчитаны показатели экономической эффективности и сравнены между собой.

Тариф за поставку мощности в среднем за 2019 год составляет 800 руб. за МВт·ч для второй ценовой зоны (ЦЗ), согласно данным администратора торговой системы (АТС) [34].

График зависимости ЧДД от времени при различных способах повышения динамической устойчивости ЛЭП представлен на рисунке 34.

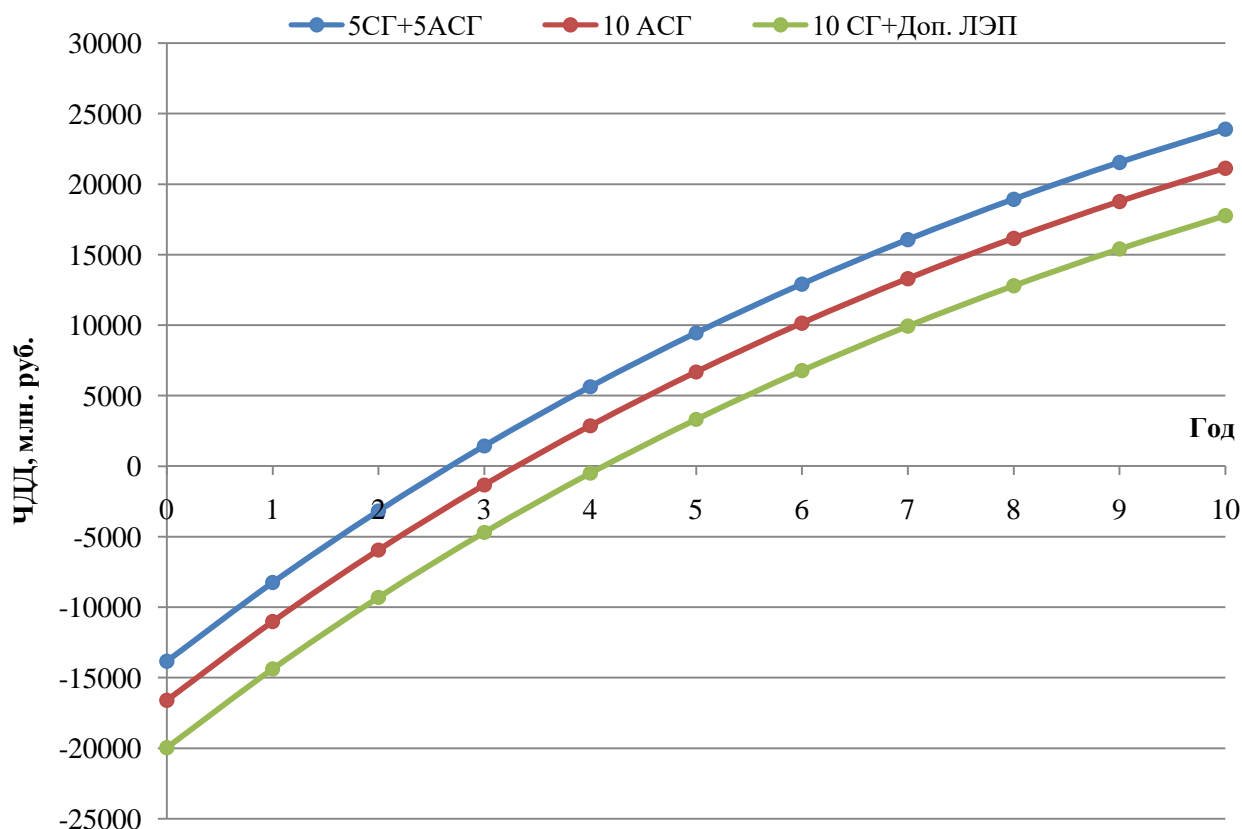


Рисунок 34 – ЧДД различных вариантов реконструкции

Рассчитанные показатели экономической эффективности сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Показатели экономической эффективности с учетом реконструкции станции

Вариант	5 СГ+5АСГ	10 АСГ	10 СГ+ЛЭП
Ставка дисконтирования, %	10		
Срок окупаемости, лет	2,7	3,3	4,0
Инвестиции с НДС, млн.руб.	16608	19932	23976
Внутренняя норма рентабельности, %	31	24	18
Индекс доходности, о.е.	3,30	2,36	1,79
Исследуемый период, лет	25		

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее рационально устанавливать в каждом блоке ГЭС СГГ вместе с АСГГ. 5 СГГ + 5 АСГГ обеспечит как наилучшие технико-экономические показатели, так и сопоставимую динамическую устойчивость со строительством дополнительной ЛЭП 500 кВ от СШГЭС до ПС «Новокузнецкая».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- 1) Произведен обзор мирового опыта эксплуатации гидрогенераторов (генераторов-двигателей) с переменной частотой вращения.
- 2) Проанализированы нормативные документы, согласно которым показаны случаи, когда необходимо рассматривать вопрос о применении АСГГ на ГЭС при проектировании.
- 3) Выбрана, с предварительным обоснованием, ГЭС, на которой АСГГ покажут более благоприятный технический эффект. Оценка произведена с учетом реконструкции гидроэлектростанции.
- 4) Произведена оптимизация режима работы гидротурбины посредством переменной частоты вращения: показан уход из запрещенной зоны эксплуатации в разрешенный режим работы с переменной частотой вращения на эксплуатационной характеристике. Переменная частота позволяет уменьшить запрещенную мощность на 41 МВт. Также оптимизированная частота турбины оказывает благоприятное воздействие на работу турбины, уменьшая виброперемещения.
- 5) Разработана математическая модель синхронного и асинхронизированного гидрогенератора в ПК Matlab Simulink мощностью 640 МВт. Диапазон скольжения АСГ составил от синхронной скорости +12% и -11%.
- 6) Разработана схема в ПК Matlab Simulink для оценки динамической устойчивости на основе схемы ГЭС, ЛЭП 500 кВ длиной 450 км и ШБМ. КЗ происходит в конце ЛЭП 500 кВ. Время КЗ при котором происходит выход из синхронизма, при наличии в блоке только СГГ, составил 0,24 с, для случая наличия только АСГГ допустимое время трёхфазного КЗ составило 1,5 с. Для АСГГ время КЗ при котором теряется динамическая устойчивость избыточно, поэтому принято решение в каждом блоке установить СГГ вместе с АСГГ. В данном варианте обеспечивается достаточная динамическая устойчивость при допустимом времени трёхфазного КЗ в конце ЛЭП 500 кВ равном 0,3 с.
- 7) Выбрано оптимальное количество СГГ и АСГГ, соотношением 5/5, при установке в каждом блоке СГГ и АСГГ.
- 8) Произведено технико-экономическое обоснование при реконструкции СШГЭС различных вариантов повышения динамической устойчивости ЛЭП. Окупаемость варианта 5/5 с учетом дисконтированного потока при ставке дисконтирования 10 % составляет около 3 лет, при установке 10 АСГ – 3,3 года, а при установке 10 СГ и строительстве дополнительной линии 500 кВ длиной 450 км составило 4 года. Таким образом вариант 5/5 является наиболее приемлемым как с технической, так и с экономической стороны.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АГ – Асинхронный генератор;
АСГ – Асинхронизированный генератор;
АСГГ – Асинхронизированный гидрогенератор;
АСГД – Асинхронизированный генератор-двигатель;
АСМ – Асинхронизированная машина;
СГ – Синхронный генератор;
СГГ – Синхронный гидрогенератор;
СГД – Синхронный генератор-двигатель;
МДП – Машина двойного питания;
ПЧ – Преобразователь частоты;
КПД – Коэффициент полезного действия;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
ЛЭП – Линия электропередач;
НА – Направляющий аппарат;
РК – Рабочее колесо;
ТЗ – Турбинный затвор;
АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;
СТО – Стандарт организации;
ГЭС – Гидравлическая электростанция;
ГАЭС – Гидроаккумулирующая электростанция;
РО турбина – Радиально-осевая турбина;
ГА – Гидроагрегат;
ШБМ – Шины бесконечной мощности;
СШГЭС – Саяно-Шушенская ГЭС;
МГЭС – Майнская ГЭС
ПС – Подстанция;
ТП – Турбинный подшипник;
ГП – Генераторный подшипник;
ПК – Программный комплекс;
ЧДД – Чистый дисконтированный доход;
ЦЗ – Ценовая зона;
АТС – Администратор торговой системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Ботвинник, М. М. Асинхронизированная синхронная машина. Основы теории / М. М. Ботвинник – Москва-Ленинград : Государственное энергетическое издательство, 1960. – 69 с.
- 2) Зархи, М. И. Промышленные испытания асинхронизированного синхронного генератора мощностью 50 МВ·А / М. И. Зархи, С. И. Гурьянов, В. Н. Мешков, С. Г. Фейгин, О. Н. Филичев, Н. Н. Блоцкий, М. М. Ботвинник, Б. П. Климов, Ю. Г. Шакарян, П. В. Зубачек // Электричество. – 1973. – № 4. – С. 81–83.
- 3) Гурьянов, С. И. Испытания АС генератора мощностью 50 МВ·А в динамических режимах / С. И. Гурьянов, М. И. Зархи, В. Н. Мешков, С. Г. Фейгин, О. Н. Филичев, Н. Н. Блоцкий, М. М. Ботвинник, Б. П. Климов, Л. Г. Мамиконянц, М. С. Фези-Жилинская, Ю. Г. Шакарян // Электричество. – 1974. – № 11. – С. 79–80.
- 4) Pumped storage for the future. Cover story. HYDRONEWS №.32/2018.
- 5) Dariusz Borkowski. Laboratory model of small hydropower plant with variable speed operation. Cracow University of Technology. Zeszyty problemowe – Maszyny Elektryczne Nr 100/2013 cz. I.
- 6) Status report on variable speed operation in small hydropower. New Solutions in Energy. ENERGIE with the support of the EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy and Transport LEGAL NOTICE. European Communities, 2000.
- 7) Демиденко, Н. А. Кислогубская ПЭС [Электронный ресурс] / Н. А. Демиденко // Научно-популярная энциклопедия «Вода России». Официальная энциклопедия. – Режим доступа: <https://water-ef.ru>.
- 8) Новожилов, В. Ю. ГАЭС с асинхронизированными генераторами - двигателями и преобразователями частоты среднего напряжения / В. Ю. Новожилов, Б. З. Дробкин, Г. А. Гоголев, М. В. Пронин, В. С. Третьяков, А. Г. Воронцов // Новое в российской энергетике / Информационное агентство "Энерго-пресс". – Москва, 2012. – № 7. – С. 5–20.
- 9) Мишин, Н. Н. Преимущества строительства гидроаккумулирующих станций на примере Ленинградской ГАЭС / Н. Н. Мишин, В. А. Львовский // Гидротехническое строительство. – 2017. – № 3. – С. 29–32.
- 10) Патент «Система возбуждения асинхронизированной электрической машины» [Электронный ресурс] / Сокур П. В., Шакарян Ю. Г., Плотникова Т. В., Довганюк И. Я. // 29 января 2018 г. – Режим доступа: <http://www.findpatent.ru>.
- 11) Патент «Способ векторного управления пуском и торможением асинхронизированной машины» [Электронный ресурс] / Шакарян Ю. Г., Плотникова Т. В., Шполянский Ю. Б., Довганюк И. Я., Сокур П. В. // 10 ноября 2012 г. – Режим доступа: <http://www.findpatent.ru>.
- 12) Кощев, Л. А. Эффективность применения асинхронизированных генераторов-двигателей на ГАЭС / Л. А. Кощев, П. В. Сокур, Ю. Г. Шакарян //

Известия НТЦ Единой энергетической системы. – Санкт-Петербург, 2018. – №2 (79). – С. 96–108.

13) Довганюк, И. Я. Анализ систем возбуждения гидрогенераторов ГАЭС, работающих с переменной частотой вращения / И. Я. Довганюк, Р. Д. Мнев, Т. В. Плотникова, П. В. Сокур, П. Ю. Тузов // Электротехника. – 2012. – №6. – С. 50–55.

14) Pérez-Díaz, J. I., Cavazzini, G., Blázquez, F., Platero, C., Fraile-Ardanuy, J., Sánchez, J. A. and Chazarra, M. Technological developments for pumped-hydro energy storage. Joint programme on energy storage mechanical storage subprogramme. European Energy Research Alliance, May 2014.

15) Тузов, П. Ю. Преимущества применения на ГАЭС гидроагрегатов с переменной частотой вращения / П. Ю. Тузов, П. В. Сокур // Сборник статей Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы электроэнергетики». Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2015. – С. 109–114.

16) Кощев, Л. А. Об использовании асинхронизированных синхронных генераторов на мощных электростанциях, удаленных от центров потребления / Л. А. Кощев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – Санкт-Петербург, 2016. – №2 (75). – С. 91–101.

17) Попов, В. А. Разработка диспетчерского графика водохранилища СШГЭС НПУ отм. 539, ФПУ – 540 м правил использования водных ресурсов водохранилищ СШГЭС на р. Енисей : магистерская диссертация : 13.04.02 / Попов Вячеслав Александрович. – Саяногорск, Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2017. – 138 с.

18) Сергиенко, В. С. Гидрогенераторы Саяно-Шушенской гидроэлектростанции: методические указания по выполнению лабораторной работы № 3 / В. С. Сергиенко – 2-е изд. – Саяногорск; Черёмушки : Сибирский федеральный университет, 2012. – 16 с.

19) LIVEJOURNAL. Самая большая в России! [Электронный ресурс] // 6 ноября 2015 г. – Режим доступа: <https://fotografersha.livejournal.com/731706.html>.

20) Восстановление СШГЭС. Ключевые этапы [Электронный ресурс] : Филиал ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного» // Пресс-центр. – Режим доступа: <http://www.sshges.rushydro.ru>.

21) Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции : Учебное пособие / В. И. Брызгалов, Л. А. Гордон. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.

22) Шевченко, Ю. В. Оценка остаточного ресурса металлических облицовок сталежелезобетонных турбинных водоводов ГЭС : Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.23.07 / Шевченко Юрий Васильевич. – Санкт-Петербург, 2017. – 170 с.

23) Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2005. – 114 с.

24) Справочник конструктора гидротурбин / Л. Я. Бронштейн, А. Н. Герман, В. Е. Гольдин, Н. Н. Коновалов, Н. Н. Робук, И. Н. Умиков, И. А. Чогин, И. И. Шпиро. – Ленинград : Машиностроение, 1971. – 340 с.

25) Абубакиров, Ш. И. Оптимизация работы гидротурбины посредством переменной частоты вращения. Журнал «Гидротехническое строительство» №2. Проектирование, строительство, эксплуатация. Научно-техническая фирма «Энергопрогресс». Москва 2013 г. / Ш. И. Абубакиров, М. Э. Лунаци, Т. В. Плотникова, П. В. Сокур, П. Ю. Тузов, В. Н. Шаварин, Ю. Г. Шакарян, В. А. Щур.

26) Брызгалов, В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций : производственное издание / В. И. Брызгалов. – Красноярск : Сибирский ИД «Суриков», 1999. – 560 с.

27) Шакарян, Ю. Г. Асинхронизированные машины для электроэнергетики / Ю. Г. Шакарян, П. В. Сокур, Н. Д. Пинчук, О. В. Антонюк, В. Ю. Новожилов // Энергия единой сети : научно-технический журнал / V Международный форум «Энергоэффективность и развитие энергетики» 23-25 ноября 2016 . – Москва, 2016. – №4 (27). – С. 21–30.

28) Пронин, М. В., А. Г. Воронцов. Электромеханотронные комплексы и их моделирование по взаимосвязанным подсистемам // СПб., изд-во “Ладога”, 2017 г., – 220 с.

29) Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

30) Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Л.А. Жукова. М.: Энергия, 1979. – 456 с.

31) Комухов, А. А. Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС. Материалы VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи 2017». Самара, 02-06 октября 2017г. / А. А. Комухов, М. С. Кустикова, А. А.Мартиросян, И. А.Москвин. / Самарский государственный технический университет.

32) Сборник укрупненных показателей стоимости для ТЭО строительства ГЭС и ГАЭС УПС ГЭС – 84, утв. Мин. Энерго СССР 06.06.1984.

33) Цены в России. 2018: Стат. сб. / Росстат - М., 2018. – 142 с.

34) Администратор торговой системы [Электронный ресурс] // Участникам оптового рынка. – Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема АСГГ в Matlab Simulink

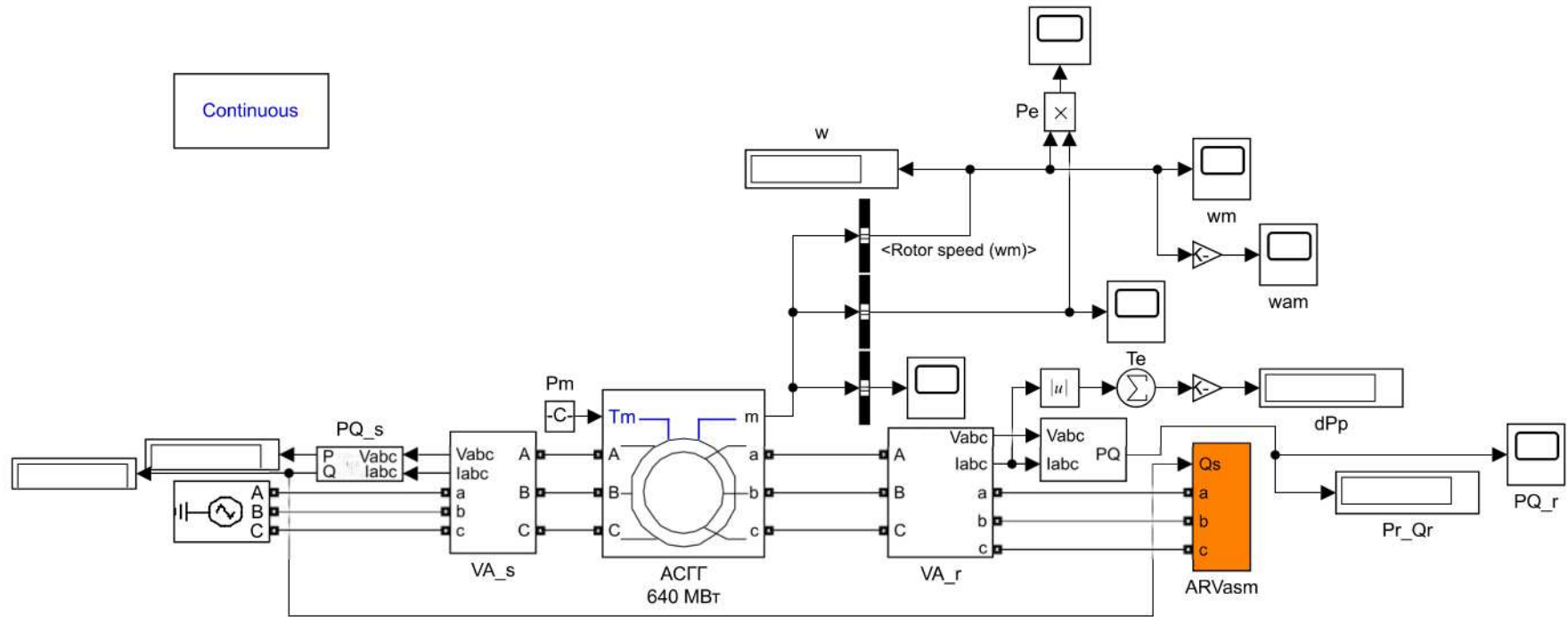


Рисунок А.1 – Схема АСГГ МАТЛАВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема СТГ в Matlab Simulink

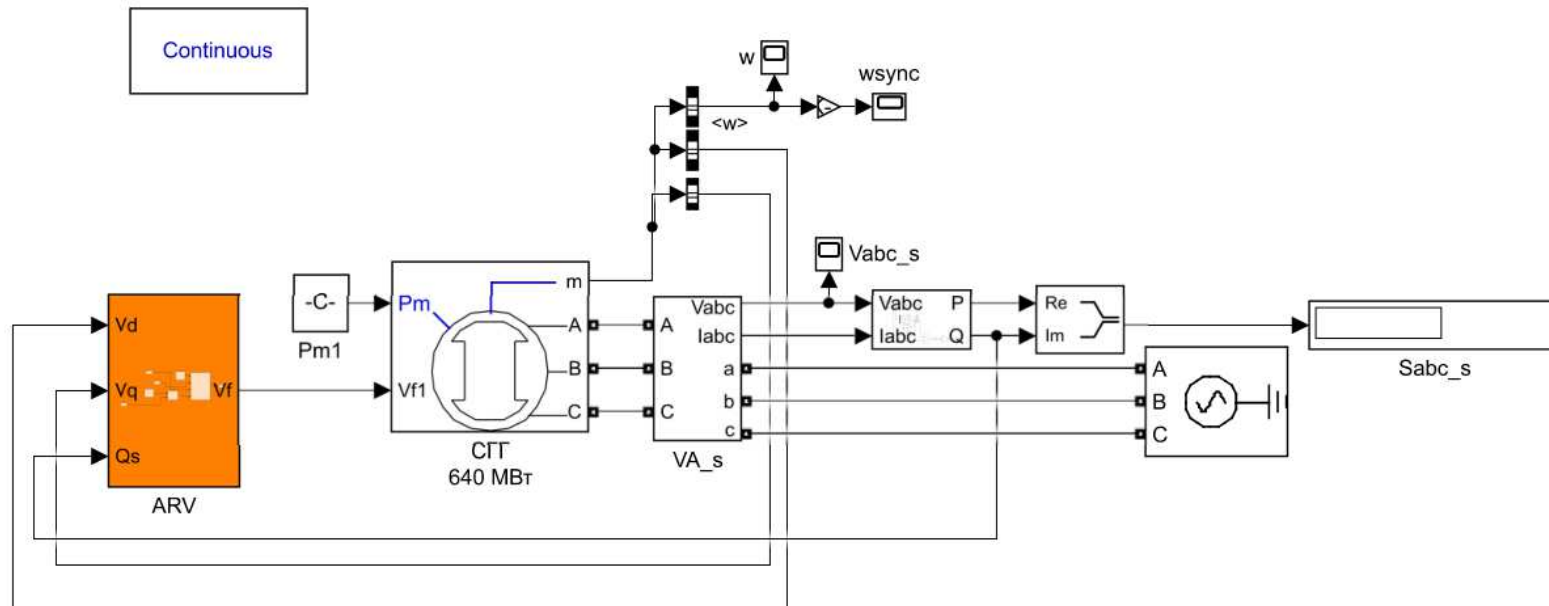


Рисунок Б.1 – Схема СТГ MATLAB

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схемы для оценки динамической устойчивости в Matlab Simulink

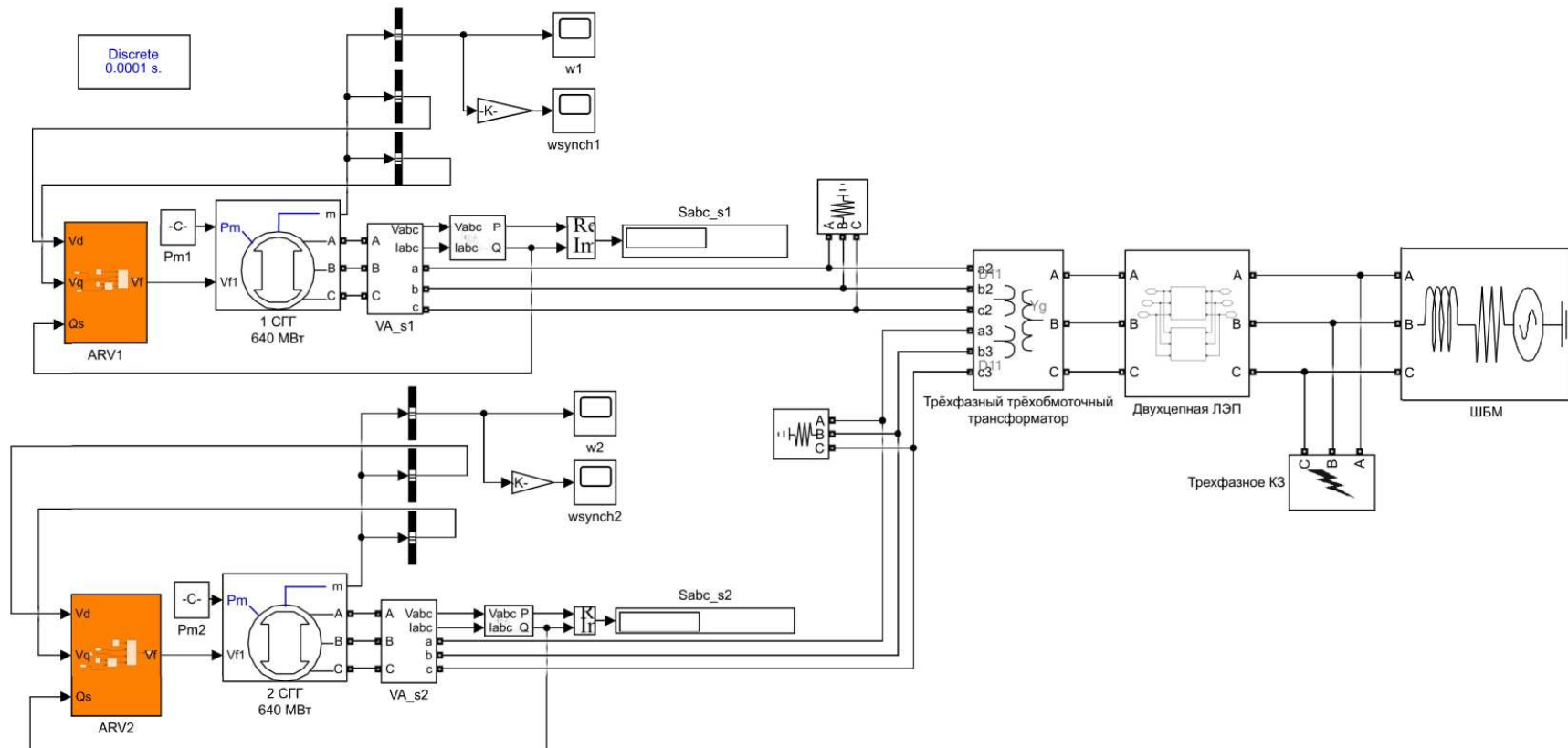


Рисунок В.1 – Схема для оценки динамической устойчивости СГГ

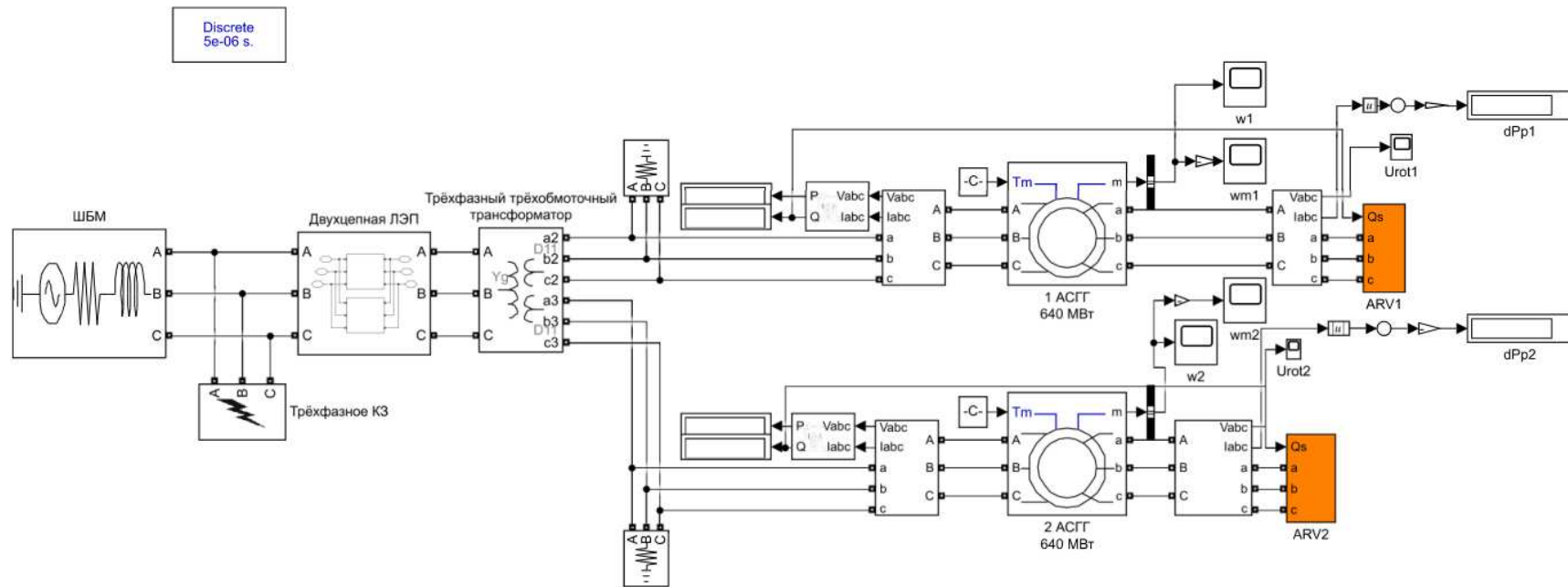


Рисунок В.2 – Схема для оценки динамической устойчивости АСГТ

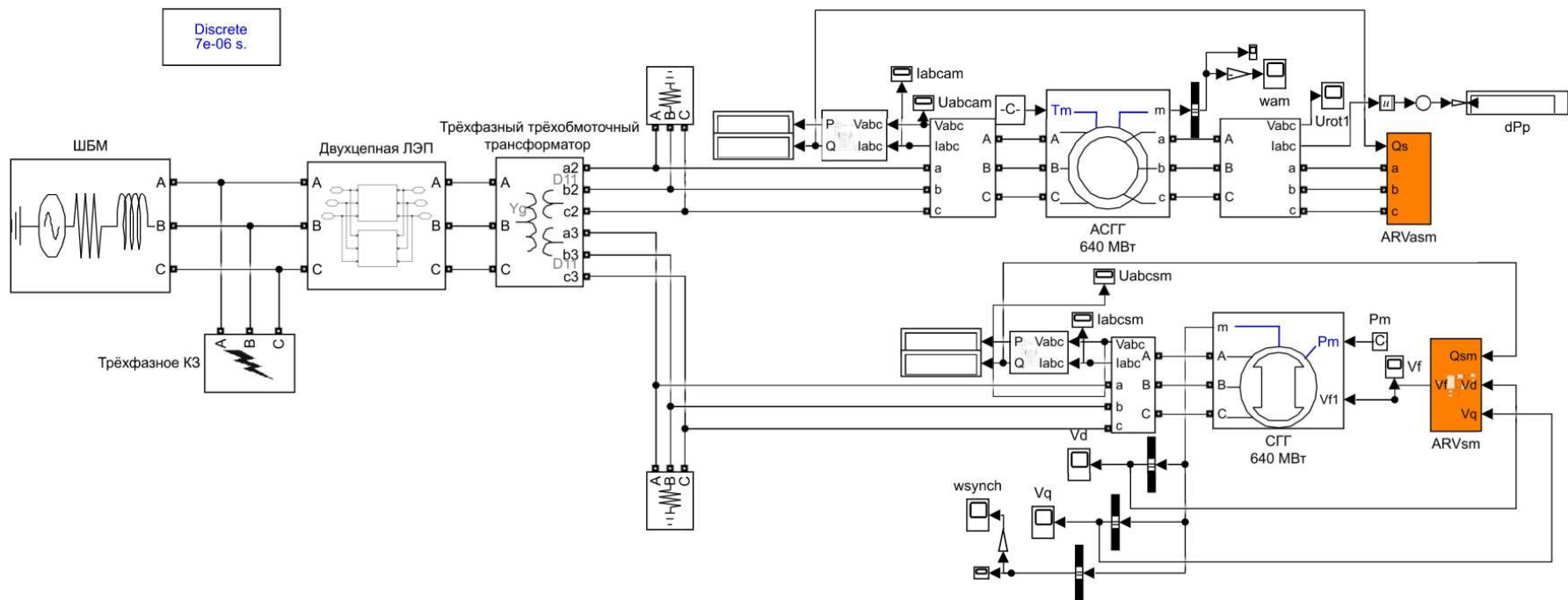



Рисунок В.3 – Схема для оценки динамической устойчивости СГГ+АСГГ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись инициалы, фамилия
« 02 » 07 20 20 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТОЙ ВРАЩЕНИЯ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	 подпись, дата	Заведующий сектором «Электрические машины» АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Кандидат технических наук должность, учёная степень	<u>П.В. Сокур</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Е.В. Щербаков</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата	Заместитель генерального директора ООО «Электросервис-НТЦГ» Кандидат технических наук должность, учёная степень	<u>Ф.А. Поляков</u> инициалы, фамилия
Консультанты:			
	Проблемы внедрения генераторов (генератор-двигателей) с переменной частотой вращения в России и способы их решения наименование раздела	 подпись, дата	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	Заведующий РИО должность, учёная степень	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020