МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой к.т.н.
доцент Уибеткулов Е.Н.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20__ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Разделная работа ИЭС Казахстана и ОЭС Узбекистан через

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Советканов М.М Эсс-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель д.т.н. Саухимов А.Н
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н., доцент Вамиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «06» июня 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н., проф. Дюсебаев М.К
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преп. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20»06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: к.т.н., профессор кафедры "Энергоснабжения и автоматики" Бексеитова Гульмира Сакеновна
(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 Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Советканов Мади Мейрамканович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Раздельная работа НЭС Казахстана и Узбекэнерго

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
- Карта схема ЕЭС Казахстана
- Электрическая схема Казахстана

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Географическое расположение ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистан энерго
- Выбор границ линий Север-Юг и Талдыкорган ТЭС
- Карта схема Казахстана и ОЭС Узбекистана
- Электрическая схема границы Север-Юг и Талдыкорган ТЭС.

Рекомендуемая основная литература

1. С.Е. Соколов „Регулирование реактивной мощности и напряжения в электрических сетях" - Алма-Ата, 1982г - 135с
2. Справочник по электрическим сетям 110кв 1150 кВ. Под ред В.А Макаров - М: Высшая школа, 2005
3. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан.
4. Справочник по проектированию электрических сетей
5. Справочник по проектированию 35-500 кВ под ред. Волотяна.
7. Электрические системы и сети под ред Идельчик

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	к.э.н. доцент Вашева Л.Ш	17.05-06.06.16	
БЖД	д.т.н. проф Жусебаев М.К	19.05.-31.05.16г	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Исходные данные по ВЛ-500кВ	01.03.2016г	
2.	Карта схема существующих сетей 500кВ	11.03.2016г	
3.	Расчёт сопротивлений на линиях их параметров АС 400	15.03.2016	
4.	Выбор транзита Север-Юг Казахстана с переходом на Там Тэс.	2.04.2016	
5.	Подготовка расчетов данных до ПО Rastr Win	8.04.2016	
6.	Расчёт режимов в максимальной и минимальной в параллельной работе ОЭС Казахстана и Узбекистан энерго	15.04.2016	
7.	Расчет аварийного режима. при отключений линий на Север-Юге Казахстана ПС Там Тэс	22.04.2016	
8.	Шунтирующие реакторы и их использование при отключении	29.04.2016	
9.	При падений напряжение на 30 % добавим генерирующий блок.	15.05.2016	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Сауткулов А.А
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Советканов М.М.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Казақстанның БЭЖ және Өзбекэнерго БЭЖ - ның болек жұмыстары атты дипломдық жобада. Солтүстік Оңтүстік транзитінің ең жоғары және ең төменге режимімен қатар екі елдің өзіндік жұмыстарында қосалқы станцияларды жемден ажырып ңғ қалуы авариялық режимде есептелінді.

Экономикалық бөлімде Қазақстанның БЭЖ мен Өзбекэнерго БЭЖ - ның ғылыми – техникалық жұмыстар бойынша жүргізген зерттеу жұмыстарының құны есептелді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі жұмыс персоналының еңбек жағдайлары зерттелді, еңбек жағдайларын жақсарту бойынша әдістер келтірілді, сондай – ақ электромагниттік сәулеленуден қорғау есептелінді.

Аннотация

В работе на тему «Раздельная работа ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго» произведен расчет максимального и минимально режима параллельной работы транзита Север – Юг и ПС ТашТЭС, в аварийном режиме был произведен расчет раздельной работы двух стран при отключении линий ПС ТашТЭС.

В экономической части был проведен расчет стоимости научно – технических работ по исследованию работ ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» исследованы условия труда рабочего персонала, приведены методы по улучшению условий труда, а так же произведен расчет защиты от электромагнитного излучения.

Annotation

The paper entitled "Separate operation of the UPS and UPS Kazakhstan Uzbekenergo" calculated the maximum and the minimum parallel operation of transit North - South and PS TashTES, emergency operation has been calculated the separate operation of the two countries when disconnecting PS TashTES lines.

The economic part was calculated the cost of scientific - technical studies of the work of Kazakhstan and the UPS UPS Uzbekenergo.

In the section "Safety" investigated the working conditions of the working staff are the methods to improve working conditions, as well as a calculation of protection against electromagnetic radiation.

Содержание

Введение 7

1 Электроэнергетика 8

1.1 Электрические сети и системы 11

1.2 Электроэнергетика Казахстана 15

1.3 Системы передачи электроэнергии 17

1.4 Схема с двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три цепи 18

1.5 Мощность и размещение шунтирующих реакторов 20

1.6 Общие сведения ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана 24

2 Расчетная часть 24

2.1. Географическое расположение ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго 24

2.2 Выбор транзит линий Север – Юг и ОЭС УзбекЭнерго 24

2.3 Подготовка к расчетам 28

2.4 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с существующими нагрузками в ПО RastrWin 39

2.4.1 Расчет общего максимального режима работы сети ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго со средними существующими нагрузками 44

2.4.2. Расчет общего минимального режима работы сети ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго со средними существующими нагрузками 49

2.4.3. Расчет аварийного режима работы сети ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго со средними существующими нагрузками 56

2.5 Анализ работы ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго 57

3 Безопасность жизнедеятельности 58

3.1 Анализ условий труда рабочего персонала 61

3.2 Расчет системы вентиляции 5861 62

3.3 Защита от электромагнитного излучения 62

3.1.1 Экранирующий костюм 62

4 Экономическая часть

4.1 Расчет стоимости научно – технических работ по исследованию работ ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана 68

Заключение 72

Список литературы 73

Введение

Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является энергетической державой.

Казахстанская энергетика сегодня является динамично развивающейся отраслью. Единая энергетическая система (ЕЭС) Казахстана представляет собой постоянно развивающийся комплекс взаимосвязанных энергетических объектов по производству, транспорту, распределению и потреблению электроэнергии, которые объединены общим технологическим режимом работы и централизованным оперативным управлением, обеспечивающие надежное и экономичное электроснабжение потребителей. Единая энергетическая система Республики Казахстан связана с ЕЭС России и Центральной Азией. Север Казахстана питает ОЭС Урала и ОЭС Сибири, а юг Казахстана связан с ОЭС Узбекэнерго.

Узбекская энергосистема систематически нарушает согласованные режимы работы, при этом происходят отклонения, как в сторону отбора так и выдачи мощности. Казахстан обвиняет Узбекистан в несанкционированном отборе электроэнергии, по этим причинам Казахстан намерен покинуть объединенную энергетическую систему Центральной Азии. В итоге, чтобы обезопасить страну от перебоев, системный оператор АО KEGOC заявил, что планирует ввести раздельный режим работы.

В данном проекте Раздельной работы ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго, необходимо рассчитать максимальный и минимальный режим параллельной работы двух стран. При расчете аварийного режима отключаем от транзита Север – Юг ПС ТашТэс.

1 Электроэнергетика

1.1 Электрические сети и системы.

Электроэнергетическая (электрическая) система–это совокупность электрических частей электростанций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. Электрическая система – часть энергосистемы, за исключением тепловых сетей и тепловых потребителей.

Электрическая сеть–совокупность электроустановок для распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи. По электрической сети осуществляется распределение электроэнергии от электростанций к потребителям. Линия электропередачи (воздушная или кабельная) – электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии.

В нашей стране применяются стандартные номинальные (междуфазные) напряжения трехфазного тока частотой 50 Гц в диапазоне 6 – 75- кВ, а также напряжения 0,66; 0,38 кВ. Для генераторов применяют номинальные напряжения 3 – 21 кВ.

Передача электроэнергии от электростанций по линиям электропередачи осуществляется при напряжениях 110 – 750 кВ, т.е. значительно превышающих напряжения генераторов. Электрические подстанции применяются для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Электрическая подстанция – это электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии. Подстанции состоят из трансформаторов, сборных шин и коммутационных аппаратов, а также вспомогательного оборудования: устройств релейной защиты и автоматики, измерительных приборов. Подстанции предназначены для связи генераторов и потребителей с линиями электропередачи. Классификация электрических сетей может осуществляться по роду тока, номинальному напряжению, выполняемым функциям, характеру потребителя, конфигурации схемы сети

По роду тока различают электросети постоянного и переменного тока. Производство, передача и распределение электроэнергии у нас в стране осуществляется при помощи трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц. Большая часть потребителей работает на переменном токе. Постоянный ток используется для передачи энергии на большие расстояния. Но, на постоянном токе работает только ЛЭП: в вначале и конце ЛЭП строятся преобразовательные подстанции, на которых происходит преобразование переменного тока в постоянный и обратно. Использование постоянного тока обеспечивает устойчивую параллельную работу генераторов ЭС.

По напряжению электросети, как и все электроустановки, разделяют на сети напряжением до 1000 В и сети с напряжением выше 1000 В или условно на электросети низкого и высокого напряжения

сети низких напряжений (220 – 660 В);

сети средних напряжений (6 – 35 кВ);

сети высоких напряжений (110 – 220 кВ);

сети сверхвысоких напряжений (330 – 750 кВ);

сети ультравысоких напряжений (более 1000 кВ).

По расположению сети делятся на наружные и внутренние. Наружные выполняются неизолированными (голыми) проводами и кабелями. Внутренние выполняются изолированными проводами, конфигурации схемы сети делятся на замкнутые и разомкнутые.

Разомкнутые сети питаются от одного источника питания и передают электроэнергию к потребителям только в одном направлении.

В замкнутых сетях электроприемники получают, по меньшей мере, с двух сторон. Различают простые замкнутые сети и сложнозамкнутые сети.

Простые замкнутые сети имеют один замкнутый контур, сложнозамкнутые – несколько. К простым замкнутым сетям относятся кольцевая сеть и сеть с двухсторонним питанием.

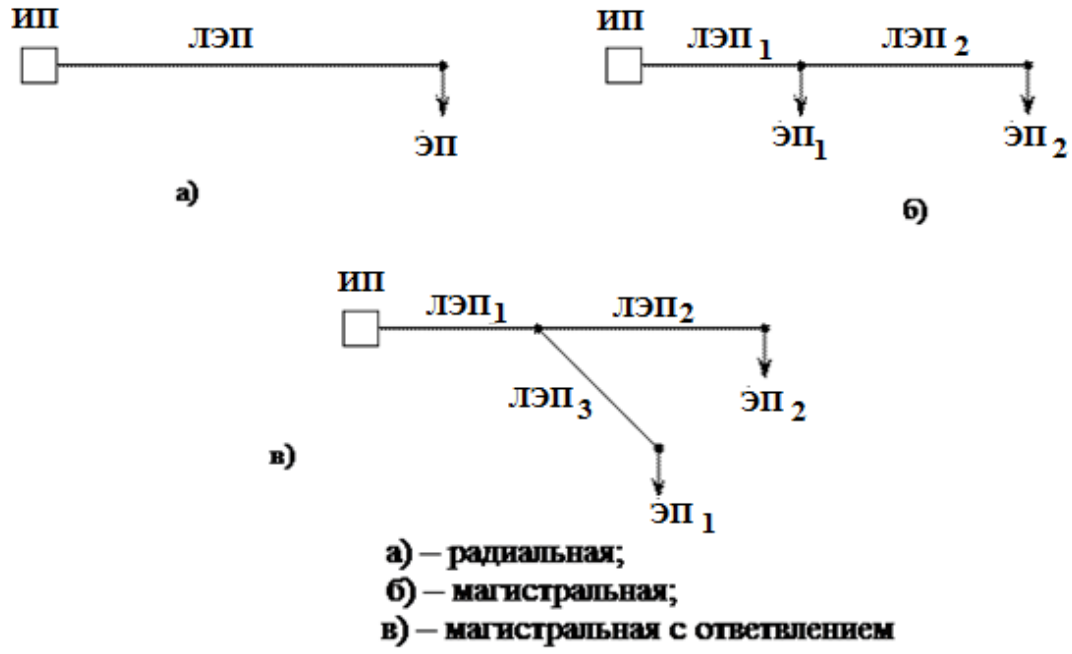


Рисунок 1.1- Разомкнутые сети

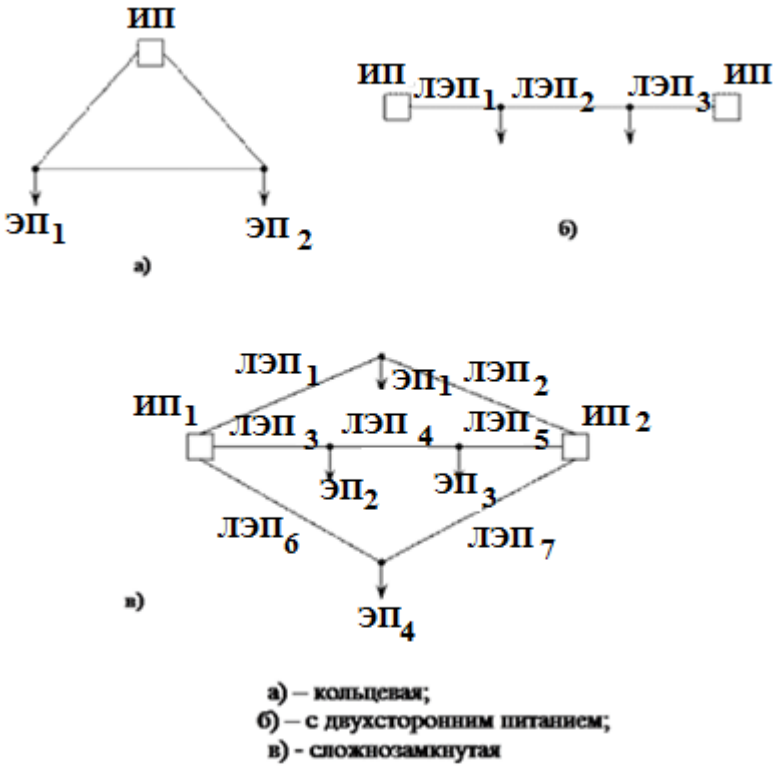


Рисунок 1.2 -Замкнутые сети

По степени резервированности сети делаятся на резервированные и нерезервированные. Замкнутые сети всегда резервированные, потому что при отключении любой ЛЭП или любого источника питания ни один из потребителей не потеряет питание. Магистральные сети, выполненные одной цепью, являются нерезервированными, так как часть или все потребители теряют питание в зависимости от места повреждения и мест установки коммутационной аппаратуры. Магистральные сети, выполненные двумя цепями, являются резервированными.

По выполняемым функциям различаются системообразующие, питающие и распределительные сети.

Системообразующие системы напряжения 330 – 1150 кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, включающих мощные электростанции, обеспечивают их функционирование как единого объекта управления и одновременно передачу электроэнергии от мощных электростанций.

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и частично от шин 110 – 220 кВ электростанций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей – районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнутые. Как правило, напряжение этих сетей 110 – 220 кВ, по мере роста плотности нагрузок,

мощности станций и протяженности электрических сетей напряжение иногда достигает 330 – 500 кВ.

Районная подстанция обычно имеет высшее напряжение 110 – 220 кВ и низшее напряжение 6 – 35 кВ. На этой подстанции устанавливают трансформаторы, позволяющие регулировать под нагрузкой напряжение на шинах низшего напряжения.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных подстанций к промышленным, городским, сельским потребителям.

По характеру потребителя распределительные сети подразделяются на сети промышленного, городского и сельскохозяйственного назначения.

Для электроснабжения больших промышленных предприятий и крупных городов осуществляется глубокий ввод высокого напряжения, т.е. сооружение подстанций с первичным напряжением 110 – 500 кВ вблизи центров нагрузок. Сети внутреннего электроснабжения крупных городов – это сети 110 кВ, в отдельных случаях к ним относятся глубокие вводы 220/10кВ. Сети сельскохозяйственного назначения в настоящее время выполняют на напряжение 0,4 – 110 кВ

1.2 Электроэнергетика Казахстана

В Казахстане, как и во всем мире, вопросом устойчивого развития и энергоэффективности придается огромное значение. Президент Нурсултан Назарбаев в своей книге «Глобальная энергоэкологическая стратегия устойчивого развития в XXI веке» на основе анализа сегодняшней ситуации и тенденций оценил основные необходимые параметры глобального экономического развития. В настоящее время Казахстан - одно из наиболее динамично развивающихся государств региона. Стабильный рост всех секторов экономики страны ведет к соответствующему росту потребления электроэнергии. По оценкам специалистов, в Казахстане объемы потребления электроэнергии к 2015 году составят 100,9 млрд кВт/ч, а в 2030 году - 144,7 млрд. кВт/ч.

Согласно «Мастер-плана развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2030 года» для обеспечения дальнейшего развития экономики страны необходимо довести объемы выработки электроэнергии к 2030 году до 150,2 млрд. кВт/ч. Потенциал экспорта к 2030 году составят порядка 6 млрд. кВт/ч, при полном обеспечении внутренних потребностей.

В целях реализации данных планов планируется до 2030 года восстановление существующих и строительство новых мощностей с увеличением установленной мощности тепловых электростанций, с применением чистых угольных технологий — на 7,2 ГВт, гидроэлектростанций — на 0,7 ГВт, возобновляемых источников энергии — на 3,4 ГВт. Кроме того, изучается возможность строительства АЭС, что даст увеличение мощностей еще на 0,9 ГВт.

Казахстанская энергетика сегодня является динамично развивающейся отраслью. Единая энергетическая система (ЕЭС) Казахстана представляет собой постоянно развивающийся комплекс взаимосвязанных энергетических объектов по производству, транспорту, распределению и потреблению электроэнергии, которые объединены общим технологическим режимом работы и централизованным оперативным управлением, обеспечивающие надежное и экономичное электроснабжение потребителей. Географическое расположение Единой энергетической системы (ЕЭС) Республики Казахстан связана с ЕЭС России и Центральной Азией, через Узбекистан и делится на три зоны — северную, южную и западную. Северная зона связана с ОЭС Урала и ОЭС Сибири трехцепными транзитами 500 кВ. Северная и южная зона связаны между собой протяженностью (1500 км) двухцепным транзитом 500 кВ. Западная зона делится на две части (Актюбинскую и Уральскую АтыраускуюМангыстаускую). При этом только Актюбинскийэнергоузелсвязан с ЕЭС Казахстана по одноцепной ВЛ-500 кВЖетыгара-Ульке.

До 1996 года ЕЭС Казахстана работала параллельно в составе ЕЭС России, а в 2000 году была организована параллельная работа с ОЭС Центральной Азии.

Национальная электрическая сеть (АО "KEGOC"), сформирована на базе системообразующих электрических сетей 220-500-1150 кВ, электрические сети питают крупных потребителей, линий выдачи мощности исходят из крупных ТЭС и ГЭС

Производство электроэнергии в Казахстане в 2006 году составило 71,5 миллиардов кВт·ч. Наблюдается устойчивая динамика увеличения потребления и производства электроэнергии, что связано с развитием экономики. Динамика роста потребления и производства электроэнергии по Республике Казахстан на перспективу представлена.

Таблица 1.1- Потребления электроэнергии

Годы	2007	2010	2013	2015
Потребление электроэнергии, млрд.кВт·ч/год	71,8	76,6	91,5	113
Потребление электроэнергии, млрд.кВт·ч/год	71,5	75,5	85,0	94,5
Дефицит, млрд.кВт·ч/год	0,3	1,1	6,5	18,5

Для 100% обеспечения электроэнергией от собственных источников и стабильного роста экономики, в соответствии со Стратегическим планом развития Республики Казахстан до 2020 года. Необходимо отметить, что 41% генерирующих мощностей тепловых электростанций отработало более 30 лет, по количеству – это из 53 тепловых 14 электростанций Казахстана 40 электростанций построены более 30 лет назад. В целях создания благоприятных условий для привлечения инвестиций в восстановление и развитие мощностей в конце 2008 года на законодательном уровне был введен новый механизм ценообразования на электроэнергию для электростанций,

который предусматривает предельные, расчетные и индивидуальные тарифы. Механизм так называемых «предельных тарифов» позволил электростанциям планировать свои финансовые средства. В 2009 году на проведение мероприятий по реконструкции и модернизации действующих мощностей электростанций было привлечено более 65 млрд. тенге, в 2010 году – более 85 млрд. тенге, это без учета средств, предусмотренных в республиканском и местных бюджетах. По прогнозным данным за 7 лет будет привлечено более 700 млрд. тенге, ввод и замена 3700 МВт мощности. По итогам 2009 года введены 135,2 МВт новых генерирующих мощностейв том числе:

-в Актюбинской области введенаЖанажолская ГТЭС АО «СНПС – Актобемунайгаз» мощностью 33,8 МВт;

- в Карагандинской области на ГРЭС ТОО «Корпорация Казахмыс» введена паровая турбина ст.№1 типа К-55-90 мощностью 55 МВт;

- в Карагандинской области уточнена мощность турбин №1,2 Балхашской ТЭЦ (увеличена на 30 МВт);

- в Алматинской области введена в работу Каратальская ГЭС-3 мощностью 4,4 МВт;

- в Павлодарской области в Экибастузском ТЭЦ введена паровая турбина типа Р-12-3,4/05 мощностью 12 МВт.

Однако на основе анализа мы видим, что предельных тарифов недостаточно для полного обеспечения потребности проектов ПФИИРа, необходимым объемом электроэнергии. Акценты сделаны на такие ключевые энергообъекты страны, как: - Балхашская ТЭС, мощностью 1320 МВт с перспективой дальнейшего увеличения - крупномасштабный проект, направленный на электроснабжение потребителей дефицитного Южного региона Казахстана и обеспечение энергетической независимости и безопасности; - Мойнакская ГЭС, мощностью 300 МВт - маневренный источник электроэнергии для поставки в дефицитную энергосистему Южной зоны РК электрической мощности и энергии, покрытия пиковых нагрузок Южной зоны; - будут восстановлены энергоблоки мощностью 875 МВт на крупнейших угольных электростанциях Северного Казахстана, Экибастузском ГРЭС-1 и Аксуской ГРЭС. Вместе с тем, современное развитие электроэнергетики связано не только с восстановлением и развитием генерирующих активов. Актуальной является задача по вовлечению в энергобаланс страны возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В условиях Казахстана существует реальная возможность использования ветровой энергии, энергии солнца, геотермальной энергии, энергии малых рек (малые ГЭС). 15 Возрастающий спрос на энергетические ресурсы и экологические ограничения по выбросам парниковых газов, образующихся при сжигании органического топлива, приводят к необходимости принятия мер по развитию ВИЭ, в частности, строительству малых ГЭС. Согласно целевым показателям Государственной программы по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан, в 2014 году достижение объема вырабатываемой электроэнергии возобновляемыми источниками

энергии должно составить - 1 млрд. кВтч в год, что составит более 1 % от общего объема электропотребления. Кроме того, после принятия Закона Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (4 июля 2009 года) ряд отечественных и зарубежных инвесторов выразили желание в реализации проектов в области ВИЭ.

В частности 28 июня в Алматинской области, на реке Каратал, была введена Каратальская ГЭС-4 установленной мощностью 3,5 МВт. Стоит отметить начало реализации плотных проектов в сфере ветроэнергетики. В качестве оперативных мероприятий правительства по укреплению энергосектора разработаны и внедряются проекты расширения транспортной сети. Они стартовали первыми.

В настоящее время реализуется три крупных национальных проекта. Первый из них - «Модернизация национальной электрической сети Казахстана» стоимостью в 43,77 млрд. тенге. В рамках проекта уже установлено современное высоковольтное оборудование на 41 подстанции и введена в действие автоматизированная система диспетчерского контроля и управления SCADA/EMS в национальном и девяти региональных диспетчерских центрах. В данное время планируется разработка ТЭО второго этапа проекта, предусматривающего замену оборудования и модернизацию подстанций, не включенных в первую фазу проекта.

Другим крупным проектом, начатым в 2004 году, стало строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита «Север–Юг» общей протяженностью 1115 км. Стоимость проекта составляет 41,4 млрд. тенге, срок ввода высоковольтной линии – 2008–2009 год. Начата реализация проекта «Строительство ЛЭП-500 кВ Северный Казахстан – Актюбинская область», протяженностью 500 км и пропускной способностью 450 МВт. Проект оценивается в 15,7 млрд. тенге и предполагает полностью обеспечить потребности региона в электроэнергии до 2015года. Разработан план мероприятий по развитию отрасли, где в случае его реализации Казахстан не только сможет покрыть собственные потребности в электроэнергии, но и увеличить объем экспорта этого стратегически важного ресурса. В соответствии с планом необходимый объем инвестиций в электроэнергетику еще больше – он составляет 14,8 млрд. долл. (1,8 трлн. тенге). Треть данных инвестиций приходится на Алматы и Алматинскую область, как наиболее быстроразвивающийся регион. Проектом плана предусмотрены конкретные меры по реконструкции, модернизации существующих и строительству новых генерирующих 16 мощностей, объектов Национальной электрической сети и региональных электросетевых компаний с указанием по каждому объекту объемов и источников финансирования, предполагаемых сроков ввода.

В качестве основных источников финансирования программы рассматриваются средства государственного бюджета (около 30%), еще 30% - собственные средства предприятий отрасли, формируемые за счет повышения тарифов и размещения инфраструктурных облигаций на фондовых рынках. Оставшаяся часть проекта будет реализована за счет государственно-частного

партнерства. План предусматривает развитие генерирующих мощностей, как за счет ремонта и модернизации существующих электростанций, так и путем строительства новых. В качестве неотложных мер по увеличению выработки электроэнергии предлагается прежде всего устранить разрыв между установленной и располагаемой мощностью действующих электростанций, который в настоящее время составляет более 4000 МВт (суммарная установленная мощность – 18560 МВт, располагаемая – 14410 МВт). В части нового строительства акцент делается в первую очередь на маломощные пиковые ГЭС, самой крупной из которых должна стать Мойнакская гидроэлектростанция с предполагаемой мощностью 300 МВт и стоимостью проекта в 251 млн. долларов.

1.3 Системы передачи электроэнергии.

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, ее производящих, о крупных районов электропотребления и распределительных узлов ЕЭС составляют различные сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и межсистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше.Их появление вызвано необходимостью размещения крупных ТЭС и АЭС за пределами жилых зон, а так же возможностью выработки части ЭЭ гидроэлектростанциями, расположенными на относительно удаленным расстоянии от городов. Внутрисистемные и межсистемные магистральные линии электропередачи, включая дальние (протяженные) ЛЭП, объединяющие на совместную (параллельную) работу электростанции и более крупные подстанции (районы потребления), составляет системообразующую сеть. Назначение такой сети – формирование ЕЭС и одновременно выполнение функции передачи, транзита электрической энергии.

Одним из основных требований, предъявляемых к таким передающим и связующим сетям, является обеспечение надежности и устойчивости их работы, т.е. обеспечение ее работоспособности во всех возможных состояниях (режимах) – нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных. Решение этой задачи в значительной мере возлагается на большой комплекс автоматических устройств: управление релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Совокупность магистральных и системообразующих (передающих) электрических сетей и устройств автоматического регулирования образуют систему передачи электрической энергии.

Приведем краткую характеристику такой системы по ряду показателей, к которым в первую очередь относятся величины передаваемой мощности, номинального напряжения, функциональное значение и дальность передачи, конфигурации сети.

Системообразующая сеть, является основной сетью энергосистем, предназначена для передачи больших потоков мощности (от сотен МВт до

нескольких ГВт) отдельным потребителям (расстояние до 1000 км и более)и выполняется в основном магистральными линиями электропередачи на переменном токе. Межсистемные линии электропередачи сооружают обычно на напряжение более высокое, чем напряжение внутрисистемных линий соединяемых систем, и включают трансформаторные подстанции по концам. Межсистемные передачи ЭЭ переменным током осуществляется преимущественно на напряжение 500 и 750 кВ. Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в энергосистемах со шкалой номинальных напряжений сетей 110-220-500-1150 кВ и напряжение 750 кВ в ОЭС со шкалой 150-330-750 кВ, в которой в качестве следующей ступени возможно напряжение 1800 кВ.

Сети этих напряжений служат для выдачи мощности крупных электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 550/220, 500/110, 330/110 (150) кВ, а в некоторых ЭЭС - линии 220 кВ, используются для внутрисистемных связей: выдачи мощности и связи крупных электростанций, для питания и объединения центров электроснабжения 330/110 (150), 220/110 систем распределения электроэнергии. В мощных концентрированных ЭЭС с развитой сетью 500 кВ сети 220 кВ выполняют, как правило, распределительные функции.

Линии электропередачи, передающие потоки равными мощностями группы генераторов или соизмеримыми с установленной мощностью энергосистем, относятся к сильным связям. При пропускной способности, не превышающей 10-15% от установленной мощности меньшей из объединяемых энергосистем, связь между ними характеризуются как слабая. По этим связям практически проводят границу между отдельными ЭЭС.

Если одна из энергосистем постоянно располагает избыточной по балансу мощностью и энергией, стоимость которой ниже, чем в другой энергосистеме, то межсистемная ЛЭП работает с неизменным направлением потока мощности.

Линию электропередачи с переменным направлением потока называют реверсивной (маневренной). Ее роль состоит главным образом во взаимопомощи между соседними сравнительно мощными системами. Различие между магистралями и реверсивными связями часто очень неопределенно.

Условность деления системы передачи и распределения электрической энергии на основные электрические сети, т.е. протяженные (дальние) электропередачи, системообразующие сети и системы распределения электрической энергии по их номинальному напряжению. По мере развития основных сетей (роста нагрузок и присоединения понижающей подстанции, появление новых генерирующих источников и охвата территории электрическими системами) они в большей мере выполняют функцию распределения электроэнергии. Это означает, что сети, выполняющие функцию передающих, системообразующих, с появлением в энергосистемах

сетей более высокого напряжения постепенно “передают” им эти функции, превращаясь в распределительные.

Номинальное напряжение линии электропередачи зависит от передаваемой мощности, количества цепей и расстояния (дальности), на которое передается электроэнергия . Выбор номинальных напряжений выполняют на этапе проектирования систем передачи ЭЭ. В данном случае необходимо отметить, что чем больше передаваемая мощность и протяженность линии, тем выше по техническим и экономических причинам должно быть номинальное напряжение электропередачи. На современном этапе развития ЭЭС ориентировочная передаваемая мощность и длинна линии электропередачи в зависимости от класса напряжения характеризуется данными приведенными.

Таблица 1.2- Передаваемаямощность и дальность передачи

Напряжение линии, кВ	Кол-во проводов в фазах и наиболееприменяемые площади сечения, мм^2	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередач	
		Натурал.	При пл. тока 1.1 А/мм^2	КПД = 0,90	Средняя м/у соседними ПС.
220	240 - 400	135	90-150	400	100
330	2×240-2×400	360	270-470	700	130
500	3×330-2×500	900	770-1300	1200	180
750	5×300-5×400	2100	1500-2000	2200	300
1150	8×300-8×500	5200	4000-6000	3000	-

1.4 Схема с двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три цепи.

В схеме на рисунке 1.4. а, на девять присоединений требуется 12 выключателей, на каждое присоединение 4/3 выключателя.

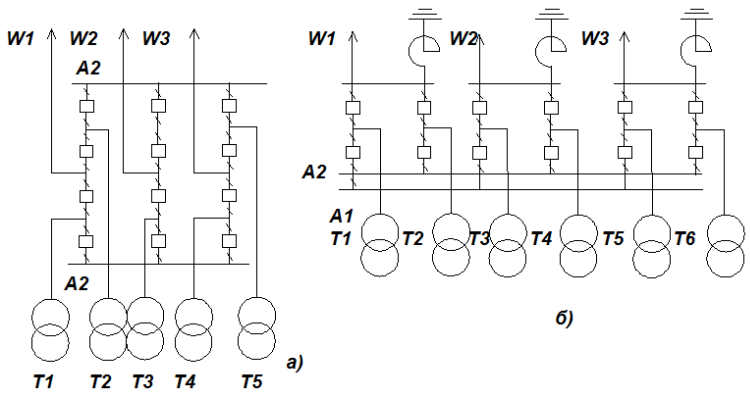


Рисунок 1.3 - Схема с 4/3 выключателя на присоединение

Наилучшие показатели схема имеет, если число линий в 2 раза меньше или больше числа трансформаторов.

Схема 4/3 выключателя на присоединение имеет все достоинства полуторной схемы, а кроме того:

схема более экономична (1,33 выключателя на присоединение вместо 1,5);

секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;

надежность схемы практически не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линий и один трансформатор вместо двух трансформаторов и одной линий;

конструкция ОРУ по рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании, если принять компоновку с двухрядным расположением выключателей (Рис 1.4 б). Схема находит применение в РУ 330 – 500 кВ мощных КЭС и АЭС.

1.5. Мощность и размещение шунтирующих реакторов.

Вследствие высоких удельных значений зарядной мощности ВЛ 220 кВ и выше суммарная зарядная мощность этих ВЛ при длине 300 км т более становится соизмеримой с ее пропускной способностью, а при 1000 км и более превышает ее. Зарядная мощность ВЛ является крупной составляющей в приходной части баланса реактивной мощности . Сток реактивной мощности ВЛ в примыкающие системы вызывает значительное повышения напряжения в самой системе и на оборудовании подстанций и изоляции линий. Повышение напряжения может достигать опасных значении в режимах передачи небольших мощностей и одностороннего включения линии. Протекание зарядной мощности по незагруженной линии вызывает повышение напряжения на самой линии: при двустороннем включений линии - от концов линии к ее середине, при одностороннем включении линии.

- от включенного конца к отключенному. При несимметричных КЗ или неполнофазных режимах напряжение на неповрежденных фазах повышается за счет различия параметров прямой и нулевой последовательности.

Приобоснований применения шунтирующих реакторов рассматривается их влияние на нормальные режимы работы сети, условия включения линий, защиту от внутренних перенапряжений, устойчивость работы электропередачи и ее релейную защиту.

Выбор реакторов по нормальным режимам. Для обеспечения приемлемых напряжений в режимах малых нагрузок в сетях 110 – 220 кВ энергосистем, примыкающих к подстанциям дальней электропередачи, и вдоль самой электропередачи необходима установка шунтирующих реакторов. Компенсирующих 60 – 80 % зарядной мощности линий 330 – 750 кВ. С точки зрения снижения дополнительных потерь энергии в режиме малых нагрузок и холостого хода целесообразно равномерно распределить суммарную мощность реакторов вдоль линии. Кроме того, концентрация значительной мощности реакторов в одном или двух пунктах длиной электропередачи нежелательна, так как при разрывах передачи, а также в пусковых схемах могут оказаться длинные участки линии, емкость которых не компенсирована реакторами. Реакторы целесообразно размещать на сооружаемых подстанциях или переключательных пунктах. Сооружение специальных пунктов между подстанциями для установки реакторов экономически оправдывается только при длине линии между подстанциями 500 км. Реакторы на промежутках и приемных подстанциях передачи должны отключаться в режимах больших нагрузок для уменьшения потерь, улучшения условий регулирования напряжения и увеличения стока реактивной мощности в приемные системы (с целью уменьшения мощности синхронных компенсаторов). Отсутствие выключателей в цепи реакторов может привезти к значительному понижению напряжения в режимах передачи больших мощностей. Поэтому установка выключателей для реакторов, размещаемых на промежуточных подстанциях, как правило, является необходимой.

Применение неотключаемых реакторов в дальних электропередачах экономически допустимо только на отправном конце передачи, где потребляемая мощность в режиме максимальных нагрузок может покрываться за счет генераторов станций.

При решении вопроса об установке выключателя для реактора, размещаемого на электростанции, к которой подключена линия электропередачи, должны быть рассмотрены балансы реактивной мощности на максимальных нагрузок в нормальных и после аварийных режимах с учетом далекой перспективы. В этом случае, если на период нескольких лет установка выключателя не вызывается необходимостью и такая необходимость возникает лишь в дальнейшем, достаточно предусматреть место для установки выключателя в будущем.

Колебания напряжения в сети при включениях и отключениях реакторов не должны превышать 2 – 3 % и определяются по формуле, %,

$$U = \frac{Q_P}{X_P} \cdot 100 \qquad (1.1)$$

При установке реактора на обмотке среднего или низшего напряжения колебания напряжения будут равны:

$$U = \frac{Q_P}{X_P} \cdot \left(\frac{X_P}{X_P + X_T} \right) \qquad (1.2)$$

Использование для приема реактивной мощности генераторов электростанций ограничивается:

Снижением возбуждения – по условиям питания собственных нужд, устойчивости генераторов относительно своих выводов или электростанции в целом относительно энергосистемы. При большом приеме реактивной мощности генератором в случае отключения линии напряжение сети. Оставшейся подключенной кстанций, вначале резко снижается, что может привести к дальнейшему отключению нагрузки или потере устойчивости.

1.6 Общие сведения ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана.

Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является энергетической державой.

По итогам 2010 года Казахстан является нетто-импортёром электроэнергии (север, запад Казахстана экспортирует электроэнергию в Россию, а на юге Узбекистан и Киргизия. Производство электроэнергии в Казахстане, суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 18 992.7 МВт электроэнергии. К сожалению, выработка большинства электростанций не достигает установленной мощности. Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом:

ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %;

КЭС (конденсационная электростанция) — 48,9 %;

ТЭЦ (теплоэлектроцентраль) — 36,6 %;

ГТЭС (газотурбинная электростанция) — 2,3 %;

ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %.

Около 70 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 14,6 % из гидроресурсов, 10,6 % из газа и 4,9 % из нефти.

Общая протяжённость электрических сетей общего пользования в Республике Казахстан составляет:

Таблица 1.3 - Общая протяженность сети

Сети с напряжением, кВ	Общая протяженность сети, км
1150	1400
500	Более 5500
220	Более20200
110	44500
35	62000
6- 10	Около 204000

При передаче и распределении электроэнергии имеются большие потери — 21,5 %

Линий электропередач и распределительные сети Казахстана разделены на 3 части: две на севере и одна на юге, каждая из которых соединена с какой-либо внешнейЕдиной энергетической системой в России на севере и Объединенной энергетической системой Центральной Азии на юге. Соединяются эти системы между собой только одной линией. Единая энергосистема – это совокупность объединенных энергосистем соединенных межсистемными связями охватывающая значительную часть территории страны при общем режиме работы и имеющая диспетчерское управление. Север Казахстана ведет параллельную работу с Россией с ОЭС Урала и ОЭС Сибири, на юге с ОЭС Узбекистаном.

В Казахстане ОЭС проходит Экибастузскуя - 1150, ПС ЭГРЭС – 1,ПС Нура, ПС Агадырь, ПС ЮКГРЭС, ПС Алматы, ПС Шу, ПС Жамбыл, ПС Шымкент и переходит на ОЭС Узбекэнерго ПС ТашТЭС. Общая протяженность Энергосистемы Казахстана Север – Юг составляет 1096 км.

В 2004г. АО «KEGOC» приступило к реализации проекта “Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана” . Целью данного проекта является обеспечение электроэнергией дефицитных южных областей Казахстана за счет увеличения пропускной способности передачи электроэнергии в направлении Север-Юг до 7-7,5 млрд. кВт. ч в год, повышение надежности и обеспечение безопасности функционирования национальной электрической сети Казахстана, и параллельной работы энергообъединений России, Казахстана и Центральной Азии. Общая стоимость проекта, составляет 41399 млн. тенге. Пуск ВЛ 500 кВ транзита Север – Юг состоялся 17 сентября 2009 года. Пуск осуществил Президент РК Нурсултан Назарбаев в Павлодарской области на ПС -1150 кВЭкибастузская. Строительство тразита разделили Север – Юг в три этапа:

Таблица 1.4 – Строительство второй транзитной линий

№ этапа	Название ПС	Протяженность ВЛ
1	ЮКГРЭС – ШУ	248
2	Экибастуз – Агадырь	462
3	Агадырь – ЮКГРЭС	336



Рисунок 1.4 - схема географического расположения транзитнои линий Север – Юг

Построение второй транзитной линии Север – Юг " усиливает надежность параллельной работы энергосистем России, Казахстана и стран Центральной Азии. Многочисленные возможности в отношении надежности системы, увеличения потенциала экспорта и транзита, устранения дефицита электроэнергии, препятствующего дальнейшему развитию южного региона, и более эффективное использование низкозатратных электростанций на севере, в частности в Павлодарской области.

Казахстан Узбекистан и Киргизия связаны между собой Объединенной энергетической системой.

С сентября узбекская энергосистема систематически нарушает согласованные режимы работы, при этом отклонения на границе с Казахстаном достигают 500 МВт как в сторону отбора, так и выдачи

мощности. Казахстан обвиняет Узбекистан в несанкционированном отборе электроэнергии, которая экспортируется с юга Киргизстана через распределительные сети Узбекистана.До Казахстана не доходит около 13-14 миллионов киловатт-часов электроэнергии. По этим причинам Казахстан намерен покинуть объединенную энергетическую систему Центральной Азии.

С осени 2011 года Узбекистан незаконно отобрала 215 миллионов киловатт-часов электроэнергии, и из-за этого Транзит «Север – Юг» подвергается сверхвысоким нагрузкам, которые увеличивают частоту срабатывания противоаварийной автоматики до 50 раз в сутки.

В итоге, чтобы обезопасить страну от перебоев, системный оператор АО KEGOC заявил, что планирует ввести раздельный режим работы. 15 апреля 2009 года Казахстан заявил о переходе на раздельный режим работы со странами Центральной Азии с тем, чтобы обеспечить надежность энергоснабжения отечественных потребителей и устойчивость работы Национальной электрической сети Казахстана.

Но несбалансированная работа энергосистемы Узбекистана приводит к предельной загрузке линий транзита «Север – Юг» и не позволяет использовать его возможности для обеспечения нужд потребителей Казахстана. В этих условиях ежедневно фиксируется многократная работа противоаварийной автоматики, направленной на недопущение технологических нарушений в энергосистеме с частичным отключением потребителей.

Казахстан уже второй раз выходит на раздельный режим со странами ОЭС Центральной Азии за последний 10 лет. Первый случай произошел в 2000 году, когда приблизительно по таким же проблемам мы выходили из параллельной работы.

В данном проекте на тему «Раздельная работа Казахстана и ОЭС Узбекэнерго» необходимо:

ознакомиться с географическим расположением ОЭС России Казахстана и Узбекистана;

рассмотреть транзит Север – Юг Казахстана с переходом на УзбекЭнерго, электрическую схему, схему замещения;

перед расчетами режимов работ в ПО RastrWin необходимо расчитать такие параметры сети, как: длины ветвей, марки и сечения проводов, активные и реактивное сопротивления линий электропередач, сопротивления трансформаторов, коэффициенты трансформации, активные и реактивные нагрузки подстанций исходя из существующих загрузок автрансформаторов на каждой подстанции;

при параллельной работе ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго расчитываем максимальный и минималаьный режим;

при раздельной работе в аварийном режиме мы отключаем линию ТашТэс от транзита Север – Юг Казахстана.

2 Расчетная часть

2.1. Географическое расположение ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго

Целью данного проекта Раздельная работа Казахстана и ОЭС УзбекЭнерго заключается в том что необходимо рассчитать режимы транзит линий Север – Юг и ТашТЭС и также рассчитать режим Север – Юг отключив линию УзбекЭнерго (ТашТЭС).

Географическое расположении ОЭС Казахстана и Узбекэнерго.

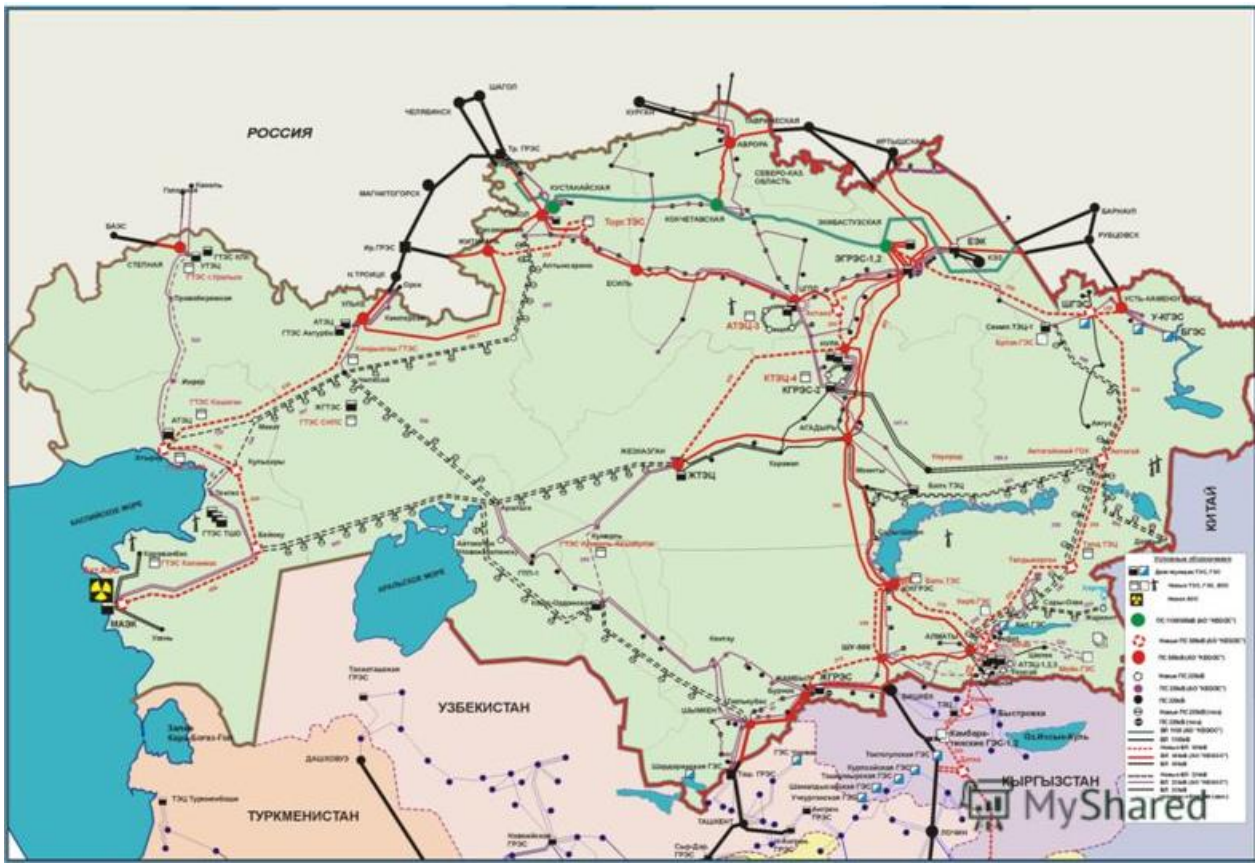


Рисунок 2.1- Географическое расположение ВЛ ОЭС Казахстана и ОЭС УзбезЭнерго.

2.2 Выбор транзит линий Север – Юг и ТашТЭС

В качестве рассматриваемых сетей двух стран был взят отрезок электрической схемы



Рисунок 2.2 - Карта - схема Казахстана и ОЭС Узбекистана.

Рассматриваемый транзит Казахстана и ОЭС УзбекЭнерговходяттакие подстанций, как: ПС Экибастуз, ПС Нура, ПС ЭГРЭС -1 ПС Агадырь, ПС ЮК ГРЭС, ПС Алматы, ПС Шу, ПС Жамбыл, ПС ТашТЭС.

На рисунке 2.3 представлена электрическая схема выбранного транзита для расчетов:

На рисунке 2.4 представлена схема замещения выбранного транзита. Раасмотрим электрическую схему ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана.

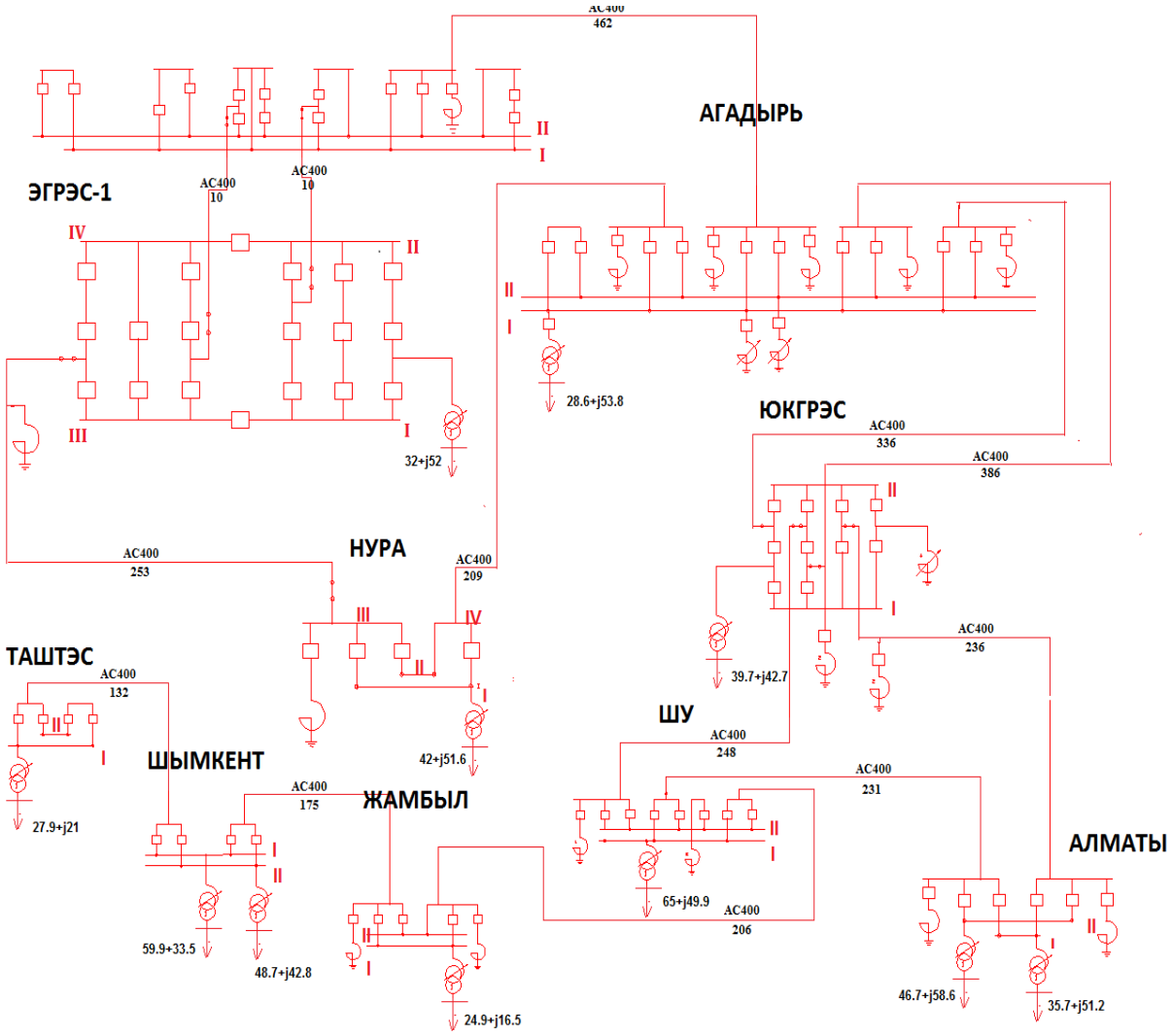


Рисунок 2.3 Электрическая схема выбранного транзита

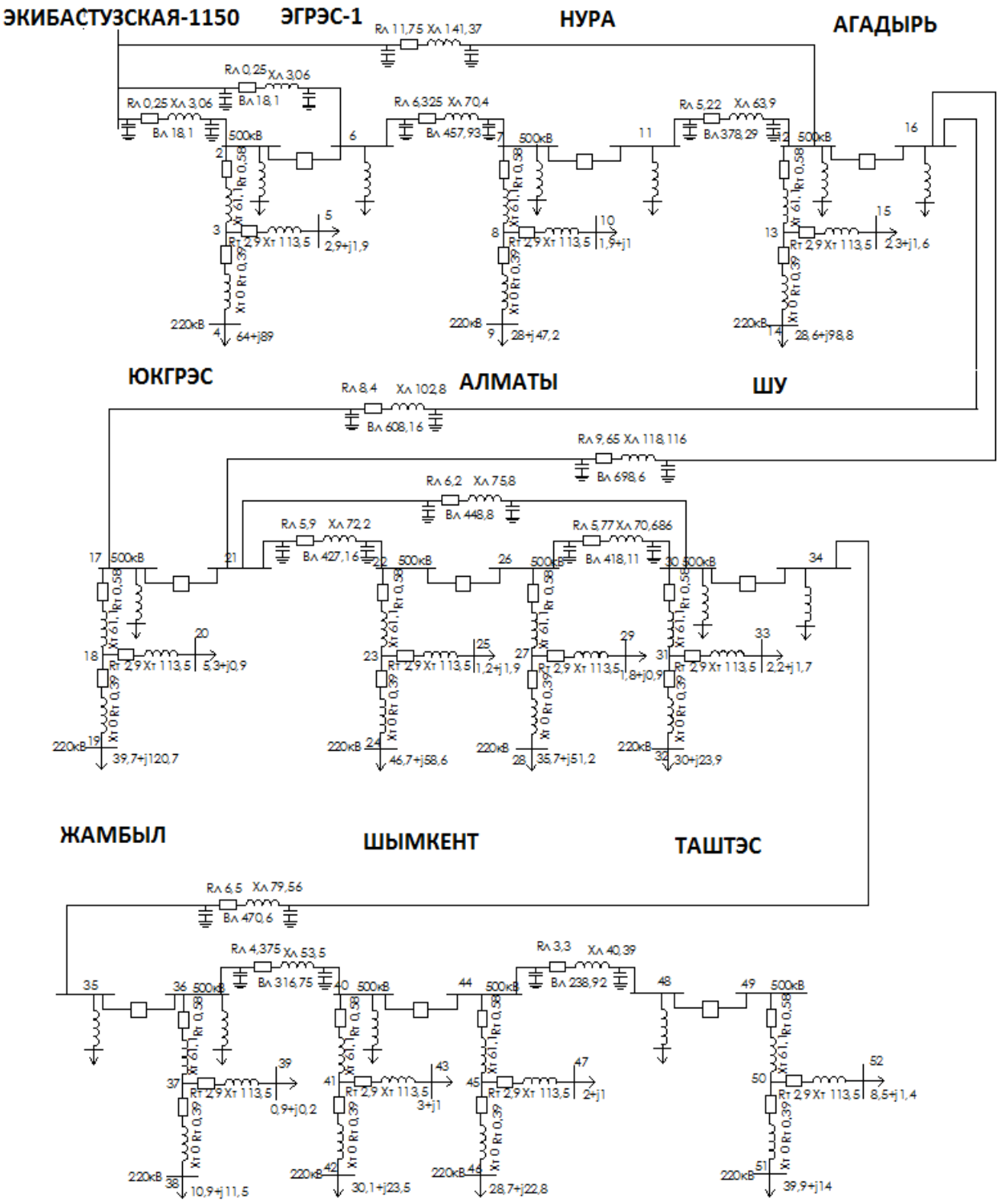


Рисунок 2.4 – Схема замещения выбранного транзита.

2.3 Подготовка к расчетам

Перед расчетом режимов работы в ПО RastrWin мной были рассчитаны и установлены из исходных данных такие параметры сети, как: длины ветвей, марки и сечения проводов, активные и реактивное сопротивления линий электропередач, сопротивления трансформаторов, коэффициенты трансформации, активные и реактивные нагрузки подстанций исходя из существующих загрузокавтрансформаторов на каждой подстанции.

2.3.1 Расчеты сопротивлении линий электропередач..

Параметры провода марки АС 400/51 для 500 кВ на 100 км предоставлены

Таблица 2.1- Параметры линии

$r_О$ – Удельное активное сопротивление	$X_О$ - Удельное реактивное сопротивление	$b_О$ - Удельная проводимость
2.5	30.6	3.62

Расчеты параметров линииэлектропередач

Активное сопротивление:

$$R_Л = \frac{r_О \cdot l}{100} \qquad (2.1)$$

где $X_О$ – активное сопротивление линии, Ом

$r_О$ - удельное активное споротивление

l – длина линии, м

Реактивное сопротивление:

$$X_Л = \frac{X_О \cdot l}{100} \qquad (2.2)$$

Где $X_Л$ - реактивное сопротивление линии, Ом;

- $X_О$ - удельное реактивнаясопротивление;

l – длина линии, м;

Удельная проводимость на линиях.

$$B_{Л} = \frac{b_{О} \cdot l}{100} \qquad (2.3)$$

Где $b_{О}$ - емкостная проводимость линии.

Удельная проводимость для Rastr :

$$B_{Л} = b_{О} \cdot l \qquad (2.4)$$

Где $b_{О}$ емкостная проводимость линии;
l – длина линии, м.

Расчеты сопротивлений на линиях:

1) Экибастузская – ЭГРЭС – 1(1 линия)

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{2,5 \cdot 2,5}{100} = 0,25$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 10}{100} = 3,06$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{36,2}{2} = 18,1$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 10 = 36,2$$

2) Экибастузская – ЭГРЭС – 1 (2 линия)

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{2,5 \cdot 2,5}{100} = 0,25$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 10}{100} = 3,06$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{36,2}{2} = 18,1$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 10 = 36,2$$

2) ЭГРЭС – 1 – Нура

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{253 \cdot 2,5}{100} = 6,321$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 253}{100} = 70,4$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{915,86}{2} = 457,93$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 253 = 915,86$$

4) Нура - Агадырь

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{209 \cdot 2,5}{100} = 5,225$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 209}{100} = 63,954$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{756,58}{2} = 378,23$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 209 = 756,58$$

5) Экибастузская– Агадырь

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{462 \cdot 2,5}{100} = 11,55$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 462}{100} = 141,372$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{1672,44}{2} = 836,22$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 462 = 1672,44$$

6) Агадырь – ЮКГРЭС (1 линия)

Активное сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{336 \cdot 2,5}{100} = 8,4$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 336}{100} = 102,816$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{1672,44}{2} = 608,16$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 336 = 1216,32$$

7) Агадырь – ЮКГРЭС (1 линия)

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{386 \cdot 2,5}{100} = 9,65$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 386}{100} = 118,116$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{1397,32}{2} = 698,66$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 386 = 1397,32$$

8) ЮКГРЭС – Алматы

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{236 \cdot 2,5}{100} = 5,9$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 236}{100} = 72,216$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{854,32}{2} = 427,16$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 236 = 854,32$$

9) Алматы – Шу

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{231 \cdot 2,5}{100} = 5,775$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 231}{100} = 70,686$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{836,22}{2} = 418,11$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 231 = 836,22$$

10) ЮКГРЭС - Шу

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{248 \cdot 2,5}{100} = 6,2$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 248}{100} = 75,888$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{897,76}{2} = 448,88$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3,62 \cdot 248 = 897,76$$

11) Шу – Жамбыл

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{260 \cdot 2,5}{100} = 6,5$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30,6 \cdot 260}{100} = 79,56$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{941,2}{2} = 470,6$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3{,}62 \cdot 260 = 941{,}2$$

12) Жамбыл – Шымкент

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{175 \cdot 2{,}5}{100} = 4{,}375$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30{,}6 \cdot 175}{100} = 53{,}55$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{633{,}5}{2} = 316{,}5$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3{,}62 \cdot 175 = 633{,}5$$

13) Шымкент –ТашТЭС

Активная сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{132 \cdot 2{,}5}{100} = 3{,}3$$

Реактивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{30{,}6 \cdot 132}{100} = 40{,}392$$

Удельная проводимость:

$$B_{Л} = \frac{477{,}84}{2} = 238{,}92$$

Удельная проводимость для Rastr:

$$B_{Л} = 3{,}62 \cdot 132 = 477{,}84$$

Таблица 2.2 - Параметры линий электропередач предоставлены втаблице2.2.

Наименование Подстанции	Активное сопротивление	Реактивное сопротивлении $X_{Л}$	Проводимость $\frac{B_{Л}}{2}$	Проводим дляRastr
Экибастуз - ЭГРЭС - 1	0.25	3.06	18.1	36.2
Экибастуз - ЭГРЭС - 1	0.25	3.06	18.1	36.2
ЭГРЭС – 1-Нура	6.325	70.4	457.93	915.816
Нура - Агадырь	5.225	63.954	378.29	756.58
Экибастуз - Агадырь	11.55	141.372	836.22	1672.44
Агадырь - ЮКГРЭС	8.4	102.816	608.16	1216.32
Агадырь- ЮКГРЭС	9.65	118.116	698.66	1397.32
ЮКГРЭС - Алматы	5.9	72.216	854.32	427.16
Алматы - Шу	5.775	70.686	418.11	836.22
ЮКГРЭС - Шу	6.2	75.8	448.88	897.76
Шу - Жамыл	6.5	79.56	470.6	941.2
Жамбыл - Шымкент	4.375	53.55	316.75	633.5
Шымкент - ТашТЭС	3.3	40.392	238.92	477.84

2.3.2 Расчеты нагрузок автотрансформаторов.

Таблица 2.3 –Параметры автотрансформатора

Тип автотрансформатора	$R_{т}$ - активное сопротивление			$X_{т}$ – реактивное сопротивление		
АОДЦТН – 167000/500/220	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
	0.58	0.39	2.9	61.1	0	113.5

Так же был вычислен коэффициенты трансформации:

1) $К_т$= 1,000
2) $К_т$ = 0,44
3) $К_т$ = 0,02

Расчеты нагрузок автотрансформаторов на подстанциях ОЭС Казахстана и ОЭС УзбекЭнерго.
Расчеты нагрузок автотрансформаторов:
для активная нагрузка:

$$R_л = S_Т \cdot k_з \cdot \cos\varphi \qquad (2.5)$$

Где $S_Т$ - Мощность автотрансформатора, Мвт;
$k_З$ - коэф. загрузки 0.7
$\cos\varphi$ = 0.85

для реактивной нагрузки:

$$R_л = S_Т \cdot k_з \cdot \sin\varphi \qquad (2.6)$$

Где $S_Т$ - Мощность автотрансформатора, Мвт;
$k_З$ - коэф. загрузки 0.7
$\sin\varphi$ = 0.51

Таблица 2.4 - Средние существующие нагрузки на подстанциях в максимальном режиме

СШ	Название подстанций	P – активная нагрузка	Q - реактивная нагрузка
1	ЭГРЭС - 1	64.0	89.0
1	Нура	28.0	47.2
1	Агадырь	28.6	98.8
1	ЮКГРЭС	39.7	120.7
1	Алматы	46.7	58.6
2	Алматы	35.7	51.2
1	Шу	30.0	22.9
2	Жамбыл	10.9	11.5
1	Шымкент	30.1	22.5
2	Шымкент	28.7	22.8
2	ТашТЭС	39.9	14.0

Таблица 2.5 - Средние существующие нагрузки на подстанциях в минимальном режиме

СШ	Название подстанций	P – активная нагрузка	Q - реактивная нагрузка
1	ЭГРЭС - 1	44.8	62.3
1	Нура	19.6	33.0
1	Агадырь	20.0	69.1
1	ЮКГРЭС	29.0	92.5
1	Алматы	35.7	54.0
2	Алматы	35.0	41.8
1	Шу	2.0	16.7
2	Жамбыл	6.6	8.1
1	Шымкент	17.0	16.5
2	Шымкент	11.0	13.0
2	ТашТЭС	18.9	7.8

Расчеты общих нагрузок автотрансформаторов на подстанциях:

ПС ЭГРЭС – 1 СШ 1

$$(64+j89)+(2,9+j1,9) = (64+2,9) + (j1,9+j89) = 66,9+j90,9$$

ПС Нура СШ 1

$$(28+j47,2) + (1,9+j1) = (28+1,9) + (j47,2+1,9) =29,9+j48,2$$

ПС Агадырь СШ 1

$$(28,6+j98,8) + (2,3+j1,6) = (28,6+2,3) + (2,3+j98,8) = 30,9+ j100,4$$

ПС ЮКГРЭС СШ 1

$$(39,7+j120,7) + (5,3+j0,9) = (39,7+5,3) + (j0,9+j120,7) = 45+ j121,6$$

ПС Алматы СШ 1

$$(46,7+j58,6) + (1,2+j1,9) = (46,7+1,2) + (j1,9+j58,6) = 47,9 + j60,5$$

ПС Алматы СШ 2

$$(35,7+j51,2) + (1,8+j0,9) = (35,7+1,8) + (j0,9+j51,2) = 37,5 + j52,1$$

ПС ШУ СШ 1

$$(30+j23,9) + (2,2+j1,7) = (30+2,2) + (2,2+j23,9) = 32,2 + j\ 25,6$$

ПС Жамбыл СШ 2

$$(10,9+j11,5)+ (0,9+j0,2) = (10,9+0,9) + (j0,2+j11,5) = 11,8 + j11,7$$

ПС Шымкент СШ 1

$$(30,1+j23,5) + (3+j1) = 33,1 + j24,5$$

ПС Шымкент СШ 2

$$(28,7+j22,8) + (2+j1) = (28,7+2) + (j1)+j22,8) = 30,7 + j23,8$$

ПС ТашТЭС СШ 2

$$(39,9+j14) + (8,5+j1,4) = (39,9+8,5) + (j1,4+j14) = 48,4 + j15,4$$

Расчет полной нагрузки системы ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана.

$$\Delta P = 66,9+29,9+30,9+4 +47,9+37+5+32,2+11,8+33,1+30,7+ 48,4 = 425,2$$

ΔjQ = j90,9+ j48,2+ j100,4+ j121,6+ j60,5+ j52,1+ j25,6+ j11,7+ j24,5+ j23,8+ +j15,4 = j587,7

$$S = 425,2 + j\ 587,7$$

$$S= 1012,9$$

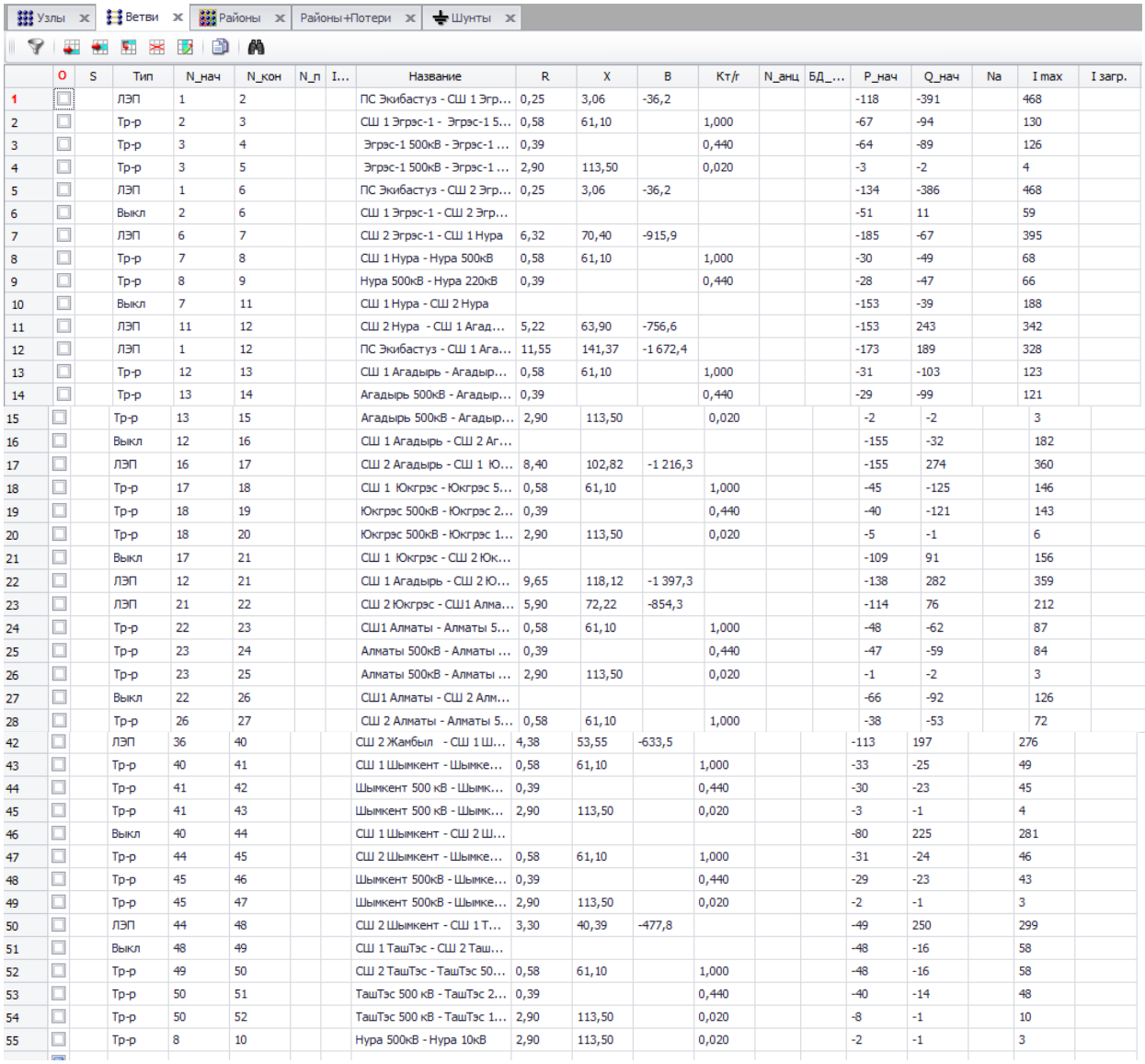
2.4 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с существующими нагрузками в ПО RastrWin

2.4.1 Расчет общего максимального режима работы сети ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнергосо со средними существующими нагрузками.

Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Шунты

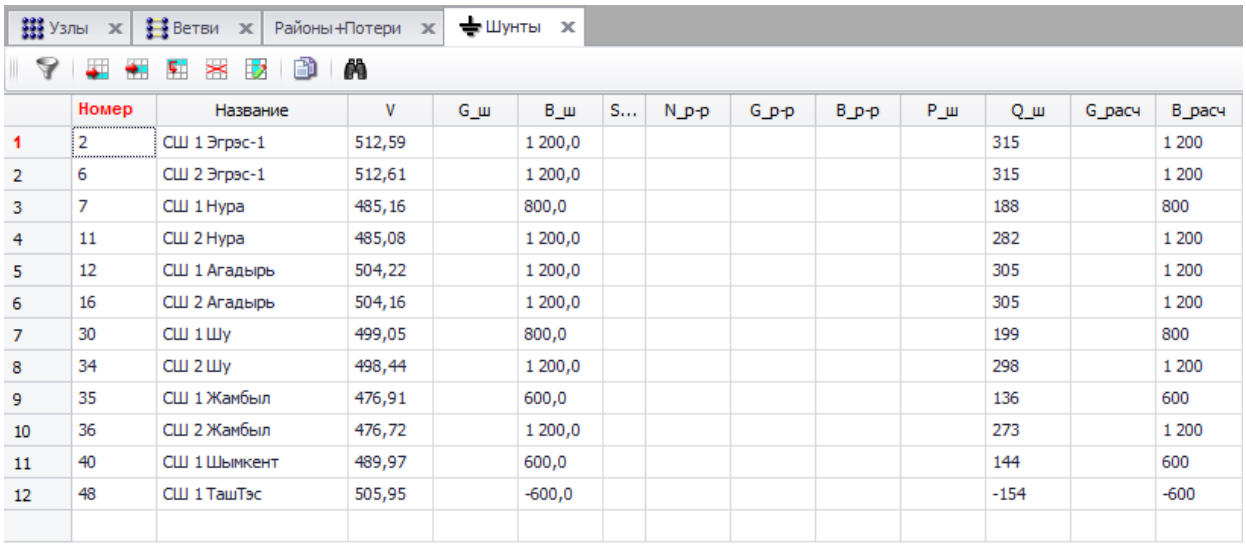
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	ПС Экибастуз	515		1			425,2	587,7	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00		
2			Нагр	2	СШ 1 Экрэс-1	500		1					500,0			1 200,0	512,59	-0,06	
3			Нагр	3	Экрэс-1 500кВ	500		1					500,0				501,37	-0,96	
4			Нагр	4	Экрэс-1 220 кВ	220		1	64,0	89,0			220,0				220,58	-0,95	
5			Нагр	5	Экрэс-1 10кВ	10		1	2,9	1,9			10,0				10,02	-1,03	
6			Нагр	6	СШ 2 Экрэс-1	500		1					500,0			1 200,0	512,61	-0,07	
7			Нагр	7	СШ 1 Нура	500		1					500,0			800,0	485,16	-2,80	
8			Нагр	8	Нура 500кВ	500		1					500,0				478,96	-3,24	
9			Нагр	9	Нура 220кВ	220		1	28,0	47,2			220,0				210,73	-3,24	
10			Нагр	10	Нура 10кВ	10		1	1,9	1,0			10,0				9,57	-3,29	
11			Нагр	11	СШ 2 Нура	500		1					500,0			1 200,0	485,08	-2,83	
12			Нагр	12	СШ 1 Агадырь	500		1					500,0			1 200,0	504,22	-5,32	
13			Нагр	13	Агадырь 500кВ	500		1					500,0				491,70	-5,74	
14			Нагр	14	Агадырь 220 кВ	220		1	28,6	98,8			220,0				216,34	-5,73	
10			Нагр	10	Нура 10кВ	10		1	1,9	1,0			10,0				9,57	-3,29	
11			Нагр	11	СШ 2 Нура	500		1					500,0			1 200,0	485,08	-2,83	
12			Нагр	12	СШ 1 Агадырь	500		1					500,0			1 200,0	504,22	-5,32	
13			Нагр	13	Агадырь 500кВ	500		1					500,0				491,70	-5,74	
14			Нагр	14	Агадырь 220 кВ	220		1	28,6	98,8			220,0				216,34	-5,73	
15			Нагр	15	Агадырь 10 кВ	10		1	2,3	1,6			10,0				9,83	-5,80	
16			Нагр	16	СШ 2 Агадырь	500		1					500,0			1 200,0	504,16	-5,35	
17			Нагр	17	СШ 1 Юкгрэс	500		1					500,0				526,91	-9,02	
18			Нагр	18	Юкгрэс 500кВ	500		1					500,0				512,33	-9,59	
19			Нагр	19	Юкгрэс 220 кВ	220		1	39,7	120,7			220,0				225,41	-9,58	
20			Нагр	20	Юкгрэс 10 кВ	10		1	5,3	0,9			10,0				10,24	-9,72	
21			Нагр	21	СШ 2 Юкгрэс	500		1					500,0				527,08	-9,04	
22			Нагр	22	СШ1 Алматы	500		1					500,0				520,22	-10,71	
23			Нагр	23	Алматы 500кВ	500		1					500,0				512,93	-11,33	
24			Нагр	24	Алматы 220 кВ	220		1	46,7	58,6			220,0				225,67	-11,32	
25			Нагр	25	Алматы 10 кВ	10		1	1,2	1,9			10,0				10,25	-11,36	
26			Нагр	26	СШ 2 Алматы	500		1					500,0				520,05	-10,72	
27			Нагр	27	Алматы 500кВ	500		1					500,0				513,79	-11,21	
28			Нагр	28	Алматы 220 кВ	220		1	35,7	51,2			220,0				226,06	-11,20	
29			Нагр	29	Алматы 10 кВ	10		1	1,8	0,9			10,0				10,27	-11,25	
30			Нагр	30	СШ 1 Шу	500		1					500,0			800,0	499,05	-10,97	
31			Нагр	31	Шу500кВ	500		1					500,0				495,85	-11,42	
32			Нагр	32	Шу 220 кВ	220		1	30,0	23,9			220,0				218,16	-11,42	
33			Нагр	33	Шу 10 кВ	10		1	2,2	1,7			10,0				9,91	-11,47	
34			Нагр	34	СШ 2 Шу	500		1					500,0			1 200,0	498,44	-10,99	
35			Нагр	35	СШ 1 Жамбыл	500		1					500,0			600,0	476,91	-13,21	
36			Нагр	36	СШ 2 Жамбыл	500		1					500,0			1 200,0	476,72	-13,24	
37			Нагр	37	Жамбыл 500 кВ	500		1					500,0				475,20	-13,42	
38			Нагр	38	Жамбыл 220 кВ	220		1	10,9	11,5			220,0				209,09	-13,42	
39			Нагр	39	Жамбыл 10 кВ	10		1	0,9	0,2			10,0				9,50	-13,45	
40			Нагр	40	СШ 1 Шымкент	500		1					500,0			600,0	489,97	-14,87	
41			Нагр	41	Шымкент 500 кВ	500		1					500,0				486,84	-15,35	
42			Нагр	42	Шымкент 220 кВ	220		1	30,1	23,5			220,0				214,20	-15,35	
43			Нагр	43	Шымкент 10 кВ	10		1	3,0	1,0			10,0				9,73	-15,43	
44			Нагр	44	СШ 2 Шымкент	500		1					500,0				490,43	-14,89	
45			Нагр	45	Шымкент 500кВ	500		1					500,0				487,40	-15,33	
46			Нагр	46	Шымкент 220 кВ	220		1	28,7	22,8			220,0				214,44	-15,33	
47			Нагр	47	Шымкент 10 кВ	10		1	2,0	1,0			10,0				9,74	-15,39	
48			Нагр	48	СШ 1 ТашТэс	500		1					500,0			-600,0	505,95	-15,49	
49			Нагр	49	СШ 2 ТашТэс	500		1					500,0				505,92	-15,50	
50			Нагр	50	ТашТэс 500 кВ	500		1					500,0				503,96	-16,16	
51			Нагр	51	ТашТэс 220 кВ	220		1	39,9	14,0			220,0				221,73	-16,16	
52			Нагр	52	ТашТэс 10 кВ	10		1	8,5	1,4			10,0				10,07	-16,38	

Рисунок 2.5 – Узлы



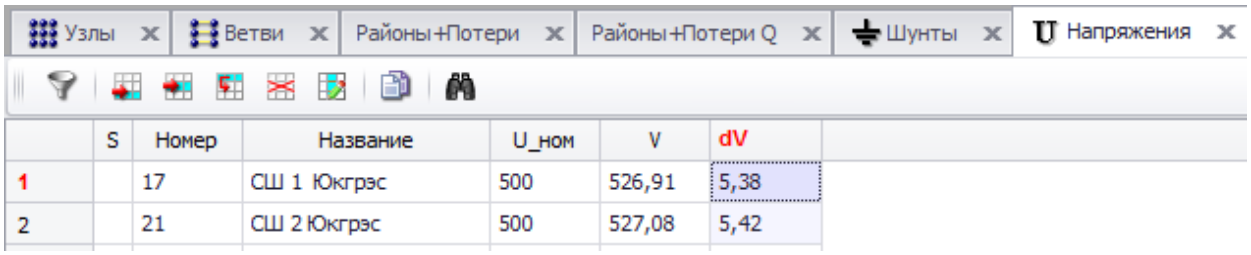
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			ПС Экибастуз - СШ 1 Эгр...	0,25	3,06	-36,2				-118	-391		468	
2			Тр-р	2	3			СШ 1 Эгрэс-1 - Эгрэс-1 5...	0,58	61,10		1,000			-67	-94		130	
3			Тр-р	3	4			Эгрэс-1 500кВ - Эгрэс-1 ...	0,39			0,440			-64	-89		126	
4			Тр-р	3	5			Эгрэс-1 500кВ - Эгрэс-1 ...	2,90	113,50		0,020			-3	-2		4	
5			ЛЭП	1	6			ПС Экибастуз - СШ 2 Эгр...	0,25	3,06	-36,2				-134	-386		468	
6			Выкл	2	6			СШ 1 Эгрэс-1 - СШ 2 Эгр...							-51	11		59	
7			ЛЭП	6	7			СШ 2 Эгрэс-1 - СШ 1 Нура	6,32	70,40	-915,9				-185	-67		395	
8			Тр-р	7	8			СШ 1 Нура - Нура 500кВ	0,58	61,10		1,000			-30	-49		68	
9			Тр-р	8	9			Нура 500кВ - Нура 220кВ	0,39			0,440			-28	-47		66	
10			Выкл	7	11			СШ 1 Нура - СШ 2 Нура							-153	-39		188	
11			ЛЭП	11	12			СШ 2 Нура - СШ 1 Агад...	5,22	63,90	-756,6				-153	243		342	
12			ЛЭП	1	12			ПС Экибастуз - СШ 1 Ага...	11,55	141,37	-1 672,4				-173	189		328	
13			Тр-р	12	13			СШ 1 Агадырь - Агадыр...	0,58	61,10		1,000			-31	-103		123	
14			Тр-р	13	14			Агадырь 500кВ - Агадыр...	0,39			0,440			-29	-99		121	
15			Тр-р	13	15			Агадырь 500кВ - Агадыр...	2,90	113,50		0,020			-2	-2		3	
16			Выкл	12	16			СШ 1 Агадырь - СШ 2 Аг...							-155	-32		182	
17			ЛЭП	16	17			СШ 2 Агадырь - СШ 1 Ю...	8,40	102,82	-1 216,3				-155	274		360	
18			Тр-р	17	18			СШ 1 Юкгрэс - Юкгрэс 5...	0,58	61,10		1,000			-45	-125		146	
19			Тр-р	18	19			Юкгрэс 500кВ - Юкгрэс 2...	0,39			0,440			-40	-121		143	
20			Тр-р	18	20			Юкгрэс 500кВ - Юкгрэс 1...	2,90	113,50		0,020			-5	-1		6	
21			Выкл	17	21			СШ 1 Юкгрэс - СШ 2 Юк...							-109	91		156	
22			ЛЭП	12	21			СШ 1 Агадырь - СШ 2 Ю...	9,65	118,12	-1 397,3				-138	282		359	
23			ЛЭП	21	22			СШ 2 Юкгрэс - СШ1 Алма...	5,90	72,22	-854,3				-114	76		212	
24			Тр-р	22	23			СШ1 Алматы - Алматы 5...	0,58	61,10		1,000			-48	-62		87	
25			Тр-р	23	24			Алматы 500кВ - Алматы ...	0,39			0,440			-47	-59		84	
26			Тр-р	23	25			Алматы 500кВ - Алматы ...	2,90	113,50		0,020			-1	-2		3	
27			Выкл	22	26			СШ1 Алматы - СШ 2 Алм...							-66	-92		126	
28			Тр-р	26	27			СШ 2 Алматы - Алматы 5...	0,58	61,10		1,000			-38	-53		72	
42			ЛЭП	36	40			СШ 2 Жамбыл - СШ 1 Ш...	4,38	53,55	-633,5				-113	197		276	
43			Тр-р	40	41			СШ 1 Шымкент - Шымке...	0,58	61,10		1,000			-33	-25		49	
44			Тр-р	41	42			Шымкент 500 кВ - Шымк...	0,39			0,440			-30	-23		45	
45			Тр-р	41	43			Шымкент 500 кВ - Шымк...	2,90	113,50		0,020			-3	-1		4	
46			Выкл	40	44			СШ 1 Шымкент - СШ 2 Ш...							-80	225		281	
47			Тр-р	44	45			СШ 2 Шымкент - Шымке...	0,58	61,10		1,000			-31	-24		46	
48			Тр-р	45	46			Шымкент 500кВ - Шымке...	0,39			0,440			-29	-23		43	
49			Тр-р	45	47			Шымкент 500кВ - Шымке...	2,90	113,50		0,020			-2	-1		3	
50			ЛЭП	44	48			СШ 2 Шымкент - СШ 1 Т...	3,30	40,39	-477,8				-49	250		299	
51			Выкл	48	49			СШ 1 ТашТэс - СШ 2 Таш...							-48	-16		58	
52			Тр-р	49	50			СШ 2 ТашТэс - ТашТэс 50...	0,58	61,10		1,000			-48	-16		58	
53			Тр-р	50	51			ТашТэс 500 кВ - ТашТэс 2...	0,39			0,440			-40	-14		48	
54			Тр-р	50	52			ТашТэс 500 кВ - ТашТэс 1...	2,90	113,50		0,020			-8	-1		10	
55			Тр-р	8	10			Нура 500кВ - Нура 10кВ	2,90	113,50		0,020			-2	-1		3	

Рисунок 2.6 – Ветви



	Номер	Название	V	G_ш	B_ш	S...	N_р-р	G_р-р	B_р-р	P_ш	Q_ш	G_расч	B_расч
1	2	СШ 1 Эгрэс-1	512,59		1 200,0						315		1 200
2	6	СШ 2 Эгрэс-1	512,61		1 200,0						315		1 200
3	7	СШ 1 Нура	485,16		800,0						188		800
4	11	СШ 2 Нура	485,08		1 200,0						282		1 200
5	12	СШ 1 Агадырь	504,22		1 200,0						305		1 200
6	16	СШ 2 Агадырь	504,16		1 200,0						305		1 200
7	30	СШ 1 Шу	499,05		800,0						199		800
8	34	СШ 2 Шу	498,44		1 200,0						298		1 200
9	35	СШ 1 Жамбыл	476,91		600,0						136		600
10	36	СШ 2 Жамбыл	476,72		1 200,0						273		1 200
11	40	СШ 1 Шымкент	489,97		600,0						144		600
12	48	СШ 1 ТашТэс	505,95		-600,0						-154		-600

Рисунок 2.7 - Шунты

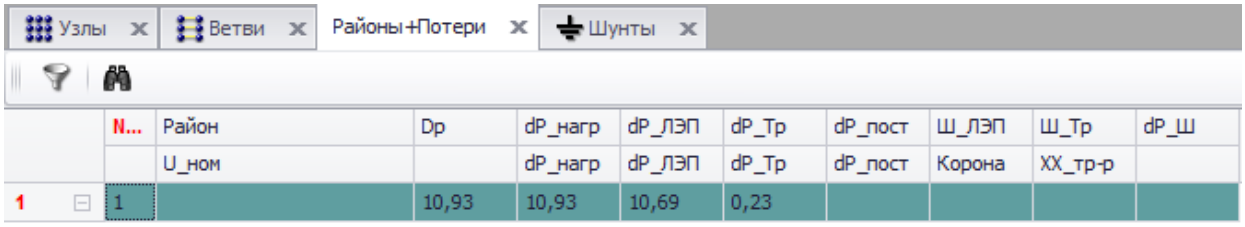


	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		17	СШ 1 Юкгрэс	500	526,91	5,38
2		21	СШ 2 Юкгрэс	500	527,08	5,42

Рисунок 2.8 – Напряжения

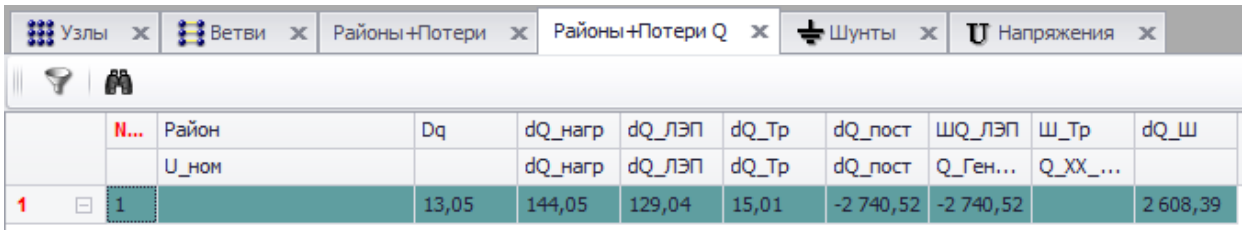
Напряжения в узлах 1, 2 не превышают номинально допустимое отклонение ±10%.

При расчете максимального режима работы Север – Юг и ТашТЭС были получены значения потерь активной и реактивной мощности в сети.



	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		10,93	10,93	10,69	0,23				

Рисунок 2.9 – Потери активной мощности



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		13,05	144,05	129,04	15,01	-2 740,52	-2 740,52		2 608,39

Рисунок 2.10 – Потери реактивной мощности

Из результатов расчета максимального режима сети Север – Юг и ТашТЭСвидно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют10.93 МВт, в трансформаторах – 0,023 МВт, нагрузочные потери – 10.93 МВт.

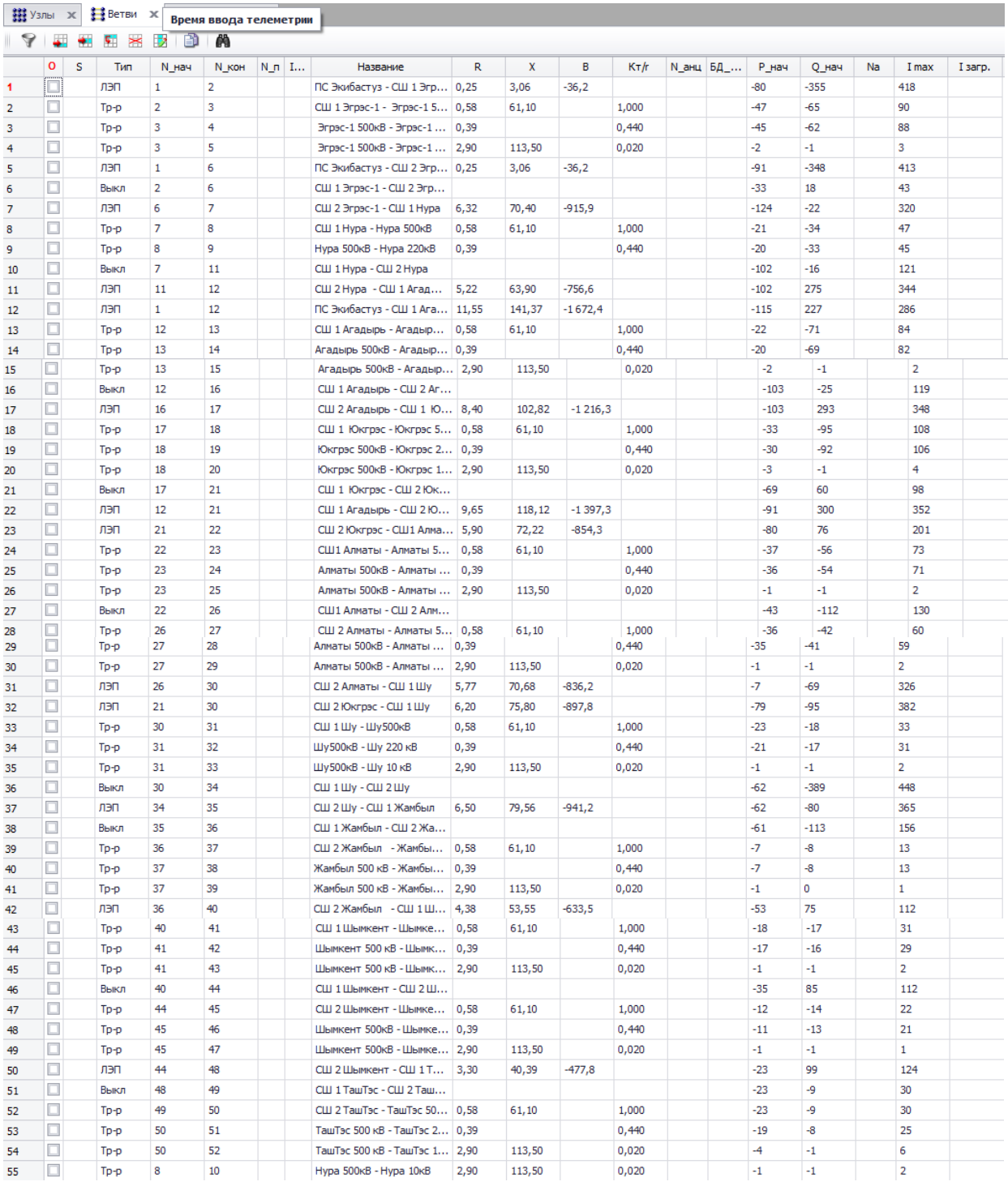
Значения перетоков мощности в максимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 2.11

2.4.2 Расчет общего минимального режима работы сетисо средними существующими нагрузками.

Узлы | Ветви | Районы+Потери

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	ПС Экибастуз	515		1			285,9	475,1	515,0	-1 000,0	1 000,0		515,00		
2			Нагр	2	СШ 1 Экрэс-1	500		1					500,0			1 200,0	512,83	-0,03	
3			Нагр	3	Экрэс-1 500кВ	500		1					500,0				505,05	-0,66	
4			Нагр	4	Экрэс-1 220 кВ	220		1	44,8	62,3			220,0				222,21	-0,65	
5			Нагр	5	Экрэс-1 10кВ	10		1	2,0	1,3			10,0				10,09	-0,71	
6			Нагр	6	СШ 2 Экрэс-1	500		1					500,0			1 200,0	512,86	-0,04	
7			Нагр	7	СШ 1 Нура	500		1					500,0			800,0	492,01	-1,82	
8			Нагр	8	Нура 500кВ	500		1					500,0				487,76	-2,12	
9			Нагр	9	Нура 220кВ	220		1	19,6	33,0			220,0				214,61	-2,11	
10			Нагр	10	Нура 10кВ	10		1	1,3	0,7			10,0				9,75	-2,15	
11			Нагр	11	СШ 2 Нура	500		1					500,0			1 200,0	491,98	-1,84	
12			Нагр	12	СШ 1 Агадырь	500		1					500,0			1 200,0	514,89	-3,53	
13			Нагр	13	Агадырь 500кВ	500		1					500,0				506,38	-3,81	
14			Нагр	14	Агадырь 220 кВ	220		1	20,0	69,1			220,0				222,80	-3,81	
15			Нагр	15	Агадырь 10 кВ	10		1	1,6	1,1			10,0				10,12	-3,85	
16			Нагр	16	СШ 2 Агадырь	500		1					500,0			1 200,0	514,84	-3,55	
17			Нагр	17	СШ 1 Юкгрэс	500		1					500,0				539,90	-5,96	
18			Нагр	18	Юкгрэс 500кВ	500		1					500,0				529,10	-6,36	
19			Нагр	19	Юкгрэс 220 кВ	220		1	29,8	92,5			220,0				232,80	-6,35	
20			Нагр	20	Юкгрэс 10 кВ	10		1	3,3	0,6			10,0				10,58	-6,43	
21			Нагр	21	СШ 2 Юкгрэс	500		1					500,0				540,02	-5,98	
22			Нагр	22	СШ1 Алматы	500		1					500,0				532,72	-7,06	
23			Нагр	23	Алматы 500кВ	500		1					500,0				526,24	-7,51	
24			Нагр	24	Алматы 220 кВ	220		1	35,7	54,0			220,0				231,54	-7,51	
25			Нагр	25	Алматы 10 кВ	10		1	0,8	1,3			10,0				10,52	-7,53	
26			Нагр	26	СШ 2 Алматы	500		1					500,0				532,51	-7,07	
27			Нагр	27	Алматы 500кВ	500		1					500,0				527,65	-7,52	
28			Нагр	28	Алматы 220 кВ	220		1	35,0	41,8			220,0				232,16	-7,52	
29			Нагр	29	Алматы 10 кВ	10		1	1,0	0,7			10,0				10,55	-7,55	
30			Нагр	30	СШ 1 Шу	500		1					500,0			800,0	507,50	-6,94	
31			Нагр	31	Шу500кВ	500		1					500,0				505,30	-7,25	
32			Нагр	32	Шу 220 кВ	220		1	21,0	16,7			220,0				222,32	-7,25	
33			Нагр	33	Шу 10 кВ	10		1	1,5	1,2			10,0				10,10	-7,29	
34			Нагр	34	СШ 2 Шу	500		1					500,0			1 200,0	506,73	-6,96	
35			Нагр	35	СШ 1 Жамбыл	500		1					500,0			800,0	474,40	-7,82	
36			Нагр	36	СШ 2 Жамбыл	500		1					500,0			800,0	474,17	-7,83	
37			Нагр	37	Жамбыл 500 кВ	500		1					500,0				473,10	-7,94	
38			Нагр	38	Жамбыл 220 кВ	220		1	6,6	8,1			220,0				208,16	-7,94	
39			Нагр	39	Жамбыл 10 кВ	10		1	0,6	0,1			10,0				9,46	-7,96	
40			Нагр	40	СШ 1 Шымкент	500		1					500,0			600,0	474,12	-8,56	
41			Нагр	41	Шымкент 500 кВ	500		1					500,0				471,87	-8,84	
42			Нагр	42	Шымкент 220 кВ	220		1	17,0	16,5			220,0				207,62	-8,84	
43			Нагр	43	Шымкент 10 кВ	10		1	1,1	0,7			10,0				9,43	-8,88	
44			Нагр	44	СШ 2 Шымкент	500		1					500,0				474,30	-8,57	
45			Нагр	45	Шымкент 500кВ	500		1					500,0				472,53	-8,76	
46			Нагр	46	Шымкент 220 кВ	220		1	11,0	13,0			220,0				207,91	-8,75	
47			Нагр	47	Шымкент 10 кВ	10		1	0,8	0,6			10,0				9,45	-8,78	
48			Нагр	48	СШ 1 ТашТэс	500		1					500,0				478,01	-8,85	
49			Нагр	49	СШ 2 ТашТэс	500		1					500,0				477,99	-8,86	
50			Нагр	50	ТашТэс 500 кВ	500		1					500,0				476,85	-9,21	
51			Нагр	51	ТашТэс 220 кВ	220		1	18,9	7,8			220,0				209,81	-9,21	
52			Нагр	52	ТашТэс 10 кВ	10		1	4,5	0,8			10,0				9,53	-9,34	

Рисунок 2.12 – Узлы



	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			ПС Экибастуз - СШ 1 Эгр...	0,25	3,06	-36,2				-80	-355		418	
2			Тр-р	2	3			СШ 1 Эгрэс-1 - Эгрэс-1 5...	0,58	61,10		1,000			-47	-65		90	
3			Тр-р	3	4			Эгрэс-1 500кВ - Эгрэс-1 ...	0,39			0,440			-45	-62		88	
4			Тр-р	3	5			Эгрэс-1 500кВ - Эгрэс-1 ...	2,90	113,50		0,020			-2	-1		3	
5			ЛЭП	1	6			ПС Экибастуз - СШ 2 Эгр...	0,25	3,06	-36,2				-91	-348		413	
6			Выкл	2	6			СШ 1 Эгрэс-1 - СШ 2 Эгр...							-33	18		43	
7			ЛЭП	6	7			СШ 2 Эгрэс-1 - СШ 1 Нура	6,32	70,40	-915,9				-124	-22		320	
8			Тр-р	7	8			СШ 1 Нура - Нура 500кВ	0,58	61,10		1,000			-21	-34		47	
9			Тр-р	8	9			Нура 500кВ - Нура 220кВ	0,39			0,440			-20	-33		45	
10			Выкл	7	11			СШ 1 Нура - СШ 2 Нура							-102	-16		121	
11			ЛЭП	11	12			СШ 2 Нура - СШ 1 Агад...	5,22	63,90	-756,6				-102	275		344	
12			ЛЭП	1	12			ПС Экибастуз - СШ 1 Ага...	11,55	141,37	-1 672,4				-115	227		286	
13			Тр-р	12	13			СШ 1 Агадырь - Агадыр...	0,58	61,10		1,000			-22	-71		84	
14			Тр-р	13	14			Агадырь 500кВ - Агадыр...	0,39			0,440			-20	-69		82	
15			Тр-р	13	15			Агадырь 500кВ - Агадыр...	2,90	113,50		0,020			-2	-1		2	
16			Выкл	12	16			СШ 1 Агадырь - СШ 2 Аг...							-103	-25		119	
17			ЛЭП	16	17			СШ 2 Агадырь - СШ 1 Ю...	8,40	102,82	-1 216,3				-103	293		348	
18			Тр-р	17	18			СШ 1 Юкгрэс - Юкгрэс 5...	0,58	61,10		1,000			-33	-95		108	
19			Тр-р	18	19			Юкгрэс 500кВ - Юкгрэс 2...	0,39			0,440			-30	-92		106	
20			Тр-р	18	20			Юкгрэс 500кВ - Юкгрэс 1...	2,90	113,50		0,020			-3	-1		4	
21			Выкл	17	21			СШ 1 Юкгрэс - СШ 2 Юк...							-69	60		98	
22			ЛЭП	12	21			СШ 1 Агадырь - СШ 2 Ю...	9,65	118,12	-1 397,3				-91	300		352	
23			ЛЭП	21	22			СШ 2 Юкгрэс - СШ1 Алма...	5,90	72,22	-854,3				-80	76		201	
24			Тр-р	22	23			СШ1 Алматы - Алматы 5...	0,58	61,10		1,000			-37	-56		73	
25			Тр-р	23	24			Алматы 500кВ - Алматы ...	0,39			0,440			-36	-54		71	
26			Тр-р	23	25			Алматы 500кВ - Алматы ...	2,90	113,50		0,020			-1	-1		2	
27			Выкл	22	26			СШ1 Алматы - СШ 2 Алм...							-43	-112		130	
28			Тр-р	26	27			СШ 2 Алматы - Алматы 5...	0,58	61,10		1,000			-36	-42		60	
29			Тр-р	27	28			Алматы 500кВ - Алматы ...	0,39			0,440			-35	-41		59	
30			Тр-р	27	29			Алматы 500кВ - Алматы ...	2,90	113,50		0,020			-1	-1		2	
31			ЛЭП	26	30			СШ 2 Алматы - СШ 1 Шу	5,77	70,68	-836,2				-7	-69		326	
32			ЛЭП	21	30			СШ 2 Юкгрэс - СШ 1 Шу	6,20	75,80	-897,8				-79	-95		382	
33			Тр-р	30	31			СШ 1 Шу - Шу500кВ	0,58	61,10		1,000			-23	-18		33	
34			Тр-р	31	32			Шу500кВ - Шу 220 кВ	0,39			0,440			-21	-17		31	
35			Тр-р	31	33			Шу500кВ - Шу 10 кВ	2,90	113,50		0,020			-1	-1		2	
36			Выкл	30	34			СШ 1 Шу - СШ 2 Шу							-62	-389		448	
37			ЛЭП	34	35			СШ 2 Шу - СШ 1 Жамбыл	6,50	79,56	-941,2				-62	-80		365	
38			Выкл	35	36			СШ 1 Жамбыл - СШ 2 Жа...							-61	-113		156	
39			Тр-р	36	37			СШ 2 Жамбыл - Жамбы...	0,58	61,10		1,000			-7	-8		13	
40			Тр-р	37	38			Жамбыл 500 кВ - Жамбы...	0,39			0,440			-7	-8		13	
41			Тр-р	37	39			Жамбыл 500 кВ - Жамбы...	2,90	113,50		0,020			-1	0		1	
42			ЛЭП	36	40			СШ 2 Жамбыл - СШ 1 Ш...	4,38	53,55	-633,5				-53	75		112	
43			Тр-р	40	41			СШ 1 Шымкент - Шымке...	0,58	61,10		1,000			-18	-17		31	
44			Тр-р	41	42			Шымкент 500 кВ - Шымк...	0,39			0,440			-17	-16		29	
45			Тр-р	41	43			Шымкент 500 кВ - Шымк...	2,90	113,50		0,020			-1	-1		2	
46			Выкл	40	44			СШ 1 Шымкент - СШ 2 Ш...							-35	85		112	
47			Тр-р	44	45			СШ 2 Шымкент - Шымке...	0,58	61,10		1,000			-12	-14		22	
48			Тр-р	45	46			Шымкент 500кВ - Шымке...	0,39			0,440			-11	-13		21	
49			Тр-р	45	47			Шымкент 500кВ - Шымке...	2,90	113,50		0,020			-1	-1		1	
50			ЛЭП	44	48			СШ 2 Шымкент - СШ 1 Т...	3,30	40,39	-477,8				-23	99		124	
51			Выкл	48	49			СШ 1 ТашТэс - СШ 2 Таш...							-23	-9		30	
52			Тр-р	49	50			СШ 2 ТашТэс - ТашТэс 50...	0,58	61,10		1,000			-23	-9		30	
53			Тр-р	50	51			ТашТэс 500 кВ - ТашТэс 2...	0,39			0,440			-19	-8		25	
54			Тр-р	50	52			ТашТэс 500 кВ - ТашТэс 1...	2,90	113,50		0,020			-4	-1		6	
55			Тр-р	8	10			Нура 500кВ - Нура 10кВ	2,90	113,50		0,020			-1	-1		2	

Рисунок 2.13 – Ветви

Узлы | Ветви | Районы+Потери | Шунты | ТКЗ

	Номер	Название	V	G_ш	B_ш	S...	N_р-р	G_р-р	B_р-р	P_ш	Q_ш	G_расч	B_расч
1	2	СШ 1 Экрэс-1	512,83		1 200,0						316		1 200
2	6	СШ 2 Экрэс-1	512,86		1 200,0						316		1 200
3	7	СШ 1 Нура	492,01		800,0						194		800
4	11	СШ 2 Нура	491,98		1 200,0						290		1 200
5	12	СШ 1 Агадырь	514,89		1 200,0						318		1 200
6	16	СШ 2 Агадырь	514,84		1 200,0						318		1 200
7	30	СШ 1 Шу	507,50		800,0						206		800
8	34	СШ 2 Шу	506,73		1 200,0						308		1 200
9	35	СШ 1 Жамбыл	474,40		800,0						180		800
10	36	СШ 2 Жамбыл	474,17		800,0						180		800
11	40	СШ 1 Шымкент	474,12		600,0						135		600

Рисунок 2.14 – шунты

Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Напряжения | Шунты

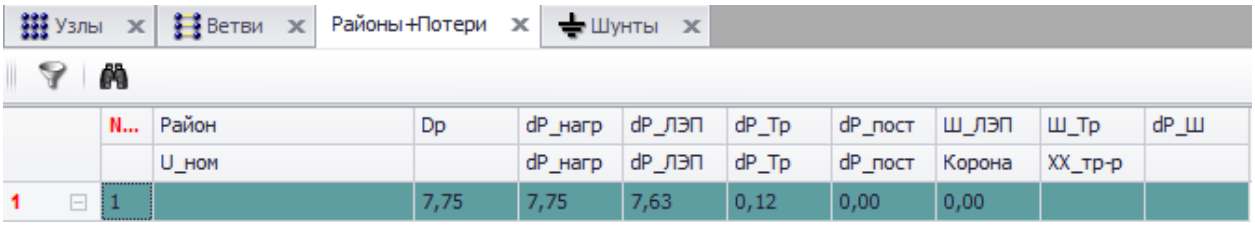
	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		17	СШ 1 Юкгрэс	500	539,90	7,98
2		18	Юкгрэс 500кВ	500	529,10	5,82
3		19	Юкгрэс 220 кВ	220	232,80	5,82
4		20	Юкгрэс 10 кВ	10	10,58	5,79
5		21	СШ 2 Юкгрэс	500	540,02	8,00
6		22	СШ1 Алматы	500	532,72	6,54
7		23	Алматы 500кВ	500	526,24	5,25
8		24	Алматы 220 кВ	220	231,54	5,24
9		25	Алматы 10 кВ	10	10,52	5,19
10		26	СШ 2 Алматы	500	532,51	6,50
11		27	Алматы 500кВ	500	527,65	5,53
12		28	Алматы 220 кВ	220	232,16	5,53
13		29	Алматы 10 кВ	10	10,55	5,50
14		35	СШ 1 Жамбыл	500	474,40	-5,12
15		36	СШ 2 Жамбыл	500	474,17	-5,17
16		37	Жамбыл 500 кВ	500	473,10	-5,38
17		38	Жамбыл 220 кВ	220	208,16	-5,38
18		39	Жамбыл 10 кВ	10	9,46	-5,39
19		40	СШ 1 Шымкент	500	474,12	-5,18
20		41	Шымкент 500 кВ	500	471,87	-5,63
21		42	Шымкент 220 кВ	220	207,62	-5,63
22		43	Шымкент 10 кВ	10	9,43	-5,66
23		44	СШ 2 Шымкент	500	474,30	-5,14
24		45	Шымкент 500кВ	500	472,53	-5,49
25		46	Шымкент 220 кВ	220	207,91	-5,50
26		47	Шымкент 10 кВ	10	9,45	-5,52

Рисунок 2.15 – Напряжения

В узлах наблюдаются отклонения напряжения, которые находятся в допустимых пределах, применение мероприятий по снижению отклонений напряжения не требуется

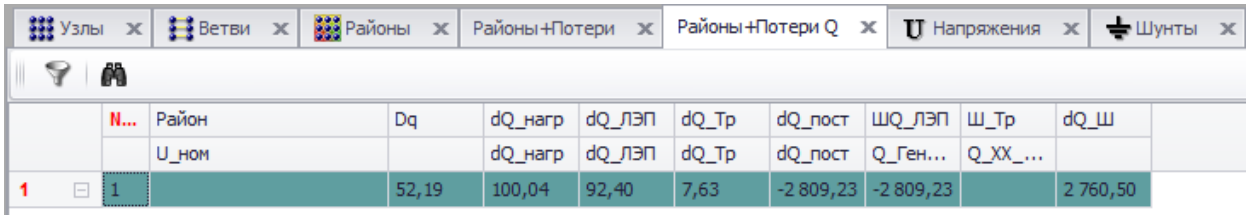
Напряжения в узлах не превышают номинально допустимое отклонение ±10%.

При расчете минимального режима работы Север – Юг и ТашТЭС были получены значения потерь активной и реактивной мощности в сети.



	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		7,75	7,75	7,63	0,12	0,00	0,00		

Рисунок 2.16 – Потери активной мощности



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		52,19	100,04	92,40	7,63	-2 809,23	-2 809,23		2 760,50

Рисунок 2.17 – Потери реактивной мощности

Из результатов расчета минимального режима сети Север – Юг и ТашТЭС видно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют7.63 МВт, в трансформаторах – 0,12 МВт, нагрузочные потери – 7.75 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 2.18

2.4.3. Расчет аварийного режима работы сети ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго со средними существующими нагрузками.

При расчете аварийного режима для раздельной работы ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго, отключаем от сети ПС ТашТЭС

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Экибастуз	515		1			355.5	501.3	515	-1000	1000				515		
2			Нагр	2	СШ 1 Эгрэс-1	500		1					500					1200	512.92	-0.05	
3			Нагр	3	Эгрэс-1 500кВ	500		1					500						501.71	-0.95	
4			Нагр	4	Эгрэс-1 220 кВ	220		1	64	89			220						220.73	-0.94	
5			Нагр	5	Эгрэс-1 10кВ	10		1	2.9	1.9			10						10.03	-1.02	
6			Нагр	6	СШ 2 Эгрэс-1	500		1					500					1200	513.04	-0.06	
7			Нагр	7	СШ 1 Нура	500		1					500					1200	502.89	-2.37	
8			Нагр	8	Нура 500кВ	500		1					500						496.91	-2.78	
9			Нагр	9	Нура 220кВ	220		1	28	47.2			220						218.63	-2.77	
10			Нагр	10	Нура 10кВ	10		1	1.9	1			10						9.93	-2.83	
11			Нагр	11	СШ 2 Нура	500		1					500					-600	503.25	-2.39	
12			Нагр	12	СШ 1 Агадырь	500		1					500					1200	493.72	-4.12	
13			Нагр	13	Агадырь 500кВ	500		1					500						480.91	-4.56	
14			Нагр	14	Агадырь 220 кВ	220		1	28.6	98.8			220						211.59	-4.55	
15			Нагр	15	Агадырь 10 кВ	10		1	2.3	1.6			10						9.61	-4.63	
16			Нагр	16	СШ 2 Агадырь	500		1					500					1200	493.37	-4.15	
17			Нагр	17	СШ 1 Юкгрэс	500		1					500					800	486.74	-7.03	
18			Нагр	18	Юкгрэс 500кВ	500		1					500						470.87	-7.7	
19			Нагр	19	Юкгрэс 220 кВ	220		1	39.7	120.7			220						207.17	-7.69	
20			Нагр	20	Юкгрэс 10 кВ	10		1	5.3	0.9			10						9.41	-7.86	
21			Нагр	21	СШ 2 Юкгрэс	500		1					500					800	487.05	-7.05	
22			Нагр	22	СШ1 Алматы	500		1					500						487.74	-8.64	
23			Нагр	23	Алматы 500кВ	500		1					500						479.95	-9.35	
24			Нагр	24	Алматы 220 кВ	220		1	46.7	58.6			220						211.16	-9.34	
25			Нагр	25	Алматы 10 кВ	10		1	1.2	1.9			10						9.59	-9.38	
26			Нагр	26	СШ 2 Алматы	500		1					500						487.69	-8.65	
27			Нагр	27	Алматы 500кВ	500		1					500						481	-9.2	
28			Нагр	28	Алматы 220 кВ	220		1	35.7	51.2			220						211.63	-9.2	
29			Нагр	29	Алматы 10 кВ	10		1	1.8	0.9			10						9.62	-9.25	
30			Нагр	30	СШ 1 Шу	500		1					500					600	477.13	-8.63	

Рисунок 2.19 Узлы

30		Нагр	30	СШ 1 Шу	500		1					500					600	477.13	-8.63
31		Нагр	31	Шу500кВ	500		1					500						473.77	-9.12
32		Нагр	32	Шу 220 кВ	220		1	30	23.9			220						208.45	-9.12
33		Нагр	33	Шу 10 кВ	10		1	2.2	1.7			10						9.47	-9.18
34		Нагр	34	СШ 2 Шу	500		1					500					1200	476.8	-8.64
35		Нагр	35	СШ 1 Жамбыл	500		1					500					1200	477.12	-9.88
36		Нагр	36	СШ 2 Жамбыл	500		1					500						477.48	-9.89
37		Нагр	37	Жамбыл 500 кВ	500		1					500						475.96	-10.07
38		Нагр	38	Жамбыл 220 кВ	220		1	10.9	11.5			220						209.42	-10.07
39		Нагр	39	Жамбыл 10 кВ	10		1	0.9	0.2			10						9.52	-10.1
40		Ген+	40	СШ 1 Шымкент	515		1			15	90	500	10	90				489.78	-10.66
41		Нагр	41	Шымкент 500 кВ	500		1					500						486.65	-11.14
42		Нагр	42	Шымкент 220 кВ	220		1	30.1	23.5			220						214.12	-11.14
43		Нагр	43	Шымкент 10 кВ	10		1	3	1			10						9.73	-11.22
44		Нагр	44	СШ 2 Шымкент	500		1			0	-0	500						489.73	-10.67
45		Нагр	45	Шымкент 500кВ	500		1					500						486.69	-11.11
46		Нагр	46	Шымкент 220 кВ	220		1	28.7	22.8			220						214.13	-11.11
47		Нагр	47	Шымкент 10 кВ	10		1	2	1			10						9.73	-11.17
48	✗	Нагр	48	СШ 1 ТашТэс	500		1					500					-600		-15.49
49	✗	Нагр	49	СШ 2 ТашТэс	500		1					500							-15.5
50	✗	Нагр	50	ТашТэс 500 кВ	500		1					500							-16.16
51	✗	Нагр	51	ТашТэс 220 кВ	220		1	39.9	14			220							-16.16
52	✗	Нагр	52	ТашТэс 10 кВ	10		1	8.5	1.4			10							-16.38

Рисунок 2.19 Продолжение узлы

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Экибастуз - СШ	0.25	3.06	-36.2		-105	-337	
2			Тр-р	2	3			СШ 1 Эгрэс-1 - Эгрэ	0.58	61.1		1	-67	-94	
3			Тр-р	3	4			Эгрэс-1 500кВ - Эгр	0.39			0.44	-64	-89	
4			Тр-р	3	5			Эгрэс-1 500кВ - Эгр	2.9	113.5		0.02	-3	-2	
5			ЛЭП	1	6			ПС Экибастуз - СШ 2	0.25	3.06	-36.2		-116	-315	
6			Выкл	2	6			СШ 1 Эгрэс-1 - СШ 2					-756	1292	
7			ЛЭП	6	7			СШ 2 Эгрэс-1 - СШ 1	6.33	70.4	-915.9		-153	57	
8			Тр-р	7	8			СШ 1 Нура - Нура 50	0.58	61.1		1	-30	-49	
9			Тр-р	8	9			Нура 500кВ - Нура 2	0.39			0.44	-28	-47	
10			Выкл	7	11			СШ 1 Нура - СШ 2 Ну					-2453	3615	
11			ЛЭП	11	12			СШ 2 Нура - СШ 1 Ак	5.22	63.9	-756.6		-123	29	
12			ЛЭП	1	12			ПС Экибастуз - СШ	11.55	141.37	-1672.4		-135	151	
13			Тр-р	12	13			СШ 1 Агадырь - Ага	0.58	61.1		1	-31	-103	
14			Тр-р	13	14			Агадырь 500кВ - Аг	0.39			0.44	-29	-99	
15			Тр-р	13	15			Агадырь 500кВ - Аг	2.9	113.5		0.02	-2	-2	
16			Выкл	12	16			СШ 1 Агадырь - СШ					-2391	-3385	
17			ЛЭП	16	17			СШ 2 Агадырь - СШ	8.4	102.82	-1216.3		-120	123	
18			Тр-р	17	18			СШ 1 Юкгрэс - Юкгр	0.58	61.1		1	-45	-126	
19			Тр-р	18	19			Юкгрэс 500кВ - Юкг	0.39			0.44	-40	-121	
20			Тр-р	18	20			Юкгрэс 500кВ - Юкг	2.9	113.5		0.02	-5	-1	
21			Выкл	17	21			СШ 1 Юкгрэс - СШ 2					-1479	3060	
22			ЛЭП	12	21			СШ 1 Агадырь - СШ	9.65	118.12	-1397.3		-106	148	
23			ЛЭП	21	22			СШ 2 Юкгрэс - СШ1	5.9	72.22	-854.3		-90	112	

Рисунок 2.20 Продолжение ветвей

24		Тр-р	22	23			СШ1 Алматы - Алма	0.58	61.1		1	-48	-62
25		Тр-р	23	24			Алматы 500кВ - Алм	0.39			0.44	-47	-59
26		Тр-р	23	25			Алматы 500кВ - Алм	2.9	113.5		0.02	-1	-2
27		Выкл	22	26			СШ1 Алматы - СШ 2					-843	-525
28		Тр-р	26	27			СШ 2 Алматы - Алма	0.58	61.1		1	-38	-53
29		Тр-р	27	28			Алматы 500кВ - Алм	0.39			0.44	-36	-51
30		Тр-р	27	29			Алматы 500кВ - Алм	2.9	113.5		0.02	-2	-1
31		ЛЭП	26	30			СШ 2 Алматы - СШ 1	5.77	70.68	-836.2		-5	27
32		ЛЭП	21	30			СШ 2 Юкгрэс - СШ 1	6.2	75.8	-897.8		-89	49
33		Тр-р	30	31			СШ 1 Шу - Шу500кВ	0.58	61.1		1	-32	-26
34		Тр-р	31	32			Шу500кВ - Шу 220 кВ	0.39			0.44	-30	-24
35		Тр-р	31	33			Шу500кВ - Шу 10 кВ	2.9	113.5		0.02	-2	-2
36		Выкл	30	34			СШ 1 Шу - СШ 2 Шу					-1221	-3194
37		ЛЭП	34	35			СШ 2 Шу - СШ 1 Жам	6.5	79.56	-941.2		-61	113
38		Выкл	35	36			СШ 1 Жамбыл - СШ					-1219	3472
39		Тр-р	36	37			СШ 2 Жамбыл - Жа	0.58	61.1		1	-12	-12
40		Тр-р	37	38			Жамбыл 500 кВ - Ж	0.39			0.44	-11	-12
41		Тр-р	37	39			Жамбыл 500 кВ - Ж	2.9	113.5		0.02	-1	-0
42		ЛЭП	36	40			СШ 2 Жамбыл - СШ	4.38	53.55	-633.5		-49	186
43		Тр-р	40	41			СШ 1 Шымкент - Шы	0.58	61.1		1	-33	-25
44		Тр-р	41	42			Шымкент 500 кВ - Ш	0.39			0.44	-30	-24
45		Тр-р	41	43			Шымкент 500 кВ - Ш	2.9	113.5		0.02	-3	-1
46		Выкл	40	44			СШ 1 Шымкент - СШ					-614	-483
47		Тр-р	44	45			СШ 2 Шымкент - Шы	0.58	61.1		1	-31	-24
48		Тр-р	45	46			Шымкент 500кВ - Ш	0.39			0.44	-29	-23
49		Тр-р	45	47			Шымкент 500кВ - Ш	2.9	113.5		0.02	-2	-1
50	✗	ЛЭП	44	48			СШ 2 Шымкент - СШ	3.3	40.39	-477.8			
51	✗	Выкл	48	49			СШ 1 ТашТэс - СШ 2						
52	✗	Тр-р	49	50			СШ 2 ТашТэс - Таш	0.58	61.1		1		
53	✗	Тр-р	50	51			ТашТэс 500 кВ - Та	0.39			0.44		
54	✗	Тр-р	50	52			ТашТэс 500 кВ - Та	2.9	113.5		0.02		
55		Тр-р	8	10			Нура 500кВ - Нура 1	2.9	113.5		0.02	-2	-1

Рисунок 2.20 – Ветви

Шунты

	Номер	Название	V	G_ш	B_ш	_p-	N_p-p	G_p-p	B_p-p	P_ш	Q_ш	G_расч	B_расч
1	2	СШ 1 Экгрэс-1	512.92		1200						316		1200
2	6	СШ 2 Экгрэс-1	513.04		1200						316		1200
3	7	СШ 1 Нура	502.89		1200						303		1200
4	11	СШ 2 Нура	503.25		-600						-152		-600
5	12	СШ 1 Агадырь	493.72		1200						293		1200
6	16	СШ 2 Агадырь	493.37		1200						292		1200
7	17	СШ 1 Юкгрэс	486.74		800						190		800
8	21	СШ 2 Юкгрэс	487.05		800						190		800
9	30	СШ 1 Шу	477.13		600						137		600
10	34	СШ 2 Шу	476.8		1200						273		1200
11	35	СШ 1 Жамбыл	477.12		1200						273		1200
12	48	СШ 1 ТашТэс			-600								

Рисунок 2.21 – Шунты

Напряжения

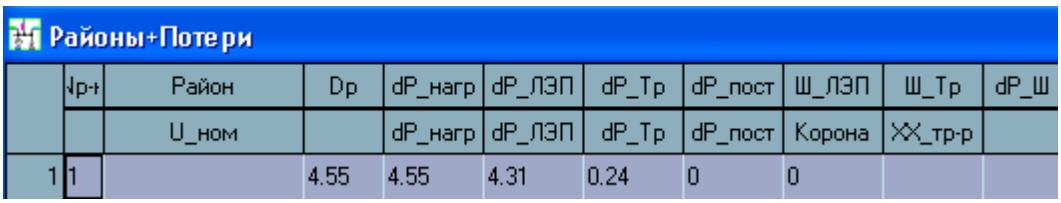
	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		18	Юкгрэс 500кВ	500	470.87	-5.83
2		19	Юкгрэс 220 кВ	220	207.17	-5.83
3		20	Юкгрэс 10 кВ	10	9.41	-5.88
4		31	Шу500кВ	500	473.77	-5.25
5		32	Шу 220 кВ	220	208.45	-5.25
6		33	Шу 10 кВ	10	9.47	-5.33

Рисунок 2.22 – Напряжение

В узлах ОЭС Казхастана наблюдаются отклонения напряжения, которые находятся в допустимых пределах, применение мероприятий по снижению отклонений напряжения не требуется

Напряжения в узлах не превышают номинально допустимое отклонение ±10%.

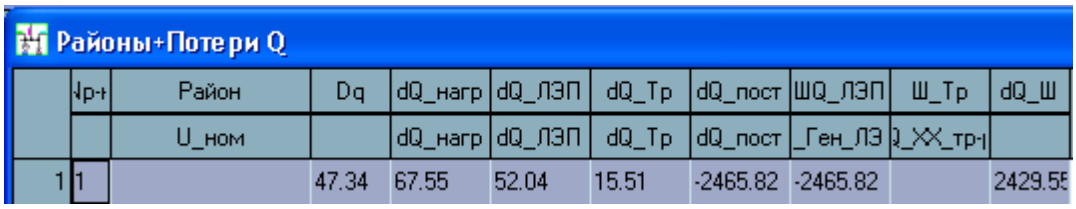
При расчете аварийного режима работы были получены значения потерь активной и реактивной мощности в сети.



Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1		4.55	4.55	4.31	0.24	0	0		

Рисунок 2.23 – Потери активной мощности.



Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1	1		47.34	67.55	52.04	15.51	-2465.82	-2465.82		2429.55

Рисунок 2.24 – Потери реактивной мощности.

При отключении ПС ТашТЭС от транзита Север – Юг видно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют 4.31 МВт, в трансформаторах – 0,24 МВт, нагрузочные потери – 4.55 МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 2.25

2.5 Анализ проведенных расчетов

Как показывают расчеты, в максимальном режиме работы ОЭС Казахстана и Узбекэнерго все элементы сети загружены нормально, потери активной мощности в ЛЭП составляют 10.93 МВт, в трансформаторах – 0,023 МВт, нагрузочные потери – 10.93 МВт. В минимальном режиме потери активной мощности в ЛЭП составили 7.63 МВт, в трансформаторах – 0,12 МВт, нагрузочные потери – 7.75 МВт. В аварийном режиме при отключении линий ТашТЭС, потери активной мощности в ЛЭП составляют 4.47 МВт, в трансформаторах – 0,24 МВт, нагрузочные потери – 4.72 МВт, что касается напряжения при отключении ТашТЭС имеются отклонения, но не превышают номинально допустимое отклонение ±10%.

3. Безопасность жизнедеятельности.

3.1 Анализ условий труда рабочего персонала

В качестве анализа условий труда рабочего персонала мно. Была взята подстанция «Агадырь» на которой имеется рабочее помещение для рабочего персонала обслуживания станции и линий электропередач: длина -5 м, ширина – 6 м, высота – 4 м. В помещении находятся шкафы управления за приходящими и прилагающими электрическими сетями, диспетчерский пульт , 3 компьютер, и 1 принтер и постоянно работает 3 человек. Обслуживающий персонал работает в две смены. Дежурство производится по графику, который составляется в соответствии с законодательством о труде и утверждается должностным лицом. Работники, принимаемые для выполнения работ в рабочем помещении должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.). Рабочее место рабочего персонала рационально организовано. Взаимное расположение пульта управления, кресла, органов управления и средств отображения информации соответствует антропометрическим данным человека-оператора.

В процессе работы работающий сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

– неблагоприятные метеорологические условия среды;

– повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне.

– электромагнитное излучение.

Для создания благоприятных условий труда рассчитано микроклиматические условия для работы рабочего персонала. Условия климатических изменений условия на промышленных предприятиях оказывают на организм человека неблагоприятные условия труда. Отклонения отдельных параметров микроклимата от рекомендованных значений снижают работоспособность, ухудшают самочувствие работника и могут привести к профессиональным заболеваниям.

Нормы микроклиматических условий приняты согласно СНиП РК.

Климатические условия на рабочем месте оператора соответствуетследующим санитарно-гигиеническим нормам:

– температура окружающей среды – от 21 до 25 °С (в холодный период года), от 23 до 25 °С (в теплый период года);

– атмосферное давление – от 630 до 800 мм рт.ст.;

– относительная влажность - 40-60 %, но не более 75 %.

Уровень шума на рабочем месте при выполнении оператором основной работы на ПК не должен превышать 50 дБ.

При работах на электростанции под напряжением основными опасностями для персонала является воздействие на работающих интенсивного электрического поля, влияние электромагнитного поля.

Поэтому основными мерами электробезопасности от электромагнитного излучения влияющая на деятельность рабочего организма, при работах сверхвысокого напряжения, являются специальные защитные оборудование и использование экранирующих устройств.

Напряженность согласно нормированию не должна превышать при работах на воздушных линиях 60 кВ/м. Электростатическое поле создается зарядами на проводах, которые резко возрастают с ростом фазного напряжения и рабочей емкости фазы.

Влияние на наибольшую напряженность электрического поля на уровне земли таких параметров ВЛ , как конструкция фазы , число, диаметр проводов и расстояние между ними , расстояние между фазами и их взаимное расположение (горизонтальное или треугольное), менее значительное (в пределах 5%).

3.2 Расчет системы вентиляции

Найдем требуемое количество подаваемого воздуха по фактору «тепловыделение». Оно рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{Q_{ИЗБ}}{C_В + \Delta t - \gamma_В} \qquad (3.1)$$

где $\Delta t = t_{удал} + t_{пост}$,

$t_{удал}$ – температура удаляемого воздуха;

$t_{пост}$ – температура поступающего воздуха;

$C_В$ – теплоемкость воздуха, 0,24 ккал/кг$\times$С;

$\gamma_В$ – удельная масса приточного воздуха, 1210 кг/м^3;

$Q_{ИЗБ}$ – избыточное тепло.

Избыточное тепло найдем по выражению:

$$Q_{ИЗБ} = Q_{ОБ} + Q_Л + Q_Р + Q_{отд} \qquad (3.2)$$

где $Q_{ОБ}$ – тепло, выделяемое офисным оборудованием;

$Q_Л$ - тепло, выделяемое людьми;

$Q_Р$ – тепло, вносимое солнечной радиацией;

$Q_{отд}$ – теплоотдача в окружающую среду.

Значения $Q_Р$ и $Q_{ОТД}$ примерно равны и взаимно компенсируются, поэтому избыточное тепло образуется только за счёт людей и оборудования.

Тепло, выделяемое людьми, найдём по формуле:

$$Q_Л = Q_{ОБ} + K_Л + (q_Р + q_{ПОГЛ}) \qquad (3.3)$$

где $K_Л$ – количество людей в помещении, $K_Л = 3$;

$q_Р$ – тепло, выделяемое одним человеком, $q = 250$ ккал/ч;

$q_{ПОГЛ}$ – тепло, поглощаемое одним человеком,

$q_{ПОГЛ} = 140$ ккал/ч.

Отсюда находим по (3.3):

$$Q_Л = 3 \cdot (250 - 140) = 220 \text{ ккал/ч}.$$

Рассчитаем количество тепла, выделяемого приёмным оборудованием. В рабочем помещении расположен 3 персональный компьютера и приёмник. Компьютер имеет мощность 500 Вт, приёмник характеризуется чувствительностью. Общая мощность компьютера составляет 1500 Вт. Также имеется один принтер с потребляемой мощностью 50 Вт. Тепло, выделяемое офисным оборудованием рассчитаем по формуле:

$$Q_{ОБ} = 860 \cdot P_{ОБ} \cdot \eta \qquad (3.4)$$

где 860 – тепловой эквивалент 1 кВт/час;

$P_{ОБ}$ – потребляемая мощность,

$P_{ОБ} = 1550$ Вт;

η – коэффициент перехода тепла в помещение, $\eta = 0{,}95$.

Подставив все значения в формулу, находим по (3.4):

$$Q_{ОБ} = 860 \cdot 1.55 \cdot 0.95 = 1226.4 \text{ ккал/ч}.$$

Рассчитаем тепло напряжённость воздуха по формуле:

$$Q_Н = \frac{Q_{ИЗБ}}{V_П} \qquad (3.5)$$

где $V_П$ – объем помещения, $V_П = 20$ м^3.

Тогда по пункту (3.2):

$$Q_{изб}=1226.4 + 220 = 1446.4 \text{ ккал/ч.}$$

Таким образом, подставив данные в формулу (3.5), тогда:

$$Q_{Н} = \frac{1446.4}{20} = 72.32 \text{ ккал/ч.}$$

Найдём требуемое количество подаваемого воздуха по (3.1):

$$L = \frac{1446.4}{0.24 \cdot 3 - 1210} = 1660 \text{ ккал/ч.}$$

Рассчитаем кратность воздухообмена по формуле:

$$K = \frac{L}{V} \qquad (3.6)$$

Где L– ребуемое количество подаваемого воздуха, L = 1660 $м^3$ /ч;
V– объем помещения, V = 20 $м^3$.

$$K = \frac{1660}{20} = 83 \text{ 1/ч.}$$

Установим в рабочем помещении один настенный кондиционер LG-CS09AWT, рассчитанный от 15 $м^2$ до 130 $м^2$. Данный кондиционер создает воздухообмен 2500 $м^3$/ч, Кондиционер снабжен таймером, термостатом, бактерицидным фильтром и автоматическим климат контролем. Электропитание кондиционера 230 В, 5 А, 50 Гц; максимальный уровень шума 38 дБ; внутренний блок: длина 810 мм, высота 300 мм, глубина 200 мм; внешний блок: длина 650 мм, высота 500, глубина 210 мм.

Таблица 3.1 – Технические данные кондиционера LG-CS09AWT

Электропитание, В	380
Частота, Гц	50
Уровень шума, ДБ	19
Внутренний блок	
Длина ,мм	800
Высота, мм	400
Глубина, мм	150
Внешний блок	
Длина, мм	500

Высота, мм	400
Глубина, мм	200

Данный кондиционер предотвращает образование плесени и размножение бактерий в полостях теплообменника и внутреннего блока. Система очистки эффективно удаляет мелкие частицы пыли и дыма, а также нейтрализует возбудителей вирусных и аллергических заболеваний, а также благодаря минимальным вибрациям и уровнем шума создают максимальный комфорт для работы и здоровья персонала. Поскольку уровень шума данного кондиционера меньше 50ДБ, то дополнительное оборудование для снижение шумоизоляций не требуется.

3.3 Защита от электромагнитного излучения

Защита от электромагнитных излучений осуществляется путем организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий а также средств индивидуальной защиты.

Комплексные методы защиты от электромагнитного излучения включают:

– экранирование источника и рабочего места с целью снижения уровня излучения ниже предельно-допустимого уровня (ПДУ);

– ограничение времени производственного персонала в зоне электромагнитного излучения.

На рисунке 3.1 приведена классификация методов и средств защиты от электромагнитных излучений.

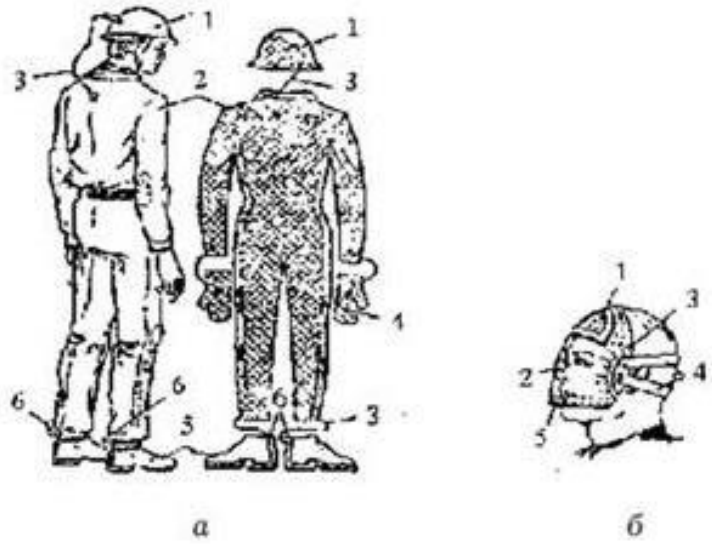


Рисунок 3.1 – Классификация методов и средств защиты

3.1.1 Экранирующий костюм

Экранирующий костюм является индивидуальным защитным средством от воздействия электромагнитного поля при работах действующих электроустановках промышленной частоты сверхвысокого напряжения, а также при работах под напряжением на воздушных линиях электропередачи высокого напряжения.

На рисунке 3.2 показано общее конструктивное особенности экранирующего костюма.



а *б*

а – радиозащитный костюм: 1 – металлическая или металлизированная каска; 2 – комбинезон из токопроводящей ткани; 3 – проводники, обеспечивающие электрическую связь между отдельными элементами экранирующего костюма; 4 – рукавицы из токопроводящей ткани; 5 – ботинки с электропроводящими подошвами; 6 – вывод от токопроводящей подошвы;
б – защитная маска с перфорационными отверстиями: 1,2,3 – поролоновые прокладки; 4 – ремни крепления маски; 5 – перфорационные отверстия.

Рисунок 3.2 – Средство от электромагнитных излучений

3.1.2 Расчет экранирующего устройства для ВЛ 500 кВ

Экранирующие устройства в зависимости от их конструкции и размеров, а также от места и условий размещения могут служить индивидуальными или коллективными средствами защиты людей от воздействия электрического поля при работах в действующих электроустановках промышленной частоты сверхвысокого напряжения.

Проектируемая линии 500 кВ имеет горизонтальное расположение проводов расстоние между ними d=11 м; фазы расщепленные, состоящие из 3 проводов АС-500 на линии которая заходит на подстанцию Агадырь r_o -0.02 с шагом расщепления a=0.4 м. Высота подвеса проводов на опоре $H_п$ - 22 м, габарит линии H_o =8.7 м, средняя высота подвеса проводов над землей $H_{ср}$ - 13 м. Грозозащитные тросы изолированы от опор, поэтому влияние их на

электрическое поле проводов не учитываем. Требуется определить расчетную толщину экранирующего сетчатого устройства, допустимый уровень облучения и эффективность экранирования на рабочем месте. При этом работы проводятся на ВЛ СВН на высоте 3 м от земли. При этом мощность антенны $P_{ант}$-300 Вт; коэффициент усиления антенны $G_{ант}$ – 400; R-5; экран сделан из алюминия $\psi=3{,}54\times10^{3}$ Ом/м; магнитная постоянная $\mu=4\pi\times10^{-7}$ Гн/м; длина волны 3 см, $f=1\times10^{10}$ Гц.

Решение:

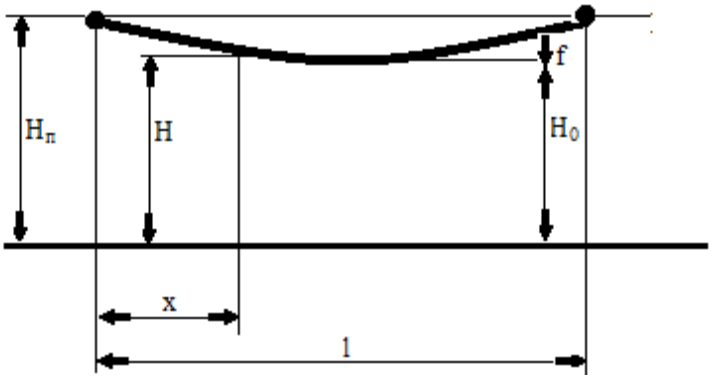


Рисунок 3.3 – Определение высоты размещения провода на землей *H* на разных расстояниях от опоры x.

Емкость фазы трехфазной линии с горизонтальным расположением проводов относительно земли на единицу длины линии, Ф/м, определяется следующим известным выражением:

$$C=\frac{2\pi E_o}{\ln=\frac{2H_{ср}d}{r^3\sqrt{(H^3_{ср}+d^3)\sqrt{H^2_{ср}+d^2}}}} \qquad (3.7)$$

Тогда емкость фазы определяется относительно земли по (3.7):

$$C=\frac{2\cdot3.14\cdot8.85\cdot10^{-12}}{\ln=\frac{2\cdot13\cdot11}{\sqrt[3]{(0.02\cdot0.4^2)\sqrt{(4\cdot13^2+11^2)}\cdot13^2+11^2}}}=12.6\cdot10^{-12}\ \text{Ф/м}$$

Искомая напряженность электрического поля В/ м, трехфазной воздушной линии с горизонтальным расположением проводов будет определятся по выражению (5.8):

$$E = \frac{CU_{ф}}{4\pi E_{o}} \cdot \sqrt{(2k_1 - k_2 - k_5)^2 + 3(k_3 - k_5) + (2k_2 - k_4 - k_6)^2 + 3(k_4 - k_6)^2} \qquad (3.8)$$

Коэффициенты *k* имеют значения:

$$k_1 = \frac{x+d}{m^2_A} - \frac{x+d}{n^2_A};\ k_2 = \frac{H+h}{m^2_A} - \frac{H+h}{n^2_A};$$

$$k_3 = \frac{x}{m^2_B} - \frac{x}{n^2_B}; \qquad k_4 = \frac{H-h}{m^2_B} - \frac{H+h}{n^2_B};$$

$$k_5 = \frac{x-d}{m^2_C} - \frac{x-d}{n^2_C}; \qquad k_6 = \frac{H-h}{m^2_C} - \frac{H+h}{n^2_C}; \qquad (3.9)$$

Отрезки m и n определяются гипотенузами прямоугольных треугольников и определяются следующими уравнениями, м:

$$m_A = \sqrt{(x+d)^2 + (H-h)^2}; \qquad n_A = \sqrt{(x+d)^2 + (H+h)^2};$$

$$m_B = \sqrt{x^2 + (H-h)^2}; \qquad n_B = \sqrt{x^2 + (H+h)^2};$$

$$m_C = \sqrt{(x+d)^2 + (H-h)^2}; \qquad n_C = \sqrt{(x-d)^2 + (H+h)^2}; \qquad (3.10)$$

Вычисляем напряженность , находящейся в средней фазой на высоте 3 м от земли. Для этой точки x=0, а отрезки m и n по пункту (5.10) равны:

$$m_A = m_C = \sqrt{(8.65-3)^2 + 11^2} = 12.4\,\text{м},$$

$$m_B = 8.65 - 3 = 5.65\ n_B = 8.65 + 3 = 11.65.$$

Коэффициенты *к* для точки Р будут по пункту (3.9) равны:

$$k_1 = \frac{11}{12.4^2} - \frac{11}{16^2} = 0.029,$$

$$k_2 = \frac{5.65}{12.4^2} - \frac{11.65}{16^2} = 0.082,$$

$$k_3 = 0,$$

$$k_4 = \frac{5.65}{5.65^2} - \frac{11.65}{11.65^2} = 0.263,$$

$$k_5 = \frac{-11}{12.4^2} - \frac{11}{16^2} = -0.115,$$

$$k_6 = \frac{5.65}{12.4^2} + \frac{11.65}{16^2} = 0.082.$$

Подставив численные значения, входящие в выражение (3.8):

$$E = \frac{12.6 \cdot 10^{-12} \cdot 500 \cdot 10^3}{4 \cdot 3.14 \cdot 8.85 \cdot 10^{-12} \cdot \sqrt{3}} \cdot \sqrt{(0.0053 + 3 \cdot 0.015^2 + 0.033 + 3 \cdot 0.181^2} = 10.2 \text{ кВ/м}.$$

Согласно санитарным нормам степень ослабления электромагнитного поля рассчитывается по выражению:

$$E = \frac{ГПЕ_R}{ГПЕ_{\partial R}} \qquad (3.11)$$

Где $ГПЕ_R$ – расчетные нормативы от ЭМП рабочего персонала;

$ГПЕ_{\partial R}$ – предельно допустимые величины ГПЕ ЭМП на рабочих местах персонала 1000 мкВт/см^2.

Параметры экранирующиего устройства радиуса 5 м в виде антенны:

$$ГПЕ_R = \frac{P_{пер} \cdot G_{ант}}{4\pi R^2} \qquad (3.12)$$

Тогда по формуле (3.12):

$$E = \frac{300 \cdot 10^{-12} \cdot 400}{4 \cdot 3.14 \cdot (5 \cdot 100)^2} = 38820 \text{ мкВт/см}^2$$

Тогда по формуле (3.11):

$$\frac{1}{N} = \frac{38820}{1000} = 38.22, N = 0.026.$$

Значимая толщина защищающего экрана рассчитывается по выражению:

$$t = -\ln N = \frac{1}{2\sqrt{\frac{\mu \cdot \omega \cdot \mu}{2}}} \qquad (3.13)$$

Согласно формуле (3.13) толщина защищающего экрана:

$$t = -\ln N = \frac{1}{2\sqrt{\frac{2 \cdot 3.14 \cdot 1 \cdot 10^{10} \cdot 3.54 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{2} \cdot 4 \cdot 3.14 \cdot 10^{-7} \cdot 10^{-2}}{2}}} = 0.57 \text{ мм.}$$

При данной толщине экранирующего устройства снижение электромагнитного поля при работе рабочего персонала будет равна 6.7 кВ/м.

Характер распространения электромагнитного поля зависят от частоты. На различных расстояниях от источника $R \geq D^2/\lambda$, где D – геометрические размеры источника. В этой зоне электрическая и магнитная составляющие поля связаны универсальной зависимостью:

$$H = \frac{E}{377}.$$

Где E – напряженность электрического поля;
H – напряженность магнитного поля.

Значение напряженности электрического равняется по пункту (5.2) принимается как разность между напряженностью электрического поля и снижение напряженности электрического поля с помощью применения экранирующего устройства, тогда напряженность магнитного поля равна:

$$H = \frac{10.2 + 6.7}{377} = 0.09 \text{ kA/м}$$

Нормирование количества энергии облучения при работе рабочего персонала рассчитывается по выражению:

$$W = \frac{1}{2}(\gamma \cdot E^2 - \mu \cdot H^2), \quad (3.14)$$

Согласно пункту (5.14) энергия облучения рассчитывается:

$$W = \frac{1}{2}(3.54 \cdot 10^{-3} \cdot (3.5 \cdot 10^{3})^2 - 4 \cdot 10^{-2} \cdot (0.09 \cdot 10^{3})^2) = 2.1 \text{ кДЖ/м}^2$$

Эффективность экранирования на рабочем месте определяются по выражению:

$$Э_X = \frac{H_X}{H_{x.Э}} \cdot 100\% \qquad (3.15)$$

где H_X – максимальное значение напряженности магнитного поля на расстоянии x от источника без экрана;

$H_{x.Э}$ – то же при наличие экрана.

Тогда по выражению (3.15) эффективность экранирования составляет:

$$Э_X = \frac{0.77}{0.99} \cdot 100\% = 77.7\%$$

В результате исследования работы рабочего персонала нормы воздействия электрического поля на влияющие на организм человека являются незначительными для данного класса напряжения сети 500 кВ. Эффективность экранирования на рабочем месте от защиты от электромагнитных излучений составляет 77.7%, что является хорошим показателем для работы рабочего персонала.

4 Экономическая часть

4.1 Расчет стоимости научно – технических работ по исследованию работ ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана.

Данной экономической целью является экономическая оценка выполнения научно-технической работы на тему: Раздельная работа Казахстана и ОЭС Узбекистан Энерго.

Содержание технико-экономического обоснования зависит от специфики темы и задания на проектирование. Прежде всего следует отражать актуальность темы, основные задачи и особенности выполняемого исследования, возможные сферы использования полученных результатов.

В данном проекте мы исследовали линий ОЭС Казахстана с переходом на ОЭС Узбекистана. За базу мы брали ПС Экибастуз от нее питаются ПС Нура, ПС Агадырь, ПС ЮКГРЭС, ПС Алматы, ПС Шу, ПС Жамбыл, ПС Шымкент, и Узбекистанская ПС ТашТЭС. Изучение раздельной работы ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана проводились влабораторий АУЭС, расчеты проводили в программе Rastr.

Все расчеты были проведены с помощью программного обеспечения RastrWin.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории Казахстана, России, Кыргызстана, Узбекистана, Беларусии, Молдовы, Монголии, Югославии.RastrWin используется студентами многих вузов для выполнения курсовых и дипломных работ.

Работы проводились в составе руководителя и двоих студентов втечений одного месяца. Задачей НИР является расчет режимов ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекистана и обоснование стоимости цены всех работ.

Цена на научно-техническую продукцию (Ц) определяется по формуле:

$$Ц = (И + П_н) \cdot 1{,}12 , \qquad (4.1)$$

где И– полные эксплуатационные издержки, связанные с разработкой продукта;

$П_н$ - нормативная прибыль;

1,12 - коэффициент, учитывающий НДС;

Основные средства, необходимые для проведения научно-исследовательских работ включают:

Наименование	Стоимость ед., тыс. тг.	Количество	Общая стоимость .тыс. тг.
Стол	50	2	100
Стул	25	4	100
Компьютер	120	3	360
Принтер	45	2	90
Сканер	48	2	96
Итого	746		

Т.о капитальные вложения для работы составили – 746 тыс. тенге.

Все эксплуатационные издержки на выполнение научно-исследовательских работ определяются по формуле:

$$И = И_а + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар} + И_{накл} \quad (4.2)$$

1. Амортизационные отчисления - это часть стоимости основных фондов.

Рассчитываются по нормам амортизации от стоимости основных фондов, используемых при разработке продукта;

$$U_а = \frac{Н_а}{100} \cdot К_{вл}$$

где $Н_а$ – месячная норма амортизации 1.6 %;

$К_{вл}$ – капитальные вложения.

Капитальные вложения для научно-исследовательской работы – это необходимые вложения для работы включающих в себя покупку оборудования, техники и удобства для работы.

$$И_а = \frac{1,6}{100} \cdot 746 \text{ тты .тт} = 12 \text{ тыс. тенге}$$

2. Заработная плата - это вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные и стимулирующие выплаты

Рассчитывается по количеству разработчиков, времени разработки и их месячной зарплаты;

$$И_{з/п} = Р_{кол} \cdot Т \cdot З_п \quad (4.3)$$

где $И_{з/п}$- основная заработная плата разработчиков;
$Р_{кол}$- количество разработчиков;
Т – время разработки (месяц);
$З_{п}$– месячная заработная плата разработчиков.

$$И_{.з/п}=3\cdot1\cdot80тыс.тг =240тыс. тенге$$

3. Единый социальный налог предназначен для мобилизации средств для реализации прав граждан на государственное пенсионное и социальное обеспечение (страхование) и медицинскую помощь. ЕСН имеет целевую направленность, но его характерной чертой является безвозмездность. Взимание этого налога не предполагает предоставления эквивалентного по объему социального обеспечения налогоплательщикам или третьим лицам.

Налогоплательщиками ЕСН признаются:

1)Лица, производящие выплаты физическим лицам: организации, индивидуальные предприниматели, физические лица, не признаваемые индивидуальными предпринимателями;

- расчет единого социального налога (11% в РК) – $И_{е.с.н.}$;

Расходы на единый социальный налог ($И_{е.с.н}$) определяется по формуле:

$$И_{е.с.н.} = (И_{з.п}– И_{п.ф}) \cdot 0,11 \qquad (4.4)$$

где $И_{з/п}$- заработная плата;
$И_{п.ф}$ – отчисления в единый пенсионный фонд.

Отчисления в ЕНПФ размером 10% с заработной платы.

$$И_{п.ф}=270 тыс.тг \cdot 0,1=27 тыс.тенге$$

$$И_{е.с.н.} = (270тыс.тг– 27тыс.тг) \cdot 0,11=26тыс.730тенге$$

4. Арендная плата, включая коммунальные платежи(в месяц);

$$И_{ар} = 100 тыс. тенге$$

5. Накладные расходы расходы на бумагу, ручку, карандаш и т.д. $И_{накл}$ можно принять 10% от всех затрат.

$$И_{накл}= (И_{а} + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар}) \cdot 0,1 \qquad (4.5)$$

$$И_{накл}= (12+240+26,730+100) \cdot 0,1=37 тыс. 837 тенге$$

Таким образом, полные эксплуатационные издержки по всем статьям составят:

$$И = И_а + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар} + И_{накл.}$$

И=12+240+26,730+100+37,837=416тыс. 567тенге

Для установления цены на НИР к эксплуатационным издержкам добавляем прибыль.

Нормативную прибыль $П_н$ принимаем как 20% от И (полные эксплуатационные издержки);

$$П_н = 0,2 \cdot 416тыс. 567тг = 83 тыс. 313тенге$$

Тогда цена на научно-техническую продукцию состовляет:

$$Ц = (416тыс. 567тг + 33тыс. 313тг) \cdot 1,12 = 503тыс. 865тенге$$

Т.о. цена на данный проект по раздельной работе Казахстана и УзбекЭнерго у нас составило 503 тыс. 865 тг.

Заключение

В выводе о проделанной работе мы понимаем что ЕЭС Казахстана работает параллельно с ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго. Источником питания ЕЭС Казахстана является Экибастузская электростанция . От Экибастуской электростанций питается Россия ОЭС Урала и ОЭС Сибири, так же питается транзит Север – Юг с переходом на Узбекэнерго (ПС ТашТэс).

В проекте раздельная работа ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго мы рассчитали режимы напряжения, которые соответствуют по номинальным допускаемым нормам ±10%.

В Максимальном режиме в зимний период времени при параллельной работе ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго средние нагрузки составляют от 10,9 – 64МВт, потери активной мощности составляют 10 МВт. И так в зимний период полная нагрузка на энергосистеме Казахстана и Узбекистана составляет 425,2 МВт

В минимальном режиме в летний период времени при параллельной работе ОЭС Казахстана и ОЭС Узбекэнерго средние нагрузки составляют от 11 - 44 МВт, потери активной мощности 7,75 МВт. И так в летний период времени полная нагрузка на энергосистеме составляет 285,9 МВт.

При раздельной работе, рассчитали аварийным режим, то есть от транзита Север – Юг на ПС Шымкент отключаем ВЛнаТашТЭС. При отключении мы наблюдали резкое падение напряжения до 30 %, такое падение напряжение не соответствует номинальным значениям допустимых отклонении. Для того чтобы обеспечить режим мы ввели генерирующую мощность на Шымкентской ТЭЦ в объеме 15 МВт, тем самым обеспечили баланс мощности.

От сюда у нас на транзите Север – Юг потери активной мощности составили 4,55 МВт, а полная нагрузка на энергосистеме Казахстана составило 355,5 МВт.

Список литературы

1 А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-н/Д.:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп – М.: Высшая школа, 1990.-383 с.

3 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд. ,перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети./ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5 Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/ Под ред. А.А.Васильева. 2-е издание перераб. и доп. -М.: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.: ил.

6 Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов/ Под ред. С.В.Усова. - 2-е издание, перераб. и доп. - Л.: Ленинградское отделение, 1987. -616с.: ил.

7 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. 4-е издание перераб. и доп. - М.:Энергоатомиздат, 1989 -608с.: ил.

8 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

10 Пособие для изучения технической эксплуатации Электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общей ред. Ф.Л.Когана.- Москва «Издательство НЦ ЭНАС», 2000 г