

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электропривода и автоматизации промышленных установок

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой Д.Т.Н
профессор Саитов П.И.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование турбокомпрессора с
применением радиальной компрессии.

Специальность _____

Выполнил (а) Фаризжанов К ЭАТ-12-3.
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Ишмуратова Р.М. к.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов В.А., профессор, к.т.н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 27 » 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Дюсбаев М.К., д.т.н профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 24 » мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: С.Иван Кудряков К.Т.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 08 » 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20__ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность Б.В.07.18.01 Электроэнергетика
Кафедра Электропривод и автоматизация промышленных установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Қартақжанқожа Қошқабат
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование турбогенератора с применением полициклонной машины

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы « » 20 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Номинальная мощность $P_n = 60 \text{ МВт}$
Коэффициент мощности $\cos \varphi_n = 0,8$
Номинальное напряжение $U_n = 10,5 \text{ кВ}$
Число фаз $m = 3$
Частота сети $f_1 = 50 \text{ Гц}$
Число пар полюсов $p = 1$
Соединение фаз - звезда

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

В дипломном проекте проектировании турбогенератора общие сведения, конструкция, вид, вид машины, основные параметры, и с этими значениями рассчитать диаметр, длину статора ротора, терморезистивность машины на полициклонно, и чертёж с новой машиной статора ротора

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Турбогенератора. Основные сведения
2. Чертежи турбогенератора типа турбин
3. Чертежи обмотки статора конструкции турбин
4. Локальные статормые чертежи
5. Дисграмма Топье
6. Электрическая схема паровой турбины ПУБ электромеханических преобразователей
7. Расчетная часть Турбогенератора ТВ-80-2
8. Безосежная конструкция
9. Экономическая часть

Рекомендуемая основная литература

1. Проектирование турбогенераторов А.И. Абрамов, В.И. Мухомов, Н.А. Селекин - М. Высшая школа 1990г.
2. Турбогенераторы Расчет и конструкция В.В. Титов, Г.М. Хуторяцкий, Г.А. Залозидная - "Энергия"
3. Ахметов Д.Д., Кравцова В.Д., Бекмамбетов К.Х. Витковая и паровая турбины ПУБ и ПЭТБ.
4. Расчет двухфазных турбогенераторов. Расчетная записка к курсовому проекту

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Технический	Джонс В.И.	02.02 - 27.05	[Подпись]
Экономическая часть	Матвеев А.А.	02.02 - 27.05	[Подпись]

Аннотация

Данный дипломный проект посвящен проектированию турбогенератора с применением полиимидной изоляции. Важность рассматриваемой темы объясняется снижением затрат на изготовление турбогенератора путем замены традиционной термореактивной изоляции на полиимидную в пазах статора.

В данном проекте рассчитан турбогенератор мощностью 60 МВт с номинальным напряжением 10.5 кВ. Затем в этих же размерах рассмотрена возможность увеличения мощности. Это стало возможным из-за применения полиимидной изоляции которой имеет повышенную электрическую и механическую прочность при намного меньшей двухсторонней толщину.

В части безопасности жизнедеятельности рассматривается искусственное освещение ГЭС и заземление турбогенератора.

В экономической части рассмотрено уменьшение потерь при модернизации турбогенератора.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада полиамид оқшаулауы бар турбогенераторды жобалауды қарастырамын. Тақырыптын маңыздылығы турбогенератордың шығынын, дәстүрлі терморреактивті оқшаулауды, полиамидті статорға және заманауи турбогенератордың көтеруі 10,5 кВ-ке және электр қуаты 60МВт.

Бұл жобада кертiк мөлшерiнiң кiшiрейуi мен турбогенератор 10,5 кВ және қуаты $100 \cdot 10^6$ Вт номиналды кернеу кезiнде статор диаметрiн оңтайландыруын және қысқартуын қарастырамын.

Сондай ақ қуаты еселенген турбогенератордың бұрынғы геометриялық өлшемдерiмен қалуды жобалау полиамидтi оқшаулау жасалуымен мүмкiндiгiн түсiндiремiн.

Өмiр тiршiлiк қауiпсiздiгi бөлiмiнде ГЭС-тi жасанды жарықтандыруын және турбогенераторды жерлендiрудi қарастырамын

Экономикалық бөлiмiнде турбогенератордың жаңғыртуы кезiнде шығын азайуын қарастырамын

Annotation

This diploma project dedicated to projecting of turbogenerator with using of polyimide isolation. Importance of considerable theme explained by cost decreasing of turbogenerator production by replacement of traditional thermoreactive isolation for polyimide in stators slots and voltage increasing in modern turbogenerators up to 10.5 kV and power up to 60 kW.

In this diploma project considered optimization and reduction of slot dimension and stators diameter to turbogenerators nominal voltage 10.5 kV and 100 kW.

Also considered possibility of turbogenerator with increased power in previous geometric dimensions, what became possible by using polyimid isolation.

In the part of life safety considered artificial lightning GPS and turbogenerators grounding.

In economical part considered loses reduction during turbogenerators modernization.

Содержание

Введение	9
1 Турбогенераторы. Основные сведения	10
1.1 Основные факторы определяющие конструкцию турбогенераторов	10
2 Изоляция турбогенераторов	14
2.1 Типы изоляции	14
2.2 Терморреактивная изоляция и ее конструкция	17
2.3 Изоляция обмотки статора и конструкция изоляции	20
3 Новая высоковольтная изоляция	23
3.1 Полиимидная статорная изоляция	23
3.2 Технология изготовления полиимидной статорной изоляции	25
3.3 Технология получения полиимидно-фторопластовой пленочной изоляции стержней	25
3.4 Технологический процесс изготовления полиимидной изоляции	27
3.5 Электрическая прочность пазовой изоляции ПИ _{АБ} электромеханических преобразователей	30
3.6 Цементация стержней при изолировании полиимиднофторопластовыми пленками	33
4 Расчетная часть	34
4.1 Расчетная часть Турбогенератора ТВ-60-2- напряжения 10.5	34
4.2 Расчет турбогенератора с новой изоляцией	52
5 Безопасность жизнедеятельности	61
5.1 Общее положение	61
5.2 Анализ условий труда сотрудников	62
5.3 Расчет искусственного освещения	64
5.4 Расчет заземления электроустановки	66
6 Экономическая часть	69
6.1 Расчет турбогенератора с новой изоляцией	69
Заключение	74
Список литературы	75

Введение

Данный дипломный проект затрагивает тему проектирование турбогенератора с применением полиимидной изоляции. В крупных электрических машинах изоляцию обмоток статоров разделяют на следующие виды:

- корпусная изоляция (между обмоткой и сталью статора);
- междуфазная изоляция (между обмотками различных фаз);
- витковая изоляция (между витками одной секции или катушками);
- изоляция элементарных проводников (между проводниками в одном витке или стержне обмотки).

Современные турбогенераторы мощностью свыше 60 МВт изготавливают с обмоткой статора, имеющей терморезистивную корпусную изоляцию. Так как в последнее время все более актуальной становится задача разработки систем изоляции с длительной рабочей температурой 200°C на высокие рабочие напряжения, связанных с продлением срока службы турбогенераторов, модернизацией находящихся в эксплуатации электрического оборудования, применение разработанного материала в мощных турбогенераторах представляет несомненный интерес. При конструировании изоляции машин большое внимание уделяется ослаблению влияния короны, частичных разрядов, возникающих в пазовой части изоляции, и скользящих разрядов, возникающих в месте выхода обмотки из паза.

Для избежания опасного влияния этих разрядов используются следующие мероприятия:

- применение изоляции с повышенной стойкостью к воздействию частичных разрядов (в нашем случае полиимиды);
- регулирование электрического поля.

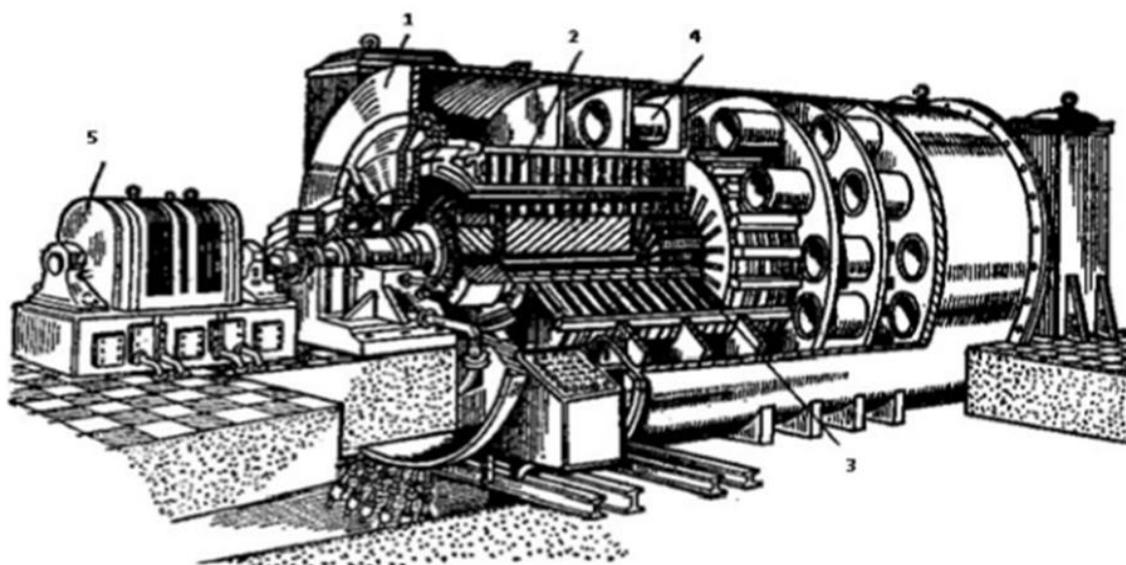
В пазовых частях изоляция покрывается полупроводящими покрытиями (полиимидная пленка с содержанием электротехнического угля), ослабляющими электрическое поле в газовых включениях и воздушных зазорах между изоляцией и стенками пазов, что уменьшает частичные разряды в этих включениях. Для демонстрации преимуществ новой изоляции в работе приводится расчет обмотки статора турбогенератора с применением традиционной терморезистивной изоляции на основе слюдопластов и слюдинитовых бумаг и пленок из полиимидов алициклического строения ПИАБ. Еще одно новое направление- это увеличение мощности, надежности за счет применения новых материалов. Такими является применение полиимидной изоляции, которая имеет повышенную электрическую прочность, механическую прочность при малой толщине.

1 Турбогенераторы. Основные сведения

1.1 Основные факторы определяющие конструкцию турбогенераторов

В результате научно-технического прогресса в энергомашиностроении, металлургии, благодаря созданию новых материалов, успехам технологии единичную мощность отечественных турбогенераторов удалось повысить с 0.5 тыс кВт (1924 г.) до 1200 кВт (1975 г.), т.е. за 50 лет она выросла в 2400 раз.

Это большое достижение нашей науки и техники, особенно если учесть, что чем мощнее была создаваемая машина, тем сложнее оказывался узел проблем, встававших перед учеными, конструкторами, инженерами. Чтобы получить хотя бы общее представление о том, как достигалось повышение мощности, какие основные задачи приходилось решать при этом, рассмотрим некоторые особенности конструкции современных турбогенератора (на рисунке 1.1)



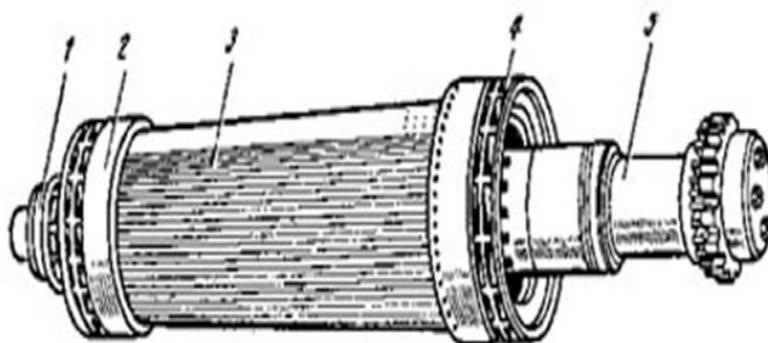
1 – корпус 2 – сердечник статора; 3 – ротор; 4 – секция водородного охлаждения; 5 – возбуждатель

Рисунок 1.1 – Общий вид ротора турбогенератора

Ротор турбогенератора, который сидит на одном валу с паровой турбиной, выполняется из массивной поковки магнитной стали. В его обмотку от постороннего источника подается постоянный ток, и таким образом ротор превращается в электромагнит. При вращении ротора создаваемое им магнитное поле пересекает проводники статора, которые уложены в пазах сердечника (он выполняет роль магнитопровода). В результате в проводниках статора индуцируется переменная электродвижущая сила (э. д. с). От статора пере-

менный ток поступает на повышающий трансформатор, а затем по линии электропередачи направляется к потребителям. Даже это описание работы турбогенератора позволяет установить пути увеличения его мощности.

Ясно, что сделать это можно, повышая частоту вращения ротора: чем она будет больше, тем чаще магнитное поле будет пересекать обмотку статора. Казалось бы, такое решение весьма желательно, так как и паровая турбина имеет наилучшие технико-экономические показатели при больших частотах вращения. Но в действительности возможности в этом направлении строго ограничены. В России и Казахстане стандартная частота тока-50 Гц. Следовательно, чтобы при двух полюсах вырабатывать ток такой частоты, ротор должен делать за секунду 50 оборотов, или 3000 оборотов в минуту. Очевидно, мощность турбогенератора можно повышать, увеличивая его габариты. Конечно. Ведь чем больше внутренний диаметр и длина статора (соответственно и ротора), тем больше размеры магнитной системы машины, а значит, величина магнитного потока, который и наводит э.д.с. в обмотке статора. И действительно, было время, когда конструкторы добивались роста мощности турбогенератора в значительной степени за счет увеличения его габаритов. Однако и эта возможность довольно скоро была практически исчерпана (на рисунке 1.2) Чем же это объясняется?



1 – контактные кольца; 2 – кольцевые бандажы; 3 – бочка ротора; 4 – вентилятор; 5 – бак

Рисунок 1.2 – Общий вид ротора турбогенератора

Длина той части ротора, на которой располагается обмотка (активная длина), не может быть существенно больше 8 м, иначе возникнут недопустимые прогибы. Ограничен и диаметр ротора величиной 1,2–1,3 м, так как по условиям прочности линейная скорость точек его поверхности не должна превышать 170–190 м в секунду (а это уже скорость реактивного самолета), при этом возникают усилия в сотни тонн, стремящиеся вытолкнуть обмотку из пазов. Если сделать ротор диаметром свыше 1,3 м, то даже лучшая легированная сталь не выдержит – центробежные силы разрушат конструкцию. Внешний диаметр статора также имеет свой предел – 4,3 м иначе, чтобы

перевезти турбогенератор по железной дороге, придется расширять мосты и тоннели, останавливать встречное движение поездов по маршрутам следования. Может быть, сделат

ь статор разъемным, чтобы облегчить перевозку? Но тогда на электростанции надо создавать филиал завода – сборочный цех и испытательную станцию.

Несмотря на значительные успехи металлургической промышленности, активный объем ротора за период с 1937 по 1974 год вырос менее чем в 2 раза (длина – с 6,5 до 8 м, диаметр – с 1 до 1,25 м), в то время как мощность турбогенераторов увеличивалась в 12 раз (со 100 до 1200 тыс. кВт). «Предельные габариты» были фактически достигнуты уже при создании машины в 300 тыс. кВт. Конечно, некоторые, правда, незначительные изменения размеров с увеличением мощности турбогенераторов происходили и в дальнейшем. Надо заметить, что, хотя и наблюдается прогресс в улучшении магнитных характеристик сталей, имеющиеся пределы по их насыщению не позволяют сколь-нибудь существенно повысить магнитную индукцию (для увеличения мощности генератора). Теперь становится ясно, что для продвижения вверх по шкале мощности остается фактически один путь – увеличение токовой нагрузки статора. Но чем больше ток, проходящий по обмоткам машины, тем сильнее они нагреваются. Увеличивается ток в два раза в четыре раза увеличиваются тепловые потери, ток растет в три раза, выделение тепла – в девять и т.д. Таков неумолимый закон физики. Путь увеличения токовых нагрузок оказался довольно тернистым. Теперь главным врагом конструкторов стало тепло. И надо было найти эффективные способы отводить его от частей машины раньше, чем их температура успеет превысить допустимые значения. Итак, центральной стала проблема охлаждения турбогенератора и новые виды изоляции. От успехов в ее решении и сегодня в основном зависит прогресс турбогенератор строения.

Вся история борьбы за повышение единичной мощности турбогенератора есть, в сущности, история развития способов его охлаждения.

Турбогенераторы, которые выпускались в довоенные годы, охлаждались воздухом. В машине 100 тыс. кВт устанавливались вентиляторы, которые ежесекундно прогоняли через нее 60 кубометров воздуха. Из-за малой его теплопроводности даже такой воздушный ураган оказался недостаточно эффективным для охлаждения машин большей мощности. Лучше, чем воздух, отбирает тепло водород, так как его теплопроводность почти в 7 раз выше. К тому же плотность водорода в 10 раз меньше: ротору легче вращаться, а менее вязкой среде, снижаются потери на трение, коэффициент полезного действия турбогенератора увеличивается примерно на один процент; существенно и то что в среде водорода медленнее изнашивается («стареет») изоляция. Мощность турбогенератора при таком охлаждении удалось поднять до 150 тыс. кВт. Чтобы создать еще более крупную машину, надо было опять таки улучшать отвод тепла. У машины в 150 тыс. кВт охлаждающий газ отнимал тепло, омывая наружную поверхность ротора и поверхность вентиляционных

каналов в сердечнике статора. Такое косвенное охлаждение оказалось недостаточным для турбогенераторов следующей ступени мощности. У них впервые часть проводников в обмотках сделали полыми, и через них прогонялся водород. Непосредственное охлаждение вместо косвенного позволило создать машину в 200 тыс. кВт (1957 год). Конечно, заманчиво было использовать для охлаждения воду: ведь ее теплопроводность в 3 раза, а теплоемкость в 3500 раз больше, чем у водорода. Но реализовать эту идею трудно из-за «несовместимости» воды и электричества. При малейшем увлажнении изоляции возможны пробой, короткое замыкание и весьма серьезная авария.

В турбогенераторе мощностью 300 тыс. кВт все же удалось осуществить непосредственное охлаждение водой обмоток статора. И хотя жидкость прогоняется под давлением по полым проводникам статора совсем близко от корпусной изоляции, водяной тракт настолько надежно спроектирован, так тщательно изготовлен, что прорыв воды практически исключен. (Для охлаждения применяют дистиллированную воду, так как обычная вода проводит электрический ток и оставляет осадки растворенных в ней солей на внутренних стенках проводников.) Схема охлаждения: водой – статорную обмотку, водородом – роторную обмотку и активное железо, – оказалась очень удачной. Она была использована и при создании турбогенераторов мощностью 500 и 800 тыс. кВт. Таким образом, мы видим, что появление более совершенных систем охлаждения связано с невозможностью развития предыдущих типов машин, с достижением ими предельных мощностей. Показательно, что в дальнейшем новые решения распространялись не только вверх, но и вниз по шкале мощностей (в настоящее время для всех современных турбогенераторов мощностью 150 тыс. кВт и выше применяется непосредственное водяное охлаждение обмотки статора) и границы между машинами с различными системами охлаждения устанавливались, по технико-экономическим соображениям.

Следует отметить, что новые принципы исполнения машин, которые появляются при повышении их единичной мощности, почти всегда оказываются и технически и экономически более целесообразными также для машин менее мощных. Одно из главных следствий создания все более интенсивных систем охлаждения – снижение удельных расходов материалов при одновременном росте мощности турбогенератора. Если для машины в 30 тыс. кВт он был равен 2,75 кг (на 1 кВА), то с увеличением мощности турбогенератора до 800 тыс. кВт стал уже 0,58. Если бы удельный расход у него был бы таким же, как у машины в 30 тыс. кВт, то масса его была бы не 500 т, а 2000 т. А ведь на долю материалов приходится примерно 75 процентов стоимости турбогенератора. Проблема отвода тепла действительно центральная, но далеко не единственная. Путь интенсификации, то есть увеличения мощности турбогенератора при почти неизменяющемся его объеме, приводит, естественно, к росту электромагнитной, тепловой и механической напряжен-

ности машины. Одновременно с этим снижается (если не принимать специальных мер) ее надежность.

2 Изоляция турбогенераторов

2.1 Типы изоляции

Существует два типа термопластичной изоляции Высоковольтных обмоток турбогенераторов—гильзовая изоляция микафолия, выпеченного на шеллаке» которая введена в наше века в Европе» непрерывная микалентная, изоляция асфальтобитумном связующем, появившаяся несколько позже в Америке. Если гильзовая изоляция на шеллаке успешно применяется в европейских фирм для генераторов мощностью до 150 МВт при напряжении до 10,5–11 кВ, то микалентная изоляция на асфальтовых лаках получила еще более широкое распространение как в Америке так и в Европе; ори напряжениях до 20 кВ эта изоляция и до последнего времени занимает лидирующее положение в конструкциях электрических машин.

Непрерывный рост единичной мощности и удельных токовых нагрузок турбогенераторов поставил перед конструкторами и исследователями задачу поиска и разработки новых изоляционных материалов и технологических процессов, удовлетворяющих возросшим требованиям в этой области.

Главные недостатки существующих типов изоляции следующие:

а) как микалента, так и микафолий представляют собой композицию из лепестков слюды, наклеенных на бумажную подложку. Эти материалы, с одной стороны, не обладают весьма достаточной гибкостью и прочностью на разрыв и в силу этого затрудняют плотную намотку их на изолируемый стержень; с другой стороны, бумажная подложка разлагается под действием температуры и приводит к постепенному нарушению монолитности изоляции, а следовательно, сокращает общий срок ее жизни;

б) неодинаковый коэффициент теплового расширения меди и изоляции, выполненной как на шеллаке, так и на асфальтовом лаке, при определенном числе температурных циклов нарушает механическую связь между слюдой и связующим, а в некоторых случаях вызывает разрыв лепестков слюды;

в) диэлектрические потери асфальтовой изоляции, хотя и ниже, чем у шеллачной, но все же сильно зависят от температуры и напряжения;

г) механическая прочность компаундированной изоляции в разогретом состоянии отнюдь недостаточна, особенно при больших объемах тока в пазу в современных крупных турбогенераторах. В итоге главные усилия при разработке новых типов высоковольтной изоляции были направлены:

1) на замену бумажной подложки для слюдяной изоляции чем-то другим более прочным в механическом и химическом отношении материалом;

2) на замену связующего на шеллаке или на асфальтовом битуме тпкже другим, обладающим более совершенными физическими свойствами, в

первую очередь пониженными диэлектрическими потерями и повышенной механической прочностью (в таблице 2.1).

Фирма «Вестингауз» (США), а вслед за ней многие фирмы США и Западной Европы начиная с 1950 г. вели усиленные разработки новых композиций изоляционных материалов и новых технологии производства.

Таблица 2.1 – Объем тока в пазу

60	100	150	60	100	150	200	300
Охлаждение							
косвенное		форсированное			Газо- жидкостное		
1835	1830	1615	1970	2540	3180	3420	3180

В результате появился целый ряд видов изоляции, которые отличаются в той или иной мере исходными материалами и способом изготовления, но имеющих весьма схожие физические свойства. В качестве изоляционного материала в них применяются:

а) стекломикалента, состоящая из лепестков слюды и двойной подложки из стеклоткани;

б) стеклослюдинитовая или стеклослюдопластовая лента, представляющая собой композицию из слюдобумаги и подложки из стеклоткани. Связью для указанных материалов послужили искусственные термореактивные смолы, в свою очередь способные к затвердеванию при нагревании до определенной температуры, но и в той же мере не подверженные размягчению при повторных нагреваниях. Из синтетических термореактивных смол наиболее известны эпоксидные композиции, затвердевающие при температуре 150–160° С. Слюдобумага на стеклянной подложке значительно гибче, чем обычные микаленты, и она допускает более плотную обтяжку в процессе изолирования. Она более равномерна по толщине и благодаря этому дает возможность получить изолированные стержни с меньшими допусками по сечению. Важнейшее преимущество слюдобумаг заключается в их поведении при температурных деформациях меди. Коэффициент теплового расширения меди в среднем в пять-шесть раз больше, чем слюды. При удлинении меди связь листков слюды друг с другом и с медью нарушается. При нарушении механической связи возникает вспучивание изоляции. В слюдобумагах мелкие чешуйки слюды связаны между собой мостиками из синтетической смолы, которые воспринимают усилия расширения, благодаря чему нарушения общего строения изоляции не происходит. В настоящее время известны три основных способа изготовления термореактивной изоляции высоковольтных обмоток.

1) Стержень, предварительно упрочненный путем промазки эпоксидным (или иным) лаком так, чтобы форма и геометрические размеры лобовой части в дальнейшем не изменялись, обматывается заданным числом слоев слюдинитовой ленты, предварительно пропитанной термореактивным лаком

повышенной вязкости. Изолированный стержень сушится при 70° С и атмосферном давлении в течение 30 мин и затем в вакууме в течение 4 ч, после чего его прессуют в горячих прессформах при температуре 150–160° С в течение 2 ч. Притом смола, которой пропитана лента, прочно склеивает отдельные слои и отверждается. Такой процесс не требует никакой дополнительной пропитки изоляции. Стержень, предварительно упрочненный, обматывается лентой, содержащей малое количество склеивающего вещества без растворителей.

2) Следующее действие, изолированный полным числом слоев ленты стержень пропитывается в термореактивной смоле небольшой вязкости под вакуумом при температуре 150–160°С в течение 4–6 ч. При этом связующее проникает на всю толщину изоляции в процессе однократной пропитки. Самостроение слюдинитовой ленты обеспечивает хорошее проникновение связующего внутрь изоляции.

3) Третий способ изолирования заключен в наложении гильзы из стеклослюдинитового листа на пазовую часть. Гильза обкатывается при намотке в приспособлении, а затем подвергается горячей прессовке аналогично п. 1. Сопоставление свойств термореактивной и термопластичной изоляции.

Многочисленные опыты по сравнению физических свойств изоляции, изготовленной на основе термореактивных и термопластичных (асфальт, шеллак) связующих, показали следующее:

а) Электрическая прочность двух видов изоляции в исходном состоянии приблизительно одинакова. Относительно изменения прочности после длительной работы нет достаточных достоверных статистических данных. Опыты по искусственному старению свидетельствуют о том, что термореактивная изоляция отличается значительно более высокой стабильности чем термопластичная.

б) Обращает на себя внимание чрезвычайно слабая зависимость от приложенного напряжения. При возрастании температуры от 20 до 120° С значение увеличивается в среднем на 150% от первоначального, в то время как для асфальтовой изоляции это увеличение составляет 200–250%.

в) Механическая прочность основного изолирующего материала указана. Интерес представляет прочность готовой изоляции при продавливании шариком диаметром 10 мм, так как именно она характеризует поведение изоляции в пазу, как в длительном режиме, так и при ударах во время коротких замыканий.

г) Теплопроводность изоляции, на термореактивных связующих, по расчетам швейцарской фирмы «Изолаверке», составляет на 60% выше средней теплопроводности компаундированной изоляции. Из приведенных данных можно сделать вывод, что изоляция из стеклослюдяных материалов на термореактивных; синтетических смолах имеет несомненные преимущества не только перед гильзовой изоляцией на шеллаке, но и перед микалентной компаундированной изоляцией на асфальтовом лаке. Необходимо иметь в

виду, что изоляция на терморезистивных связующих, по природе своей является жесткой и не поддается пластической деформации в процессе укладки обмотки в паз. Поэтому крайне важно придать стержню еще до процесса изолирования совершенно правильную геометрическую форму и сохранить ее вплоть до полного окончания всех технологических операций.

2.2 Терморезистивная изоляция и ее конструкция

В данное время большинство современных турбогенераторы мощностью свыше 60 МВт изготавливают с обмоткой статора, имеющую терморезистивную корпусную изоляцию, которая в свою очередь выполняется обычно из стеклослюдяной ленты, пропитанной эпоксидным компаундом или другим его терморезистивным сополимером.

Стеглослюдяная лента состоит из одного слоя слюдопласта (измельченная слюда, спрессованная в виде листов) и односторонней подложки из стеклослуды. Слой слюдопласта и слой подложки имеют толщину около 40 мк. Связью является эпоксидно-фенольный лак или их сополимеры, обладающие терморезистивными свойствами. Эта изоляция полимеризуется и затвердевает при температуре 150-160⁰ С и при повторных нагреваниях не размягчается. Стеглослюдяная лента при обычной температуре может храниться на воздухе. Она применяется в новых типах высоковольтной изоляции статорных обмоток. К настоящему времени создано несколько типов терморезистивной изоляции, отличающихся в основном технологией изготовления: «Слюдотерм», ВЭС-2, «Монолит»(в таблице 2.2)

Таблица 2.2 – Характеристики терморезистивной изоляции

Наименование (тип) изоляции	Составляющие изоляции а) диэлектрический барьер, б) связующее, в) стеклоткань	Основные характеристики операции	Электрические и механические свойства изоляции	Область применения
1	2	3	4	5
Монолит -1	а)слюдинитовая бумага;б) эпоксидный компаунд; в) стеклоткань	Намотка сухими лентами,наложение обжимных обкладок и сборка в пакет, установка в ко-робке с эластичными стенками, вакуумировка, вакуумнагнетательная пропитка компаундом, опрессовка (гидро), запечка (отверждение)	Электрические характеристики выше чем у Монолит-2	Стержни гидрогенераторов, синхронных компенсаторов

Продолжение таблицы 2.2

Монолит-2	а) слюдинитовая бумага; б) эпоксидный компаунд; в) стеклоткань	Стержни: намотка сухими лентами, наложение обжимных обкладок, установка в котел, вакуумировка, вакуумнагнетательная пропитка компаундом, выемка из котла, запечка (отверждение). Катушки: намотка сухими лентами, укладка в статор, установка статора в котел, вакуумнагнетательная пропитка компаундом, выемка из котла, запечка (отверждение).	При $t=20^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{пр}}=35$ кВ/мм, $\text{tg}\delta=0,01\rho = 1,1 \cdot 10^{10}$ Па При $t=130^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{пр}}=32$ кВ/мм, $\text{tg}\delta=0,05\rho = 6 \cdot 10^9$ Па	Стержни и катушки
Монолит-3	а) слюдинитовая бумага; б) эпоксидный компаунд; в) стеклоткань	Намотка сухими лентами, пропитка как у Монолит -2, укладка в статор, запечка (отверждение)	Электрические характеристики и как у Монолит - 2	Катушки
Монолит-4	а) слюдинитовая бумага; б) эпоксидный компаунд; в) стеклоткань	Намотка сухими лентами, подпрессовка, пропитка как у Монолит-2 (для стержней)	характеристики и как у Монолит - 2	Стержни
ВЭС - 2	а) два слоя слюдинитовой бумаги; б) эпоксиполиэфирный компаунд; в) стеклоткань, стеклосетка	Стержни: вакуумная сушка ленты в роликах, намотка пропитанной лентой без нагрева, опрессовка в прессформах, запечка (отверждение)	При $t=20^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{пр}}=32$ кВ/мм, $\text{tg}\delta=0,01\rho = 9 \cdot 10^9$ Па При $t=130^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{пр}}=30$ кВ/мм, $\text{tg}\delta=0,08\rho = 5 \cdot 10^9$ Па	Стержни и катушки
	а) слюдинитовая бумага; б) эпоксидитольное; в) стеклоткань	Намотка пропитанными лентами с подогревом, опрессовка и отверждение в прессформах	Электрические характеристики и как ВЭС -2	Стержни
Моно терм	а) слюдинитовая бумага; б) эпоксисилово-волокнистое; в) стеклоткань	Намотка пропитанными лентами с подогревом, опрессовка и отверждение в прессформах под давлением	Электрические характеристики и выше чем у ВЭС-2 и Слюдотерм	Стержни

Основные характеристики терморезактивной, микалентной компаундированной (термопластичной) и полиимидной изоляции сопоставлены. Изоляция типа «Слюдотерм» применяется для обмоток статоров турбогенераторов типа ТВ и ТВВ. Она изготовлена из сухих предварительно пропитанных стеклослюдинитовых лент, состоящих из двух слоев слюдинитовой бумаги толщиной 0,04 мм и одного слоя стеклоткани толщиной 0,04 мм, склеянных связующим на основе эпоксидных или идитольных смол.

Разработаны три варианта ленты в зависимости от их назначения. Лента марки ЛТСС-3 предназначена для механизированного нанесения на станке с подогревом. Лента марки ЛТСС-5 может быть использована для ручного нанесения на обмотку (эластичная лента). Лента марки ЛТСС-3У – для обмоток низкого напряжения. Ленты всех марок изготавливают одной толщины 0,17 мм. После нанесения на стержни изоляция подвергается механической прессовке в прессформах и выпечке.

Толщина корпусной изоляции статора т.е. его обмотки выбирается исходя из электрической и механической прочности. Запас должен быть высоким (от 7 до 10-кратный по отношению к номинальному напряжению). Такой запас необходим, потому что обмотка статора в процессе претерпевает несколько операций(в их числе транспортировка, укладка, подрихтовка), при этом изоляция подвергается малозаметным повреждениям, связанным с деформациями, снижающими электрическую прочность отдельных секции(в таблице 2.3)

Таблица 2.3 Основные характеристики терморезактивной, термопластичной и полиимидной изоляции

Характеристики	ПИАБ	Термопластичная изоляция	Терморезактивная		
Электрическая прочность при 20°C, кВ/мм	220	14-17	28	34	31-32
Допустимая рабочая температура, °C и Δt при ней	220 0,0003	1050,15-0,25	1300,06	1300,06	1300,06
Плотность, Мг/м ³	1,42	3	2,6	2,6	2,6

Изоляция типа «ВЭС-2» применяется в турбогенераторах серии 11 В. Она отличается от «Слюдотерма» типом пропитанной слюдинитовой ленты ЛСК-11 Ост в 2 слоя, стеклоткани или стеклосетки, связанных эпоксидно-полиэфирным компаундом. Ленты для изоляции ВЭС заранее пропитаны. После нанесения на стержни изоляция подвергается вакуумной сушке и запечке в котлах при гидростатическом опрессовании или в пресс-формах. Изоляция типа «Монолит» используется в турбогенераторах серии ТВМ. Технология наложения корпусной изоляции «Монолит» существенно иная,

чем изоляции «Слюдотерм» и «ВЭС-2». Она создана на основе сухих непропитанных слюдинитовых лент в один слой и стеклоткани, склеенной эпоксидным компаундом. Стержень обматывается чередующимися слоями стеклоленты и слюдинита. Ленты накладываются на стержень на станке или вручную с последующей вакуумной сушкой, пропиткой эпоксидным компаундом под давление и запечкой в котлах или пресс-формах. «Монолит» обладает рядом преимуществ перед другими типами терморепактивной изоляции, а именно влагостойкостью; коррозийностью; электрической прочностью; повышенной виброустойчивостью; стойкостью к ударным нагрузкам. Из приведенных данных следует, что изоляция из стеклослюдяных материалов на терморепактивных синтетических смолах имеет несомненные преимущества перед микалентной компаундированной изоляцией на асфальтовом лаке. Все эти преимущества позволяют снизить толщину корпусной изоляции на 30 % по сравнению с компаундированной микалентной изоляцией. Надо иметь в виду, что изоляция на терморепактивных связующих, по природе своей, является жесткой и не поддается пластической деформации в процессе укладки обмотки в паз. Поэтому крайне важно придать стержню еще до изолирования совершенно правильную геометрическую форму и сохранить ее вплоть до полного окончания всех технологических операций. Кроме того, процесс изготовления изоляции «Монолит» сопровождается выделением токсичных газов и требует герметично закрытого оборудования и вытяжной вентиляции.

2.3 Изоляция обмотки статора и конструкция изоляции

По конструкции изоляция можно разделить на гильзовую (старые конструкции) и непрерывную (современные новейшие конструкции). В качестве основной изоляции стержней обмотки статора используется непрерывная микалентная изоляция на асфальтовом или битумном связующем. Главные преимущества этого типа изоляции перед более ранним типом гильзовой изоляции заключаются:

а) в однородности по всей длине витка, т.е. в отсутствии стыка между изоляцией пазовой и лобовых частей;

б) в улучшенных электрических и тепловых характеристиках.

Однородность изоляции достигается тем, что она осуществляется путем намотки последовательных рядов микаленты непрерывно от одного конца стержня к другому, в то время как при гильзовой изоляции микафолиевая гильза накладывалась только на прямом участке стержня, а лобовые части изолировались обособленно (гибким миканитом и лакированной лентой – рисунок 2.1.).

Применение асфальтов как основного связующего резко меняет характеристики изоляции. Микалентная асфальтовая изоляция имеет более плотное строение благодаря тому, что она подвергается вакуумному компаундированию при ее изготовлении.

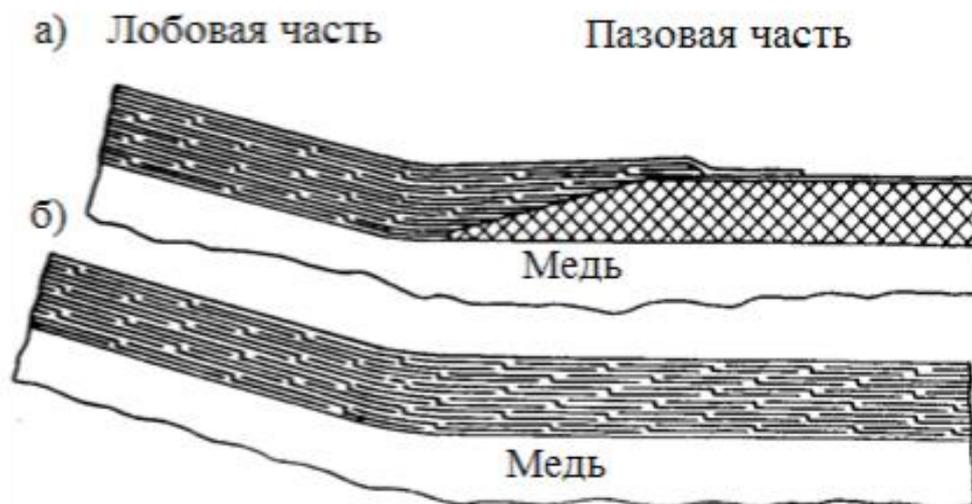


Рисунок 2.1 – Типы изоляции: гильзовая (а) и микалентная непрерывная (б) изоляция (сопряжение пазовой и лобовой частей).

Это значит, что воздушные включения между слоями изоляции в максимальной степени ликвидируются. В гильзовой изоляции, получаемой путем обкатки и выпечки микафолиевого листа на шеллаке, малые воздушные прослойки неизбежны. Наличие воздушных прослоек под действием высокого потенциала и температуры приводит к постепенному разложению шеллачной основы. Шеллак становится хрупким и крошится. Помимо этого, слоистое строение обуславливает вспухание изоляции в местах вентиляционных каналов, что препятствует свободному удлинению гильзы под действием температуры. Известны случаи, когда при достаточно большом теплоперепаде в изоляционной гильзе и при большой длине сердечника гильза разрывалась, что приводило к тяжелой аварии турбогенератора.

Асфальтовая изоляция, как было упомянуто, имеет весьма незначительный объем воздушных включений, причем те включения, которые могут остаться между слоями, не оказывают разлагающего воздействия на битумную основу. Асфальтовые лаки весьма длительно сохраняют эластичность, слегка размягчаясь при повторных нагреваниях. Можно считать, что процесс полимеризации этих лаков во время работы турбогенератора протекает очень медленно. Далее из следует, что в нагретом состоянии асфальтовая изоляция имеет меньшие диэлектрические потери, чем шеллачная изоляция (в таблице 2.4). Это объясняется, с одной стороны, наличием большого числа воздушных включений в гильзовой изоляции, а с другой тем, что гильзовая изоляция на шеллаке, как правило, плохо сцепляется с медью, в то время как микалентная изоляция на асфальте сцепляется с ней гораздо лучше. В исходном состоянии диэлектрические потери у обоих видов изоляции почти одинаковы, а в некоторых случаях могут оказаться ниже у гильзовой изоляции.

Таблица 2.4 – Сравнительные свойства изоляции

Свойства		Шеллачная изоляция(гильза)	Асфальтобитумная изоляция(непрерывная)
Механическая прочность	Толщина δ -3,5 мм.Вылет250 мм.Температура -17 ⁰ С	Максимальная стрела прогиба 6,5мм.Пробивное напряжение 30 кв	Максимальная стрела прогиба16,5 мм.Пробивное напряжение 32 кв
	Толщина δ -6 мм.Вылет150 мм.Температура -17 ⁰ С	Максимальная стрела прогиба 8 мм.Пробивное напряжение 13кв	Максимальная стрела прогиба21 мм.Пробивное напряжение 32 кв
Разбухание: наибольшее изменение высоты и ширины при нагреве до 150 ⁰ С		Высота – 10% Ширина -16%	Высота – 2,5% Ширина -4%
Теплопроводность λ , Вт*см/ *град		0,0012-0,0015	0,0016
Диэлектрические потери tg δ , %	U=6 кв	20 72 104 15 37 40 %	20 72 104 10 22 35 %
	Температура t=16 (до укладки в паз)	5 10 20 30 кв 9 10 11 11 % Образец l=1310	5 10 20 30 кв 4,5 5,5 5,5 5,5 % Образец l=1525 мм

При эксперименте когда идет нагрев, асфальтовая изоляция не вспухает, отдельные слои микаленты скользят вследствие размягчения компаунда, и изоляция не отрывается от меди. Асфальтовая изоляция менее гигроскопична по сравнению с шеллачной, что подтверждается сравнением сопротивления изоляции стержней, изолированных обоими способами и подверженных увлажнению. Асфальтовая изоляция обладает несколько лучшей теплопроводностью, чем шеллачная; это обусловлено более монолитным строением компаундированной изоляции. В итоге можно утверждать, что микалентная асфальтовая изоляция гораздо меньше подвержена старению и более долговечна, что подтверждается более чем тридцатилетней практикой ее применения во многих типах электрических машин, и в первую очередь в турбогенераторах. Следует указать, что средняя толщина микалентной асфальтовой изоляции больше таковой для гильзовой шеллачной изоляции. Однако это не снижает общих положительных качеств асфальтовой изоляции, если к тому же учесть, что шеллачная изоляция может быть применена для напряжений не выше 10,5–11 кв. (на рисунке 2.2).

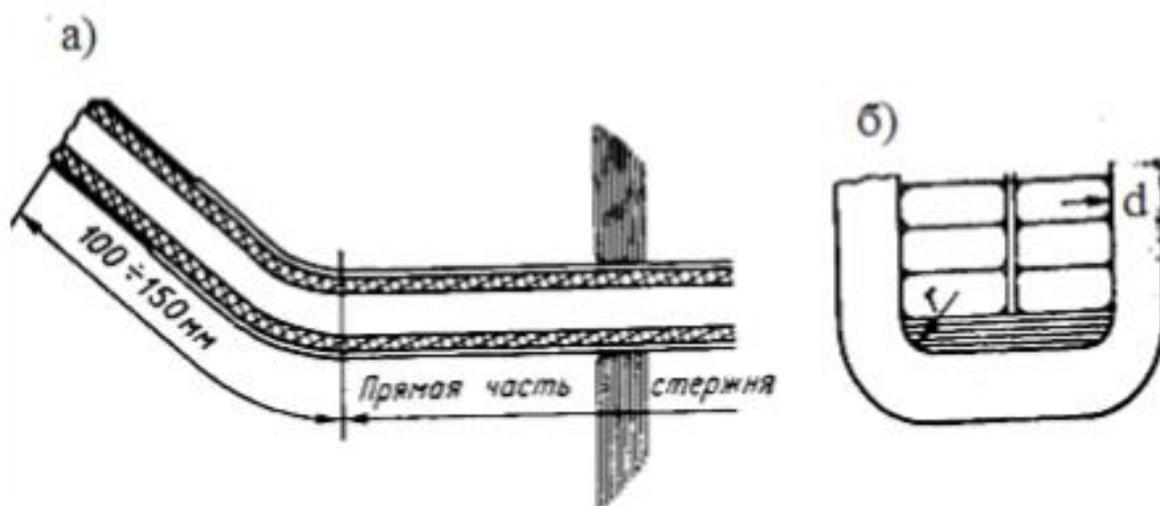


Рисунок 2.2 – Нанесение полупроводящего покрытия в лобовой части стержня

3 Новая высоковольтная изоляция

3.1 Полиимидная статорная изоляция

На электрических станциях страны продолжают эксплуатироваться турбогенераторы, выпущенные много лет тому назад, техническое состояние которых вполне удовлетворительное и замена их на новые машины нецелесообразна. С экономической точки зрения более приемлемым является модернизация таких машин. Модернизация позволяет повысить мощность турбогенератора, увеличить запасы прочности отдельных узлов, уменьшить перегревы в статоре и роторе и продлить срок службы еще на 10-20 лет. Наиболее существенной модернизации подвергается изоляция турбогенераторов серии ТВ и ТВ2 мощностью до 150 МВт. В крупных электрических машинах изоляцию обмоток статоров разделяют на следующие виды:

- корпусная изоляция (между обмоткой и сталью статора);
- междуфазная изоляция (между обмотками различных фаз);
- витковая изоляция (между витками одной секции или катушками);
- изоляция элементарных проводников (между проводниками в одном витке или стержне обмотки).

В зависимости от номинального напряжения, мощности и типа машины, а также от способа охлаждения, применяются разнообразные конструкции корпусной изоляции и различные изоляционные материалы. До 60-х годов все турбогенераторы изготавливались с термопластичной размягчающейся, при повышении температуры, корпусной изоляцией. Полиимиды обладают высокой теплостойкостью и термостабильностью, химической стойкостью к воздействию агрессивных реагентов, радиационной стойкостью, хорошими

электроизоляционными свойствами, что в сочетании с физиологической безвредностью в условиях эксплуатации обуславливает их практическое значение. Они способны к образованию высокопрочных термостойких покрытий, пленок, волокон, лаков, клеев. При использовании полиимидной пленки в качестве пазовой изоляции электрических машин, степень заполнения паза проводом или пленкой позволила увеличить коэффициент использования активных материалов в электродвигателях в 1,5-2 раза и за счет снижения толщины изоляции улучшила теплоотдачу. Срок службы проводов и пленок с изоляцией из полиимида при температуре 250 С превышает 2000 часов, а при 257 С - более 600 часов соответственно. Большим достоинством проводов и пленок с полиимидной изоляцией является их негорючесть. Использование их для витковой изоляции и для стержневой изоляции тяговых двигателей 1293 кВт, 560 В позволяет увеличить мощность на 87% при той же массе и габаритах. Различные модификации полиимидов применяются для изоляции проводов, используемых в авиационной Технике, электродвигателях, работающих в экстремальных случаях. В производстве полиимидных пленок из полиимидов ароматического строения, существует проблема, связанная с трудностью формования толстых пленок до 200 мкм, поэтому обычно получают многослойные пленки. Напротив, полиимиды алициклического строения обладают хорошими пленкообразующими свойствами, позволяющими формовать пленки разной толщины, в диапазоне 2 - 200 мкм, что связано с использованием полимеров с уже сформированными полиимидными циклами, что значительно упрощает технологию производства пленочных материалов. Пленки такой толщины представляют особый интерес для основной, межфазной и пазовой изоляции, когда требуется материал достаточной толщины, обеспечивающей необходимые электроизоляционные свойства.

При разработке корпусной изоляции на основе полиимидно-фторопластовых пленок, удовлетворяющих требованиям эксплуатации электрических машин, необходимо обеспечить следующие условия:

- монолитность изоляции, за счет чего достигаются высокие значения физико-механических и электрических параметров;
- хорошую адгезию изоляции к проводам, что в сочетании с первым требованием должно гарантировать высокую эластичность изоляции и стойкость к многократным вибрационным воздействиям;
- адгезионную способность поверхностного слоя изоляции к пропитывающим или цементирующим составам.

Указанные проблемы могут быть решены применением при изолировании стержня как двухсторонних, так и односторонних полиимидно-фторопластовых пленок и обеспечением надежной сварки этих пленок между собой в процессе термообработки. При этом двухсторонняя пленка накладывается непосредственно на стержень, а односторонняя - в наружном слое изоляции фторопластом внутрь, полиимидом наружу. За счет фторопластового покрытия обеспечиваются сваривание пленок между собой и

адгезия к проводу, а корпусной изоляции из чистого полиимида сохраняет способность его к цементации в обмотке.

3.2 Технология изготовления полиимидной статорной изоляции

Комбинированная термостойкая пленка получена на основе разработанного полиимида алициклического строения пленки толщиной 40-200 мкм с двухсторонним покрытием в 10 мкм на сторону сополимером тетрафторэтилена и гексафторпропилена. Для получения данных пленок полиимидную пленку помещали в 50 %-ную суспензию фторопласта в воде с последующей сушкой на воздухе в течение 20 минут при комнатной температуре для удаления влаги. Предварительно эта пленка получила марку ПИФАБ. Сварку двух комбинированных пленок осуществляли на установке с односторонним нагревом материала постоянно нагретым сварочным электродом в интервале температур от 180 до 400 °С, времени от 5 до 40 с и давлении от 0,5 до 5 кгс/см². Оптимальным является следующий режим: температура сварки. -250-260°С, время сварки двух пленок толщиной по 40 мкм каждая 20 секунд, толщиной 200 мкм 150 секунд. Давление в обоих случаях принимали 2 кг/см². При проведении испытаний на макетах медные шины сечением 60*30 мм было принято 10 слоев по 200 мкм толщиной и 190 мкм слои фторопласта между пленками. Изолирование проводилось в нахлеста. Толщина изоляции после термопрессования составила 2,19 мм на сторону. При температуре прогрева 260 °С монолитное покрытие хорошего качества получилось при времени 12 - 14 минут. Пленки ПИФАБ, сваренные по такому режиму, имеют прочность нахле-сточных сварных соединений, равную 100 % прочности пленки.

3.3 Технология получения полиимидно-фторопластовой пленочной изоляции стержней

По зарубежным данным основной областью применения полиимиднофторопластовой пленки на основе ароматических диангидридов в настоящее время является электрическая изоляция электрических машин, силовых кабелей и проводов крупного сечения, работающих в экстремальных условиях. Намотку такой пленки можно осуществлять на обычном оборудовании или вручную, которая осуществляется методом спиральной обмотки лентами и путем продольного наложения лент. При спиральной обмотке лентами основная масса обмотчиков построена по принципу вращения роликов или бобин с пленкой вокруг движущейся поступательно катушки или стержня, как и при изолировании термореактивной изоляцией. Важнейшей частью ленто обмоточных машин являются обмотчики, которые в основном и обеспечивают качество наложения пленочной изоляции. Наиболее часто для изолирования стержней с полимерной пленочной изоляцией применяются обмотчики тангенциального или полутангенциального типа.

В последнее время все большее внимание уделяется технологии продольного наложения ленточной изоляции на прямолинейные участки пазовых частей катушек и стержней. Это связано с высокой производительностью процесса продольного наложения пленочной изоляции, отсутствием вращающихся узлов, простотой применяемого технологического оборудования. Для получения на основе лент из полиимидно-фторопластовых пленок монолитную и герметичную изоляцию вводится процесс термообработки. Традиционным способом термообработки является подвод тепла снаружи, например, в муфельных печах за счет конвективного и лучистого теплообмена. Перспективна термообработка изоляции изнутри индукционным нагревом токопроводящих жил токами высокой частоты в поперечном магнитном поле петлевого индуктора. В этом случае на петлевой, охлаждаемый водой индуктор подается напряжение частотой 66 кГц. Для получения монолитной пленочной изоляции из полиимидно-фторопластовых лент возможно применение комбинированного нагрева. Поскольку технология изолирования проводов пленочными лентами аналогична изолированию стержней, то создается предпосылка переложения данной технологии для изолирования стержней электрических машин, с той лишь разницей, что изоляция стержней толще и режим изолирования и запечки будет изменен. В существующей полуавтоматической линии для производства теплостойких обмоточных проводов с пленочной изоляцией можно совместить операции обмотки токопроводящей жилы лентами в полиимидно-фторопластовой пленки и их термообработки с целью получения монолитной изоляции. Изоляция состоит из одной или двух пленок, в случае применения двух пленок одинаковой ширины они накладываются в одну или разные стороны с одинаковым коэффициентом перекрытия. В линии имеются два центральных обмотчика. Для термообработки провода используется метод комбинированного нагрева. Но, как и в случае изготовления стержней с терморезистивной изоляцией, термообработку можно осуществлять с помощью нагревательных роликов, поверхность которых нагрета до температуры 260 °С. Для улучшения условий сварки пленки и получения монолитной изоляции, линия оснащена обрезиненными обжимными роликами, которые осуществляют обжатие изоляции стержня в процессе термообработки по меньшей и большей сторонам стержня. Для исключения слипания изоляции, находящейся в термопластичном состоянии, на тяговом устройстве применяется водяное охлаждение. При скорости изготовления 3-4 м/мин интервал времени от момента наложения пленки до момента термообработки составляет не более 1 мин. В основу расчета технологического режима изолирования стержня взяты изолирование отдельных проводов полиимидно-фторопластовыми лентами и данные, полученные на образцах. При длине стержня, примерно 15 м при температуре 260 °С для двух слоев пленки толщиной 200 мкм, наложенных в полнахлеста, необходимое время нахождения в печи для запечки составит 2,5 минут (150 сек.). Для получения корпусной и изоляции толщиной в 3 мм на сторону необходимо 14 слоев

полиимидной пленки толщиной 200 мкм, с двухсторонним покрытием фторопластом толщиной 10 мкм и 1 слой полиимида с односторонним покрытием фторопластом в 10 мкм. Время для запечки такой изоляции составит, примерно, 35 - 37,5 минут. При этом не требуется никакого водяного охлаждения, так как наружный слой изоляции не покрыт фторопластом и материал терморезистивен, а значит нет слипания изоляции к деталям станка. При изготовлении данной изоляции необходимо строго соблюдать пропорции, так как при изготовлении выделяются ядовитые вещества.

3.4 Технологический процесс изготовления полиимидной изоляции

Технологический процесс характеризуется следующими основными этапами:

а) Изготовление стержней с терморезистивными лентами

Технологический процесс изготовления стержней с терморезистивными лентами осуществляется как вручную, так и машинным способом на изолирующих станках типа ЛУС. Стержень подвешивается на раскрывающиеся стержнедержатели изолирующего станка, а концы лобовых частей опираются на стойки. Изолирующая головка с четырьмя роликодержателями и двумя нагревательными роликами располагается на каретке, которая свободно передвигается по копиру, повторяющему форму изолируемого стержня. Два роликодержателя предназначены для слюдинитовых лент, а два других - для киперной или стеклянной лент. Нагревательные ролики служат для нагрева слюдинитовых лент. При этом происходит размягчение лака ленты, лента становится эластичнее и лучше ложится на стержень. Поверхность ролика нагревается до 80-100⁰С.

Станок работает следующим образом: слюдинитовая лента с двух роликов пропускается через нагревательные ролики и закрепляется на стержне. Включается станок, и каретка начинает движение по шаблону, а головка, вращаясь, накладывает изоляцию на стержень в ½ нахлеста; для получения необходимого нахлеста требуется согласованность скорости движения каретки, скорости головки, ширины изоляционной ленты, угла наклона ленты к стержню.

При выпечке изоляция усаживается на 25%, исходя из этого задают размер стержня после изоляции. На изолированный стержень наносят технологическую защитную изоляцию из одного слоя фторопластовой ленты толщиной 0,02-0,03 мм одного слоя стеклоленты в разбежку. Эти слои предохраняют стержень от повреждений и облегчают отделение выпеченного стержня от рабочих поверхностей пресс-формы.

После изолирования изоляцию необходимо опрессовать и запечь. Для этого стержни, изолированные сухими лентами, подвергаются пропитке в эпоксидных компаундах; стержни, изолированные пропитанными лентами, подвергаются гидростатическому прессованию и выпечке в автоклавах или механическому прессованию и выпечке в пресс-формах.

Механическая прессовка и выпечка производятся в специальных двухместных пресс-формах. Для обеспечения взаимозаменяемости стержней все стержни одной электрической машины проходят через одну пресс-форму.

б) Пропитка в эпоксидных компаундах

Пропитка в эпоксидных компаундах преследует те же цели, что и компаундирование. Заполнение пустот в обмотке производится эпоксидными компаундами при температуре 50-80⁰С. Пропитка должна обеспечить полное отсутствие воздуха в стержнях и сохранение пропиточного состава. Процесс пропитки в эпоксидных компаундах получил название монолит. При этих процессах повышается электрическая прочность изоляции, уменьшаются диэлектрические потери, создается устойчивость к воздействию окружающей среды и повышается теплоотдача [5]. Пропитка ведется составами без растворителей, а подача состава в катушки производится при глубоком вакууме. Состав наиболее часто используемого компаунда следующий: смола эпоксидно-диановая типа ЭД-22 – 100 массовых долей (допускается замена смолами типа DER-330, MER-200, СУ-205), отвердитель ИМТГФА – 80 массовых долей и ускоритель. Вязкость по вискозиметру ВЗ-1 достигает 40 с. Компаунд содержит до 5% воздуха. Поэтому перед использованием его необходимо вакуумировать при температуре 75⁰С и остаточном давлении 50 Па в течение 1,5–2 ч. При этом содержание воздуха снижается до 0,01%. Технологический процесс пропитки в эпоксидном компаунде включает следующие операции:

Сушку изделия в печи при температуре 110±10⁰С в течение 3-6 ч, вакуумирование изделия в котле при остаточном давлении 50-100 Па в течение 2-3 ч при 50-60⁰С, подачу пропитывающего эпоксидного компаунда (при этом вакуум поддерживается), снятие вакуума и подачу давления 0,8·10⁶ Па в течение 2-3 ч (давление на зеркало компаунда создается азотом), снятие давления и удаление компаунда. При всех операциях в котле поддерживается температура 60⁰С. После извлечения из котла изделия с обмоткой запекаются при температуре 150-180⁰С в течение 16-24 ч. Запечку производят после укладки их в сердечник. Подсушка выполняется до «отлипа». Снаружи катушки должны быть сухими настолько, чтобы руки не липли, а внутри должны быть влажными, для того чтобы изоляция была эластичной и не повредилась во время укладки.

Стержни турбогенераторов для того, чтобы они не потеряли форму перед пропиткой, собирают в многоместные кассеты. На пазовые части накладывают разъемные пресс-планки, которые укладывают в кассеты и расклинивают до полного их смыкания. Пресс-планки повторяют поперечное сечение пазовой части стержня, а основание кассеты – в целом профиль стержня. В таком состоянии стержни пропитывают. Режим пропитки следующий: создается давление 50-60 Па для удаления из обмотки воздуха, затем подается компаунд, и на его зеркале создается давление 30 МПа для лучшего проникновения компаунда. При этом происходит гидростатическое опрессование стержней, температура пропитки 60-70⁰С.

Последовательность работы на установке для пропитки эпоксидным компаундом следующая: пропиточный компаунд перед применением вводится в дегазационную колонку, где освобождается от летучих веществ и влаги. Пропитываемые катушки, уложенные в ванную на тележке, вкатываются в горизонтальный вакуумный котел. Температура в котле повышается, и с помощью вакуумного агрегата создается вакуум. При этом пропитываемые узлы дегазируются и высушиваются при остаточном давлении. Пропиточный компаунд хранится в сборнике холодным, а при работе насосом перегоняется через нагреватель в ванну с пропитываемыми узлами. При пропитке для лучшего режима проникновения компаунда в обмотки в котле создается избыточное давление с помощью азотной установки. Затем азот компрессором перекачивается в сосуд. Избыток пропиточного компаунда из ванны перегоняется благодаря перепаду давлений в смеситель-сборник, где под вакуумом, смешивается со свежим компаундом, а затем насосом через фильтр перегоняется в дегазационную колонку [5]. Здесь пропиточный компаунд дегазируется, высушивается и насосом перегоняется через холодильник в сборник.

в) Гидростатическая прессовка и запечка изоляции обмоток в автоклавах [5]:

гидростатическая прессовка и запечка изоляции в автоклавах производится у обмоток, изолированных пропитанными слюдинитовыми или слюдопластовыми лентами. При опрессовке и запечке изоляции в пресс-формах не удастся полностью реализовать преимущества термореактивной изоляции. Механическая прессовка сопровождается перепрессовкой в одних местах и недопрессовкой в других местах. Эти факторы отрицательно влияют на качество изоляции. Кроме того, при механической прессовке изоляция перед запечкой не вакуумируется, что также снижает ее качество. При гидростатической прессовке обжатие и формирование изоляции происходит вокруг проводников плетеного стержня с помощью жидкой среды – разогретого битума, перегретой воды и т.п. Перед прессовкой на стержень для его защиты от битума накладывают изоляцию из двух слоев фторопластовой ленты вполнахлеста и одного слоя стеклоэскапоновой ленты. Между слоями фторопластовой ленты на пазовую и лобовую части стержня устанавливают металлические планки толщиной 1 мм. Планки препятствуют изгибу стержня в процессе выпечки и создают равномерное давление по всему стержню. Наконечники наматывают несколькими слоями изоляции. Стержень устанавливают на раму и фиксируют пазовую и лобовые части. Взаимное положение гребенок, определяющих фиксацию пазовой и лобовых частей на раме, должно быть выдержано с большей точностью. Стержень крепится к раме клиньями. После раскрепления стержневой рамы устанавливают в ванны с битумом, предварительно нагретым до $165\text{ }^{\circ}\text{C}$, и вкатывают в автоклав. Автоклав герметично закрывают, создают вакуум до 4 кПа, при котором воздух удаляется из обмотки и битума, затем подается азот и создается давление 1 МПа. При этом температура битума $165\text{ }^{\circ}\text{C}$. Производят прессовку

и запечку изоляции в течение 16 ч при давлении 1 МПа и температуре 165 °С.

Таким образом, гидростатическая опрессовка позволяет применить вакуумирование и осуществить переход от вакуумной сушки изоляции к опрессовке. При этом процессы происходят в одном сосуде, а отвакуумированный стержень защищен битумом от воздуха и воды.

После прессовки и запечки со стержней снимают технологическую изоляцию и планки. Следует отметить, что в автоклав можно загрузить большое количество стержней, в то время как в одной пресс-форме выпекают два стержня. Процесс гидростатической прессовки следует считать более производительным.

Из приведенных данных следует, что изоляция из стеклослюдяных материалов на термореактивных синтетических смолах имеет несомненные преимущества перед микалентной компаундированной изоляцией на асфальтовом лаке. Все эти преимущества позволяют снизить толщину корпусной изоляции на 30% по сравнению с компаундированной микалентной изоляцией.

Однако она имеет ряд недостатков:

а) Изоляция на термореактивных связующих по природе своей является жесткой и не поддается пластической деформации в процессе укладки обмотки в паз. При изменении формы происходит образование цевков (трещин). Поэтому крайне важно придать стержню еще до изолирования совершенно правильную геометрическую форму и сохранить ее вплоть до полного окончания всех технологических операций.

б) Процесс изготовления изоляции «Монолит» сопровождается выделением токсичных газов и требует герметично закрытого оборудования и вытяжной вентиляции.

Разработанный новый вид изоляции (полиимид алициклического строения) не имеет указанных недостатков.[5]

3.5 Электрическая прочность пазовой изоляции ПИ_{АВ} электромеханических преобразователей

Электрическому пробоя посвящено большое количество экспериментальных и теоретических работ, но полная и строгая теория для различных классов диэлектриков пока не создана. Важно учитывать, что процесс пробоя не происходит мгновенно, а развивается с определенной скоростью. Развитие той или иной формы пробоя зависит не только от природы диэлектрика, но и от условий испытаний. Как известно, в диэлектриках наблюдаются различные формы пробоев, изучение которых позволяет установить максимальные значения электрической прочности. Это имеет скорее научный характер, чем практический интерес. Исключения составляют случаи, когда изоляция может подвергнуться внезапным перенапряжениям и когда, следовательно, необходимо знать импульсную электрическую прочность диэлектрика. В этом случае проводятся испытания в

импульсном поле или теоретический расчет на импульсную электрическую прочность [5].

Если удельная проводимость диэлектрика значительна и резко зависит от температуры, а время нахождения образца под напряжением достаточно велико (не менее нескольких минут, секунд или десятых, сотых долей секунд), то тогда, как считают многие авторы, развивается тепловой пробой диэлектрика. При условии достаточной продолжительности испытаний и если при этом не принимаются должных мер для устранения частичных разрядов в газовых порах изоляции—происходит электрическое старение диэлектрика, завершающееся его разрушением по истечении достаточно большого промежутка времени $t_{ж}$ — времени жизни изоляции.

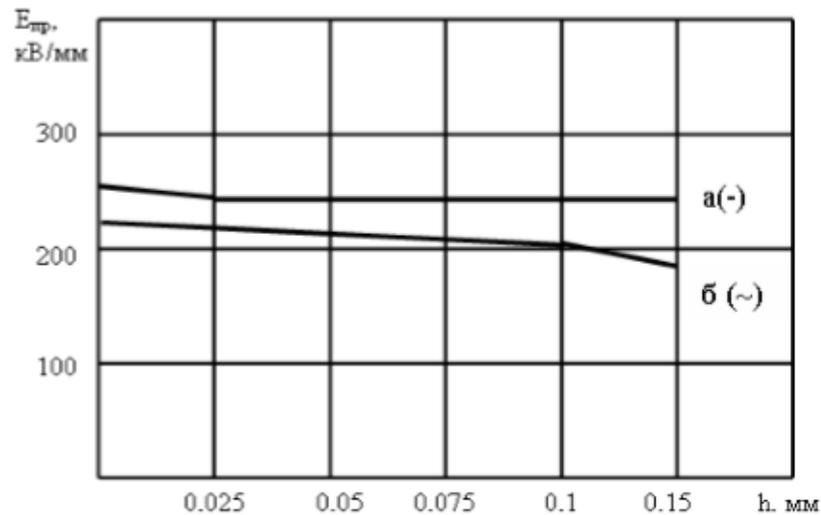
Закономерности и механизм электрического старения диэлектриков особенно важны с технической точки зрения, поскольку в условиях эксплуатации именно эта форма пробоя определяет срок службы изоляции t_r [5]. Зависимость $E_{пр}=f(h)$ пленки ПИАБ ранее не изучалась. Предпринимались попытки установить зависимость электрической прочности этих материалов от различных факторов, в том числе от природы растворителей и пластификаторов, но полное исследование электрической прочности не проводилось.

В настоящей главе приводятся данные по исследованию зависимости электрической прочности в постоянном и переменном полях при комнатной температуре от толщины образцов полиимидных пленок ПИАБ.

В случае переменного поля для образцов этих пленок толщиной от 150 до 50 мкм с уменьшением толщины h от (145÷150) мкм до 50 мкм средние значения $E_{пр}$ возрастают на 10%. Более резкое возрастание $E_{пр}$ наблюдается при изменении толщин пленок от 40 мкм до 5 мкм. При h , равном 3,5 мкм и меньше, наблюдается резкое снижение электрической прочности. Из этого следует, что зависимость электрической прочности ПИАБ подчиняется общепринятым закономерностям увеличения $E_{пр}$ с уменьшением толщины, только степень этого увеличения несколько ниже по сравнению с известными полимерами (на рисунке 3.1, 3.2)

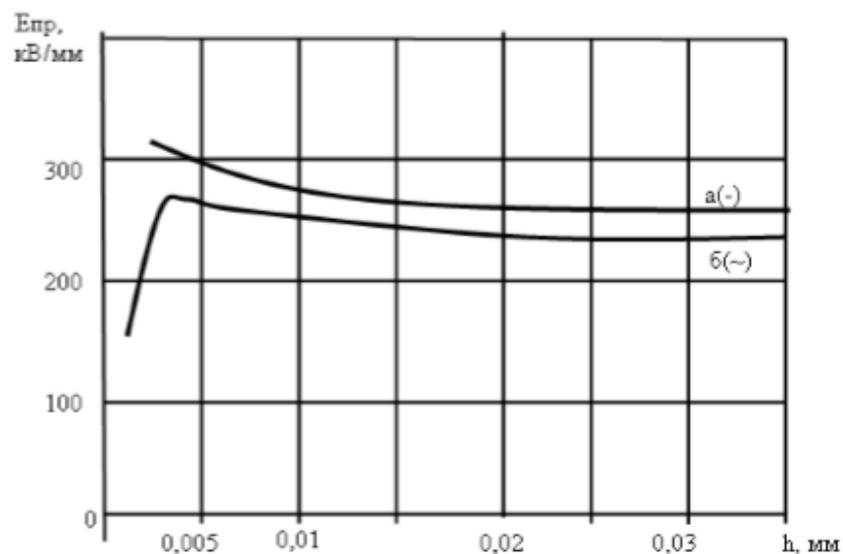
Например, для пленки Каптон при температуре 20 °С толщиной 25 мкм $E_{пр}$ равно 275 кВ/мм, а при тех же условиях для пленки толщиной 127 мкм $E_{пр}$ равно 120 кВ/мм. Это можно объяснить некоторой жесткостью мономерных звеньев диангидридной и диаминной составляющих. В данном случае, как предполагает ряд авторов [17,18,64,65], на результаты пробоя оказывают влияние дефекты в пленках. В тонких пленках (при $h \leq 3,5$ мкм) могут быть сквозные поры и значительные углубления, поэтому $E_{пр}$ существенно уменьшается.

Закономерность роста электрической прочности полиимидной пленки ПИАБ с уменьшением толщины можно рассматривать и как известное подтверждение ионизационного механизма их пробоя. В случае постоянного напряжения при тех же толщинах образцов электрическая прочность также увеличивается с уменьшением толщины, но менее полого.



образцов от 0,025 до 0,150 мм: а - при постоянном электрическом поле, б - при частоте 50 Гц (электроды плоскость - плоскость)

Рисунок 3.1 - Зависимость электрической прочности ПИ_{АБ} от толщины



изоляции от 0,0001 мм до 0,0035 мм: а - при постоянном электрическом поле, б - при частоте 50 Гц (электроды плоскость-плоскость)

Рисунок 3.2 - Зависимость электрической прочности ПИ_{АБ} от толщины

Величина электрической прочности при постоянном напряжении в среднем на $(31,5 \div 50)$ кВ/мм больше, чем при переменном напряжении. Это можно объяснить тем, что при переменном напряжении, вследствие увеличения диэлектрических потерь от частоты, электрическая прочность может уменьшаться за счет снижения активной составляющей удельного сопротивления в соответствии с известной формулой:

$$\rho = \frac{1.8 \cdot 10^{10}}{\varepsilon \cdot f \cdot \operatorname{tg} \delta'}$$

где ε - диэлектрическая проницаемость; f - частота электрического поля (50 Гц); $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь. Подставляя в данное выражение значения ε' , f и $\operatorname{tg} \delta$ для ПИ_{АБ}, определили, что активная составляющая удельного сопротивления в случае переменного электрического поля равна $2,62 \cdot 10^{11}$ Ом·м, а при постоянном напряжении – $1,2 \cdot 10^{14}$ Ом·м, т.е. сопротивление возрастает на 3 порядка [5].

3.6 Цементация стержней при изолировании полиимиднофторопластовыми пленками

Цементацию стержня турбогенераторов при изолировании полиимиднофторопластовыми пленками можно производить, также как и при изолировании стеклослюдяными лентами, эпоксидными компаундами или их сополимерами. В данном случае технология цементации стержня предполагается аналогичной цементации стержня при терморезактивной изоляции.

На макетах произведена цементация медных шин, изолированных полиимидно-фторопластовыми пленками марки ПИФ_{АБ}, эпоксидной смолой ЭД-20, которая получается на основе 2,3-бис (4-оксифенил) пропана и эпихлоргидрина (олигомер ЭД-20). При взаимодействии ЭД-20 с полиимидом, содержащим небольшое количество амидокислотных фрагментов, имеет место реакция между оксирановой группой эпоксидного олигомера и амидной связью аминогруппы. Вязкость по вискозиметру ВЗ-1 составляет 38-40 с. Эпоксидный компаунд содержит до 5-7% воздуха. Поэтому перед использованием его, также как и терморезактивную пропитку, необходимо вакуумировать при температуре 75 °С и остаточном давлении 50 Па в течение 1,5 – 2 ч до снижения содержания воздуха примерно 0,01-0,02 %. Для цементации медных шин, изолированных полиимиднофторопластовыми пленками, вначале готовится смесь ЭД-20 со сшивающим агентом, в качестве которого берется какой-либо амин, чаще всего три этиламин, соотношение 10:1. Эта смесь выдерживается при комнатной температуре в течение 35-40 мин для начала реакции сшивания макромолекул олигомера триэтиламино. Затем этой смесью пропитываются образцы. Толщина полиимиднофторопластовых пленок составляет от 45-50 до 100-200 мкм. Пропитанные образцы первоначально выдерживаются при комнатной температуре в течение 20-25 мин. Затем плотно прижимаются друг к другу и получают пакет. Этот пакет помещают под нагрузку 0,2 кг/см² и выдерживают при температуре 25-40 °С в течение 15 ч или 60-70 °С в течение 3-4 ч. Контроль завершения реакции осуществляется по ИК-спектрам, в которых отсутствуют полосы, характерные для амидокислотных и оксирановых групп.

Еще раз подчеркиваем, что преимущества полиимидной изоляции

закljučаются в следующем:

1) В отличие от изоляции на терморезактивных связующих, которая по природе своей является жесткой и не поддается пластической деформации в процессе укладки обмотки в паз, в изоляцию из полиимид-фторопластовой пленки на эпоксидном связующем можно вводить пластификатор, например трифенилфосфат, который придаст монолитной изоляции пластичность.

Поэтому не обязательно придавать стержню еще до изолирования совершенно правильную геометрическую форму.

2) Процесс изготовления полиимид-фторопластовой изоляции не сопровождается выделением токсичных газов и не требует герметично закрытого оборудования.

3) Изоляция из стеклослюдяных материалов на терморезактивных синтетических смолах имеет преимущества перед микалентной компаундированной изоляцией на асфальтовом лаке. Все эти преимущества позволяют снизить толщину корпусной изоляции на 30 % по сравнению с компаундированной микалентной изоляцией.

4) Пробивное напряжение, соответствующее выбранной толщине изоляции для проводов ПЭТ-200, равно 1500В, а для проводов ПЭТАБ_{имид} – 2400В, т.е. на 900 В больше $U_{пр}$ для новой изоляции

Для решения задач по повышению технико-экономических показателей электромеханических преобразователей энергии путем использования технических характеристик электрической изоляции, разработаны и исследованы по электрофизическим свойствам новые изделия (пазовая изоляция в виде пленки ПИ_{АБ} и эмалированные обмоточные провода ПЭТАБ_{имид}) из лака на основе полиимида алициклического строения марки АБ_{имид}. Необходимо обосновать применение данного материала в качестве электрической изоляции в электромеханических преобразователях энергии

4 Расчетная часть

4.1 Расчетная часть Турбогенератора ТВ-60-2- напряжения 10.5

Определение основных размеров и электромагнитных нагрузок

Номинальная мощность $P_H=6000\text{кВт}$,

коэффициент мощности $\cos\varphi_H = 0,8$,

номинальное (линейное) напряжение $U_H=105.5\text{кВ}$,

число фаз $m_1=3$,

соединение фаз-звезда,

частота сети $f_1=50\text{Гц}$,

число пар полюсов $p=1$,

Полная номинальная мощность:

$$S_H = \frac{P_H}{\cos\varphi} = \frac{60000}{0,8} = 74.588 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Синхронная частота вращения:

$$n = \frac{60f}{p} = \frac{60 \cdot 50}{1} = 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

Предварительный диаметр расточки статора:

$$D_{п1} = 1,75 \text{ м.}$$

Выбираем предварительную нагрузку A и магнитную индукцию B_δ для заданного типа охлаждения и номинальной полной мощности:

$$A = 7,5 \cdot 10^4 \text{ А/м,}$$

$$B_\delta = 0,8 \text{ Тл.}$$

Величина немагнитного зазора:

$$\delta = 6,95 \cdot \text{ОКЗ} \cdot \frac{AD_1^{1,5}}{B_b} \cdot 10^{-7} = 6,95 \cdot 0,52 \frac{7,5 \cdot 10^4 \cdot 1,05^{1,5}}{0,77} = 0,0425 \text{ м.}$$

Предварительный диаметр бочки ротора:

$$D_{2п} = D_{1п} - 2\delta = 1,75 - 2 \cdot 0,0429 = 1,005 \text{ м.}$$

Определяем предварительную длину магнитопровода (сердечника) статора:

$$l_{п1} = \frac{0,9S_H}{k_{01}\Omega D_1^2 AB_\delta} = \frac{0,9 \cdot 75 \cdot 10^6}{0,92 \cdot 314,159 \cdot 1,07^2 \cdot 7,5 \cdot 10^4 \cdot 0,83} = 3,1 \text{ м.}$$

Здесь обмоточный коэффициент принят $k_{01} = 0,92$, угловая скорость:

$$\Omega = \frac{2\pi n}{60} = 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{3000}{60} = 314,159 \frac{\text{рад}}{\text{сек}}.$$

Определяем предварительную длину бочки ротора:

$$l_{2п} = l_1 + 0,15 = 1,05 + 0,15 = 1,2 \text{ м.}$$

Проверяем отношения:

$$\lambda_1 = \frac{l_1}{D_1} = \frac{3,1}{1,7} = 2,9,$$

$$\lambda_2 = \frac{l_2}{D_2} = \frac{3,25}{1} = 3,25.$$

Отношение λ_1 , находится в допустимых пределах.

Проектирование статора:

для данного проекта выбираем двухслойную петлевою обмотку с укороченным шагом.

Номинальное фазное напряжение при соединении обмоток статора звездой:

$$U_{\text{фн1}} = \frac{U_{\text{н1}}}{\sqrt{3}} = \frac{10,5}{1,73} = 6,060 \text{ кВ.}$$

Номинальный фазный ток в обмотке статора:

$$I_{\text{фн1}} = \frac{S_{\text{н}}}{mU_{\text{фн}}} = \frac{75000}{3 \cdot 6,062} = 4120 \text{ А.}$$

Принимаем число параллельных ветвей обмотки статора:

$$a = 2;$$

число эффективных проводов (стержней) в пазу (по высоте):

$$u_{\text{н1}} = 2.$$

Объем тока в пазу статора:

$$I_n = I_{\text{фн1}} \frac{u_{\text{н1}}}{a} = 4119 \frac{2}{2} = 4120.$$

Предварительное, пазовое (зубцовое) деление статора:

$$t_{\text{п1}} = \frac{I_n}{A} = \frac{4120}{7,5 \cdot 10^4} = 55 \cdot 10^{-3}.$$

Предварительное число пазов (зубцов) статора:

$$Z_{\text{п1}} = \frac{\pi D_1}{t_1} = \frac{3,14 \cdot 1,07}{55 \cdot 10^{-3}} = 61,7.$$

Принимаем $Z_1=72$, тогда число пазов на полюс и фазу:

$$q_1 = \frac{Z_1}{2pm} = \frac{72}{2 \cdot 3} = 12.$$

Уточняем пазовое деление статора:

$$t_1 = \frac{\pi D_1}{Z_1} = \frac{3.14 \cdot 1.07}{72} = 0,0468 \text{ м.}$$

Число последовательно соединенных витков фазы статора:

$$w_1 = \frac{pqu_{n1}}{a} = 1 \cdot 12 \cdot \frac{2}{2} = 12.$$

Полюсное деление выраженное числом пазовых делений:

$$\tau = \frac{Z_1}{2p} = \frac{72}{2} = 36,$$

$$y = B \cdot \tau = 0.83 \cdot 36 = 29.88.$$

Выбираем $=30$;

уточняем линейную нагрузку:

$$A = \frac{6w_1 I_{\text{фн}}}{\pi D_1} = \frac{6 \cdot 12 \cdot 4120}{3,14 \cdot 1,075} = 8,8 \cdot 10^4.$$

Полученная уточненная линейная нагрузка отличается от ранее выбранной менее, чем на 3%.

Магнитный поток основной гармонической при холостом ходе:

$$\Phi = \frac{U_{\text{фн}}}{4,44fw_1k_{01}} = \frac{6060}{4,44 \cdot 50 \cdot 12 \cdot 0,916} = 2,465 \text{ Вб.}$$

Уточняем предварительную длину магнитопровода (сердечника) статора:

$$l_{\text{п1}} = \frac{\Phi}{D_1 B_{\delta}} = \frac{2,465}{1,075 \cdot 0,8} = 3 \text{ м.}$$

Принимаем длину магнитопровода (сердечника) статора $l_{\text{п1}} = 4,1 \text{ м.}$

В данном проекте принята радиальная система вентиляции активной

стали. С учетом заданного принципа охлаждения, принимаем длину пакетов $l_{\text{пак}} = 0,04$ м; длину радиальных вентиляционных каналов $b_{\text{к}} = 0,01$ м;

Число пакетов в сердечнике статора:

$$n_{\text{п}} = \frac{l_{\text{п1}}}{l_{\text{пак}} + b_{\text{к}}} = \frac{3,1}{0,04 + 0,01} = 61.$$

Длина стали сердечника статора (без каналов):

$$l_{\text{с}} = (n_{\text{п}} - 2)l_{\text{пак}} + 2l_{\text{пак кр}} = (61 - 2) \cdot 0,04 + 2 \cdot 0,0275 = 2,569 \text{ м.}$$

Длина крайних пакетов принята:

$$l_{\text{пак кр}} = 0,02 \text{ м;}$$

Полная длина сердечника статора:

$$l_1 = l_{\text{с}} + b_{\text{к}}(n_{\text{п}} - 1) = 2,569 + 0,01 \cdot (61 - 1) = 3,16 \text{ м.}$$

Сердечник статора из горячекатаной стали. Ориентация направления прокатки – поперек зубца. Принимаем магнитную индукцию в коронке зубца при холостом ходе: $B_{z1} = 1,6$ Тл. Определяем предварительную ширину коронки зубца:

$$b'_{z1} = \frac{\Phi}{\left(\frac{2}{\pi}\right)3q_1 B_{z1} l_{\text{с}} k_c} = \frac{2,465}{1,91 \cdot 12 \cdot 1,85 \cdot 2,569 \cdot 0,93} = 0,0206 \text{ м.}$$

Ширина паза статора предварительно:

$$b'_{n1} = t_1 - b'_{z1} = 0,0468 - 0,0206 = 0,0263 \text{ м.}$$

Общий размер толщины изоляции в пазу по ширине паза, с учетом прокладок и зазора на укладку для напряжения 10,5 кВ:

$$\delta_{\text{ш}} = 0,0102 \text{ м.}$$

Ширина изолированного элементарного проводника (предварительно) (при двух столбцах элементарных проводников в пазу):

$$b'_{\text{н}} = \frac{b'_{n1} - \delta_{\text{ш}}}{2} = \frac{0,0263 - 0,0102}{2} = 0,008 \text{ м.}$$

Ширина не изолированного элементарного проводника (предварительно):

$$b'_3 = b'_H - \delta_3 = 0.008 - 0.00027 = 0.00772 \text{ м},$$

$$b_{\text{ш1}} = 2 \cdot (b'_3 + \delta_3) + \delta_{\text{ш}} = 2(0.0075 + 0.0027) + 0.00102 = 0.0306;$$

$\delta_3 = 0.27 \text{ мм}$ – двухсторонняя толщина изоляции ПСД по меньшей стороне a_3 (δ).

Магнитная индукция находится в пределах рекомендуемых значений:

$$(B_{z1} = 1.55 \div 1.95).$$

Плотность тока в стержне обмотки статора при косвенном водородном охлаждении:

$$\Delta_1 = \sqrt{\frac{4\theta_{\text{и}}\gamma_{\theta}\lambda_{\text{и}}}{k_{\text{ф}}b_{\text{м1}}\delta_{\text{ш}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 43 \cdot 4,6 \cdot 10^7 \cdot 0,26}{1,25 \cdot 0,01 \cdot 0,0102}} = 4,016 \cdot 10^6 \frac{\text{А}}{\text{м}^2};$$

где, $\theta = 40^\circ\text{C}$ – допустимый перепад температур в пазовой изоляции, $\gamma_{\theta} = 4,6 \cdot 10^7 \frac{1}{\text{Ом}\cdot\text{м}}$ – удельная электрическая проводимость меди при расчетной температуре 75°C , $\lambda_{\text{и}} = 0,26 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$ – удельная теплопроводность терморезистивной изоляции при охлаждении водородом, $b_{\text{м1}}$ – суммарный размер элементарных проводников без изоляции по ширине паза. Если стержень из двух столбцов, то $b_{\text{м1}} = 2b_3$.

Плотность тока находится в пределах рекомендуемых значений.

Принимаем по справочным данным, второй размер проводника $a_3 = 2,12 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Площадь сечения стержня (предварительно):

$$s'_1 = \frac{I_{\text{фн}}}{a\Delta_1} = \frac{4120}{2 \cdot 4,016 \cdot 10^6} = 512,82 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Число элементарных проводников в стержне (так как стержень по ширине состоит из двух столбцов, то число элементарных проводников должно быть четным и целым):

$$m_3 = \frac{s'_1}{s_3} = \frac{512,85 \cdot 10^{-6}}{11,95 \cdot 10^{-6}} \approx 43;$$

$s_3 = 10,24 \text{ мм}^2$, площадь сечения элементарного проводника,

Таблица 4.1. В соответствии с расчетами выполнен чертеж заполненного паза

№ поз. Лист 3	Содержание паза	Размеры, мм	
		по высоте	по ширине
3	Изоляция переходов (миканит гибкий ГФС или ГМС толщиной 0,2 мм)	0,4	—
4	Прокладка между полустержнями (ткань стеклянная, пропитанная эпоксидно-фенольным лаком)	—	0,5
2	Выравнивающая масса (шпатлевка ЭШ-211)	0,4	0,2
6	Накладка (стеклотекстолит СТЭФ-1)	1	—
7, 8	Изоляция от корпуса (лента стеклослюденитовая ЛТСС-3, вполнахлеста, толщиной 0,17мм; лента стеклянная толщиной 0,1 мм)	8	8
9	Полупроводящее покрытие (лента асболавсановая, покрытая, полупроводящим лаком)	1	1
—	Двухсторонняя толщина изоляции	2 × 10,8	9,7
1	Прокладка на дно паза (электронит)	1	—
10	Прокладка между стержнями (стеклотекстолит СТЭФ-2)	5	—
11	Прокладка под клин	1	—
—	Зазор на укладку	0,5	0,5
—	Общий размер толщины изоляции в пазу прокладок и зазора на укладку	29,1	10,2

Проверяем отношение высоты паза статора к диаметру:

$$\frac{h_{n1}}{D_1} = \frac{0,147}{1,07} = 0,165;$$

величина отношения находится в пределах рекомендуемых значений:

$$\left(\frac{h_{n1}}{D_1} = 0,16 \div 0,21\right).$$

Отношение высоты паза статора к его ширине:

$$\frac{h_{n1}}{b_{n1}} = \frac{0,147}{0,02086} = 8,45;$$

величина отношения находится в пределах рекомендуемых значений:

$$\left(\frac{h_{n1}}{b_{n1}} = 5 \div 9\right).$$

Высота ярма (спинки) статора:

$$h_{a1} = \frac{\Phi}{2l_c k_c B_{a1}} = \frac{2,465}{2 \cdot 3,1 \cdot 0,93 \cdot 1,4} = 0,30733 \text{ м};$$

где $B_{a1} = 1,35$, индукция ярма (спинки) статора по справочным данным.
Внешний диаметр сердечника статора:

$$D_a = D_1 + 2(h_{n1} + h_{a1}) = 1,075 + 2 \cdot (0,307 + 0,187) = 2,212 \text{ м}.$$

Проверяем отношение внешнего диаметра статора к внутреннему:

$$\frac{D_a}{D_1} = \frac{2,212}{1,075} = 2,028.$$

Полученная величина отношения незначительно отличается от рекомендуемых значений ($2 \div 2,1$).

Длина витка обмотки статора:

$$l_{в1} = 2(l_1 + l_{л1}) = 2 \cdot (3,165 + 2,675) \approx 11,68 \text{ м};$$

где $l_{л1} \approx 2,5D_1 = 2,5 \cdot 1,075 = 2,685 \text{ м}$.

Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при температуре 75 °С:

$$r_{1(75)} = \frac{w_1 l_{в1} \cdot 10^{-6}}{46 a s_1} = \frac{12 \cdot 11,68 \cdot 10^{-6}}{46 \cdot 2 \cdot 513,85 \cdot 10^{-6}} = 2,966 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

В относительных единицах:

$$r_{1(75)*} = r_{1(75)} \frac{I_{нф}}{U_{нф}} = 2,966 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{4120}{6060} = 0,002015 \text{ от. ед.}$$

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора в относительных единицах:

$$\begin{aligned} x_{n1*} &= 0,47 \left(\frac{w_1}{10}\right)^2 \frac{l_{\sigma 1} I_{\Phi H} (3\beta + 1)}{Z_1 U_{\Phi H} \cdot 4} \cdot \left(\frac{h_{11} + 3h_4}{3b_{n1}} + \frac{\delta}{2t_1 + \frac{\delta}{2}} + 0,2 \right) \\ &= 0,47 \cdot \left(\frac{12}{10}\right)^2 \cdot \frac{3,039 \cdot 4120 \cdot (3 \cdot 0,833 + 1)}{72 \cdot 6062 \cdot 4} = 0,075 \text{ от. ед.}; \end{aligned}$$

где, $l_{\sigma 1} = l_1 - 0,2b_k n_k = 3,1 - 0,2 \cdot 0,01 \cdot 63 = 2,97$ м – расчетная длина поля рассеяния с учетом вентиляционных каналов ($n_k = n_n - 1 = 82 - 1 = 81$ – число вентиляционных каналов).

$$h_{11} = h_{n1} - (h_{\text{пр кл}} + h_{\text{пк}} + h_{\text{св}}) = 0,185 - (0,038 + 0,001 + 0,0102) = 0,134,8 \text{ м};$$

$$(h_4 = h_{\text{кл1}} + h_{\text{пк}} + h_{\text{св}} = 0,038 + 0,0051 + 0,001 = 0,0441 \text{ м};$$

где, $h_{\text{пк}} = 1$ мм – толщина прокладки на дне паза,
 $h_{\text{св}} = 10,2$ мм – односторонняя толщина изоляции).

Индуктивное сопротивление рассеяния лобовых частей обмотки в относительных единицах при немагнитных бандажах ротора:

$$x_{\text{л1}*} = 3,23 \left(\frac{w_1 \cdot k_{01}}{10} \right)^2 \frac{I_{\text{фн}}}{U_{\text{фн}}} l_{\text{л1}} \cdot 10^{-2} = 3,23 \cdot \left(\frac{12 \cdot 0,923}{10} \right)^2 \cdot \frac{4120}{6060} \cdot 2,675 \cdot 10^{-2} = 0,09205 \text{ от. ед.};$$

где, $l_{\text{л1}} \approx 2,5D_1 \approx 2,5 \cdot 1,075 = 2,675$ м – длина лобовой части полувитка.

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора:

$$x_{\sigma 1} = x_{n1*} + x_{\text{л1}*} = 0,075 + 0,07205 = 0,14705 \text{ от. ед.}.$$

Дифференциальным рассеянием можно пренебречь, так как число пазов на полюс и фазу $q > 5$.

Проектирование ротора

Возможное число пазовых делений ротора:

$$Z'_2 = (45 - 55)D_2 = (45 - 55) \cdot 1,005 = 46 - 57;$$

принимаем $Z'_2 = 52$.

Число реальных обмотанных пазов и отношение γ :

$$Z_2 = \gamma Z'_2 = (0,667 - 0,75) \cdot 52 = 34,7 \div 39;$$

по справочным данным для $Z'_2 = 52$ и рекомендации: для Z_2 быть четными кратным 4; для γ быть по возможности наименьшим. Принимаем:

$$Z_2 = 36; \gamma = 0,692.$$

Электромагнитный расчет:

проводим магнитный расчет зубцов ротора по двум сечениям, на высоте: $0,2h_{n2}$ и $0,7h_{n2}$. Расчет диаметра сечений:

$$D_{z(0,2)} = D_2 - 1,6h_{n2} = 1,005 - 1,6 \cdot 0,16 = 0,78 \text{ м};$$

$$D_{z(0,7)} = D_2 - 0,6h_{n2} = 1,005 - 0,6 \cdot 0,16 = 0,9325 \text{ м}.$$

Расчетные площади сечений зубцов ротора:

$$S_{z(0,2)} = (D_{z(0,2)} - b_{n(0,2)}k_{\text{ш.п.}})l_2 = (0,78 - 0,0325 \cdot 9) \cdot 3,25 = 1,551 \text{ м}^2 ;$$

$$S_{z(0,7)} = (D_{z(0,7)} - b_{n(0,7)}k_{\text{ш.п.}})l_2 = (0,9315 - 0,0325 \cdot 9) \cdot 3,25 = 2,0777 \text{ м}^2;$$

$$\text{где } k_{\text{ш.п.}} = \frac{1 - \cos \gamma \pi / 2}{\sin \pi / Z_2'} = \frac{1 - 0,415}{0,065004} = 9;$$

$$b_{n(0,2)} = b_{n(0,7)} = 0,0357 \text{ м (так как паз имеет параллельные стенки).}$$

Ширина зубца статора в поперечном сечении:

$$b_{z1/3} = \pi D_{z1/3} / Z_1 - b_{n1} = \pi 1,172 / 72 - 0,0263 = 0,0305 \text{ м};$$

где $D_{z1/3} = D_1 + \left(\frac{2}{3}\right) h_{n1} = 1,075 + 0,667 \cdot 0,187 = 1,173 \text{ м}$ — диаметр расчетного сечения.

Расчетная площадь сечения стали зубцов статора на полюсном делении τ_3 эквивалентной явнополюсной машины:

$$S_{z1/3} = \frac{Z_1}{\pi} b_{z1/3} l_c k_c = \frac{72}{3,14} \cdot 0,0263 \cdot 0,93 = 1,3797 \text{ м}^2.$$

Расчетная площадь сечения немагнитного зазора на полюсном делении τ_3 эквивалентной явнополюсной машины:

$$S_\delta = (D_2 + \delta)(l_1 + \delta)k_\gamma = (1,005 + 0,0425) \cdot (3,1 + 0,085) \cdot 1,027 = 4,320;$$

где, $k_\gamma = (1 - 0,5\gamma) \frac{\pi}{2} = (1 - 0,5 \cdot 0,828) \cdot \frac{3,14}{2} = 1,012$ — поправочный коэффициент.

Площадь сечения стали ярма статора:

$$S_{a1} = l_c h_{a1} k_c = 2,535 \cdot 0,3733 \cdot 0,93 = 0,88 \text{ м}^2.$$

Площадь сечения ярма ротора:

$$S_{a2} = \frac{D_2 - 2h_{n2} - D_0}{2} l_2 = \frac{1,005 - 2 \cdot 0,16 - 0,1234}{2} \cdot 3,25 = 0,95 \text{ м}^2;$$

где $D_0 = (0,1 - 0,12)D_2 = 0,12 \cdot 1,005 = 0,1234 \text{ м}$.

Характеристика холостого хода:

расчёт характеристики холостого хода проводят для ряда значений ЭДС:

$$E_{10*} = \frac{E_{10}}{U_{\text{фн}}} = 0,6; 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4;$$

$$C_1 = \frac{1}{4,44 f_1 w_1 k_{01}} = \frac{1}{4,44 \cdot 50 \cdot 12 \cdot 0,923} = 4 \cdot 10^{-4};$$

$$C_3 = \frac{18 - 10\gamma}{18 - 9\gamma} \frac{1}{2S_{a1}} = \frac{18 - 10 \cdot 0,692}{18 - 9 \cdot 0,692} \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,88} = 0,5396;$$

$$k_{\delta} = 1 + (k_{\delta z1} - 1) + (k_{\delta z2} - 1) + (k_{\delta B} - 1) + (k_{\delta \text{оп}} - 1) + (k_{\delta \text{ст}} - 1) \\ = 1 + 0,0496 + 0,0495 + 0,00929 + 0,0043 + 0,0035 = 1,1162;$$

$$k_{\delta z1} = 1 + \frac{b_{n1}^2}{t_1(5\delta + b_{n1}) - b_{n1}^2} = \\ = 1 + \frac{0,0263^2}{0,0468 \cdot (5 \cdot 0,0425 + 0,0263) - 0,0263^2} = 1,0496;$$

коэффициент, зубчатости ротора:

$$k_{\delta z2} = 1 + \frac{b_{n2}^2}{t_2(5\delta + b_{n2}) - b_{n2}^2} \frac{\gamma}{2} \\ = 1 + \frac{0,0336^2}{0,0673(5 \cdot 0,0425 + 0,0336) - 0,0336^2} \cdot \frac{0,597}{2} = 1,0495;$$

коэффициент, учитывающий радиальные вентиляционные каналы сердечника статора:

$$k_{\delta B} = 1 + \frac{b_K^2}{(l_{\text{пак}} + b_K)(5\delta + b_K) - b_K^2} = \frac{0,01^2}{(0,04 + 0,01) \cdot (5 \cdot 0,044 + 0,01) - 0,01^2} \\ = 1,0087;$$

коэффициент, учитывающий рифление поверхности ротора:

$$k_{\delta p} = 1 + \frac{b_p^2}{t_p(5\delta + b_p) - b_p^2} = \frac{0,01^2}{0,012 \cdot (5 \cdot 0,044 + 0,006) - 0,006^2} = 0,015;$$

для косвенного охлаждения принимаем шаг рифления $t_p = 0,012$ м;
ширина канавки $b_p = 0,5t_p = 0,5 \cdot 0,012 = 0,006$ м,

коэффициент, учитывающий ступенчатость крайних пакетов сердечника статора:

$$k_{ct} = 1 + \frac{7 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\delta(l_1 + l_2)}} = \frac{7 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,0429 \cdot (3,1 \cdot 3,25)}} = 1,0043.$$

Расчетная средняя длина индукционных магнитных линий ярма статора:

$$L_{a1} = \gamma \frac{\pi(D_a - h_{a1})}{4p} = 0,692 \cdot \frac{3,14 \cdot (2,17 - 0,3733)}{4} = 0,8406 \text{ м};$$

коэффициент магнитной проводимости для потока пазового рассеяния ротора при прямоугольном пазе:

$$\lambda_{n2} = \frac{h_{21}}{2b_{n2}} + \frac{h_{22}}{b_{n2}} = \frac{0,1137}{2 \cdot 0,0313} + \frac{0,044}{0,0313} = 2,9688;$$

где $h_{22} = h_{кл} + h_y = 0,034 + 0,01 = 0,044$ м (h_y – толщина подклиновой прокладки из текстолита или миканита);

$$h_{21} = h_{n2} - h_{22} - \sum \delta_n = 0,1608 - 0,044 - 0,003 = 0,1137 \text{ м}.$$

Коэффициент магнитной проводимости потока рассеяния по коронкам зубцов ротора:

$$\lambda_{к2} = \frac{\delta}{2t_2} + 0,2 = \frac{0,0425}{2 \cdot 0,0145} + 0,2 = 1,0638;$$

$$C_4 = \frac{l_2}{Z_2} (\lambda_{n2} + \lambda_{к2}) \cdot 10^{-5} = \frac{3,25}{36} \cdot (296821 + 0,1138) \cdot 10^{-5} = 0,3578 \cdot 10^{-5}.$$

Так как, значение магнитной индукции $B_{z(0,2)} > 1,8$ Тл, находим коэффициент отвлечения потока в паз:

$$k_{n(0,2)} = \frac{b_{n(0,2)}}{b_{z(0,2)}} = \frac{0,0375}{0,0164} = 1,9824;$$

$$b_{z(0,2)} = \frac{\pi D_{z(0,2)}}{Z'_2} - b_{n(0,2)} = \frac{3,14 \cdot 0,77}{48} - 0,0335 = 0,016 \text{ м.}$$

Так как, значение магнитной индукции в ярме ротора превышает рекомендуемые значения. Заполняем магнитным материалом (стальной стержень) центральное отверстие для снижения магнитной индукции

Находим площадь сечения ярма ротора:

$$S'_{a2} = \frac{D_2 - 2h_{n2}}{2} l_2 = \frac{1,005 - 2 \cdot 0,1608}{2} \cdot 3,25 = 1,16 \text{ м}^2.$$

Магнитодвижущая сила обмотки возбуждения при номинальной нагрузке. Регулировочная характеристика(в таблице 4.2)

Таблица 4.2 Результаты расчета характеристики холостого хода

$U_* = E_{0...}$, о.е.	ед. изм.	0,5	1	1,1	1,2	1,3
E_0	В	3636	6060	6668,4	7274,6	7880,8
$\Phi = C_1 \cdot E_0$	Вб	1,233	2,466	2,712	2,96	3,206
$B_\delta = \Phi / S_\delta$	Тл	0,406	0,812	0,893	0,974	1,055
$B_{z1/3} = \Phi / S_{z1/3}$	Тл	0,838	1,676	1,843	2,011	2,18
$B_{a1} = \Phi_\delta / (2 \cdot S_{c1})$	Тл	0,684	1,368	1,505	1,642	1,778
$H_{z1/3} = f(B_{z1/3})$	А/м	184	9600	2200	43000	82030
$H_{a1} = f(B_{a1})$	А/м	98	305	390	610	1316
$F_\delta = C_2 \cdot B_\delta$	А	35343	70687	77756	84824	91893
$F_{z1} = 2 \cdot h_{n1} \cdot H_{z1/3}$	А	69,9	3647	8358	16336	31164
$F_{a1} = 2 \cdot l_{a1} \cdot H_{a1}$	А	183,33	570,6	729,6	1141,2	2462
$F_1 = F_\delta + F_{z1} + F_{c1}$	А	35596	74904	86843	102302	125519
$\Phi_{\sigma 2} = \lambda_2 \cdot F_1 \cdot 10^{-8}$	Вб	0,0698	0,141	0,156	0,202	0,245
$\Phi_2 = \Phi + \Phi_{\sigma 2}$	Вб	1,30	2,6	2,868	3,162	3,451
$B_{z07} = \Phi_2 / S_{z07}$	Тл	0,711	1,42	1,566	1,726	1,884
$B_{z02} = \Phi_2 / S_{z02}$	Тл	0,938	1,877	2,065	2,276	2,485
$H_{z07} = f(B_{z07})$	А/м	1080	2500	4460	8700	21000
$H_{z02} = f(B_{z02})$	А/м	1287	19000	55000	12000	190000
$F_{z2} = h_{n2} \cdot (H_{z02} + H_{z07})$	А	357,8	3251	8990	19459,4	31903
$B_{a2} = \Phi_2 / S_{a2}$	Тл	0,708	1,42	1,56	1,72	1,878
$H_{pa2} = f(B_{a2})$	А/м	1080	2500	4280	8600	21000
$F_{a2} = l_{a2} \cdot H_{a2}$	А	677,8	1569	2686	5397,3	13179,6
$F_2 = F_1 + F_{z2} + F_{a2}$	А	36632	79724	98520	127159	170602
$F_{2*} = F_2 / F_{20}$	о. е.	0,46	1,0	1,236	1,595	2,14

$E^*=f(F_f^*)$, точке $E^*=1,0$ соответствуют базовые величины параметров.

Такое сравнение позволяет оценить использование активного железа в спроектированном турбогенераторе по сравнению с усредненными данными характеристик холостого хода серийных турбогенераторов.

Характеристики холостого хода – нормальная 1 и спроектированного турбогенератора 2 – представлены (на рисунок 4.2. и в таблице 4.3)

Таблица 4.3 Регулировочная характеристика

E_0 , о.е.	0,58	1,0	1,21	1,33	1,4	1,46
i_B , о.е.	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0

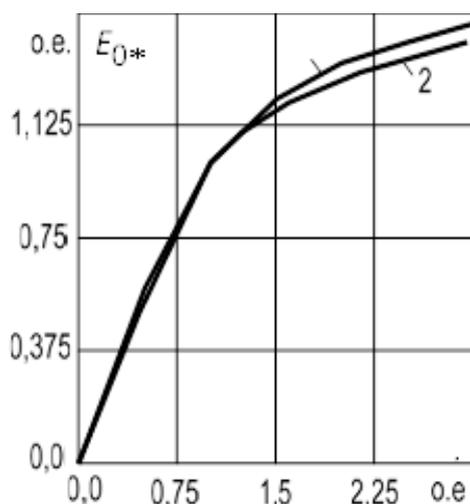


Рисунок 4.2 характеристика холостого хода турбогенераторов:

Как видно, в спроектированном турбогенераторе, характеристика холостого хода которого расположена ниже нормальной характеристики холостого хода, использование железа несколько выше по сравнению со среднестатистическими серийными турбогенераторами.

Потери короткого замыкания.

Основные электрические потери в обмотке якоря при номинальном напряжении и температуре 75 °С:

$$P_{\Sigma 0} = 3I_{нф}^2 r_{1(75)} = 3 \cdot 4120 \cdot 2,604 \cdot 10^{-3} = 132832 \text{ Вт};$$

Добавочные потери мощности в обмотке якоря:

$$P_{эд} = (k_{\phi} - 1)P_{\Sigma 0} = (1,27 - 1) \cdot 132832 \cdot \frac{2,86}{2,86 + 2,65} = 18549,9 \text{ Вт};$$

здесь k_{ϕ} – коэффициент вытеснения тока .

Добавочные потери мощности в зубцах и ярме соответственно, от высших гармонических МДС обмотки возбуждения:

$$P_{zvк} = (1,3\varphi_1 P_{r1/50} + 1,5\varphi_2 P_{B1/50})(B_{Z1/3}/OK3)^2 m_{Z1} = \\ = (1,3 \cdot 0,127 \cdot 0,23 + 1,5 \cdot 0,19 \cdot 0,62)(1,676/0,626)^2 \cdot 7322,26 = 9439 \text{ Вт};$$

$$P_{avк} = 1,7k'(1,2\varphi_1 P_{r1/50} + 1,7\varphi_2 P_{B1/50})(B_{a1}/OK3)^2 m_{a1} = \\ = 1,7 \cdot 1(1,2 \cdot 0,0127 \cdot 0,23 + 1,7 \cdot 0,19 \cdot 0,62)(1,368/0,627)^2 \cdot 44092 = \\ = 79995 \text{ Вт};$$

здесь $P_{r1/50}$; $P_{B1/50}$ — удельные потери стали на гистерезис и вихревые токи; φ_1 ; φ_2 — поправочные коэффициенты;

$B_{Z1/3}$; B_{a1} — магнитные индукции в зубцах и ярме статора;

k' — коэффициент для горячекатаной стали.

Добавочные потери мощности на поверхности ротора высших гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании:

$$P_{2zvк} = \varphi_4 \left(\frac{A}{\delta k_\delta 10^6} \right)^2 D_1^5 l_2 10^3 = 2,3 \cdot \left(\frac{7,17 \cdot 10^4}{0,05 \cdot 1,094 \cdot 10^6} \right)^2 \cdot 1,074^5 \cdot 3,1 \cdot 10^3 \\ = 21982,2 \text{ Вт};$$

здесь $\varphi_4 = 2,3$.

Добавочные потери мощности от зубцовых гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании:

$$P_{2Zк} = \varphi_5 \left(\frac{A}{10^4} \right) \frac{D_1^3 l_2}{\sqrt{Z_1}} 10^3 = 0,0462 \cdot \left(\frac{7,5 \cdot 10^4}{10^4} \right) \cdot \frac{1,075^3 \cdot 4,37}{\sqrt{48}} \cdot 10^3 = \\ = 2889 \text{ Вт};$$

здесь $\varphi_5 = 0,0462$.

Добавочные потери мощности в торцевых частях турбогенератора при коротком замыкании:

$$P_{тк} = 50A^2 D_1^2 10^{-7} = 50 \cdot (7,5 \cdot 10^4)^2 \cdot 1,075^2 \cdot 10^{-7} = 35092 \text{ Вт}.$$

Полные потери мощности при коротком замыкании и номинальном токе якоря:

$$P_{к,ном} = P_{\varepsilon 0} + P_{\varepsilon д} + P_{zvк} + P_{avк} + P'_{zvк} + P_{ZZк} + P_{2zvк} + P_{2Zк} + P_{тк} = \\ = 132833 + 18550 + 9439 + 79995 + 21982 + 44664 \\ = 307500 \text{ Вт};$$

Потери мощности при холостом ходе:

потери мощности в стали ярма и зубцов статора соответственно:

$$P_{ca} = k_{да} k' p_{1/50} B_{a1}^2 m_{a1} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1,39 \cdot 1,26^2 \cdot 64740,74 = 120377,2 \text{ Вт};$$

$$P_{z1} = k_{дз} k' p_{1/50} B_{z1/3}^2 m_{z1} = 1,5 \cdot 1,45 \cdot 1,676^2 \cdot 7322 = 44637 \text{ Вт};$$

где $k_{да} = 1,3$; $k_{дз} = 1,5$ – коэффициенты, учитывающие увеличение потерь в стали из-за ее механической обработки и неравномерности распределения магнитной индукции в сечении ярма и зубцов; $p_{1/50} = 1,39$ – удельные потери в стали.

Основные потери мощности при холостом ходе:

$$P_{c0} = P_{ca} + P_{z1} = 120377,2 + 44637 = 165124,2 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе:

$$P_{1v0} = OK3^2 (P_{zvк} + P_{avк}) = 0,64^2 \cdot (9001 + 52677) = 25263 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе:

$$P'_{zv0} = OK3^2 P_{zvк} = 0,64^2 \cdot 9001 = 3687 \text{ Вт.}$$

Добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при холостом ходе:

$$\begin{aligned} P_{zz0} &= p_{1/50} \gamma \left[\frac{0,5\delta (b_{n2}/\delta)^2}{t_1 (5 + b_{n2}/\delta)} B_{z1/3} \right]^2 (Z_2)^2 m_{z1} + OK3^2 P_{zzк} = \\ &= 1,45 \cdot 0,666 \cdot \left[\frac{0,5 \cdot 0,05 \cdot (0,032/0,05)^2}{0,0449 \cdot (5 + 0,032/0,05)} \cdot 1,34 \right]^2 \cdot 42^2 \cdot 7322 \\ &\quad + OK3^2 \cdot 0,1 = 57254,9 \text{ Вт.} \end{aligned}$$

Добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубчатости статора при холостом ходе:

$$\begin{aligned} P_{2z0} &= \frac{5}{\sqrt{Z_1}} (B_\delta k_\delta \beta_c)^2 D_1^3 l_1 10^7 = \\ &= \frac{5}{\sqrt{72}} \cdot (0,8 \cdot 1,041 \cdot 0,0117)^2 \cdot 1,075^3 \cdot 2,86 \cdot 10^7 = 1814,5 \text{ Вт.} \end{aligned}$$

$$\beta_c = \frac{1 + u^2 - 2u}{2(1 + u^2)} = \frac{1 + 1,244^2 - 2 \cdot 1,244}{2(1 + 1,244^2)} = 0,01174.$$

$$u = \frac{b_{n1}}{(2\delta)} + \sqrt{1 + \left(\frac{b_{n1}}{(2\delta)}\right)^2} = \frac{0,022}{(2 \cdot 0,0425)} + \sqrt{1 + (0,022/(2 \cdot 0,0425))^2} = 1,244.$$

Сумма потерь мощности в стали при холостом ходе:

$$P_c = P_{c0} + P_{1v0} + P'_{zv0} + P_{ZZ0} + P_{2Z0} = 259,4 \text{ кВт.}$$

Потери мощности на возбуждение:

потери мощности на возбуждение при номинальной нагрузке и температуре 75 °С:

$$P_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{2\text{НОМ}}^2 r_{2(75)} + \Delta U_{\text{щ}} I_{2\text{НОМ}}}{\eta_B} = \frac{1389^2 \cdot 0,103 + 2 \cdot 1389}{0,92} = 202750 \text{ Вт;}$$

здесь $\Delta U_{\text{щ}} = 2$ – падение напряжения в щеточном контакте;

$\eta_B = 0,92$ – КПД возбуждителя, присоединенного непосредственно к валу турбогенератора.

Механические потери мощности.

Потери мощности на трение в двух подшипниках скольжения:

$$P_n = 255 \cdot d_{\text{ц}}^2 \sqrt{\frac{m_p l_{\text{ц}}}{(2d_{\text{ц}})}} = 255 \cdot 0,28^2 \cdot \sqrt{\frac{21870 \cdot 0,307}{(2000 \cdot 0,28)}} = 69560 \text{ Вт;}$$

$$m_p = 1,3 \frac{\pi}{4} 7850 D_2^2 l_2 = 8630 \cdot 1^2 \cdot 2,93 = 21870 \text{ кг;}$$

$$d_{\text{ц}} = \sqrt{\frac{m_p}{28} \cdot 10^{-2}} = \sqrt{\frac{21870}{28}} = 0,28 \text{ м;}$$

$$l_{\text{ц}} = 1,1 \cdot 0,28 = 0,307 \text{ м.}$$

Суммарные потери, отводимые газом:

$$\begin{aligned}
 P' &= P_c + P_{к.ном} + P_{2ном} + P_{рн} + P_{б.к.н} + P_{рифн} = \\
 &= 259,4 + 307,46 + 20,44 + 202,7 \\
 &= 790 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

Потери мощности на вентиляцию:

$$P_{вент} = \frac{x_r H_r}{\eta_{вент}} = \frac{36,83 \cdot 90}{0,102 \cdot 0,5} = 64,99 \text{ кВт};$$

где $H_r = 5p_n \cdot 10^{-3} = 2000$ Па – давление, равное гидравлическому сопротивлению вентиляционной системы для турбогенераторов с водородным охлаждением; $\eta_{вент} = 0,5$ – КПД осевого вентилятора.

Полные механические потери мощности:

$$\begin{aligned}
 P_{мех} &= P_n + P_{рн} + P_{б.к.н} + P_{рифн} + P_{т.щ.} + P_{вент} = \\
 &= 69,1 + 20,45 + 64,99 = 154,5 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{\Sigma ном} &= P_{к.ном} + P_c + P_{2ном} + P_{мех} = \\
 &= 259,4 + 307,5 + 213,4 + 154,5 = 934,78 \text{ кВт};
 \end{aligned}$$

Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке:

$$\eta_{ном} = \left(1 - \frac{P_{\Sigma ном}}{P_{ном} + P_{\Sigma ном}} \right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{934,78}{934,78 + 60000} \right) \cdot 100 = 98,4 \%;$$

4.2 Расчет турбогенератора с новой изоляцией

В соответствии с поставленной задачей меняется пазовая изоляция рассчитываемого турбогенератора:

- миканит гибкий ГФС на полиимидную пленку ПИ_{АБ}, h=0,125 мм;
- прокладка между полустержнями из стеклянной ткани, пропитанной эпоксиднофенольным лаком на пленку ПИ_{АБ} h=0,25 мм;

•изоляция от корпуса: лента стеклослюдинитовая ЛТСС вполнахлеста и лента стеклянная на ленты полиимидные разных толщин (h=0,125 и h=0,1). При применении новой пазовой изоляции двусторонняя толщина изоляции стержня изменилась по ширине с 14,5 мм до 6,25 мм; по высоте с 16,6 мм до 8,45 мм. Общий размер толщины изоляции в пазу, прокладок и зазора на укладку изменились: по ширине с 15 мм до 6,75 мм; по высоте с 40,7 мм до 24,4 мм.

Такие материалы как шпатлевка ЭШ – 211 по ширине и по высоте, накладка из стеклотекстолита СТЭФ – I, полупроводящие покрытия из стеклянной ленты, прокладка на дно паза из электронита, прокладка под клин из стеклотекстолита СТЭФ – I, СТЭФ - II оставляются без изменения. (в таблица 4.3)

Таблица 4.3 - Сравнительные размеры изоляции обмоток статоров на $P_H=100\text{МВт}$

Наименование		Материал (старый)	Толщина, мм (старый)	Материал (новый)	Толщина, мм (новый)
1	2	3	4	5	6
Изоляция переходов	по высоте	миканит гибкий ГФС или ГМС $h=0,2$	0,4	полимерная пленка ПИАБ $h=0,125$	0,25
Прокладка между полустерж.	по ширине	ткань стеклянная, проп. эпоксидно-фенольным лаком	0,5	полиимидная пленка ПИАБ	0,25
Шпатлевка ЭШ-211	по шир.		0,2		0,2
	по выс.		0,4		0,4
Накладка	по высоте	стеклотекстолит СТЭФ-1	2,0	стеклотекстолит СТЭФ-II	2,0
Полупроводящее покрытие		лента стеклянная промазанная лаком ЭПП-58	0,3	лента стекл. промазанная лаком ЭПП-58	0,3
Изоляция от корпуса		стеклослюдинит. ЛТСС вполнехлеста толщ. 0,17 мм. Лента стекл. толщ. 0,1 мм впритык	50 слоев по 0,17 мм 40 слоев по 0,1 мм итого 12,5	полиимидная наполненная стеклослюдин. $h=0,125$ мм Лента полиимидная $h=0,1$ мм	$20 \times 0,125 = 2,5$ $20 \times 0,1 = 2$ итого 4,5
Полупроводящее покрытие		лента асболовсановая впритык (покрытая п/п лаком)	1	лента асболовсановая впритык (покрытая п/п лаком)	1
Двусторон. толщ. Изол. стерж	$b_{ст.ш}$ по шир.		14,5		6,25
	$b_{ст. h}$ по выс.		16,6		8,45
Прокладка на дно паза	по высоте	электронит	1	электронит	1
Прокладка между стрижнями	по высоте $b_{пр}$	стеклотекстолит СТЭФ II	5	стеклотекстолит СТЭФ II	5
Прокладка под клин	по высоте	Стеклотекстолит СТЭФ-I	1	стеклотекстолит СТЭФ-I	1
Зазор на укладку			0,5		0,5
Общий размер толщины изол. в пазу, прокладок и зазоров на укладку	по ширине $b_{ш}$		15		6,75
	по высоте b_h		40,7		24,4

Из полиимидной пленки путем добавления электротехнического угля можно получить полупроводящую пленку, но эти пленки еще не достаточно изучены. Сравнительные размеры (а)-терморезактивной изоляции «слюдотерм» пазовой части стержневых одновитковых двухслойных обмоток статоров и (б)-изоляции на основе алициклических полиимидов показаны(на рисунке 4.3)

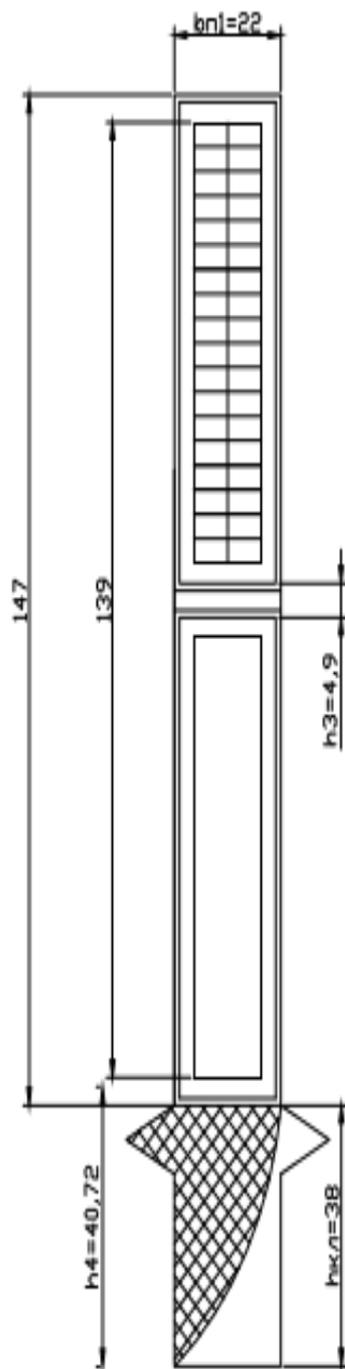


рисунок 4.3 Статор паза с применением полиимидной изоляции

Полная номинальная мощность :

$$S_n = 3 \cdot U_{1\text{нф}} I_{1\text{нф}} = \frac{P_n}{\cos \varphi_n} = \frac{100 \cdot 10^6}{0,8} = 125 \cdot 10^6 \text{ В.}$$

Номинальное фазное напряжение присоединения обмотки в звезду:

$$U_{1\text{нф}} = \frac{U_{1\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 6060 \text{ В.}$$

Номинальный ток фазы статора:

$$I_{1\text{нф}} = \frac{S_n}{3 \cdot U_{1\text{нф}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{3 \cdot 6060} = 6875 \text{ А.}$$

Суммарная площадь изоляции в пазу:

$$S_{\text{паз}} = 147 \cdot 22 = 3234.$$

Суммарное сечение изоляции прокладок:

$$S_n = 4 \cdot 22 = 88 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сечение изоляции прокладок:

$$S_{u3} = (22 \cdot 3) \cdot 2 + 3 \cdot 67,05 = 333,15 \text{ мм}^2; .$$

$$S_{np} + S_{u3} = 88 + 333,15 = 421,15 \text{ мм}^2;$$

где S_n – сечение паза:

$$S_m = 1617 - 421 = 1196 \text{ мм}^2.$$

Сечение стержня:

$$S_1 = \frac{g_m}{2} = \frac{3234}{2} = 1617 \text{ мм}^2.$$

Масса меди обмотки статора:

$$G_{m1} = 3 \cdot 8900 \cdot a_1 \cdot \omega \cdot L_{b1} \cdot S_1 \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 8900 \cdot 2 \cdot 12 \cdot 14 \cdot 1617 \cdot 10^{-6} = 12102,507 \text{ кг.}$$

Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при

температуре 75 °С:(в таблице 4.4)

$$r_{I(75)} = \frac{\omega_1 \cdot L_{B1} \cdot 10^{-6}}{46 \cdot a_1 \cdot S_1 \cdot 10^{-6}} = \frac{12 \cdot 14 \cdot 10^{-6}}{46 \cdot 2 \cdot 1617 \cdot 10^{-6}} = 0,00113 \text{ Ом} .$$

Таблица 4.4 Экономический эффект от снижения потерь при замене изоляции

Характеристики	При старой	При новой
Ширина паза статора, м	0,0295	0,0295
Общий размер толщины изоляции в пазу с учетом прокладок, м	0,0165	0,00655
Ширина изолированного элементарного проводника, м	0,0065	0,011525
Ширина голого элементарного проводника (провода ПСД, ПЭТП)	0,0622	0,011385
Магнитная индукция, Вб	1,958	0,0413
Плотность тока, А/м ²	3,448	1,528
Площадь сечения меди эффективного проводника (стержня), мм ²	820,87	1851,36
Число эффективных проводников в стержне	54	84
Высота клина, м	0,0178	0,0175
Высота всех изолированных элементарных проводников одного стержня, м	0,0776	0,0924
Высота ярма статора, м	0,3917	0,3867
Внешний диаметр сердечника статора, м	2,3277	2,3277
Длина витка обмотки статора, м	14,7	14,7
Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при температуре 75 ⁰ С, Ом в относительных единицах	0,0017 0,0009	0,0008345 0,0006
Масса меди обмотки статора, кг	9477,9	19291
Основные электрические потери в обмотке якоря при 75 ⁰ С, Вт	145974	71656,5
Добавочные потери в обмотке якоря, Вт	40580	19920,507
Суммарные потери, Вт	186554	81765,0
Разность потерь при применении новой изоляции по сравнению со старой, Вт	104789,1	
Экономический эффект за 20 лет от снижения потерь при изменении сечения (из расчета 3,5 тенге за 1 кВт/час)	44259024	
Экономический эффект за счет снижения потерь и затрат на новую изоляцию составит за 20 лет	286855243 тенге.	

$$P_{\text{оэ}} = 3I_{\text{лн}}^2 r_{\text{л}(75)} = 3 \cdot 6875^2 \cdot 0,00113 = 160230,47 \text{ Вт}.$$

Разность потерь при применении новой изоляции по сравнению со старой:

$$P_{\text{разн}} = P_{\text{ст}} - P_{\text{нов}} = 132832 - 160230,47 = -27397,47 \text{ Вт или } 27,3 \text{ кВт}.$$

Экономический эффект от снижения потерь при изменении сечения за 20 лет составит:

$$C_p = 27,3 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 20 \cdot 0,85 \cdot 4 = 48786192 \text{ тенге}$$

Разность меди:

$$16950 - 12102,507 = 4848 \text{ кг};$$

$$4848 \cdot 450 \cdot 4,7 = 102533520 \text{ тенге}.$$

Добавочные потери мощности в обмотке якоря:

$$P_{\text{эд}} = (k_{\text{ф}} - 1)P_{\text{э0}} = (1,27 - 1) \cdot 160230,47 \cdot \frac{2,86}{2,86 + 2,65} = 43262,1 \text{ Вт};$$

здесь $k_{\text{ф}}$ – коэффициент вытеснения тока .

Добавочные потери мощности в зубцах и ярме соответственно, от высших гармонических МДС обмотки возбуждения:

$$P_{\text{zvк}} = (1,3\varphi_1 P_{r1/50} + 1,5\varphi_2 P_{\text{в}1/50}) (B_{Z1/3}/\text{OK3})^2 m_{Z1} = \\ = (1,3 \cdot 0,127 \cdot 0,23 + 1,5 \cdot 0,19 \cdot 0,62) (1,676/0,626)^2 \cdot 322,26 = 9439 \text{ Вт};$$

здесь $P_{r1/50}$; $P_{\text{в}1/50}$ – удельные потери стали на гистерезис и вихревые токи φ_1 ; φ_2 – поправочные коэффициенты;

$B_{Z1/3}$; $B_{\text{а}1}$ – магнитные индукции в зубцах и ярме статора;

k' – коэффициент для горячекатаной стали.

Добавочные потери мощности на поверхности ротора высших гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании:

$$P_{\text{zvк}} = (1,3\varphi_1 P_{r1/50} + 1,5\varphi_2 P_{\text{в}1/50}) (B_{Z1/3}/\text{OK3})^2 m_{Z1} = \\ = (1,3 \cdot 0,127 \cdot 0,23 + 1,5 \cdot 0,19 \cdot 0,62) (1,676/0,626)^2 \cdot 7322,26 = 9439 \text{ Вт};$$

$$P_{авк} = 1,7k'(1,2\varphi_1 P_{r1/50} + 1,7\varphi_2 P_{в1/50})(B_{a1}/OK3)^2 m_{a1} =$$

$$= 1,7 \cdot 1(1,2 \cdot 0,0127 \cdot 0,23 + 1,7 \cdot 0,19 \cdot 0,62) \left(1, \frac{368}{0}, 627\right)^2 \cdot 44092 =$$

$$79995 \text{ Вт};$$

здесь $P_{r1/50}$; $P_{в1/50}$ – удельные потери стали на гистерезис и вихревые токи;

φ_1 ; φ_2 – поправочные коэффициенты;

$B_{Z1/3}$; B_{a1} – магнитные индукции в зубцах и ярме статора;

k' – коэффициент для горячекатаной стали.

Добавочные потери мощности на поверхности ротора высших гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании:

$$P_{2vk} = \varphi_4 \left(\frac{A}{\delta k_\delta 10^6}\right)^2 D_1^5 l_2 10^3 = 2,3 \cdot \left(\frac{7,75 \cdot 10^4}{0,05 \cdot 1,094 \cdot 10^6}\right)^2 \cdot 1,074^5 \cdot 3,1 \cdot 10^3$$

$$= 21982,2 \text{ Вт};$$

здесь $\varphi_4 = 2,3$.

Добавочные потери мощности от зубцовых гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании:

$$P_{2zk} = \varphi_5 \left(\frac{A}{10^4}\right) \frac{D_1^3 l_2}{\sqrt{Z_1}} 10^3 = 0,0462 \cdot \left(\frac{7,5 \cdot 10^4}{10^4}\right) \cdot \frac{1,075^3 \cdot 4,37}{\sqrt{48}} \cdot 10^3 =$$

$$= 2889 \text{ Вт};$$

здесь $\varphi_5 = 0,0462$.

Добавочные потери мощности в торцевых частях турбогенератора при коротком замыкании:

$$P_{тк} = 50A^2 D_1^2 10^{-7} = 50 \cdot (7,5 \cdot 10^4)^2 \cdot 1,075^2 \cdot 10^{-7} = 35092 \text{ Вт};$$

полные потери мощности при коротком замыкании и номинальном токе якоря:

$$P_{к.ном} = P_{\text{э0}} + P_{\text{эд}} + P_{zvк} + P_{авк} + P'_{zvк} + P_{zzк} + P_{2vk} + P_{2zk} + P_{тк} =$$

$$= 132833 + 43262 + 9439 + 79995 + 21982 + 44664$$

$$= 307500 \text{ Вт}.$$

Потери мощности при холостом ходе:

потери мощности в стали ярма и зубцов статора соответственно:

$$P_{ca} = k_{да} k' p_{1/50} B_{a1}^2 m_{a1} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1,39 \cdot 1,26^2 \cdot 64740,74 = 120377,2 \text{ Вт};$$

$$P_{Z1} = k_{dz} k' p_{1/50} B_{Z1/3}^2 m_{Z1} = 1,5 \cdot 1,45 \cdot 1,676^2 \cdot 7322 = 44637 \text{ Вт};$$

где $k_{да} = 1,3$; $k_{dz} = 1,5$ – коэффициенты, учитывающие увеличение потерь в стали из-за ее механической обработки и неравномерности распределения магнитной индукции в сечении ярма и зубцов; $p_{1/50} = 1,39$ – удельные потери в стали.

Основные потери мощности при холостом ходе:

$$P_{c0} = P_{ca} + P_{Z1} = 120377,2 + 44637 = 165124,2 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе:

$$P_{1v0} = OK3^2 (P_{zvк} + P_{avк}) = 0,64^2 \cdot (9001 + 52677) = 25263 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе:

$$P'_{zv0} = OK3^2 P_{zvк} = 0,64^2 \cdot 9001 = 3687 \text{ Вт.}$$

Добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при холостом ходе:

$$\begin{aligned} P_{ZZ0} &= p_{1/50} \gamma \left[\frac{0,5\delta (b_{n2}/\delta)^2}{t_1 (5 + b_{n2}/\delta)} B_{Z1/3} \right]^2 (Z_2)^2 m_{Z1} + OK3^2 P_{ZZк} = \\ &= 1,45 \cdot 0,666 \cdot \left[\frac{0,5 \cdot 0,05 \cdot (0,032/0,05)^2}{0,0449 \cdot (5 + 0,032/0,05)} \cdot 1,34 \right]^2 \cdot 42^2 \cdot 7322 \\ &\quad + OK3^2 \cdot 0,1 = 57254,9 \text{ Вт}; \end{aligned}$$

добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубчатости статора при холостом ходе:

$$\begin{aligned} P_{2Z0} &= \frac{5}{\sqrt{Z_1}} (B_\delta k_\delta \beta_c)^2 D_1^3 l_1 10^7 = \\ &= \frac{5}{\sqrt{72}} \cdot (0,8 \cdot 1,041 \cdot 0,0117)^2 \cdot 1,075^3 \cdot 2,86 \cdot 10^7 = 1814,5 \text{ Вт}; \end{aligned}$$

$$\beta_c = \frac{1 + u^2 - 2u}{2(1 + u^2)} = \frac{1 + 1,244^2 - 2 \cdot 1,244}{2(1 + 1,244^2)} = 0,01174;$$

$$u = \frac{b_{n1}}{(2\delta)} + \sqrt{1 + \left(\frac{b_{n1}}{(2\delta)}\right)^2} = \frac{0,022}{(2 \cdot 0,0425)} + \sqrt{1 + (0,022/(2 \cdot 0,0425))^2} = 1,244;$$

:

$$P_c = P_{c0} + P_{1v0} + P'_{zv0} + P_{ZZ0} + P_{2Z0} = 259,4 \text{ кВт};$$

Потери мощности на возбуждение:

потери мощности на возбуждение при номинальной нагрузке и температуре 75 °С:

$$P_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{2\text{НОМ}}^2 r_{2(75)} + \Delta U_{\text{щ}} I_{2\text{НОМ}}}{\eta_{\text{в}}} = \frac{1389^2 \cdot 0,103 + 2 \cdot 1389}{0,92} = 202750 \text{ Вт};$$

здесь $\Delta U_{\text{щ}} = 2$ – падение напряжения в щеточном контакте;

$\eta_{\text{в}} = 0,92$ – КПД возбуждителя, присоединенного непосредственно к валу турбогенератора.

Механические потери мощности. Потери мощности на трение в двух подшипниках скольжения:

$$P_n = 255 \cdot d_{\text{щ}}^2 \sqrt{\frac{m_p l_{\text{щ}}}{(2d_{\text{щ}})}} = 255 \cdot 0,28^2 \cdot \sqrt{\frac{21870 \cdot 0,307}{(2000 \cdot 0,28)}} = 69560 \text{ Вт};$$

$$m_p = 1,3 \frac{\pi}{4} 7850 D_2^2 l_2 = 8630 \cdot 1^2 \cdot 2,93 = 21870 \text{ кг};$$

$$d_{\text{щ}} = \sqrt{\frac{m_p}{28} \cdot 10^{-2}} = \sqrt{\frac{21870}{28}} = 0,28 \text{ м};$$

$$l_{\text{щ}} = 1,1 \cdot 0,28 = 0,307 \text{ м}.$$

Суммарные потери, отводимые газом

$$P' = P_c + P_{\text{к.НОМ}} + P_{2\text{НОМ}} + P_{\text{рН}} + P_{\text{б.к.Н}} + P_{\text{рифН}} = 259,4 + 307,46 + 20,44 + 202,7 = 790 \text{ кВт}.$$

Потери мощности на вентиляцию:

$$P_{\text{вент}} = \frac{x_r H_r}{\eta_{\text{вент}}} = \frac{36,83 \cdot 90}{0,102 \cdot 0,5} = 64,99 \text{ кВт};$$

где $H_r = 5p_n \cdot 10^{-3} = 2000$ Па – давление, равное гидравлическому сопротивлению вентиляционной системы для турбогенераторов с водородным охлаждением; $\eta_{\text{вент}} = 0,5$ – КПД осевого вентилятора.

Полные механические потери мощности:

$$\begin{aligned} P_{\text{мех}} &= P_n + P_{pH} + P_{\text{б.к.Н}} + P_{\text{рифН}} + P_{\text{т.щ.}} + P_{\text{вент}} = \\ &= 69,1 + 20,45 + 64,99 = 790 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\Sigma_{\text{НОМ}}} &= P_{\text{к.НОМ}} + P_c + P_{2_{\text{НОМ}}} + P_{\text{мех}} = \\ &= 259,4 + 307,5 + 213,4 + 790 = 1034,4 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке:

$$\eta_{\text{НОМ}} = \left(1 - \frac{P_{\Sigma_{\text{НОМ}}}}{P_{\text{НОМ}} + P_{\Sigma_{\text{НОМ}}}} \right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{1034,4}{1034,4 + 100000} \right) \cdot 100 = 99,1 \%;$$

Безопасность жизнедеятельности

5.1 Общее положение

В данном дипломном проекте «Проектирование турбогенератора ТВ-60-2 с применением полиамидной изоляции». Скорость вращения ротора от десятков тысяч оборотов в минуту (у синхронных турбогенераторов с возбуждением от постоянных магнитов "НПК " Энергодвижение") до 3000, 1500 об/мин (у синхронных турбогенераторов с возбуждением ротора).

Механическая энергия от турбины преобразуется в электрическую посредством вращающегося магнитного поля ротора в статоре. Поле ротора, которое создается либо установленными на ротор постоянными магнитами, либо током постоянного напряжения, протекающего в медной обмотке ротора, приводит к возникновению трёхфазного переменного напряжения и тока в обмотках статора. Напряжение и ток на статоре тем больше, чем сильнее поле ротора, т.е. больше ток протекающий в обмотках ротора. У синхронных турбогенераторов с внешним возбуждением напряжение и ток в обмотках ротора создает тиристорная система возбуждения или возбудитель небольшой генератор на валу турбогенератора. Турбогенераторы имеют цилиндрический ротор установленный на двух подшипниках скольжения, в упрощенном виде напоминает увеличенный генератор легкового автомобиля. Выпускаются 2-х полюсные (3000 об/мин), 4-х полюсные (1500 об/мин как на Балаковской АЭС), и многополюсные машины, в зависимости от мест эксплуатации и требований Заказчика. По

способам охлаждения обмоток турбогенератора различают: с жидкостным охлаждением через рубашку статора; с жидкостным непосредственным охлаждением обмоток; с воздушным охлаждением; с водородным охлаждением (чаще применяются на АЭС). Рассматривается существующая подстанция, и включаются во внимание все вредные факторы, влияющие на окружающую среду и на человека. Исходя из задания, в дипломной работе, были проведены мероприятия по техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Сооружения, здания, а также их части, выделенные противопожарными стенами (пожарные отсеки), подразделяются по степеням огнестойкости, которые определяют пределами огнестойкости строительных конструкций и пределами распространения по ним огня. В закрытых зданиях разрешается применение незащищенных металлических изделий.

5.2 Анализ условий труда сотрудников

Рассматриваемый цех на соответствие паспортным данным. Площадь цеха составляет 2700м^2 , высота потолков составляет 9м. Рассматриваемый цех получает электроснабжение от электростанции по воздушной линии ЛЭП напряжением 10кВ. Расстояние от ТЭЦ до собственной ТП составляет 6 км. Трансформаторная подстанция (ТП) находится вне помещения на расстоянии 2 км. Потребители электроэнергии по надёжности относятся к 3 и 4 категории.

В цех подведена трехфазная электрическая сеть с номинальным напряжением $U=380\text{В}$, а также однофазная сеть с напряжением $U=220\text{В}$ для питания осветительных приборов.

На рабочем месте обслуживающего персонала цеха присутствуют следующие физически вредные и опасные производственные факторы такие как:

- высокое напряжение в питающей цепи электричества, замыкания которых могут пройти через тела рабочих;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- отсутствие или недостаток естественного или искусственного освещения; недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная пульсация светового потока;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты, а также сами двигатели и генераторы;
- воздействие таких психикофизических фактов, перенапряжения слухового и зрительного катализатора, умственная усталость, постоянство труда.

Режим работы персонала основан на пятидневной рабочей неделе с восьмичасовым рабочим днем, включающим в себя три фазы рабочего времени:

– 8.00 – 12.00 – время работы до обеда.

- 12.00 – 13.00 – время перерыва на обед.
- 13.00 – 17.00 – рабочее время после обеда.

В соответствии со НАПБ Б.03.002.2007 исследовательское здание по взрывной и пожарной опасности следует преподнести к следующей категории Д. Категория Д – это производственные и исследовательские здания, в которых обрабатываются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии. Сооружения, здания, а также их части, выделенные противопожарными стенами (пожарные отсеки), подразделяются по степеням огнестойкости, которые определяют пределами огнестойкости строительных конструкций и пределами распространения по ним огня. К строительным конструкциям, по которым определяется степень огнестойкости здания, относятся стены (несущие, лестничных клеток, самонесущие, наружные ненесущие и подвесных панелей) и другие несущие конструкции перекрытий (плиты, настилы, прогоны, балки, фермы, арки и рамы покрытий). Здания, в которых предполагаются размещения данных установок, относят ко второй группе огнеупорности согласно СНиП 12-10-99. Ко второй группе огнеупорности относятся здания с различными огораживающими конструкциями в виде искусственных каменных материалов, цемента или бетоножелеза с применениями плиточных и листовых невоспламеняющихся изделий. В закрытых зданиях разрешается применение незащищенных металлических изделий. В соответствии с указанным СНиП 21-01-97, разрешается использовать хотя бы несколько эвакуационных проходов, если число рабочих полностью соответствует указанному (в таблице 5.1).

Таблица 5.1 Степень огнестойкости

Степень огнестойкости здания	Количество, предельно эвакуируемых человека с одного этажа здания при числе этажей		
	3	4	5 и более
II	71	36	16

Ширина эвакуационных проходов должна составлять - более 1м., коридоры и переходы в другие здания - более 1,4м. Ширина лестничных пролетов должна быть не меньше ширины выхода на площадки лестниц с наиболее населенных этажей, но не менее 1м. Максимальные расстояния от наиболее удаленных рабочих мест до эвакуационного выхода должны составлять не более 50 м.

Для того чтобы огонь не распространялся во время пожара с одной части здания в другую часть здания, устанавливаются анти-пожарные баррикады такие как стены, различные перегородки, железные двери различные люка и окна. Абсолютно все провода проводятся в стальных коробах до щитов распределения.

Пожарная безопасность цеха обеспечивается следующими мерами:

- регулярное проведение инструктажа сотрудников по технике безопасности;
- наличие плана эвакуации людей при возникновении пожара;
- автоматическая пожарная сигнализация и телефонная связь с пожарной охраной;
- наличие средств пожаротушения (ОУ-1, ОХП-10, ОК-10, ОСУ-5, ОП-9ММ), пожарный инструмент песок. В закрытых зданиях разрешается применение незащищенных металлических изделий.

5.3 Расчет искусственного освещения

Исходные данные к расчету:

Помещение: цех по эксплуатации турбогенератора;

габариты (А×В×Н): 30×20×6 м;

разряд зрительной работы: IV г;

коэффициенты отражения: $\rho_{\text{пот}} = 70 \%$, $\rho_{\text{ст}} = 50 \%$, $\rho_{\text{пол}} = 30 \%$.

принимается система общего освещения с люминесцентными лампами ЛХБ150 мощностью 150 Вт, световой поток $\Phi_{\text{л}} = 8000$ лм.

Расчётная высота подвеса равна:

$$h_p = H - h_{\text{св}} - h_{\text{рп}} \quad , \quad (5.1)$$

где H – высота помещения;

$h_{\text{св}}$ – высота подвеса светильника;

$h_{\text{рп}}$ – высота рабочей поверхности.

$$h_p = 6 - 1 - 0,184 = 4,8.$$

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h_p(A + B)} \quad , \quad (5.2)$$

$$i = \frac{30 \cdot 20}{4,8(30 + 20)} = 2,66 \quad .$$

Находим коэффициент использования светового потока (Кнорринг Г.М. – «Справочник для проектирования электрического освещения»).

Найдём необходимое число светильников:

$$N = \frac{E \cdot K_s \cdot S \cdot z}{n \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot \mu} \quad , \quad (5.3)$$

где E – заданная минимальная освещённость и равна 200 лк;
освещаемая площадь;

z – коэффициент неравномерности освещения ($z = 1,1 \div 1,2$);

n – количество ламп в светильнике

η – коэффициент использования ($= 58 \%$);

z – коэффициент запаса для люминесцентных ламп равен 1,5:

$$N = \frac{200 \cdot 165 \cdot 600 \cdot 1,1}{2 \cdot 8000 \cdot 0,58} = 21,36.$$

Возьмём 21 светильник и разместим в три ряда, т.е. в каждом ряду по семь светильников.

Расстояние между светильниками в ряду L_A :

$$L = \frac{A}{n_A} - l_{св} , \quad (5.4)$$

где n_A – количество светильников в ряду -7;

$l_{св}$ – длина светильника – 1,536 м.

$$L = \frac{30}{7} - 1,536 = 2,75.$$

$$\lambda = \frac{L}{h_p} = \frac{2,75}{4,8} = 0,6.$$

Расстояние от светильника до стены I_A равно:

$$I_{A.} = \frac{L}{2} = 1,37.$$

Расстояние между рядами светильников в ряду L_B равно:

$$L_B = \frac{A}{n_B} , \quad (5.5)$$

где n_B – количество рядов светильников;

$$I_{B.} = \frac{20}{3} = 6,66,$$

$$\lambda = \frac{L_B}{h_p} = 1,38.$$

Расстояние от ряда светильников до стены I_B :

$$I_{B.} = \frac{L_B \cdot}{2} = 3,33.$$

Схема светильника показано(на рисунке 5.1)

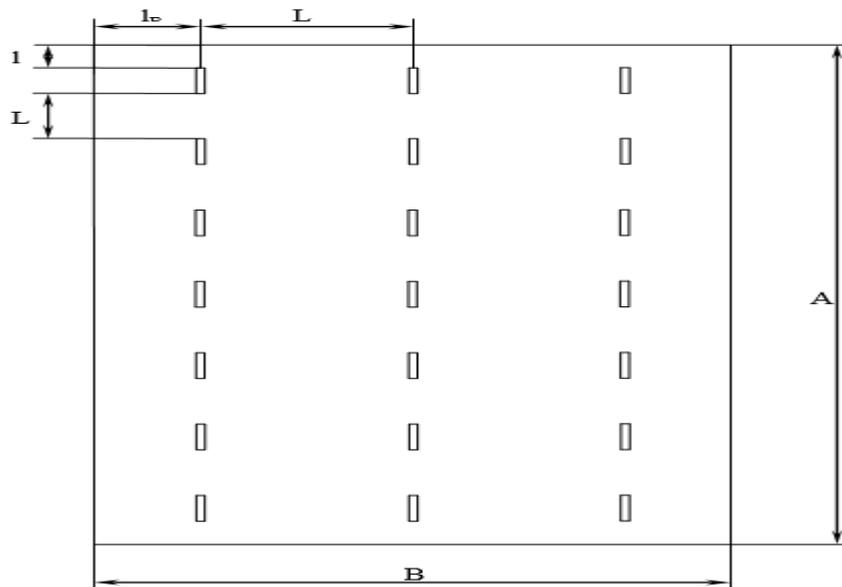


Рисунок 5.1 – Схема расположения светильников в цехе

5.4 Расчет заземления электроустановки

Проверка по состоянию заземляющих устройств, проводится каждый год во время минимальной проводимости почвы. Если получается, что сопротивление заземляющих устройств получается больше положенного, то их нужно привести в соответствие нормам. Сопротивление нужно уменьшить путем забивания добавочных электродов или обработкой грунта солями около заземлителей. Растекание сопротивлений защитных заземлителей отслеживают с помощью измерительных сопротивлений заземления таких типов как НС-07 и Н561 и другие.

Для надежности и быстроты отсоединения поврежденных электроустановок сила тока КЗ должна быть определенного значения, которое зависит от сопротивлений фазных и нулевых защитных проводников.

Если соответствовать выше сказанному, то первые требования П У Э в отношениях выполнения заземлений определяют, что проводимость фазного и нулевого защитного проводника, обязана быть такой, что при замыкании на корпус возникал ток КЗ.

Данные для выполнения расчета:

Заземление–выносное;

размер заземлителя $l=2,9\text{м}$;

стандартная глубина закапывания заземлителя в почву $h=0,55$

сезонная компонента $k_c=1,6$;
 обособленное сопротивление почвы $\rho=220 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
 поперечник заземлителя $d=40 \text{ мм} = 0,4\text{м}$;
 размах соединяющей пластины $b= 40 \text{ мм} = 0,4\text{м}$;
 потенциальное сопротивление устройства заземления $R_{2п}= 4 \text{ Ом}$

Расчёт выработывается в вытекающем порядке:

Предпочитается структура заземлителя и его размерность, и длина соединяющей пластины (поперечник и размах дейдвуда, разрез соединяющей пластины).

Подбирается значение обособленного сопротивления почвы приближенная по значению обособленному сопротивлению почвы в определенной области расположения планируемого заземления. При вычислении в свою очередь разрешено применять показатели измерения обособленного сопротивления почвы.

Расчет уровня электрического сопротивления диффузии тока в землю ($R_3, \text{ Ом}$) с индивидуального заземлителя считается по формуле:

$$r = 0,336 \frac{\rho \cdot k_c}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (5.6)$$

где ρ – обособленное сопротивление по почвы, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

метраж заземлителя, м ;

промежуток от уровня почвы до центра заземлителя, м ;

клиренс прокладки заземлителя в почву, м ;

K_c - компонента сезонности, внедряется в вычисление для приведения предпочтенной нормы обособленного сопротивления почвы к положению плохой проводимости его в максимально засушливое время года.

d - поперечник заземлителя, м .

Промежуток от уровня почвы до центра заземлителя определяется по формуле:

$$t = h + 0,5l, \quad (5.7)$$

$$t=h+0,5l=0,55+0,5 \cdot 2,9=2,$$

$$r = 0,336 \frac{220 \cdot 1,6}{2,9} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,9}{0,4} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,9}{4 \cdot 2 - 2,9} \right) = 103,35.$$

Устанавливается, число заземлителей не учитывая двусторонних ограничений, воздействующих заземлителями друг на друга:

$$n' = \frac{r}{R_3 n}, \quad (5.8)$$

где $R_{зп}$ -允许性 сопротивление всей концепцией заземления:

$$n' = \frac{r}{R_{зп}} = 25.84,$$

принимаем $n' = 26$

Устанавливается количество заземлителей с дисконтом компонента экранирования n :

$$n = \frac{26}{0.466} = 55.79,$$

принимаем $n = 60$.

Формулировка размаха соединяющей пластины l_n , м:

$$l_n = 1.05 \cdot 60 \cdot 2.9 = 176.4.$$

Находится значение сопротивления диффузии тока с соединяющей пластиной:

$$r = 0.366 \frac{\rho \cdot k_c}{l_n} \lg \frac{2l_n^2}{b \cdot h}, \quad (5.9)$$

где b – размах пластины;

h – клиренс прокладки пластины в почве:

$$r = 0.366 \frac{220 \cdot 1.6}{176.4} \lg \frac{2 \cdot 176.4^2}{0.04 \cdot 0.55} = 4.7.$$

Формулировка полного сопротивления структуры зануления :

$$R_{з} = \frac{r_n \cdot r}{r \cdot \eta_n + r_n \cdot \eta_n \cdot n} = 2.7,$$

где η_n - компонента экранирования пластины ($\eta_n = 0,466$). Как видно из расчетов сопротивление заземления равно 2,7 Ом что соответствует нормам ПУЭ. Система заземления состоит из 60 заземлительных электродов диаметром 40мм имеющих длину 3м. (На рисунке 5.2)

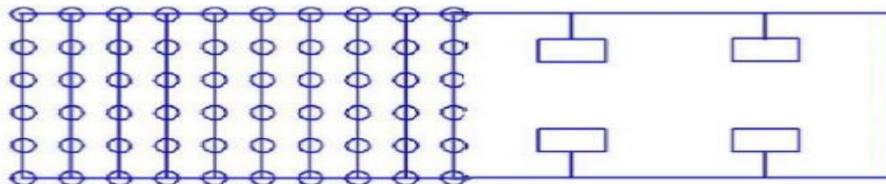


Рисунок 5.2- Схема выносного заземления

Проводность каждой фаз и нулевого кабеля очень низкая в сравнении с проводностью зануления нейтрали, то ток через туловище человека возможно вычислить как:

$$I_h = \frac{220}{1000+4} = 219.$$

При аварийном режиме когда $r_{зм}=100$ Ом ток через туловище человека определяется:

$$I_h = 220 \frac{100 + 4\sqrt{3}}{1000 \cdot 4 + 1000(100 + 4)} = 226.$$

При $r_{зм}=0,5$ Ом ток через туловище человека альтернативен 339 мА.

6 Экономическая часть

6.1 Расчет турбогенератора с новой изоляцией

В соответствии с поставленной задачей меняется пазовая изоляция рассчитываемого турбогенератора:

- миканит гибкий ГФС на полиимидную пленку ПИ_{АБ}, $h=0,125$ мм;
- прокладка между полустержнями из стеклянной ткани, пропитанной эпоксиднофенольным лаком на пленку ПИ_{АБ} $h=0,25$ мм;
- изоляция от корпуса: лента стеклослюдинитовая ЛТСС вполнахлеста и лента стеклянная на ленты полиимидные разных толщин ($h=0,125$ и $h=0,1$). При применении новой пазовой изоляции двусторонняя толщина изоляции стержня изменилась по ширине с 14,5 мм до 6,25 мм; по высоте с 16,6 мм до 8,45 мм.

Подбирается значение обособленного сопротивления почвы приближенная по значению обособленному сопротивлению почвы в определенной области расположения планируемого заземления. При вычислении в свою очередь разрешено применять показатели измерения обособленного сопротивления почвы.

При вычислении в свою очередь разрешено применять показатели измерения обособленного сопротивления почвы. Общий размер толщины изоляции в пазу, прокладок и зазора на укладку изменились: по ширине с 15 мм до 6,75 мм; по высоте с 40,7 мм до 24,4 мм.

Такие материалы как шпатлевка ЭШ –211 по ширине и по высоте, накладка из стеклотекстолита СТЭФ – I, полупроводящие покрытия из стеклянной ленты, прокладка на дно паза из электронита, прокладка под клин из стеклотекстолита СТЭФ – I, СТЭФ - II остаются без изменения (в таблице 6.1)

Таблица 6.1 - Сравнительные размеры изоляции обмоток статоров на $P_H=100\text{МВт}$

Наименование		Материал (старый)	Толщина, мм (старый)	Материал (новый)	Толщина, мм (новый)
1	2	3	4	5	6
Изоляция переходов	по высоте	миканит гибкий ГФС или ГМС $h=0,2$	0,4	полимерная пленка ПИАБ $h=0,125$	0,25
Прокладка между полустерж.	по ширине	ткань стеклянная, проп. эпоксидно-фенольным лаком	0,5	полиимидная пленка ПИАБ	0,25
Шпатлевка ЭШ-211	по шир.		0,2		0,2
	по выс.		0,4		0,4
Накладка	по высоте	стеклотекстолит СТЭФ-1	2,0	стеклотекстолит СТЭФ-П	2,0
Полупроводящее покрытие		лента стеклянная промазанная лаком ЭПП-58	0,3	лента стекл. промазанная лаком ЭПП-58	0,3
Изоляция от корпуса		стеклослюдинит. ЛТСС вполнехлеста толщ. 0,17 мм. Лента стекл. толщ. 0,1 мм впритык	50 слоев по 0,17 мм 40 слоев по 0,1 мм итого 12,5	полиимидная наполненная стеклослюдин. $h=0,125$ мм Лента полиимидная $h=0,1$ мм	$20 \times 0,125 = 2,5$ $20 \times 0,1 = 2$ итого 4,5
Полупроводящее покрытие		лентаасболавсановая впритык (покрытая п/п лаком)	1	лента асболавсановая впритык (покрытая п/п лаком)	1
Двусторон. толщ. Изол. Стерж	$b_{\text{ст. ш}}$ по шир.		14,5		6,25
	$b_{\text{ст. h}}$ по выс.		16,6		8,45
Прокладка на дно паза	по высоте	электронит	1	электронит	1
Прокладка между стрежнями	по высоте $b_{\text{пр}}$	стеклотекстолит СТЭФ П	5	стеклотекстолит СТЭФ П	5
Прокладка под клин	по высоте	Стеклотекстолит СТЭФ-1	1	стеклотекстолит СТЭФ-1	1
Зазор на укладку			0,5		0,5
Общий размер толщины изол. в пазу, прокладок и зазоров на укладку	по ширине $b_{\text{ш}}$		15		6,75
	по высоте b_{h}		40,7		24,4

Полная номинальная мощность:

$$S_n = 3 \cdot U_{\text{лф}} I_{\text{лф}} = \frac{P_n}{\cos \varphi_n} = \frac{100 \cdot 10^6}{0,8} = 125 \cdot 10^6 \text{ В.}$$

Номинальное фазное напряжение присоединения обмотки в звезду:

$$U_{\text{лф}} = \frac{U_{\text{лн}}}{\sqrt{3}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 6060 \text{ В.}$$

Номинальный ток фазы статора:

$$I_{\text{лф}} = \frac{S_n}{3 \cdot U_{\text{лф}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{3 \cdot 6060} = 6875 \text{ А.}$$

Суммарная площадь изоляции в пазу:

$$S_{\text{паз}} = 147 \cdot 22 = 3234.$$

Суммарное сечение изоляции прокладок:

$$S_n = 4 \cdot 22 = 88 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сечение изоляции прокладок:

$$S_{\text{уз}} = (22 \cdot 3) \cdot 2 + 3 \cdot 67,05 = 333,15 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{нп}} + S_{\text{уз}} = 88 + 333,15 = 421,15 \text{ мм}^2.$$

Сечение меди:

$$S_m = 1617 - 421 = 1196 \text{ мм}^2.$$

Сечение стержня:

$$S_1 = \frac{g_m}{2} = \frac{3234}{2} = 1617 \text{ мм}^2.$$

Масса меди обмотки статора:

$$G_{\text{м1}} = 3 \cdot 8900 \cdot a_1 \cdot \omega \cdot L_{\text{б1}} \cdot S_1 \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 8900 \cdot 2 \cdot 12 \cdot 14 \cdot 1617 \cdot 10^{-6} = 12102,507 \text{ кг.}$$

Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при температуре 75 °С:

$$r_{1(75)} = \frac{\omega_1 \cdot L_{B1} \cdot 10^{-6}}{46 \cdot a_1 \cdot S_1 \cdot 10^{-6}} = \frac{12 \cdot 14 \cdot 10^{-6}}{46 \cdot 2 \cdot 1617 \cdot 10^{-6}} = 0,00113 \text{ Ом.}$$

Основные электрические потери в обмотке якоря при 75 °С

Из полиимдной пленки путем добавления электротехнического угля можно получить полупроводящую пленку, но эти пленки еще не достаточно изучены. Сравнительные размеры (а)-термореактивной изоляции «слюдотерм» пазовой части стержневых одновитковых двухслойных обмоток статоров и (б)-изоляции на основе алициклических полиимидов и экономические эффекты(в таблице 6.2)

Таблица 6.2 - Экономический эффект от снижения потерь при замене изоляции

Характеристики	При старой	При новой
Ширина паза статора, м	0,0295	0,0295
Общий размер толщины изоляции в пазу с учетом прокладок, м	0,0165	0,00655
Ширина изолированного элементарного проводника, м	0,0065	0,011525
Ширина голого элементарного проводника (провода ПСД, ПЭТП)	0,0622	0,011385
Магнитная индукция, Вб	1,958	0,0413
Плотность тока, А/м ²	3,448	1,528
Площадь сечения меди эффективного проводника (стержня), мм ²	820,87	1851,36
Число эффективных проводников в стержне	54	84
Высота клина, м	0,0178	0,0175
Высота всех изолированных элементарных проводников одного стержня, м	0,0776	0,0924
Высота ярма статора, м	0,3917	0,3867
Внешний диаметр сердечника статора, м	2,3277	2,3277
Длина витка обмотки статора, м	14,7	14,7
Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при температуре 75°С, Ом	0,0017	0,0008345
в относительных единицах	0,0009	0,0006
Масса меди обмотки статора, кг	9477,9	19291
Основные электрические потери в обмотке якоря при 75°С, Вт	145974	71656,5
Добавочные потери в обмотке якоря, Вт	40580	19920,507
Суммарные потери, Вт	186554	81765,0
Разность потерь при применении новой изоляции по сравнению со старой, Вт	104789,1	
Экономический эффект за 20 лет от снижения потерь при изменении сечения (из расчета 3,5 тенге за 1 кВт/час)	44259024	
Экономический эффект за счет снижения потерь и затрат на новую изоляцию составит за 20 лет	286855243 тенге.	

$$P_{оэ} = 3I_{лн}^2 r_{1(75)} = 3 \cdot 6875^2 \cdot 0,00113 = 160230.47 \text{ Вт.}$$

Разность потерь при применении новой изоляции по сравнению со старой:

$$P_{\text{разн}} = P_{\text{ст}} - P_{\text{нов}} = 132832 - 160230.47 = -27397.47 \text{ Вт или } 27.3 \text{ кВт}.$$

Экономический эффект от снижения потерь при изменении сечения за 20 лет составит:

$$C_p = 27.3 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 20 \cdot 0.85 \cdot 4 = 48786192 \text{ тенге}.$$

Разность меди:

$$16950 - 12102.507 = 4848 \text{ кг}.$$

$$4848 \cdot 450 \cdot 4.7 = 102533520 \text{ тенге}.$$

или 102533520 тенге экономии с 1 турбогенератора в год эксплуатации. В таблице 3.12 сведены основные расчетные данные по применению в турбогенераторе традиционной терморепактивной изоляции и изоляции на основе полиимида алициклического строения. В качестве проводникового материала приняты провода ПСД и ПЭТП. Потери мощности на вентиляцию:

$$P_{\text{вент}} = \frac{x_{\Gamma} N_{\Gamma}}{\eta_{\text{вент}}} = \frac{36.83 \cdot 90}{0.102 \cdot 0.5} = 64.99 \text{ кВт};$$

где $N_{\Gamma} = 5p_{\text{н}} \cdot 10^{-3} = 2000 \text{ Па}$ – давление, равное гидравлическому сопротивлению вентиляционной системы для турбогенераторов с водородным охлаждением; $\eta_{\text{вент}} = 0.5$ – КПД осевого вентилятора.

Полные механические потери мощности:

$$\begin{aligned} P_{\text{мех}} &= P_{\text{н}} + P_{\text{рн}} + P_{\text{б.к.н}} + P_{\text{рифн}} + P_{\text{т.щ.}} + P_{\text{вент}} = \\ &= 69.1 + 20.45 + 64.99 = 154.5 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\Sigma_{\text{ном}}} &= P_{\text{к.ном}} + P_{\text{с}} + P_{2_{\text{ном}}} + P_{\text{мех}} = \\ &= 259.4 + 307.5 + 213.4 + 154.5 = 934.78 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке:

$$\eta_{\text{ном}} = \left(1 - \frac{P_{\Sigma_{\text{ном}}}}{P_{\text{ном}} + P_{\Sigma_{\text{ном}}}} \right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{934.78}{934.78 + 60000} \right) \cdot 100 = 99.1 \%;$$

Заключение

В данной дипломной работе ТВ – 60 - 2 с водородным охлаждением путем замены его изоляции турбогенератора повышения мощность. Основная изоляция Турбогенератора терморреактивная, мы заменяем изоляцию на полиимидную .Преимущество от терморреактивной изоляции является его электрическая прочность . В дипломном проекте мы использовали эти преимущества . при замене изоляции изменяется размеры изоляции статора и ротора ,так –как размер толщины полиимидной изоляции меньше чем термориактивной.

В этом диплом проекте я поменяло изоляцию и повысила мощность . изменив мощность изменяется и ток . Было проведена полные расчеты турбогенератора с описанием их изменении. В этом расчете является основным изменением объем меди статора паза .

При изменении толщина изоляции я увеличила площадь элементы полупроводника чтобы сохранить размеры статора паз . А это означает увеличения объем меди. Это приводит на экономические затраты. Но при увеличении мощность уменьшается значения тока, и мы экономим электрические затраты.

В экономической части расчета мы сэкономили не только затраты меди но и потери . Замена изоляции турбогенератора и монтажных работ турбин сами по себе принимая во внимание затраты на модернизацию основных фондов и ее вклад в стоимость была оправдана менее чем приблизительно 6 месяцев.

Список литературы

1. Проектирование турбогенераторов. А.И. Абрамов, В.И. Извеков, Н.А. Серехин – М. Высшая школа, 1990 г.
2. «Наука и жизнь» №6 1978 г. «Исполн энергетики»
3. Турбогенераторы Расчет и конструкция. В.В. Титов, Г.М. Хуторецкий, Г.А. Загородная – «Энергия», Ленинградское отделение, 1967 г.
4. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов. Под ред. В.М. Блока, - М.: «Высшая школа», 1990 г.
5. Ахметгаев Д.Д., Кравцова В.Д., Бекмагамбетова К.Х. Витковая и пазовая изоляция ПИАБ и ПЭТАБ. // Каталог выставки перспективных достижений науки и технологии Казахстана «Инженерная наука и инновации: ESI- 2006». Алматы: НИА РК.2006.-87с.
6. Титов В.В., Хуторецкий Г.М., Загородная Г.А. и др. Турбогенераторы. Расчет и конструкция. Л. 1981 г.
7. А. А. Смуров, «Электротехника высокого напряжения и передачи энергии», 1932г
8. Электрические машины, М.М. Кацман Москва «Высшая школа» 1990 г.
9. Азбукин Ю.И., Аврух В.Ю. Модернизация турбогенераторов. М., 1980 г.
10. Абрамов А.И., Извеков В.И., и др. Проектирование турбогенераторов - М.: «Высшая школа», 1990 г.
11. Турбогенераторы. Расчетная часть и конструкция / под ред. Н.П. Иванова и Р.А. Лютера. – Л. : Энергия,1967-896с
12. Расчет двухполюсных турбогенераторов . Пояснительная записка к курсовому проекту . По дисциплине «Электромеханика»В.С. Баклин.