

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Институт архитектуры, строительства и энергетики им. Т. Басенова

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

И.о. заведующего кафедрой
доктор PhD, ассистент профессор


Е.А. Сарсенбаев
" 05 " 2019 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: "Исследование методов компенсации реактивной мощности на ОРУ
500 кВ"

по специальности 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил

Рецензент

Начальник отдела ТОО АСПМК 519


Б.Р. Хабибуллаев
" 08 " 2019 г.




Жанабек Ә. Е.

Научный руководитель
доктор PhD, профессор


Н.К. Дюсембекова
" 9 " 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Институт архитектуры, строительства и энергетики им. Т. Басенова

Кафедра «Энергетика»

5B071800 – Электроэнергетика

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой
доктор PhD, ассистент профессор

 Е.А. Сарсенбаев
" 28 " 01 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Жанабек Әлішер Ерсінулы

Тема: Исследование методов компенсации реактивной мощности на ОРУ 500 кВ

Утверждена приказом проректора по академической работе № 1912-б .
от «1» апреля 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта «б» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: На подстанции филиала АО «KEGOC» Акмолинские МЭС ЦГПП установлены два однофазных трехобмоточных автотрансформатора общей мощностью 501 МВА и два трехфазных трехобмоточных автотрансформатора мощностью 250 МВА.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) Изучение качества электроэнергии
- б) Анализ методов компенсации реактивной мощности
- в) Расчет потерь на трансформаторах и компенсирующих устройствах
- г) Техничко-экономический расчет
- д) Электробезопасность

Перечень графического материала: представить в виде презентации, состоящей из 15 слайдов.

Рекомендуемая основная литература: 20 наименований.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

| Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления научному руководителю и консультантам | Примечание |
|---|---|------------|
| Изучение качества электроэнергии | 11.03.2019 | |
| Анализ методов компенсации реактивной мощности | 18.03.2019 | |
| Расчет потерь на трансформаторах и компенсирующих устройствах | 08.04.2019 | |
| Технико-экономический расчет | 15.04.2019 | |
| Электробезопасность | 22.04.2019 | |

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

| Наименования разделов | Консультанты, И.О.Ф. (уч. Степень, звание) | Дата подписания | Подпись |
|------------------------------|--|-----------------|---|
| Основная часть | Дюсембекова Н.К. доктор PhD | 6.05.2019г |  |
| Технико-экономический расчет | Дюсембекова Н.К. доктор PhD | 6.05.2019г |  |
| Электробезопасность | Дюсембекова Н.К. доктор PhD | 6.05.2019г |  |
| Нормоконтролер | Балгаев Н.Е. доктор PhD | 10.05.19г |  |

Научный руководитель  Дюсембекова Н.К.

Задание принял к исполнению обучающийся  Жанабек Э. Е

Дата "1" апреля 2019 г.

АННОТАЦИЯ

В ходе выполнения данной дипломной работы, была рассмотрена и проанализирована структура центральной главной понизительной подстанции и открытого распределительного устройства с уровнем напряжения 500 кВ. С целью определения самого оптимального решения для компенсации реактивной мощности на подстанции, были изучены различные способы и устройства компенсации реактивной мощности. Также были произведены теоретические расчеты по потерям на трансформаторах и предполагаемых компенсирующих устройств подстанции. На основе этих расчетов, была подсчитана гипотетическая стоимость самого оборудования и возможных потерь. Наряду с этим, предлагаемый дипломный проект охватывает рекомендации для мероприятий по электробезопасности.

ABSTRACT

In the course of this graduation project, the structure of the central main substation and open switchgear with a voltage level of 500 kV were reviewed and analyzed. In order to determine the most optimal solution for reactive power compensation at the substation, various methods and devices for reactive power compensation were studied. Theoretical calculations were made for the losses on transformers and the estimated compensating devices of the substation. Based on these calculations, the hypothetical cost of the equipment itself and possible losses were calculated. Along with this, the proposed graduation project covers recommendations for electrical safety measures.

АҢДАТПА

Осы дипломдық жұмысты орындау барысында 500 кВ кернеу деңгейі бар орталық төмендеткіш қосалқы станцияның және ашық тарату құрылғының құрылымы талданды. Қосалқы станцияда реактивті қуатты өтемдеудің оңтайлы шешімін анықтау үшін реактивті қуатты өтеудің түрлі әдістері мен құрылғылары зерттелді. Сонымен қатар, трансформаторлар мен қосалқы станцияның болжалды компенсаторлық құрылғыларындағы шығындарының теориялық есептеулері жүргізілді. Осы есептеулердің негізінде жабдықтың өзіндік гипотетикалық құны және ықтимал шығындары есептелді. Сонымен қатар, ұсынылған дипломдық жоба электрлік қауіпсіздік шаралары бойынша ұсыныстарды.

ВВЕДЕНИЕ

Большинство проблем связанных с энергетикой в государствах по всему миру исторически связаны с ростом городского населения, энергоемким образом жизни, увеличением спроса на энергию и постепенным истощением местных ресурсов, что ведет к более высокой зависимости от импорта энергоносителей. Однако эти проблемы в настоящее время досконально изучены и решаются различными способами и методами. Даже сегодня, когда значительная часть населения на нашей планете живут в городах, приток людей из сельской продолжает увеличиваться, а показатель урбанизации в большинстве стран становится все выше. Разрастание в таком темпе приводит к увеличению потребления энергии, что не во всех случаях представляется возможным исправить при помощи пересмотра планировки или инфраструктуры городов.

И хотя некоторым странам, таким как Япония, удалось снизить потребление энергии, связанное с транспортом, благодаря успешному переходу на пассажирские транспортные средства меньшего размера, повышению общей эффективности парка и эксплуатации грузовых перевозок, тенденции потребления по-прежнему неуклонно растут. Более того, часть этого прироста эффективности теряется из-за так называемого «эффекта отдачи», когда эффективность транспортных средств и приборов повышается, но их общее потребление продолжает расти из-за возросшего использования.

Тенденции спроса на энергию обусловлены несколькими факторами, включая изменения в росте населения, экономических условиях, ценах на энергоносители, будущие решения и нормативы государственной политики, использование альтернативных видов топлива, сохранение, технологии и предпочтения потребителей. Рост урбанизации ведет к увеличению спроса на энергию во всех государственных секторах: промышленности, жилищном строительстве, торговле и транспорте. В промышленном секторе есть некоторые подсекторы, такие как производство металлов и нефтехимия, которые являются высокоэнергоемкими, а другие, такие как электроника, имеют незначительный вклад. Основная потребность в энергии связана с освещением, производством, строительством и сборкой.

Основываясь на этом, электроэнергия является одним из наиболее важных ресурсов на планете, на котором зиждиться экономика большинства стран по всему миру. Ввиду чего, требования, предъявляемые к качеству, надежности и эффективности электроэнергии, расписываются до

мельчайшего аспекта, и за их соблюдением ведется постоянный контроль на государственном уровне. Одними из параметров, влияющих на вышеуказанные критерии, являются уровень напряжения и объем реактивной составляющей полной мощности в сетях как потребительского, так и непотребительского назначений. Потребительские сети с напряжением до 35 кВ получают энергию из сетей с более высоким напряжением, которые связывают различные участки на территории определенной страны, посредством соединения между собой региональных подстанций. Поскольку подстанции представляют собой передаточные пункты, отвечающие за доставку электроэнергии потребителям, вышеупомянутые требования относятся и к ним.

Республика Казахстан, в данном случае, не является исключением, располагая в своем арсенале как общие межгосударственные нормативы со странами СНГ, так и внутренние стандарты, предъявляемые к каждой составляющей энергосистемы страны. Основываясь на важности и остроте данного вопроса, предоставляемая дипломная работа посвящается исследованию методов компенсации реактивной мощности на подстанции 500 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 8 |
| 1 Качество электроэнергии | 9 |
| 1.1 Мировой опыт повышения качества электроэнергии | 10 |
| 1.2 Нормы и стандарты качества электроэнергии в мире и в РК | 14 |
| 2 Компенсация реактивной мощности | 20 |
| 2.1 Виды компенсации реактивной мощности | 20 |
| 2.2 Шунтирующие реакторы | 20 |
| 2.3 Статические синхронные компенсаторы | 24 |
| 2.4 Тиристорно-управляемые последовательные компенсаторы | 26 |
| 3 Расчет реактивной мощности | 28 |
| 3.1 Расчет установок компенсации реактивной мощности | 28 |
| 3.2 Выводы по расчетам | 35 |
| 4 Техничко-экономический расчет | 36 |
| 5 Электробезопасность | 37 |
| Заключение | 39 |
| Список использованной литературы | 40 |

1 Качество электроэнергии

Электроэнергетические системы становятся жизненно важными для поддержания образа жизни во всех странах, поскольку потребляются конкурирующие энергоресурсы. В то же время, электроэнергетика находится под давлением, чтобы полностью использовать свои существующие системы из-за роста капитальных, топливных и экологических затрат. Растет разведка распределенных возобновляемых ресурсов, таких как ветровая, солнечная и малая гидроэнергетика, часто независимыми группами, которые хотят продавать избыточную электроэнергию коммунальным предприятиям и покупать резервную электроэнергию, когда это необходимо. Важным вопросом во всех этих обсуждениях является качество поставок, поставляемых клиентам.

Качество электроснабжения измеряется допустимым отклонением напряжения и частоты до номинального, количеством искажений в форме волны питания, частотой и продолжительностью перебоев в подаче электроэнергии. Адекватное качество поставок необходимо для безопасной и эффективной работы потребительского и коммунального оборудования. Приложения различаются по чувствительности к колебаниям напряжения или частоты, искажению формы сигнала или прерыванию питания. Быстрые изменения в качестве питания могут произойти после неожиданного выхода из строя оборудования коммунального оборудования. Клиенты становятся все более способными улучшить или ухудшить качество поставок за счет собственной генерации, оборудования для кондиционирования, компенсации реактивной мощности или фильтров гармоник. Эксплуатационные расходы могут быть снижены, если поощрять действия клиентов, улучшающие качество поставок, а действия, которые ухудшают качество поставок, не поощряются. Коммунальные предприятия нуждаются в лучшей информации о значении, которое ценят качество снабжения потребителей. Традиционные системы электроснабжения обеспечивают очень высокое качество поставок, обеспечивая достаточные резервные мощности генерации, передачи и распределения, а также обширные системы защиты, мониторинга и контроля. Это может быть более трудным для финансирования в будущем, и со временем потребуются более четкое обоснование. В настоящее время специалисты по планированию энергосистемы пытаются включить качество поставок непосредственно в планы расширения системы, оценивая стоимость перебоев в подаче электроэнергии для различных классов потребителей и сводя к минимуму глобальные затраты для коммунальных служб и потребителей. Результатом этой процедуры является равномерное качество поставок для каждой области распределения, которое имеет тенденцию быть консервативно высоким, поскольку оно должно отвечать потребностям самого чувствительного потребителя. Он не учитывает как индивидуальные потребности клиентов, так и их изменение во времени. В идеальной ситуации каждый покупатель выбирает (и оплачивает) качество поставки, необходимое

в зависимости от времени. Генерация потребителя будет вознаграждена (оштрафована) за улучшение (ухудшение) качества поставок в дополнение к оплате расходов на замененное топливо. Есть явно практические ограничения. Общая средняя частота должна быть общей для всех клиентов, а общее (или связанное) напряжение - для всех потребителей в фидере. [3]

1.1 Мировой опыт повышения качества электроэнергии

Перебои напряжения питания и провалы. Перебои напряжения и провалы возникают в результате коротких токов, подключения нагрузок большой мощности. Падение напряжения может привести к самопроизвольному отключению контакторов и магнитных пускателей и, как следствие, к прерыванию электроснабжения потребителей, что приведет к технологическому повреждению. В непрерывных производствах и секторах, основанных на цифровых технологиях, описываются как наиболее чувствительные к провалам напряжения. В этих отраслях цена одного падения составляет 2120–4682 евро. В среднем в узле подключения нагрузки ежегодно наблюдается 13 провалов напряжения и 6 кратковременных прерываний напряжения. В таблице представлены типичные затраты на прерывания напряжения для различных типов предприятий в одном из штатов США. Стоимость возрастает в 2–4 раза при увеличении продолжительности прерывания напряжения до 1 часа.

Дисбаланс напряжения. В 2016 году на одной из подстанций волгодонского предприятия магистральных сетей в результате работы газозащиты был отключен трансформатор 63000 кВА. Причиной отключения трансформатора стала межвитковая неисправность в первичной обмотке, возникшая из-за быстрого старения изоляции из-за длительного дисбаланса тока. Гармоническое напряжение. В статье представлен факт повреждения бытовой техники потребителей, вызванного отключением линии электропередачи 220 кВ «Покосное - Тулун» в Иркутской области. Электроэнергия подавалась потребителям по линиям электропередачи 10 и 35 кВ от шин 35 кВ подстанции «Покосное». После отключения линии электропередачи 220 кВ на подстанции «Покосное» значения коэффициента напряжения 11-й гармоники ($KU(11)$) резко возросли. Их максимальные значения в фазах А, В и С достигли 14,5%, 17,2% и 14,4% соответственно по сравнению с допустимым значением 4%. В населенных пунктах, расположенных на расстоянии 56, 87 и 101 км от подстанции «Покосное», максимальные значения $KU(11)$ составили 35,7%, 46,0% и 47,9%, что вызвало повреждение бытовой техники. Из-за проблем с гармониками линия постоянного тока на подстанции «Могоча» работала неустойчиво. Как указано в разделе «из-за наличия гармонического напряжения высокой амплитуды на частоте около 8 кГц в сети преобразователей 35 кВ кабельные клеммы 35 кВ были нагреты и повреждены во время пусконаладочных работ

в кольцевом состоянии при передаче электроэнергии между ИПС Сибири и ИПС Востока, что потребовало дополнительной проработки вариантов проектирования ». Гармонические токи вызвали перегрев фазных и нейтральных проводов кабельных линий электропередачи. Эта проблема особенно актуальна в системах низкого напряжения, где однофазные нагрузки являются источниками гармоник. Даже если нелинейные нагрузки оказываются симметричными, в нейтральном проводе может протекать значительный ток, главным образом с гармониками, кратными 3. На рисунке 1 [15] представлена кривая изменения тока в нейтральном проводе сети для внешнего освещения торгово-развлекательного центра. в городе Красноярск.

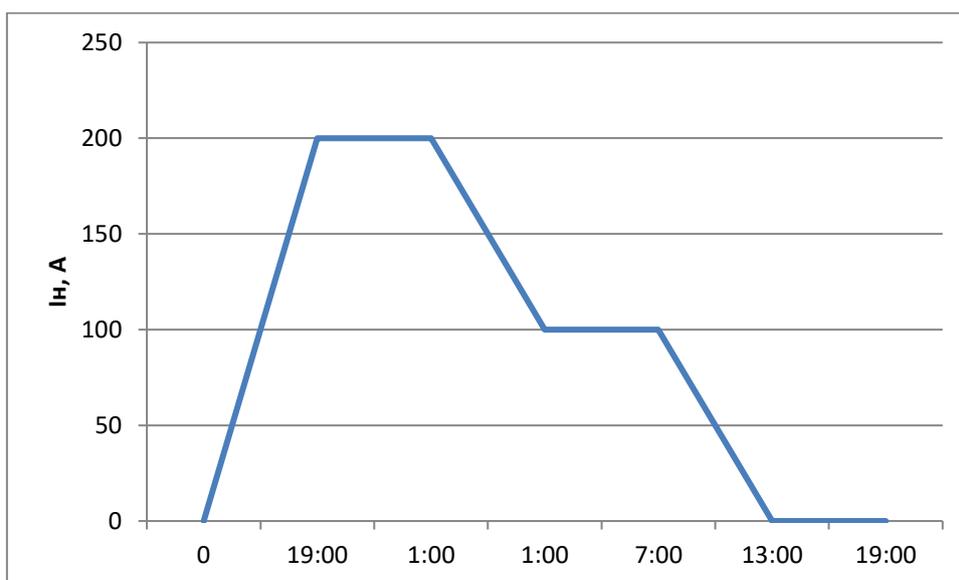


Рисунок 1 – Колебания тока

Гармоники вызывают сбои в работе автоматических выключателей из-за высокого значения поперечного отношения, перегрева трансформатора из-за дополнительных потерь на вихревые токи, повреждения конденсатора из-за высоких значений гармонических токов, увеличения потерь в асинхронных двигателях, создания переходных перенапряжений в косинусных конденсаторах, привести к неисправности систем защиты и автоматики и многим другим неблагоприятным последствиям. Затраты, вызванные гармониками, составляют 5,4% от всех затрат из-за низкого качества электроэнергии.

Ущерб от гармоник

Непосредственный ущерб включает в себя повреждения, вызванные непосредственно отказами оборудования, неисправностью систем защиты и автоматизации, увеличением потерь мощности при его производстве, передаче, распределении и потреблении. Прямой ущерб можно разделить на явный и неявный ущерб. Явный ущерб связан с эффектами, которые можно увидеть и измерить. Неявный ущерб накапливается в течение длительного времени и может быть оценен по косвенным показателям, специальным

экспериментам и специальным расчетам. Косвенный ущерб включает в себя повреждения, приводящие к нарушению различных производственных процессов, которые приводят к снижению качества и уменьшению количества выпускаемой продукции, снижению производительности и простоя рабочей силы. Кроме того, этот ущерб включает в себя нематериальный ущерб, который подразумевает дискомфорт, например, невозможность переключить компьютер и войти в Интернет из-за низкого качества напряжения. Последствия убытков требуют дополнительных финансовых затрат. По оценкам экспертов, экономические потери из-за низкого качества электроэнергии ежегодно составляют миллиарды долларов и евро:

1. В США в перерабатывающей промышленности, финансовых услугах и пищевой промышленности - 60 80 миллиардов долларов США
2. В ЕС только в торговле и перерабатывающей промышленности - 10 млрд. евро, а общий убыток оценивается в 100 млрд. евро
3. В России по минимальной оценке они составляют около 25 млрд. долларов США.

Финансовые потери могут быть уменьшены путем улучшения качества электроэнергии, что возможно, прежде всего, путем обнаружения источника деградации. Проблема определения вклада искажающей нагрузки в ухудшение качества электроэнергии остается нерешенной в течение многих десятилетий и является актуальной. [15]

Что касается аспектов качества электропитания, существуют различные термины, которые не четко разделены и не полностью совместимы друг с другом.

Качество напряжения является чисто техническим термином и описывает отклонения напряжения от идеального состояния, которое представляет собой синусоидальную волну с фиксированной частотой постоянной величины. Поскольку напряжение в основном зависит от поставщика, качество напряжения можно рассматривать как величину, связанную с поставщиком. Токи включены в термин «текущее качество», который также определяется для текущих отклонений. Являясь дополнительным определением, текущее качество можно рассматривать как скорее связанное с потребителем, поскольку существует сильная связь с характеристиками потребительской нагрузки. Кроме того, качество электроэнергии поэтому касается как напряжения, так и качества тока. Это не относится к фактическому качеству электроэнергии как производству напряжения и тока. Кроме того, термин электромагнитная совместимость используется стандартами МЭК, описывающими взаимодействие между оборудованием и источником питания или оборудованием между собой. Однако существует сильное совпадение с термином качество электроэнергии.

Поскольку есть также сильные взаимосвязи между током и качеством напряжения, текущее качество не рассматривается отдельно. Вместо этого текущие проблемы качества, например, в отношении токовых гармоник или постоянных токов, интегрируются под условиями напряжения и качества электроэнергии.

Качество источника питания (или качество поставки) состоит из трех различных аспектов качества. Качество электропитания включает в себя обслуживание клиентов, бесперебойность питания и качество напряжения.

Обслуживание клиентов относится к коммерческому измерению энергоснабжения, то есть отношениям между энергоснабжающей компанией и ее клиентами. Это включает в себя, например, удовлетворенность клиентов, ответы на запросы и жалобы, возможности выставления счетов и обслуживания персонала.

Непрерывность поставок, также называемая надежностью, относится к числу и продолжительности прерывов. В этом контексте прерывания определяются как длительные или длительные прерывания более чем на 1 минуту по стандарту IEEE 1159 и как прерывание питания более чем на 3 минуты по стандарту EN 50160. Основными показателями качества в этом отношении являются средняя частота или количество событий в год (и на сайт) и средняя продолжительность этих событий.

В конце концов, качество напряжения - иногда также называемое качеством мощности - является выражением для всех явлений, касающихся напряжения питания в сети. Это включает в себя переходные и установившиеся изменения значения напряжения и его формы волны.

Вторая система классификации обеспечивается МЭК 61000-2-5 путем структурирования нескольких форм электромагнитных явлений. В основных категориях проводится различие между излучаемыми и кондуктивными явлениями, а также явлениями высокой и низкой частоты. В этом отношении высокочастотное значение выше 9 кГц, а низкочастотное - ниже 9 кГц. Кроме того, в эту классификацию включены явления электростатического разряда и ядерные электромагнитные импульсы.

Как правило, все упомянутые явления можно рассматривать как проблемы качества электроэнергии, однако в более строгом смысле - особенно в отношении промышленных применений - термин качество энергии (или качество напряжения) может быть ограничен только проводимыми явлениями.

Классификация IEEE 1159 по качеству источников питания может быть получена путем их организации в соответствии с их продолжительностью. Начиная с импульсных или колебательных переходных процессов в диапазоне нано- и миллисекунд, следующий больший период включает кратковременные изменения, такие как прерывания, провалы и выбросы от 0,5 цикла до 1 минуты. Кроме того, включены долговременные изменения, такие как длительные прерывания, пониженные и повышенные напряжения длительностью более 1 минуты. В качестве еще одного ограниченного во

времени явления названы вариации частоты мощности, которые имеют типичную продолжительность менее 10 секунд. Помимо этого, также включены несколько устойчивых явлений, таких как смещение постоянного тока, колебания напряжения и искажения формы сигнала. [1]

1.2 Нормы и стандарты качества электроэнергии в мире и в РК

На сегодняшний день в мире существуют различные организации, которые ведут мониторинг и контроль над качеством электроэнергии протекающей по сетям. Несмотря на то, что основным органом, прописывающим стандарты в энергетической отрасли, является Международная Электротехническая Комиссия (МЭК), остальные так же вносят значительный вклад в развитие данной инфраструктуры.

Стандарты МЭК:

1. МЭК 61000-4-11 - устойчивость к скачкам напряжения - 16 А или менее
 2. МЭК 61000-4-34 - устойчивость к скачкам напряжения - более 16 ампер
 3. МЭК 61000-4-30 - методы измерения качества электроэнергии
- Стандарты качества электроэнергии МЭК - система нумерации
1. 61000-1-X - определения и методология
 2. 61000-2-X - среда (например, 61000-2-4 - уровни совместимости на промышленных предприятиях)
 3. 61000-3-X - ограничения (например, 61000-3-4 - ограничения на выбросы гармоник)
 4. 61000-4-X - испытания и измерения (например, 61000-4-30 - измерения качества электроэнергии)
 5. 61000-5-X - установка и устранение
 6. 61000-6-X - общие стандарты невосприимчивости и выбросов

МЭК SC77A: низкочастотные явления ЭМС - по сути, эквивалент «качества электроэнергии» в американской терминологии

1. TC 77 / WG 1: терминология (часть родительского Технического комитета)
2. SC 77A / WG 1: гармоники и другие низкочастотные помехи
3. SC 77A / WG 6: испытания на низкочастотную невосприимчивость
4. SC 77A / WG 2: колебания напряжения и другие низкочастотные помехи
5. SC 77A / WG 8: электромагнитные помехи, связанные с частотой сети
6. SC 77A / WG 9: методы измерения качества электроэнергии
7. SC 77A / PT 61000-3-1: Электромагнитная совместимость (ЭМС) - часть 3-1: Пределы - обзор стандартов и руководств по эмиссии

Стандарты IEEE:

1. IEEE SCC-22: координационный комитет по стандартам качества электроэнергии
2. IEEE 1159: мониторинг качества электроэнергии
3. IEEE 1159.1: руководство по требованиям регистратора и сбора данных
4. IEEE 1159.2: характеристика события качества электроэнергии
5. IEEE 1159.3: формат файла данных для обмена данными о качестве электроэнергии
6. IEEE P1564: индексы падения напряжения
7. IEEE 1346: совместимость энергосистемы с технологическим оборудованием
8. IEEE P1100: силовое и заземляющее электронное оборудование
9. IEEE 1433: определения качества электроэнергии
10. IEEE P1453: мерцание напряжения
11. IEEE 519: гармоническое управление в электроэнергетических системах
12. IEEE P519A: руководство по применению ограничений гармоник в энергосистемах
13. IEEE P446: аварийное и резервное питание
14. IEEE P1409: распределение пользовательской мощности
15. IEEE P1547: распределение ресурсов и взаимосвязь электроэнергетических систем. [19]

МЭК 61000-3-2 (1995-03): Он устанавливает пределы для выбросов гармонического тока, применимые к электрическому и электронному оборудованию, имеющему входной ток до 16 А на фазу включительно, и предназначенный для подключения к общественным низковольтным распределительным системам. ,

МЭК/TS 61000-3-4: Он предназначен для электрического и электронного оборудования с номинальным входным током, превышающим 16 А на фазу, и предназначен для подключения к системам распределения переменного тока низкого напряжения следующих типов:

1. Номинальное напряжение до 240 В, однофазное, двух или трехпроводное;
2. Номинальное напряжение до 600 В, трехфазное, три или четыре провода;
3. Номинальная частота 50 Гц или 60 Гц

В этих рекомендациях указывается информация, необходимая для того, чтобы уполномоченный орган по снабжению мог оценить оборудование на предмет гармонических помех и решить, является ли оборудование приемлемым для соединения с точки зрения гармонического искажения. Европейские стандарты МЭК 61000-3-2 и 61000-3-4, устанавливающие ограничения тока для оборудования, предназначены для защиты оборудования мелких потребителей. Первый ограничен до 16 А; последний расширяет диапазон выше 16 А.

Стандарт IEEE 141-1993: рекомендуемая практика распределения электроэнергии для промышленных предприятий. Подробный анализ основных соображений электрической системы представлен. Руководство предоставляется при проектировании, строительстве и непрерывности всей системы для обеспечения безопасности жизни и сохранности имущества; надежность; простота эксплуатации; регулирование напряжения при использовании оборудования в пределах допуска при любых условиях нагрузки; уход и обслуживание; и гибкость, чтобы позволить развитие и расширение.

Стандарт IEEE 142-1991: Рекомендуемая практика заземления промышленных и коммерческих энергосистем. Этот стандарт представляет собой тщательное исследование проблем заземления и методов решения этих проблем. Отдельная глава посвящена заземлению чувствительного оборудования.

Стандарт IEEE 446-1987: рекомендуемая практика для систем аварийного и резервного питания для промышленного и коммерческого применения. В этом стандарте рекомендуются технические приемы выбора и применения аварийных и резервных энергосистем. Он предоставляет проектировщикам оборудования, операторам и владельцам инструкции по обеспечению бесперебойного питания, практически без скачков частоты и падений напряжения, скачков напряжения и переходных процессов.

Стандарт IEEE 493-1997, «Рекомендуемая практика проектирования надежных промышленных и коммерческих энергосистем». Представлены основы анализа надежности применительно к планированию и проектированию промышленных и коммерческих систем распределения электроэнергии. Включены основные концепции анализа надежности с помощью вероятностных методов, основы оценки надежности энергосистемы, экономическая оценка надежности, данные о стоимости отключения электроэнергии, данные о надежности оборудования и примеры анализа надежности. Аварийное и резервное питание, профилактическое электрическое обслуживание, а также оценка и повышение надежности существующей установки также рассматриваются.

Стандарт IEEE 1100-1999, «Рекомендуемая практика для питания и заземления чувствительного электронного оборудования» Рекомендуемые методы проектирования, монтажа и технического обслуживания для электропитания и заземления (включая контроль шума и мощности) чувствительного электронного обрабатывающего оборудования, используемого в коммерческих и промышленных применениях.

Стандарт IEEE 1159-1995, Рекомендуемая практика контроля качества электроэнергии. Как следует из его названия, этот стандарт охватывает рекомендуемые методы измерения событий качества электроэнергии. Существует много различных типов устройств измерения качества электроэнергии, и для работников в различных областях распределения, передачи и обработки электроэнергии важно использовать один и тот же

язык и методы измерения. Мониторинг качества электроэнергии систем электропитания переменного тока, определения терминологии качества электроэнергии. влияние низкого качества электроэнергии на коммунальное и потребительское оборудование, а также на измерение электромагнитных явлений.

Стандарт IEEE 1250-1995: Руководство по обслуживанию оборудования, чувствительного к кратковременным нарушениям напряжения. Компьютеры, компьютероподобные продукты и оборудование, использующие преобразование энергии в твердом состоянии, создали совершенно новые области качества электроэнергии. Растет осознание того, что большая часть этого нового пользовательского оборудования не предназначена для того, чтобы выдерживать скачки напряжения, неисправности и повторное включение, присутствующие в типичных распределительных системах. Моментальные помехи напряжения, возникающие в системах распределения и использования переменного тока, их потенциальное влияние на это новое, чувствительное, пользовательское оборудование и руководство по смягчению этих эффектов описаны. Гармонические пределы искажения также обсуждаются.

Стандарт IEEE 1346-1998: рекомендуемая практика оценки совместимости электроэнергетических систем с электронным технологическим оборудованием. Рекомендуются стандартная методология для технического и финансового анализа совместимости провалов напряжения между технологическим оборудованием и электроэнергетическими системами. Представленная методология предназначена для использования в качестве инструмента планирования для количественной оценки среды падения напряжения и чувствительности процесса.

Стандарты, связанные с падением напряжения и надежностью. Стандарт качества напряжения распределения, то есть стандарт IEEE P1564, предоставляет рекомендуемые индексы и процедуры для характеристики характеристик падения напряжения и сравнения характеристик в разных системах. Недавно появился новый стандарт МЭК 61000-2-8 под названием «Окружающая среда - провалы напряжения и короткие перерывы». Этот стандарт требует значительных обсуждений в IEEE, чтобы избежать противоречивых методов характеристики производительности системы в разных частях мира.

Стандарты, связанные с мерцанием. Развитие стандартов мерцания напряжения демонстрирует, как отрасль может успешно координировать деятельность IEEE и ИЕС. Стандарт МЭК 61000-4-15 определяет процедуру измерения и требования к контролю для характеристики мерцания. Рабочая группа IEEE по мерцанию, работающая над стандартом P1453, настроена на принятие стандарта МЭК в качестве своего собственного.

Стандарты, связанные с нестандартным питанием. Стандарт IEEE P1409 в настоящее время разрабатывает руководство по применению для

нестандартных технологий электропитания, чтобы обеспечить улучшенное качество электроэнергии в распределительной системе. Это важная область для многих коммунальных предприятий, которые могут предложить услуги улучшенного качества электроэнергии. [14]

На территории нашего государства и в большинстве стран СНГ используется государственный стандарт (ГОСТ), охватывающий каждый аспект жизнедеятельности энергетического сектора. Из них в качестве основных можно выделить следующие два ГОСТ-а: ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 32144-2013. Данные своды стандартов включают те же параметры, что и мировые рекомендации по стандартам качества электроэнергии. По факту, многие из норм, входящих в ГОСТ, являются идентичными приведенным выше. Поскольку все аспекты прорабатываются в содействии с МЭК и ISO, международной организацией по стандартизации.

Согласно существующим нормам и стандартам, уровень качества электроэнергии можно оценить по шкале от 1 до 7, где 1 – худший и 7 – лучший показатель. На сегодняшний день, среди передовых 20 стран по качеству электроэнергии средний показатель составляет 6,6 из 7 возможных (рисунок 2 [16]). При этом разница между двадцатым и первым государством в этом списке 0,6 баллов, где у США показатель – 6,3, а у Исландии – 6,9.

| RANK | COUNTRY/ECONOMY | SCORE |
|------|--------------------------|-------|
| 1 | Iceland | 6.9 |
| 2 | Denmark | 6.9 |
| 3 | Japan | 6.9 |
| 4 | Germany | 6.9 |
| 5 | France | 6.8 |
| 6 | Switzerland | 6.8 |
| 7 | Netherlands | 6.7 |
| 8 | Hong Kong SAR..... | 6.7 |
| 9 | United Kingdom..... | 6.7 |
| 10 | Finland | 6.6 |
| 11 | Singapore..... | 6.6 |
| 12 | Belgium | 6.6 |
| 13 | United Arab Emirates ... | 6.6 |
| 14 | Austria | 6.6 |
| 15 | Norway | 6.6 |
| 16 | Sweden | 6.5 |
| 17 | Israel | 6.4 |
| 18 | Canada..... | 6.4 |
| 19 | Kuwait..... | 6.3 |
| 20 | United States..... | 6.3 |

Рисунок 2 – Показатель качества электроэнергии в разных странах

В сравнении с этим, показатель Казахстана находится на отметке 4,3, что ставит его на 66 место среди остальных стран мира, как показано на рисунке 3 [16]. Четверка держав, которые имеют приблизительно тот же показатель качества электроэнергии, представляют собой различные от Казахстана энергетические инфраструктуры.

| RANK | COUNTRY/ECONOMY | SCORE |
|------|----------------------|-------|
| 64 | Jamaica..... | 4.4 |
| 65 | Poland..... | 4.4 |
| 66 | Kazakhstan..... | 4.3 |
| 67 | Macedonia, FYR | 4.3 |
| 68 | Venezuela | 4.2 |

Рисунок 3 – Показатель качества электроэнергии Казахстана

2 Компенсация реактивной мощности

2.1 Виды компенсации реактивной мощности

Сегодня миру известны различные практики по улучшению качества электроэнергии в сети сверхвысокого напряжения. А поскольку подстанции с таким уровнем напряжения представляют собой объекты с наивысшим стратегическим значением для государств, мероприятия по уменьшению потерь на их территории пересматриваются и развиваются на постоянной основе. Обмен опытом и достижениями в технологиях между научными центрами различных стран поддерживается в режиме online. Тем не менее, на данный момент, из существующих методик компенсации реактивной мощности можно выделить несколько наиболее эффективных, которые применяются на подстанциях сверхвысокого напряжения по всему миру:

1. Шунтирующие реакторы
2. СТАТКОМ
3. ТУПК

2.2 Шунтирующие реакторы

Шунтирующий реактор такой же, как силовой трансформатор, но он имеет только одну обмотку на фазу по сравнению с силовым трансформатором. Шунтирующие реакторы используются для повышения эффективности энергосистемы, поскольку они поглощают и компенсируют реактивную мощность в кабелях и длинных высоковольтных линиях электропередачи. Он может быть напрямую подключен к линии электропередачи или третичной обмотке трехобмоточного трансформатора.

И шунтирующий реактор, и силовой трансформатор одинаковы по конструкции, но есть и некоторые основные отличия, такие как:

1. Шунтирующий реактор имеет только одну обмотку, в то время как силовой трансформатор имеет три обмотки.
2. Шунтирующий реактор обеспечивает запаздывающие Vars (или он может потреблять и поглощать реактивную мощность) для повышения эффективности системы, в то время как силовой трансформатор предназначен для работы с преобразованием напряжения (то есть повышается или понижается)
3. В шунтирующем реакторе первичные АВ (амперные витки) равны вторичным АТ из-за отсутствия других обмоток, в то время как в случае силовых трансформаторов первичный АТ представляет собой сумму захватывающих АТ и вторичного АТ.
4. Шунтирующий реактор может быть спроектирован без воздушного или железного сердечника, чтобы предотвратить потерю гистерезиса,

поскольку имеется большой ток намагничивания по сравнению с силовым трансформатором.

5. Шунтирующие реакторы рассчитаны в МВар, а силовые трансформаторы - в кВА.
6. Шунтирующий реактор используется в высоковольтных системах и кабельной сети для повышения эффективности системы, в то время как силовой трансформатор используется для передачи уровня напряжения.

Помимо сопротивления, реальные электрические цепи имеют индуктивный или емкостный компонент, который вызывает фазовый сдвиг между напряжением и током, что впоследствии приводит к увеличению притока реактивной мощности, как показано на рисунке 4 [21].

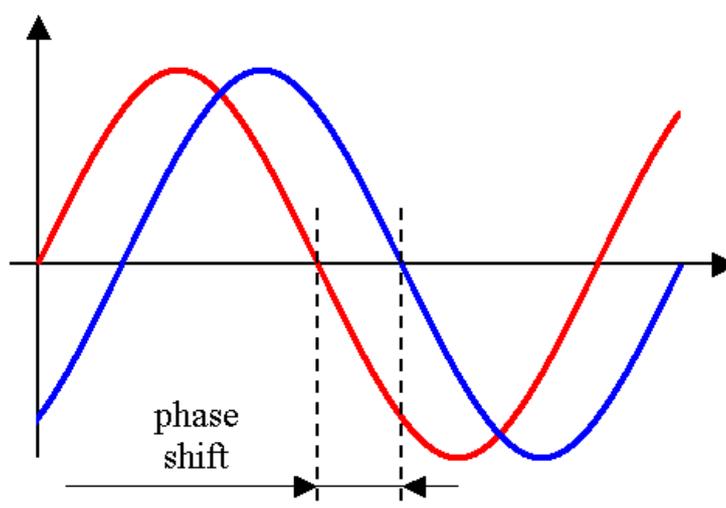


Рисунок 4 – Сдвиг фаз

Если преобладает индуктивность ($X_L = 2\pi fL = \omega L$), ток будет отставать, а реактивная мощность будет называться индуктивной мощностью.

Где:

X_L (Ом - Ом): индуктивное сопротивление. f (Гц - герц): частота. L (Н - Генри): индуктивность. $\omega = 2\pi f$: скорость вращения (рад/с или об/мин - радианы в секунду или обороты в минуту)

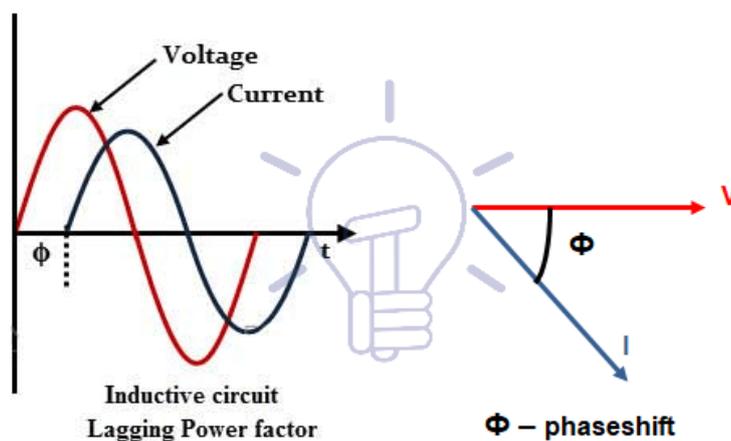


Рисунок 5 – Запаздывание тока

Это случай с длинными воздушными линиями (рисунок 5 [21]). Последствия запаздывающих токов хорошо известны – низкий коэффициент мощности. Так же, как и способ увеличения коэффициента мощности в такой ситуации – установка конденсаторных батарей.

Если преобладает емкость ($X_C = 1 / 2\pi fC = 1 / \omega C$), то есть в случае сетей с длинными воздушными линиями. Ток будет ведущим, а реактивная мощность будет называться емкостной мощностью.

Где:

X_C (Ом - Ом): емкостное сопротивление. C (F - Фарад): емкость.

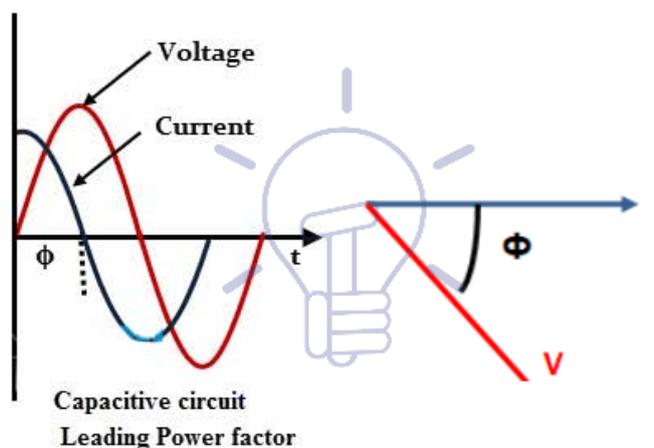


Рисунок 6 – опережение тока

Данная ситуация также вредна для силовых трансформаторов и главным образом для генераторов (рисунок 6 [21]).

Силовые трансформаторы могут подвергаться феррорезонансу, явлению перенапряжения, которое может повредить трансформаторам и разрядникам. В слабых сетях, функционирующих индивидуально и не интегрированных в большую и сложную электрическую сеть, генераторы должны поставлять чрезмерную емкостную мощность, что приводит к

перегреву и неисправности генераторов, которые сокращают срок службы оборудования.

Эта избыточная реактивная мощность может быть скомпенсирована с использованием шунтирующих реакторов, которые должны соответствовать стандарту МЭК 60076-7.



Рисунок 7 – Шунтирующий реактор

Как упоминалось выше, шунтирующие реакторы похожи на силовые трансформаторы, но они имеют только одну обмотку на фазу, как показано на рисунке 7 [21].

Эти три обмотки соединены звездой с доступной нейтральной точкой (YN). Нейтральная точка подключается к системе заземления установки через третичную обмотку силового трансформатора или напрямую. На рисунке 8 [21] показана типичная схема подключения шунтирующего реактора.

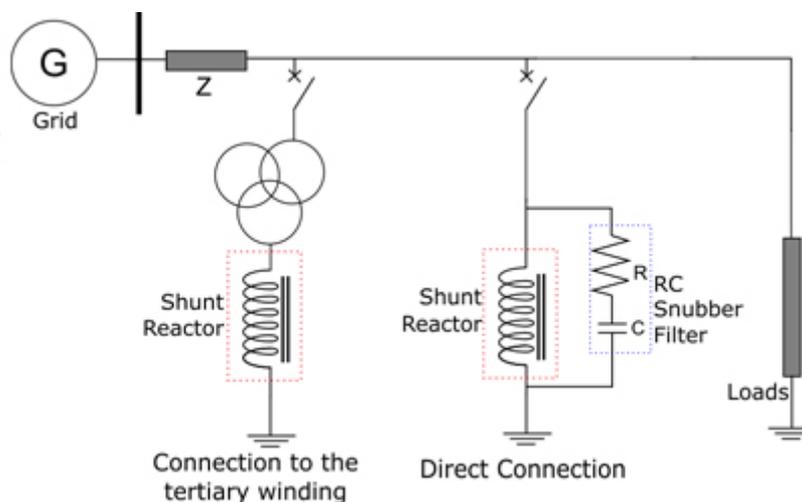


Рисунок 8 – Типовая схема шунтирующего реактора

Шунтирующие реакторы могут быть масляного типа с консерватором или сухого типа.

Обычные шунтирующие реакторы имеют фиксированную номинальную мощность (MVar; kVar), и они могут быть постоянно подключены к сети или подключены и отключены в зависимости от нагрузки и емкости воздушных кабелей, находящихся в эксплуатации. Такое функционирование, а также включение и выключение схожи с тем, что происходит в конденсаторных батареях.

Более современные технологии требуют, в зависимости от характеристик сети и изменчивости нагрузки, использования реакторов с переменным шунтом (VSR), рейтинг которых может быть изменен поэтапно. Обычные шунтирующие реакторы в основном используются в сетях среднего напряжения (до 35 кВ).

VSR в основном используются в сетях сверхвысокого и высокого напряжения (номинальное напряжение сети ≥ 60 кВ).

Максимальное номинальное напряжение шунтирующих реакторов в настоящее время составляет 800 кВ, а номинальная мощность достигает 300 MVar. [4,5,21]

2.3 Статические синхронные компенсаторы

СТАТКОМ – это преобразователь напряжения постоянного тока в переменный с накопителем энергии, которым чаще всего является конденсатор постоянного тока. Он работает как управляемый источник синхронного напряжения (SVS), подключенный к линии через трансформатор связи. На рисунке 9 [9] показана схема конфигурации СТАТКОМ. Контролируемое выходное напряжение поддерживается в фазе с линейным напряжением, и его можно контролировать, чтобы получать емкостный или индуктивный ток от линии аналогичным образом, как в синхронном конденсаторе, но гораздо быстрее.

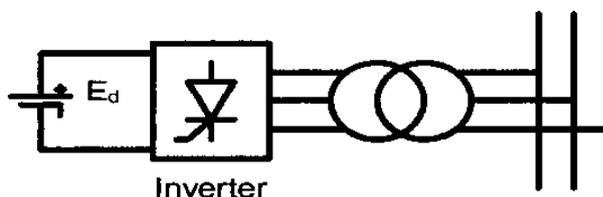


Рисунок 9 – Схема конфигурации СТАТКОМ

По сравнению с SVC и другими традиционными компенсаторами реактивной мощности, СТАТКОМ имеет несколько преимуществ, перечисленных ниже:

1. СТАТКОМ обладает динамическими характеристиками, намного превосходящими другие компенсаторы. Общее время отклика системы СТАТКОМ может достигать 10 или менее миллисекунд.
2. СТАТКОМ обладает способностью поддерживать полный емкостный выходной ток при низком напряжении системы, что также делает его более эффективным, чем SVC, в улучшении стабильности переходного процесса. Моделирование показывает, что $Mvar$ SVC и $Mvar$ СТАТКОМ имеют одинаковые эффекты в поддержании динамической стабильности напряжения. На рисунке 10 [9] показан гораздо больший рабочий диапазон СТАТКОМ по сравнению с SVC.
3. По сравнению с SVC, СТАТКОМ может легко реализовать дизайн резервирования, который обеспечивает более высокую надежность. IGCT, IGBT, используемый в СТАТКОМ, требуют более простых приводов затворов и демпфирующих цепей, а также делают СТАТКОМ более надежным.
4. У СТАТКОМ меньше места для установки, примерно на 50% меньше, чем у SVC.

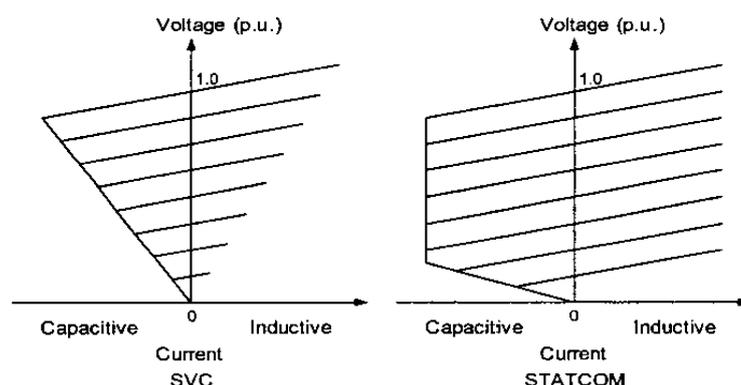


Рисунок 10 – Сравнение синхронных компенсаторов со СТАТКОМ

Существуют в основном два типа конфигураций главных цепей СТАТКОМ: многоимпульсный преобразователь, многоуровневый преобразователь. В многоимпульсном преобразователе 3-фазные мосты соединены параллельно на стороне постоянного тока, как показано на рисунке. Мосты магнитно связаны через зигзагообразный трансформатор, и трансформатор обычно выполнен с возможностью последовательного появления мостов со стороны переменного тока. Каждая обмотка трансформатора сдвинута по фазе для устранения выбранных гармоник и создания многоимпульсного выходного напряжения. Модификация ширины импульса (PWM) может применяться для улучшения содержания гармоник за счет более высокого уровня коммутации и потерь на затухание, а также за счет снижения фундаментальных переменных. Недостатки конфигурации

многоимпульсного преобразователя: трансформатор со сдвигом фазы делает систему сложной и громоздкой; Для каждой установки СТАТКОМ выполняется уникальный дизайн трансформатора.

По сравнению с многоимпульсным преобразователем на основе СТАТКОМ, многоуровневые преобразователи являются более гибкими и имеют широкое применение. Их можно использовать в качестве фильтров активной мощности и для работы с несбалансированными нагрузками. В этой конфигурации не требуется трансформатор с фазовым сдвигом, поэтому можно ожидать меньших инвестиционных затрат и меньших потерь мощности. Конфигурация многоуровневого преобразователя может быть далее разделена на три различные конфигурации:

1. преобразователь с диодной фиксацией
2. преобразователь с летающими конденсаторами
3. каскадный преобразователь.

[6,7,8,9,10]

2.4 Тиристорно-управляемые последовательные компенсаторы

Последовательные конденсаторы предлагают определенные основные преимущества перед шунтирующими конденсаторами. В последовательных конденсаторах реактивная мощность увеличивается как квадрат линейного тока, тогда как в шунтирующих конденсаторах реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения на шине. Для достижения тех же преимуществ системы, что и у последовательных конденсаторов, требуются шунтирующие конденсаторы, в три-шесть раз превышающие номинальную реактивную мощность, чем последовательные конденсаторы. Кроме того, шунтирующие конденсаторы обычно должны быть подключены к середине, тогда как для ряда не существует такого требования конденсаторы.

Базовый модуль контроллера ТУПК

Базовый модуль имеет фиксированный последовательный конденсатор C , параллельно с тиристорным реактором L_s , как показано на рисунке 11 [13].

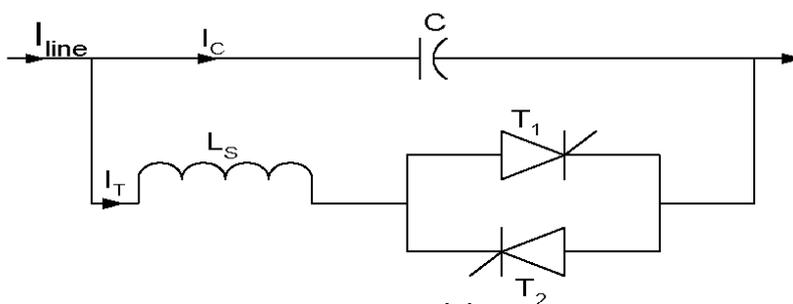


Рисунок 11 – Базовый модуль контроллера ТУПК

Металлооксидный варистор (MOV) подключен через последовательный конденсатор, чтобы предотвратить возникновение высокого конденсатора через напряжения, как показано на рисунке 12 [13]. MOV позволяет конденсатору оставаться в цепи даже в условиях неисправности и, следовательно, улучшает переходную стабильность.

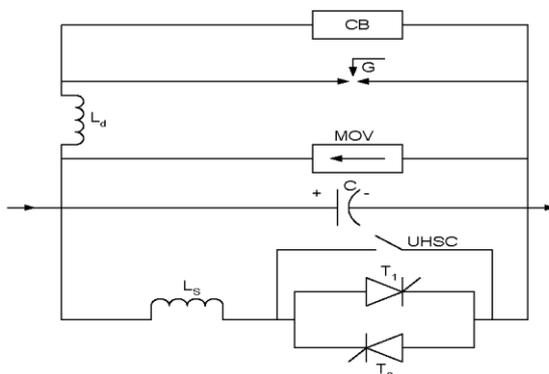


Рисунок 12 –Metalлооксидный варистор, подключаемый через последовательный конденсатор

Автоматический выключатель (AB) установлен поперек конденсатора для управления вставкой конденсатора. Если клапаны ТУПК требуется для работы в полностью включенном режиме в течение продолжительного времени, потери проводимости сводятся к минимуму путем установки ультра высокоскоростной контакт (УВСК) через клапан. Это обеспечивает переключение без потерь, аналогичное автоматическим выключателям. Металлический контакт замыкается вскоре после включения тиристора и открывается незадолго до выключения клапана. Во время внезапной перегрузки клапана, а также во время неисправности металлический контакт замыкается, чтобы минимизировать нагрузку на клапан. Актуальная система ТУПК обычно содержит каскадную комбинацию многих таких модулей ТУПК вместе с конденсатором с фиксированной последовательностью; СФ. Этот фиксированный последовательный конденсатор предназначен, прежде всего, для минимизации затрат. На рисунке 2 показана концептуальная система ТУПК с базовыми модулями ТУПК. Конденсаторы C_1, C_2, \dots, C_n ; в разных модулях ТУПК могут иметь разные значения, чтобы обеспечить более широкий диапазон контроля реактивного сопротивления. Индуктор последовательно с антипараллельным тиристором разделен на две части для защиты тиристорных клапанов в случае короткого замыкания индуктора. [11,12.13]

3 Расчет реактивной мощности

Решающим критерием выбора компенсирующего устройства является показатель его эффективности. То есть то, насколько уменьшается уровень реактивной мощности после применения установки. Естественно, лучшим способом проверки действенности аппаратуры является практическое испытание на территории подстанции с подключением к общей сети, но данная опция не всегда представляется возможной по различным причинам, начиная технологическими и заканчивая экологическими. Ввиду остроты данной проблемы, единственным возможным способом определения наилучшего варианта для уменьшения потерь на реактивную мощность является теоретический расчет показателей объекта, после установки на нем того или иного предполагаемого оборудования.

Основываясь на вышеприведенных доводах, этот раздел был посвящен расчету уровней активной и реактивной мощностей до и после подключения компенсирующего устройства на одной из ступеней подстанции.

3.1 Расчет установок компенсации реактивной мощности

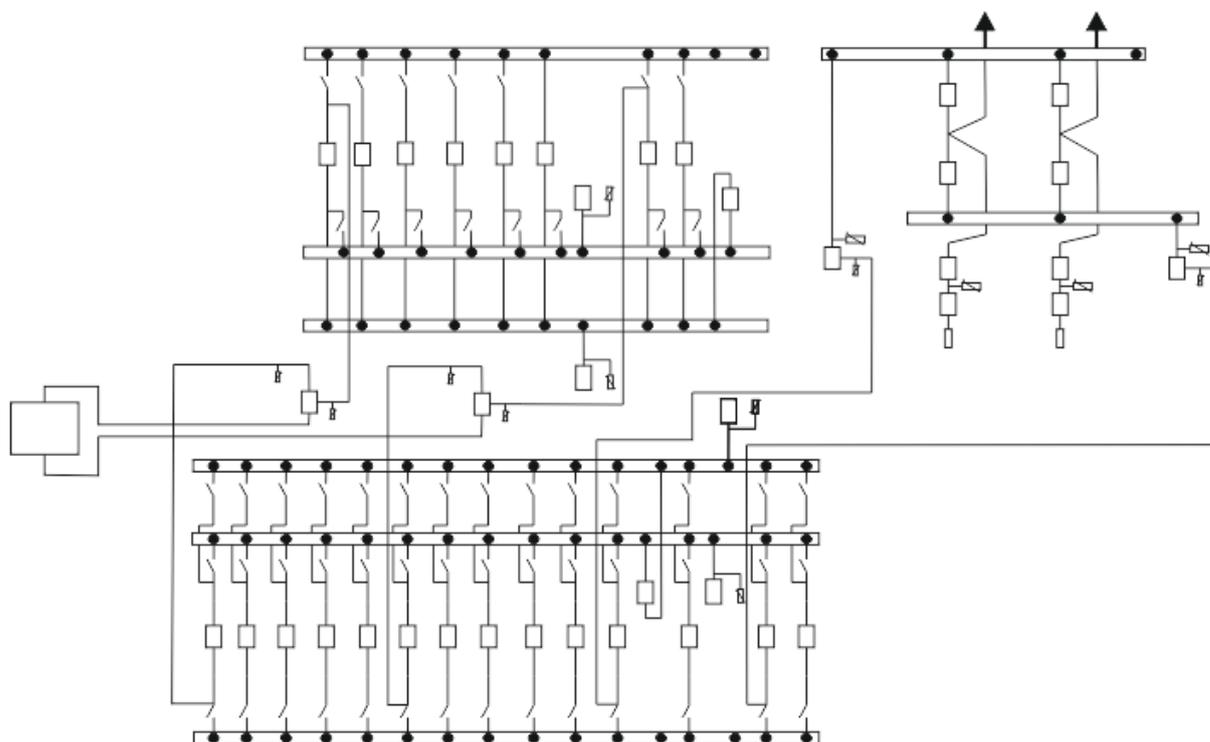


Рисунок 13 – Оперативная схема Центральной Главной Понижительной Подстанции на 500 кВ

Таблица 3.1 – Параметры автотрансформатора

| № п/п | Технические характеристики | Параметр |
|-------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | Наименование ПС | ПС 500 кВ ЦГПП |
| 2 | Тип трансформатора | АТДЦТН-250000/220/110-У1 |
| 3 | Диспетчерский номер | АТ 1 |
| 4 | Заводской номер | 161114 |
| 5 | Завод-изготовитель | Запорожский трансформаторный. завод |
| 6 | Дата изготовления | 2012 |
| 7 | Дата ввода в эксплуатацию | 2013 |
| 8 | Схема и группа соединений | Yн авто/Δ-0-11 |
| 9 | Номинальная мощность обмоток, кВА: | |
| | ВН | 250000 |
| | СН | 250000 |
| | НН | 125000 |
| 10 | Номинальное напряжение обмоток, кВ: | |
| | ВН | 230 |
| | СН | 121 |
| | НН | 10,5 |
| 11 | Номинальные токи, А: | |
| | ВН | 628 |
| | СН | 1192 |
| | НН | 6873,2 |
| 12 | Напряжение КЗ, %: | |
| | ВН-СН | 10,7 |
| | ВН-НН | 32 |
| | СН-НН | 20 |
| 13 | Ток ХХ, % | 34,6 |
| 14 | Потери ХХ, кВт | 21,3 |
| 15 | Потери КЗ, кВт | ВН-СН-380; ВН-НН-330; СН-НН-290 |

Согласно данным, предоставляемым специалистами АО «КЕГОС» на интернет ресурсе компании, загруженность рассматриваемого трансформатора составляет 100%, то есть 501 МВА. Отталкиваясь от информации, собранной во время прохождения преддипломной практики, из имеющегося объема полной мощности 80.6% (403810 кВт) составляет активная и 19.4% (293801 кВар) составляет реактивная мощность. При этом, коэффициент реактивной мощности $\cos \varphi_1 = 0.81$. А поскольку качество электроэнергии, поставляемой в потребительскую сеть должно быть выдержано на определенном уровне в соответствии [17], требуется поднять значение коэффициента мощности до $\cos \varphi_2 = 0.94$. При таких начальном и

конечном показателях коэффициента мощности, значения коэффициента трансформации составляет $k = 0.36$, согласно соответствующей таблице.

Значение реактивной мощности после компенсации находится по следующей формуле:

$$Q_{\text{кy}} = k \cdot P_2, \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{кy}}$ – реактивная мощность после компенсации; k – коэффициент компенсации; P_2 – активная мощность после компенсации;

Поскольку коэффициент компенсации нам уже известен, остается рассчитать значение активной мощности после компенсации. Данный параметр можно определить, если известны значения полной мощности и коэффициента мощности по следующей зависимости:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S}, \quad (3.2)$$

где S – полная мощность;

Для нахождения активной мощности, необходимо проделать трансформацию формулы до следующего вида:

$$P_2 = S \cdot \cos \varphi_2, \quad (3.3)$$

где $P_2 = 501\,000\,000 \cdot 0.94 = 470\,940\,000 = 470\,940$ кВт

Далее, исходя из начальной формулы, находится значение реактивной мощности после компенсации:

$$Q_{\text{кy}} = 0.36 \cdot 470\,940 = 169\,200 \text{ кВар}$$

В качестве проверки, следует применить формулу нахождения полной мощности:

$$S = \sqrt{P_2^2 + Q_{\text{кy}}^2}, \quad (3.4)$$

где $S = \sqrt{470\,940^2 + 169\,200^2} = 500\,412$ кВА ≈ 501 МВА

Для того, чтобы зафиксировать эффективность компенсирующего устройства, следует сравнить значения активной и реактивной мощности до и после компенсации:

$$\Delta P = P_2 - P_1 \quad (3.5)$$

$$\Delta Q = Q_{кв} - Q_1, \quad (3.6)$$

где ΔP – изменение активной мощности; ΔQ – изменение реактивной мощности;

$$\Delta P = 470\,940 - 403\,810 = 67\,130 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 169\,200 - 293\,801 = 124\,601 \text{ квар}$$

Следующим шагом в определении эффективности установки компенсирующего устройства является проверка влияния процесса компенсации на остальные уровни подстанции. Для этого необходимо подсчитать, насколько изменяется уровень активной и реактивной мощности на уровнях 220, 110 и 10 кВ. Потери при этом имеются только на трансформаторах подстанции, исходя из чего требуется подсчитать потери мощности на трансформаторах АОДЦТН-167000/500/220-У1 и АТДЦТН-250000/220/110-У1.

Расчет потерь на трансформаторах:

Таблица 3.2 – Параметры АОДЦТН-167000/500/220-У1

| | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН |
|-----------------------|-------|-------|-------|
| $P_{кз}, \text{ кВт}$ | 340 | 100 | 80 |
| $U_{кз}, \%$ | 11 | 35 | 21,5 |

Таблица 3.3 – Параметры АОДЦТН-167000/500/220-У1

| | |
|------------------------------|-----|
| $\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$ | 125 |
| $I_{xx}, \%$ | 35 |

$$\Delta P_a = n * \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} * \Delta P_{KB} * \left(\frac{S_{MAXBA}}{S_{НОМ}}\right)^2 + \frac{1}{n} * \Delta P_{KC} * \left(\frac{S_{MAXCA}}{S_{НОМ}}\right)^2 + \frac{1}{n} * \Delta P_{KH} * \left(\frac{S_{MAXHA}}{S_{НОМ}}\right)^2 \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_a = n * \frac{I_{X.X.} * S_{НОМ}}{100} + \frac{1}{n} * \frac{U_{K.BH} * S^2_{MAXBA}}{100 * S_{НОМ}} + \frac{1}{n} * \frac{U_{K.CH} * S^2_{MAXCA}}{100 * S_{НОМ}} + \frac{1}{n} * \frac{U_{K.HH} * S^2_{MAXHA}}{100 * S_{НОМ}} \quad (3.8)$$

При этом:

n – количество трансформаторов; ΔP_{xx} – потери холостого хода; ΔP_{KB} , ΔP_{KC} , ΔP_{KH} – потери короткого замыкания на высшей, средней и низшей сторонах соответственно; S_{MAXBA} , S_{MAXCA} , S_{MAXHA} – мощность на высшей, средней и низшей сторонах трансформатора соответственно; $S_{НОМ}$ –

номинальная мощность трансформатора; $I_{X.X.}$ – ток холостого хода; $U_{K.BH}$, $U_{K.CH}$, $U_{K.HH}$ – напряжение при коротком замыкании на высшей, средней и низшей сторонах трансформатора соответственно.

Параметры ΔP_K и U_K рассчитываются по следующим формулам:

$$U_{KB} = 0,5*(U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH}); \quad (3.9)$$

$$U_{KC} = 0,5*(U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \quad (3.10)$$

$$U_{KH} = 0,5*(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}); \quad (3.11)$$

$$P_{KB} = 0,5*(P_{KBC} + P_{KBH} - P_{KCH}); \quad (3.12)$$

$$P_{KC} = 0,5*(P_{KBC} + P_{KCH} - P_{KBH}); \quad (3.13)$$

$$P_{KH} = 0,5*(P_{KBH} + P_{KCH} - P_{KBC}); \quad (3.14)$$

Где параметры U_{KBC} , U_{KBH} , U_{KCH} и P_{KBC} , P_{KBH} , P_{KCH} берутся из таблицы 3.2

$$U_{KB} = 0,5*(11 + 35 - 21,5) = 12,25;$$

$$U_{KC} = 0,5*(11 + 21,5 - 35) = - 1,25;$$

$$U_{KH} = 0,5*(35 + 21,5 - 11) = 22,75;$$

$$P_{KB} = 0,5*(340 + 100 - 80) = 180;$$

$$P_{KC} = 0,5*(340 + 80 - 100) = 160;$$

$$P_{KH} = 0,5*(80 + 100 - 340) = - 80 ;$$

$$\Delta P_a = 2*125 + \frac{1}{2}*180*\left(\frac{501}{501}\right)^2 + \frac{1}{2}*160*\left(\frac{250}{501}\right)^2 + \frac{1}{2}*(-80)*\left(\frac{251}{501}\right)^2 = 349.96 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_a = 2*\frac{35*501}{100} + \frac{1}{2}*\frac{12,25*501^2}{100*501} + \frac{1}{2}*\frac{-1,25*250^2}{100*501} + \frac{1}{2}*\frac{22,75*251^2}{100*501} =$$

$$= 394.79 \text{ квар.}$$

Расчет потерь трансформатора АТДЦТН-250000/220/110-У1 проводится аналогичным способом:

$$\Delta P_{a2} = 193.04 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{a2} = 189.45 \text{ квар.}$$

Общие потери на трансформаторы на подстанции рассчитываются следующим образом:

$$\Delta S_a = \sqrt{(\Delta P_a^2 + \Delta P_{a2}^2)^2 + (\Delta Q_a^2 + \Delta Q_{a2}^2)^2}, \quad (3.15)$$

где ΔS_a – полные потери мощности на трансформаторах

$$\Delta S_a = \sqrt{(349,96 + 193,04)^2 + (394,79 + 189,45)^2} = 270,48 \text{ кВА.}$$

Если, для компенсации рассчитанного значения реактивной мощности, использовать шунтирующий реактор РОДЦ-60000, то потери на нем будут равняться следующему значению согласно с [18]:

Таблица 3.4 – Параметры РОДЦ-60000

| | |
|---|-----------------------------------|
| Тип установки | наружная |
| Номинальное напряжение (наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение) | 525000/ $\sqrt{3}$ В. |
| Номинальный ток | 200 А. |
| Частота | 50 Гц. |
| Мощность при номинальном напряжении | 60000 кВар (3-х фаз-180000 кВар). |
| Потери при номинальном напряжении | 205 кВт. |
| Вес полный | 66 тн. |
| Вес масла | 15 тн. |
| Вес транспортный | 57 тн. |

Расчет потерь на шунтирующем реакторе:

$$\Delta W = \Delta P * T * \left(\frac{U}{U_n}\right)^2, \quad (3.16)$$

где ΔP – потери при номинальном напряжении; T – число часов работы; U – время работы в определенном режиме.

Поскольку, в связи с политикой конфиденциальности АО «KEGOC», данных по времени работы реактора в определенном режиме не имеется, было решено взять стандартный трехсменный режим работы, с числом часов непрерывной работы равным $T = 8$ часов. А также, учитывая то, что следующей ступенью на подстанции является сторона с $U = 220$ кВ, в качестве напряжения определенного режима принимается этот уровень.

$$\Delta W = 205 * 10^3 * 8 * \left(\frac{220 * 10^3}{303,11 * 10^3}\right)^2 = 863,95 \text{ кВтч.}$$

При этом, если в качестве альтернативы для компенсации реактивной мощности на подстанции использовать статический компенсатор или ТУПК мощностью 300 МВар с учетом рассчитанной мощности компенсирующего устройства $Q_{кy}$, то потери будут равняться согласно с [18]:

$$\Delta W_{\text{ку}} = \Delta P_{\text{ку}} * S_{\text{ку}} * T, \quad (3.17)$$

где $\Delta P_{\text{ку}}$ – удельные потери мощности; $S_{\text{ку}}$ – мощность КУ по реактивной составляющей.

$\Delta P_{\text{ку}}$ принимается равным 0,006 кВт/квар;

$$\Delta W_{\text{ку}} = 0,006 * 300 * 10^6 * 8 = 14,4 \text{ МВтч.}$$

Ввиду того, что на компенсирующих устройствах имеются значительные потери, необходимо пересчитать показатели активной и реактивной мощности после компенсации для каждого из случаев:

$$P = P_2 - \Delta W, \quad (3.18)$$

$$P = 470\,940 - 863.95 = 470\,076.05 \text{ кВт};$$

$$P = 470\,940 - 14\,400 = 465\,540 \text{ кВт};$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{501\,000^2 - 470\,076.05^2} = 173\,290.37 \text{ квар};$$

$$Q = \sqrt{501\,000^2 - 465\,540^2} = 185\,131.05 \text{ квар};$$

$$\Delta Q = Q - Q_1, \quad (3.19)$$

$$\Delta Q = 173\,290.37 - 293\,801 = -120\,510.63 \text{ квар};$$

$$\Delta Q = 185\,131.05 - 293\,801 = -108\,669.95 \text{ квар.}$$

Разница с первоначальным значением скомпенсированной реактивной мощности для каждого из устройств:

Таблица 3.5 – Сравнение объема скомпенсированной мощности

| Расчетное ΔQ , квар | ΔQ , квар | | | Разность, квар | | |
|--------------------------------|-------------------|-----------|-----------|----------------|----------|----------|
| | ИШ | СТАТКОМ | ТУПК | ИШ | СТАТКОМ | ТУПК |
| 124 601 | 120 510.6 | 108 669.9 | 108 669.9 | 4090,3 | 15931,05 | 15931,05 |

Значение коэффициента мощности в сети после компенсации для каждого из компенсирующих устройств:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}, \quad (3.20)$$

$$\cos \varphi = \frac{470\,076.05}{501\,000} = 0.938;$$

$$\cos \varphi = \frac{465\,540}{501\,000} = 0.929.$$

Потери коэффициента мощности в зависимости от установленного компенсирующего устройства:

Таблица 3.6 – Сравнение коэффициента мощности разных устройств

| | Шунтирующий реактор | СТАТКОМ | ТУПК |
|---------------------------------|---------------------|---------|-------|
| $\cos \varphi_2$ (до выбора КУ) | 0,94 | | |
| $\cos \varphi$ | 0,938 | 0,929 | 0,929 |
| $\Delta \cos \varphi$ | 0,002 | 0,011 | 0,011 |

3.2 Выводы по расчетам

Таблица 3.7 – Сравнение показателей компенсирующих устройств

| | Шунтирующий реактор | СТАТКОМ | ТУПК |
|--|---------------------|------------|------------|
| Потери, кВт | 863,95 | 14 400 | 14 400 |
| Объем скомпенсированной мощности, квар | 120 510,63 | 108 669,95 | 108 669,95 |
| $\cos \varphi$ после компенсации | 0,938 | 0,929 | 0,929 |

Основываясь на проведенном расчете различных компенсирующих устройств, было доказано, что установка шунтирующего реактора на подстанции с напряжением $U = 500$ кВ является наиболее целесообразным решением, поскольку на данном уровне напряжения и мощности данная установка имеет наименьшей показатель потерь па нескольким параметрам.

4 Технико-экономический расчет

Основываясь на расчете, приведенном в предыдущем разделе, необходимо также провести анализ разницы в стоимости перечисленных видов компенсирующих устройств и затрат, приходящихся на потери в каждом из них.

Средние затраты на электроэнергию на подстанции по текущему тарифу для юридических составят:

Цена на энергию: 16,01 тенге/кВтч

Время работы шунтирующего реактора за месяц:

$$T = t * 365 ,$$

$$8 * 30 = 240 \text{ часов}$$

Стоимость потерь в денежном эквиваленте:

$$Pr = \Delta W * T * 16.01 ,$$

$$Pr = 863.95 * 240 * 16.01 = 3\,319\,641,48 \text{ тенге в месяц.}$$

Расчет затрат на потери на других компенсирующих устройствах рассчитывается аналогичным образом и составляет:

$$Pr = 14\,400 * 240 * 16.01 = 55\,330\,560 \text{ тенге в месяц.}$$

Таблица 4.1 – Стоимость потерь на компенсирующих устройствах

| | ШР | СТАТКОМ | ТУПК |
|---------------------------------|--------------|------------|------------|
| Стоимость потерь в месяц, тенге | 3 319 641,48 | 55 330 560 | 55 330 560 |

Как можно наблюдать в таблице, разница в стоимости потерь на каждом из компенсирующих устройств значительно различается. Таким образом, стоимость потерь на ШР в год обходится в 16 раз дешевле, чем на СТАТКОМ и ТУПК.

5 Электробезопасность

Устройства компенсации реактивной мощности, установленные на потребителе, должны обеспечивать, чтобы потребление реактивной мощности от сети находилось в пределах, установленных условиями для подключения электрических установок этого потребителя к сети.

Выбор и размещение устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях осуществляется в соответствии с инструкциями по компенсации реактивной мощности.

Линии 500 кВ обеспечивают защиту от нефазного режима, который возникает, когда линия не включается или не выключается всеми фазами.

Датчики основных защитных устройств, быстродействующие ступени резервных защитных устройств и измерительные устройства устройства ОАРV для линий 500 кВ должны быть специально спроектированы для обеспечения их нормальной работы (с заданными параметрами) в интенсивных переходных условиях, электромагнитных процессах и значительных емкостных Проводимости кабелей.

Если быстродействующие предохранители активируются на сумму токов двух или более трансформаторов тока и требования пункта 626 настоящих Правил не могут быть выполнены, принимаются специальные меры для предотвращения чрезмерной защиты крыльев при внешних условиях. Повреждение (огрубление предохранителей)) или установка отдельного набора трансформаторов тока в цепи.

Защитные устройства кабелей 500 кВ, оснащенные емкостными компенсаторами, должны быть оснащены мерами по предотвращению защиты устройства от перенапряжения в случае внешнего повреждения, вызванного воздействием этих устройств.

Каждый из электроустановочных элементов должен быть обеспечен базовой защитой от повреждения в случае повреждения всего защищаемого элемента с более коротким временем, чем у других защитных устройств, установленных на этом элементе.

Об особо важных элементах электроустановок: линии 500 кВ, высоковольтные трансформаторы связи 500 кВ, шунтирующие реакторы 500 кВ, шины 500 кВ (шин) и синхронные компенсаторы, генераторы и трансформаторы атомных электростанций или тепловых и тепловых электростанций. гидравлические станции технического обслуживания и элементы ГИС, две основные защитные меры.

Для шунтирующих реакторов 500 кВ предусмотрена релейная защита от следующих типов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) однофазные и двухфазные замыкания на землю в обмотках и на клеммах;
- 2) обмотки шорт в обмотках;
- 3) понижение уровня масла;
- 4) Частичный прорыв изоляции входов.

Газовая защита от повреждений внутри корпуса, сопровождающихся выбросом газа и от снижения уровня масла, должна быть предусмотрена для:

- 1) для трансформаторов мощностью 4 МВ * А и более;
- 2) для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- 3) для внутренних мастерских понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ * А и более.

Защита от газа должна действовать по сигналу при слабом газообразовании и снижении уровня масла, а также при интенсивном газообразовании и при дальнейшем снижении уровня масла в состоянии покоя.

Для автотрансформаторов 500 кВ предусмотрена дистанционная защита для работы с внешними многофазными короткими замыканиями (двухступенчатые с каждой стороны линий высокого и высокого напряжения). Для автотрансформаторов 220 кВ минимальная дистанционная защита от внешних многофазных замыканий (в случаях, когда требуется дистанционное отключение или согласование соседней защиты по напряжению) или обратная защита обратной последовательности от несимметричных замыканий и максимальной защиты по току при запуске является минимальной. Напряжение от симметричных погрешностей.

В зависимости от длины и количества линий, схемы сети, типа коммутаторов, мощности трансформаторов и других параметров, сетка 500 кВ будет включать в себя меры по ограничению непрерывного повышения напряжения и средства защиты от перенапряжений. Необходимость ограничения длительных перенапряжений и коммутационных перенапряжений, требования к защитным средствам и оценка правильности их выбора определяются на основе расчета перенапряжений. Допустимое перенапряжение для устройств 500 кВ следует устанавливать в соответствии с длительностью их воздействия.

На электростанциях, на подстанциях 500 кВ, независимо от установленной мощности трансформаторов, и на подстанциях 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МФК и более, которые расположены в труднодоступных или труднодоступных районах, будут доступны нефтяные установки с оборудованием для обработки нефти. при условии.

Нефтехранилище в таких маслобойках должно иметь:

- 1) на тепловых электростанциях - 4 резервуара с турбинным и изоляционным маслом;
- 2) на гидроэлектростанциях - 3 резервуара с турбинным и изоляционным маслом;
- 3) на подстанциях - 3 резервуара с изоляционным маслом;
- 4) для турбинного масла - объем масляной системы блока и пополнение запаса масла, эквивалентное 45-дневной потребности всех блоков для тепловых электростанций и 10% объема блока для гидроэлектростанций;
- 5) для изоляционного масла - объем одного из крупнейших трансформаторов с запасом 10%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе было проведено исследование методов компенсации реактивной мощности на уровне сверхвысокого напряжения. В качестве исследуемого объекта была выбрана центральная главная понизительная подстанция с открытым распределительным устройством на 500 кВ.

С целью проведения более детального исследования ЦГПП, помимо изучения схемы, был произведен расчет потерь на трансформаторах каждой из ступеней подстанции. Учитывая позиционирование, мощность и габариты установок, были рассмотрены различные виды компенсирующих устройств, наиболее подходящих под условия технологического процесса. Из числа рассмотренных компенсирующих устройств, удовлетворяющих нужды подстанции, были отобраны три вида: шунтирующие реакторы, статические компенсаторы и тиристорно-управляемые последовательные компенсаторы. Для каждого из перечисленных установок был произведен расчет предполагаемых потерь и их стоимость в локальном денежном эквиваленте.

В итоге проведения сравнительного анализа компенсирующих устройств по нескольким критериям, было определено, что наиболее эффективным и оптимальным решением для компенсации реактивной мощности на ЦГПП и, соответственно, повышения качества электроэнергии в сети являются шунтирующие реакторы.

В заключении, необходимо отметить, что повышение уровня качества электроэнергии на сегодняшний день представляет собой значительную дилемму на фоне тенденции интенсивного роста уровня потребляемой электроэнергии в стране. На основе данной дипломной работы, можно утверждать, что шунтирующие реакторы действительно являются эффективным решением этого вопроса, за счет большей продуктивности и экономичности в сравнение со своими аналогами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 M. Schael, C. Sourkounis Influences of Power Supply Quality on Electric Equipment in Production Process – Ruhr-University, Germany
- 2 A.Lipsky, A. Braunstein, N. Miteva Electric Power Quality and Efficiency of Power Supply – Tel-Aviv University, Israel
- 3 H.R. Outhred, F.C. Schewpe Quality of supply pricing for electric power systems, paper A 80 084-4, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting – New York, 1980
- 4 G.N. Alexandrov, Mostafa R. Dardeer 500 kV Transmission System in Egypt Solving Problem of Voltage Regulation by Means of Controlled Shunt Reactor Transformer Type – 2008
- 5 Yan Xie, Baichao Chen Applied Research on Controllable Shunt Reactor in Ultra-High Voltage AC Transmission System – Wuhan University, China
- 6 P. Venkata Kishore, S. Rama Reddy Compensation of Reactive Power Using D-STATCOM, IOSR-JEEE, Vol. 9, Iss. 1 Ver.1 – Satyabhama Univeristy, India, 2014
- 7 Vinay M. Awasthi, V.A. Huchche Reactive Power Compensation Using D-STATCOM – Shri Ramdeobaba College of Engineering and Management, India, 2016
- 8 D.J. Hanson, M.L. Woodhouse STATCOM: a new era of reactive power compensation, Power Engineering Journal – 2002
- 9 Quingguang Yu, Pei Li, Wenhua Liu Overview of STATCOM Technologies, DRPT – China. 2004
- 10 B. Singh, R. Saha, A. Chandra STATCOM: a review, IET Power Electronics, Vol.2 Iss. 4, pp. 297-324 – The Institution of Engineering and Technology, 2009
- 11 Pooja Rani, Mamta Singh, Atma Ram Enhancement of Power System Stability Using TCSC, International Journal of Innovations in Engineering and Technology, Vol.5, Iss. 3 – India, 2015
- 12 Sangeeta Janhoria, Laxmi Srivastava Applications of TCSC in Power System: An Overview, EPSCICON – 2014
- 13 V. Mahajan Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) – M.P. Christian College of Engineering and Technology, India, 2006
- 14 S. Khalid, Bharti Dwivedi Power quality issues, problems, standards and their effects in industry with corrective means, IJAET, Vol. 1, Iss. 2 pp.1-11 – India, 2011
- 15 L. Kovernikova, R. Shamonov On power quality and reliability of supply, E3S Web of Conferences 25 – Russia, 2017
- 16 Ha D. Nguyen Quality of Electricity Supply, part 4, pp-393-552 – 2007

17 ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения

18 Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 4 октября 2005 г. №267 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям»

19 <https://www.powerstandards.com/tutorials/iec-power-quality-standards/>

20 <https://www.electricaltechnology.org/2018/08/shunt-reactor.html>