


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



« 11 » 06 2019 г.

Н.В. Савина

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Управление потоками реактивной мощности в сетях напряжением 220 кВ с источником питания Бурейская ГЭС

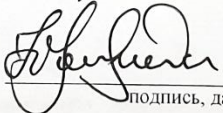
Исполнитель
студент группы 742-ом



18.06.2019
подпись, дата

Г.Е. Музыченко


Руководитель
профессор,
канд.техн.наук



18.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

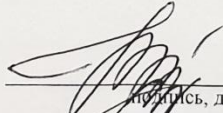
Руководитель
магистерской
программы



21.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

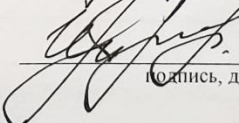
Нормоконтроль
ст. преподаватель



19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент



21.06.2019
подпись, дата

Т.Ю. Ильченко

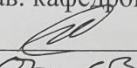
Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Музыченко Георгий
Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Управление потоками реактивной мощности в сетях
напряжением 220 кВ с источниками питания Бурейской ГЭС
(утверждено приказом от 06.03.2019 № 531-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 12 мая 2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрическая
соединения Амурского РАЭС; Схема потокораспределения
Амурских электрических сетей.

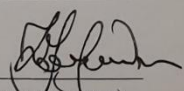
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

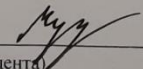
Снижение расхода топлива на станциях /
производств выработки электроэнергии

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) зачеркнута,
як таблиця, в приложенні.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 06.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: проф., к.т.н. 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 06.03.2019 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 106 стр., 21 рисунок, 34 таблиц, 6 приложений, 31 источник.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, РАСХОД ЧЕРЕЗ ГИДРОУЗЕЛ.

В данной магистерской диссертации была поставлена задача компенсации реактивной мощности, генерируемой в сети и стекающей на шины БГЭС для оптимизации расхода водохранилища станции в период его сработки, что позволит увеличить суточную выработку электроэнергии. Для решения данной задачи произведена установка компенсирующих устройств на шинах Бурейской ГЭС.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты установки КУ с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Современное состояние предмета исследования	9
1.1 Актуальность поставленной проблемы	9
1.2 Оценка существующей проблемы	12
1.3 Характеристика современных устройств КРМ	24
1.3.1 Управляемый шунтирующий реактор	26
1.3.2 Синхронный компенсатор	28
1.3.3 СТАТКОМ	28
1.3.4 Фазноповоротное устройство	29
1.4 Выбор метода исследования для магистерской диссертации	30
2 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	36
2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	36
2.2 Климатогеографические характеристики Амурской области и Хабаровского края	36
2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	39
2.3.1 Характеристика источников питания	39
2.3.2 Структурный анализ ЛЭП	45
2.3.3 Структурный анализ ПС	47
2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	52
3 Варианты решения поставленной проблемы	75
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	75
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	75
3.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения на шинах Бурейской ГЭС	75
3.2.2 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС	82

3.2.3 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на шинах 500 кВ Бурейской ГЭС	87
3.3 Практическая реализация предложенных вариантов	94
4 Оценка экономической эффективности и целесообразности	96
4.1 Капиталовложения	96
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	97
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	98
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	99
5 Практическое применение диссертации	105
Заключение	106
Библиографический список	107
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	111
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	113
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	123
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	129
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	135
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	147

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БГЭС - Бурейская гидроэлектростанция;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС - гидроэлектростанция;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- НБГЭС – Нижне-Бурейская гидроэлектростанция;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УШР – управляемый шунтирующий реактор;
- ШР – шунтирующий реактор;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Регулирование потоков реактивной мощности и как следствие уровней напряжения в магистральных и распределительных сетях является одной из основных задач современности, так как эти параметры электроэнергетического режима позволяют экономить электроэнергию и энергоресурсы. Обеспечив поддержание оптимальных уровней напряжения, мы сможем повысить энергоэффективность электроэнергетической системы по средствам снижения потерь активной мощности в электрических сетях, обеспечить надлежащего качества электроэнергию за счет регулирования и стабилизации уровня напряжений в электросетях, достичь высоких технико-экономических показателей работы электроустановок. Проведя анализ данной проблемы, можно сделать вывод что в настоящее время режим работы электроэнергетической системы не оптимальны. В 2-2,5 раза уровень потерь в энергосистеме по стране в целом, превышает величину потерь в развитых странах.

В данной магистерской диссертации разработан проект оптимизации потоков реактивной мощности на ВЛ, отходящих от БГЭС для оптимизации расхода станции.

Необходимость этого возникла ввиду того, что в настоящее время в часы минимума генерации генераторы станции используются для компенсации реактивной мощности, которая стекает на шины БГЭС. В свою очередь применение генераторов для компенсации реактивной мощности является экономически нецелесообразным. В этом случае часть генераторов переводится на работу с пониженным коэффициентом мощности, т. е. с целевым увеличением выработки реактивной энергии. Увеличение же выработки реактивной мощности в режиме наибольших активных нагрузок, за счет снижения генерации активной мощности, экономически нецелесообразно. Эффективнее применять для выработки реактивной мощности компенсирующие устройства.

По данным контрольного замера 2018 года принимаются электрические нагрузки подстанций.

Целью оптимизации потоков реактивной мощности на шинах БГЭС является разработка такой системы, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации, а также обеспечит оптимальную сработку водного ресурса ГЭС.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка и анализ возможных вариантов оптимизации потоков реактивной мощности;
- 2) выбор конкурентно-способных вариантов;
- 3) проанализировать современные устройства компенсации реактивной мощности;
- 4) расчёт и анализ нормальных и ремонтных режимов сети;
- 5) выбор оптимального варианта оптимизации режима по реактивной мощности в сети, при котором будут минимальные капиталовложения.

Магистерская диссертация предусматривает проектирование оптимального варианта компенсации реактивной мощности на шинах БГЭС.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

Операционная система MS Windows 10 Pro;

Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г;

MathType 6.1 Equation;

Mathcad 14.0;

ПВК RastrWin 3;

Автоматизированная информационная библиотечная система «ИРБИС 64».

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРЕДМЕТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В магистерской диссертации поставлена цель снижения расхода БГЭС в часы минимума потребления в период сработки водохранилища путем компенсации реактивной мощности на шинах станции. После проведения компенсации реактивной мощности на шинах БГЭС ожидается снижения расхода через гидроагрегаты станции в часы минимума потребления и использование сэкономленного водного ресурса для выработки активной мощности в часы максимума потребления.

1.1 Актуальность поставленной проблемы

В настоящее время проблема компенсации реактивной мощности особенно остро обсуждается у энергетиков. Опубликовано много нормативных и распорядительных документов, касающихся этой проблемы.

Проблема компенсации реактивной энергии и мощности возникла одновременно с применением на практике переменного и особенно трехфазного тока. Когда индуктивная или емкостная составляющая нагрузки включена (и это включает в себя различные двигатели, промышленные печи и даже высоковольтные линии электропередачи), происходит обмен электрической энергией между электрической установкой и источником, общая мощность которого равна нулю, но это вызывает дополнительные потери активной энергии, потери напряжения и снижает пропускную способность электрических сетей. Так как невозможно избежать таких негативных воздействий, нам просто нужно минимизировать их.

Для компенсации реактивной мощности используются различные устройства на основе статических или синхронных элементов. В общем, действие всех компенсирующих устройств основано на том факте, что на участке цепи с индуктивной или емкостной нагрузкой установлен дополнительный источник реактивной мощности, поэтому описанный выше обмен энергией происходит между этим источником и устройством на небольшом участке цепи, не проходя по основным сетям и, следовательно, не вызывая в них негативных последствий.

Синхронная компенсация может быть достигнута с помощью специализированных устройств - синхронных компенсаторов, которые представляют собой синхронные двигатели без нагрузки на валу, а также с использованием существующих двигателей в режиме перевозбуждения или путем переключения генераторов в режим синхронных компенсаторов. Этот метод используется промышленными потребителями, которые имеют собственные блочные станции и синхронные двигатели.

Статические компенсаторы также бывают двух типов - продольные и поперечные. Продольная компенсация применяется к высоковольтным линиям электропередач. Дело в том, что высоковольтные линии электропередачи имеют собственное емкостное сопротивление и генерируют реактивную мощность, основным отрицательным следствием которой является не столько потеря электроэнергии, сколько потеря напряжения и, следовательно, снижение качества электроэнергии. Для предотвращения этих последствий в цепь последовательно включается компенсирующее устройство, которое снижает реактивное сопротивление линии.

Но чаще всего используются статические компенсаторы, которые составляют батарею конденсаторов и входят в состав подстанции. Такая компенсация применяется в различных узлах электрических сетей и для различных классов напряжения.

Основное влияние на количество реактивной мощности в электрических сетях оказывает характер нагрузки, то есть характеристики электрических установок, подключенных к электрическим сетям электросети. Получается, что энергетическая компания несет убытки и риски, вытекающие из дела потребителя. Разграничение зон ответственности за компонент реактивной мощности между распределительной сетевой компанией и потребителем является пожалуй, наиболее сложной задачей в процессе управления реактивной мощностью.

Стимулирование промышленных потребителей для поддержания оптимального коэффициента реактивной мощности для энергосистемы было введено в 1930-х годах, во времена интенсивной индустриализации. Разработана гибкая

система скидок и доплат к тарифу на электроэнергию. Тогда основной целью снижения реактивной мощности было стремление минимизировать затраты на строительство электрических сетей.

То есть, уменьшая количество реактивной мощности, удалось сэкономить на сечении проводов и уменьшить мощность трансформаторов.

Со временем система скидок и надбавок претерпела свои изменения, так же как изменились нормы для оптимального коэффициента реактивной мощности. Последняя редакция «Правил применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию для потребления и генерации реактивной энергии» была утверждена в декабре 1997 года. А три года спустя она также была отменена приказом Министерства энергетики от 28 декабря, 2000 № 167. Получается, что с 2001 года энергосистема не имела каких-либо правовых основ для взаимодействия с потребителем в плане оптимизации реактивной мощности.

Сетевые компании применяли меры по оптимизации реактивной мощности в электрических сетях. Но иногда не имея полной информации о режимах работы электрических установок потребителей и не имея возможности влиять на них, вряд ли можно было достичь полного контроля над процессом управления реактивной мощностью.

Такое нерешительное решение проблемы привело к совершенно негативным последствиям, как для энергосистемы, так и для потребителей. Во-первых, несоблюдение потребителями установленных норм для коэффициента реактивной мощности создает дополнительные потери для энергосистемы, и, во-вторых, уменьшение емкости сети ухудшает производительность сетевой компании и создает риск перебоя в питании для потребителей.

В наш век высокотехнологичных процессов и быстроразвивающихся отраслей потребитель требует от нас самого важного - надежного, бесперебойного и качественного источника питания. Одним из компонентов успеха в этом направлении является контроль и управление реактивной мощностью сетевых компаний. Локального снижения и компенсации здесь недостаточно.

Передача электроэнергии - это непрерывный процесс, принадлежащий электросетевой компании, и он должен полностью контролировать все свои параметры.

В настоящее время разрабатывается новый метод применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию. Согласно этой методологии потребителю будет предоставлена возможность получить скидку на поддержание необходимого коэффициента реактивной мощности в случае участия потребителя по соглашению с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности при высоких и / или низких нагрузках на электрическую сеть. С другой стороны, если потребитель нарушит установленные нормы, тариф будет расти. В то время, пока этот метод только готовился к утверждению, распределительные сетевые компании интенсивно готовились к переходу на новый уровень отношений с потребителем и к новой организации работы по управлению реактивной мощностью.

В частности, проводится инвентаризация и модернизация приборов учета реактивной мощности, пересматриваются технические условия подключения новых потребителей, рассчитываются предельные соотношения активной и реактивной мощности для включения в договоры энергоснабжения с потребителями и многие другие меры. Более того, компенсирующие устройства уже устанавливаются в самых проблемных зонах электрических сетей.

Значение оптимизации реактивной мощности трудно переоценить. Время требует и от энергетиков, и от потребителей повышения дисциплины и ответственности в решении этого вопроса, чтобы достичь как тех, так и других высоких показателей в текущей работе и качественного развития в будущем

1.2 Оценка существующей проблемы

Оценку существующей проблемы хорошо осветил в своей статье “Реактивная мощность в электрических сетях технологии управляемой компенсации” Валерий Иванович Кочкин .[15]

Валерий Иванович Кочкин считает, что для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности. Основным стандартным показателем поддержания баланса активной мощности

в каждый момент времени является частота переменного тока, которая служит общесистемным критерием. И основным стандартным показателем поддержания баланса реактивной мощности в каждый момент времени является уровень напряжения - локальный критерий, который для каждого узла нагрузки и каждого номинального напряжения существенно отличается. Поэтому, в отличие от баланса активной мощности, необходимо обеспечить баланс и резерв реактивной мощности не только в целом в энергосистеме, но и в узлах нагрузки.

С другой стороны, в условиях рыночных отношений стоимость строительства новых высоковольтных линий значительно возросла. В этих условиях максимальное использование становится возможным в режимах с повышенной пропускной способностью существующих и вновь построенных линий электропередачи за счет использования различных устройств для контролируемой компенсации реактивной мощности.

Общая мощность, которая определяет номинальные токи и напряжения сети, состоит из активной составляющей, передаваемой нагрузке, и неактивных составляющих мощности (реактивной, искажения и асимметрии), которые отрицательно влияют на режимы работы электрической сети и показатели качества электроэнергии. В частности, реактивный ток дополнительно нагружает высоковольтные линии и трансформаторы, приводит к увеличению потерь активной (AM) и реактивной мощности (PM), влияет на уровни напряжения у потребителя.

Искажение мощности приводит к несинусоидальному напряжению, что также отрицательно влияет на сеть электропитания. Это связано с появлением дополнительных потерь в сетях, электрических машинах и трансформаторах, с сокращением срока службы изоляции кабелей и другого оборудования, с перегрузками конденсаторных батарей, с появлением помех в устройствах автоматики, телемеханика и связь и перенапряжения в электрических сетях.

Асимметрия мощности, приводящая к асимметрии напряжения, отрицательно влияет на работу электрооборудования.

В синхронных машинах асимметрия напряжения питания вызывает дополнительный нагрев как статора, так и ротора из-за протекания в них токов обратной последовательности. Кроме того, токи обратной последовательности в статоре машины создают момент, противоположный основному крутящему моменту. Все это может вызвать перегрев двигателя, что приведет к сокращению срока его службы.

Таким образом, среди четырех компонентов общей мощности только АМ выполняет полезную работу. Оставшиеся три компонента (РМ, искажения, асимметрия) должны быть в лучшем случае исключены с помощью неактивного компенсатора мощности на основе преобразователя напряжения типа STATCOM. В настоящее время для компенсации указанных составляющих применяют раздельные устройства:

- фильтры высших гармоник тока;
- симметрирующие устройства;
- источники реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности в сетях 220–750 кВ

В системообразующих электрических сетях и межсистемных электрических связях режимы работы по РМ зависят от согласования характеристик трех основных элементов энергосистемы: станция (ЭС), линия электропередачи (ЛЭП) и потребитель (П).

ЛЭП можно рассматривать как цепь с распределенными параметрами, представленную без учета активных потерь в виде множества соединенных последовательно индуктивных и соединенных параллельно емкостных элементов или в виде эквивалентной П-образной схемы, в соответствии с рисунком 1а, а также в виде скомпенсированной с помощью реакторов линии, в соответствии с рисунком 1б.

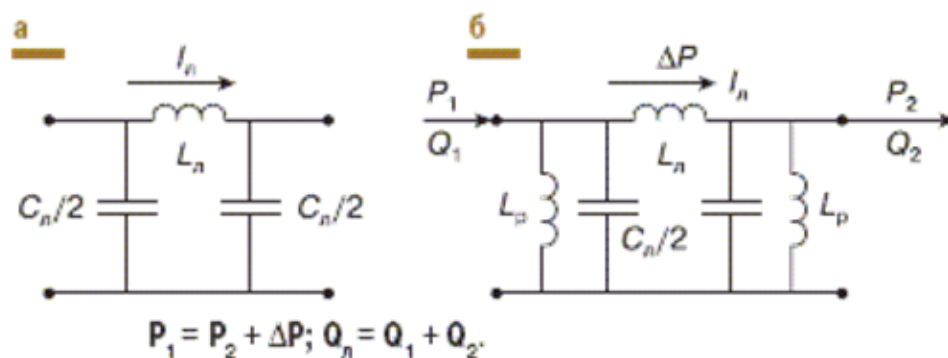


Рисунок 1 (а,б) – Линия электропередачи ВН

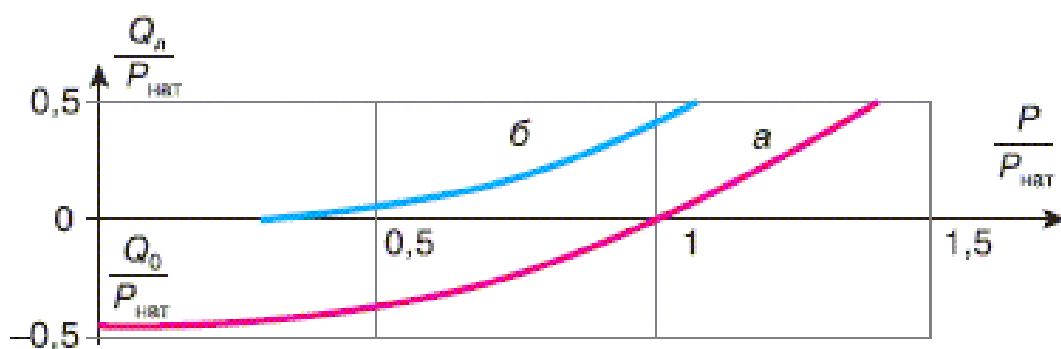


Рисунок 2 – Кривая зависимости реактивной мощности от передаваемой активной некомпенсированной (а) и компенсированной (б) ВЛ 500 кВ длиной 400 км

В соответствии с рисунком 2, приведена кривая зависимости РМ от передаваемой активной некомпенсированной (а) и компенсированной (б) ВЛ 500 кВ длиной 400 км. Откуда следует, что передача АМ до натурального значения сопровождается генерацией линией РМ, а свыше Рнат – ее потреблением.

Для подключения ЭС к линиям электропередачи требуется, чтобы генераторы потребляли эту реактивную мощность, что невозможно из-за нагрева фронтальных частей статоров. Поэтому зарядная мощность линий компенсируется реакторами. Номинальный $\cos \varphi$ синхронных генераторов средней мощности определяется значением 0,85, а уменьшение нагрузки на генераторы сопровождается увеличением их напряжений.

В идеальном случае, с точки зрения минимальных потерь электроэнергии в системе «ЭС - ЛЭП - П», необходимо создать такие условия, чтобы генераторы

станции работали с номинальной величиной $\cos j$, дополнительного потока через линия РМ, и потребители работают с $\cos j = 1$ без потребления РМ.

Для европейской части электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» характерны длины линий, например 500 кВ, не более 300 км ($j = 180$). Для реальных нагрузок компенсированных ЛЭП до 0,5 Рнат коэффициент мощности $\cos j$ линий определится величиной 0,99, в соответствии с рисунком 3, что не соответствует номинальному $\cos j$ генераторов.

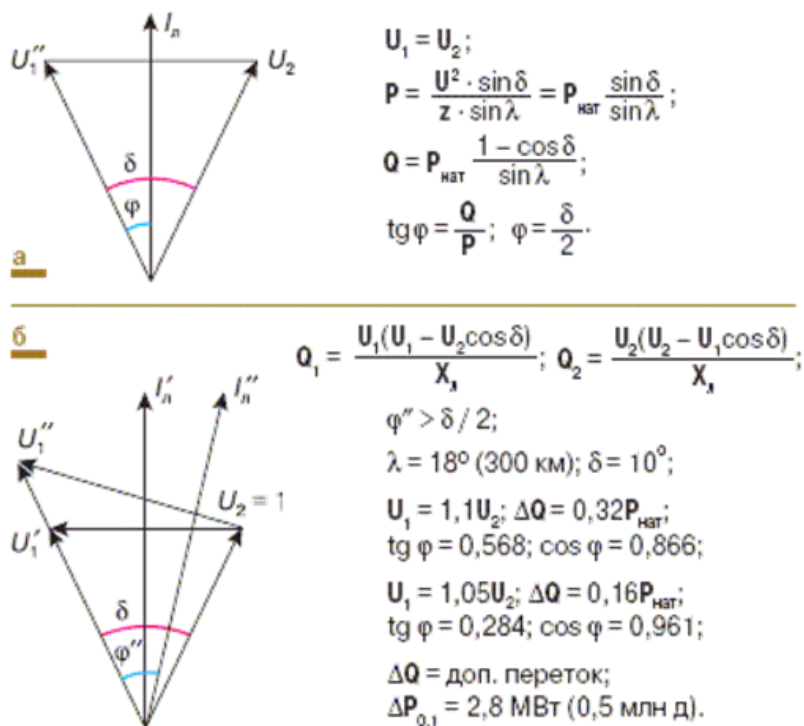


Рисунок 3 – Режим работы ЛЭП

Увеличивая напряжение на шинах ЭС на 10% по сравнению с напряжением на конце линий электропередачи длиной 300 км, линию $\cos j$ можно уменьшить до 0,866, что приемлемо для генераторов станции. В то же время дополнительная РМ по линии увеличится до 0,32 Рнат по сравнению с режимами равенства U_1 и U_2 , что приведет к дополнительным потерям в этой области в 2,8 МВт или по стоимости электроэнергии около 0,5 млн долларов за год. Негативные последствия такого неоптимального режима работы линий электропередач: дополни-

тельные значительные потери электроэнергии; увеличение РМ в балансе электрических сетей, требующих покрытия; увеличение напряжения в электрических сетях, снижение надежности оборудования.

Решение состоит в том, чтобы увеличить потребление станциями Республики Молдова на их шинах до требуемых генераторов $\cos \varphi$ путем установки дополнительных шунтирующих реакторов (ШР), асинхронизированных генераторов или компенсаторов за счет станций.

Очевидно, что в такой концентрированной электрической сети регулирование напряжения осуществляется на станциях-генераторах, а установка управляемых источников РМ (управляемые шунтирующие реакторы - УШР, статические компенсаторы РМ) требует технико-экономического обоснования.

Другой пример - электрические сети ЕЭС, Сибири и Востока, в которых длины линий достигают 1000 км с промежуточным отбором мощности.

В отличие от УШР, СТК позволяет передавать активную мощность по линии выше естественного значения.

Статические компенсирующие устройства

Учитывая стоимость строительства ВЛ, возрастает актуальность максимального использования линий электропередачи путем повышения их пропускной способности, за счет применения новых технических средств компенсации РМ. Переход от нерегулируемых шунтирующих реакторов ШР к управляемым УШР, а далее к СТК даёт возможность существенно увеличить передаваемую по линии мощность сверх натурального значения P_{nat} .

До сих пор основными средствами компенсации РМ в электрических сетях 110–750 кВ являлись:

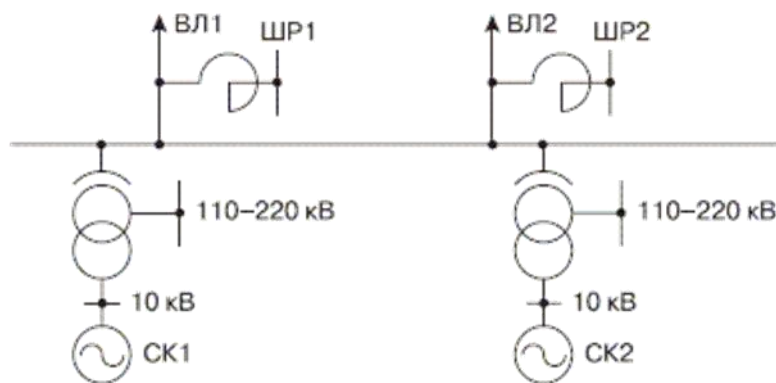


Рисунок 4 – Схема ПС 500 кВ

- Нерегулируемые масляные ШР, которые, как правило, устанавливаются на линиях электропередачи, выполняют несколько функций (компенсация мощности зарядки ненагруженных линий, снижение перенапряжений, затухание дуги в паузе ОАПВ). Однако ограниченный ресурс коммутации коммутаторов и высокая мощность коммутируемого каскада снижают эффективность применения ШР при изменениях передаваемой мощности по линиям электропередачи;
- синхронные компенсаторы (СК) мощностью 50, 100 и 160 МВАр, подключаемые к третичным обмоткам автотрансформаторов 220, 330 и 500 кВ.

Большинство находящихся в эксплуатации СК выработали ресурс и требуют замены. Кроме того, СК имеют ограниченный до 40% диапазон на потребление РМ, а также высокие эксплуатационные затраты.

Учитывая новейшие достижения в области статических компенсирующих устройств, модернизация схемы компенсации РМ на ПС состоит в замене СК на СТК, а линейных нерегулируемых ШР на управляемые УШР, в соответствии с рисунком 5. Такой подход обеспечит оптимальные уровни напряжений на шинах ВН, СН и НН подстанций и на линиях в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

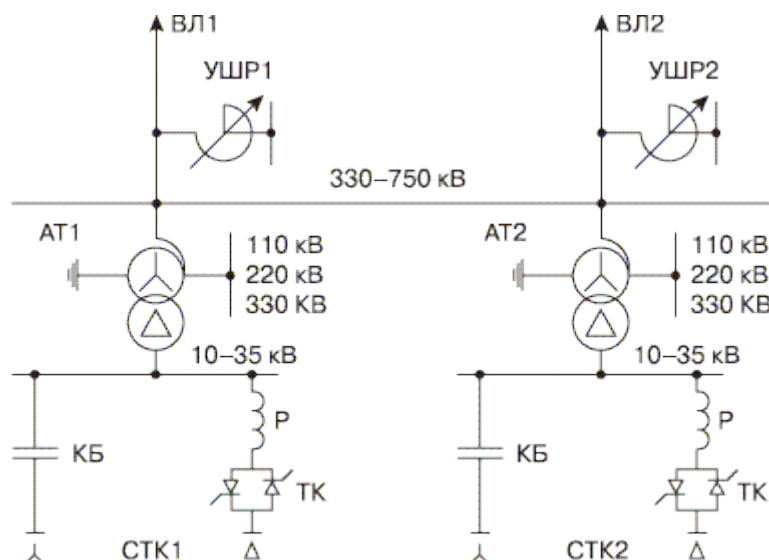


Рисунок 5 – Новая схема ПС 500 кВ

В соответствии с рисунком 5, СТК состоит из трех основных частей – модулей: конденсаторной батареи КБ, коммутируемой выключателем или тиристорным вентилем, компенсирующих реакторов Р, мощность которых изменяется с высоким быстродействием за счет фазового управления тиристорных вентилях ТК.

Модульная конструкция СТК позволяет осуществлять их поэтапную реализацию. В слабо нагруженных сетях на первом этапе достаточно включить в работу реакторную часть СТК в виде отдельных вакуумно-реакторных групп, переключаемых вакуумными выключателями с высоким ресурсом. Поскольку нагрузка на линии возрастает, когда требуется ее генерация от источника реактивной мощности, конденсаторы подключаются в дополнение к группам реакторов, а для быстрого управления мощностью реакторов - тиристорные клапаны, которые образуют полную цепь СТК. Данное решение было испытано на подстанциях 330 кВ НовоСокольники, Старо-Русская, Велик-Корецкая и Советская МЭС Северо-Запада и ПС 500 кВ Амурская МЭС Восток, а также на подстанции 500 кВ Балашовская МЭС Центр. На каждой подстанции 330 кВ МЭС Северо-Запада установлены две группы сухих (без масляных и магнитных трубопроводов) реакторов на 2,30 МВАр, по одной на каждый АТ. 4,30 МВАр были установлены на подстанции 500 кВ Амурская, по две на каждый АТ, и 4,45 МВАр на

подстанции 500 кВ Балашовская, по две на каждую АТ. Реакторы имеют технические условия, согласованные с РАО "ЕЭС России", а сами реакторы сертифицированы ПАО "ФСК ЕЭС". Практические результаты применения ИРМ

На примере МЭС Востока

В соответствии с программой, согласованной ОДУ Востока с «Амур-Энерго», персонал МЭС Востока провел эксплуатационные испытания компенсирующих реакторов РКОС 4.9900 / 10 кВ на ПС Амурской. Были измерены реактивные мощности групп реакторов при их различных сочетаниях, напряжения шины 500, 220 и 11 кВ, нагрузка линий и АТ. Активная мощность, передаваемая по воздушным линиям, не превышала 50% от естественного значения, а нагрузка АТ не превышала 25% от номинальной мощности. При включенных Р1 - Р3 и различных комбинациях РКОС напряжение на шинах 500 кВ находилось в пределах 506–513 кВ, а на шинах 220 кВ - 237–241 кВ. Включение и отключение одной группы РКОС (30 МВА) приводит к изменению напряжения на шинах 500 кВ для 3 кВ и для шин 220 кВ для 1 кВ.

Из анализа полученных результатов:

- Замена ШР 500 кВ, 180 МВАр (например, при сдаче в ремонт) на РКОС 4 х 30 = 120 МВАр, подключенного к обмоткам низкого напряжения АТ, приводит к некоторому увеличению напряжения на шинах 500 кВ с одновременным улучшением уровней напряжения на ВН и НН. При увеличении мощности РКОС со 120 МВАр до 180 МВАр (6 х 30 МВАр или 4 х 45) напряжение на соответствующих шинах составит 516 кВ, 239 кВ и 10 кВ, что характеризует более высокую эффективность подключения РКОС к обмотки низкого напряжения АТ по сравнению с подключением ШР к шинам 500 кВ;

- шаг 30 МВАр, меняющего напряжение на шинах 500 кВ на 0,6%, вполне достаточно для регулирования напряжения.

Сравнительный анализ потребления электрической энергии из-за потерь в реакторах РКОС 10 кВ и РОДЦ 500 кВ показал примерно одинаковый удельный расход.

Из всего этого можно сделать вывод о том, что:

1. Подключение источников реактивной мощности к третичной обмотке автотрансформаторов оптимально влияет на уровни напряжения на шинах ВН, СН и НН.

2. Использование статических тиристорных компенсаторов в качестве источников реактивной мощности позволяет осуществлять их пошаговый ввод с учетом увеличения нагрузок на электрические сети.

3. В слабо нагруженных электрических сетях на первом этапе предлагается использовать сухие компенсирующие реакторы с вакуумными выключателями, которые могут быть дополнены к цепи СТК конденсаторными батареями и тиристорными клапанами при увеличении нагрузки.

4. Подключение нагрузки реактора к обмоткам низкого напряжения АТ позволяет использовать вакуумные выключатели с большими переключающими ресурсами для ежедневного управления режимом реактивной мощности путем его поэтапного изменения.

5. Испытания сухих реакторов на подстанции 330 кВ Ново-Колники (2. 30 МВАр) МЭС Северо-Запада и подстанции 500 кВ Амурская (4. 30 МВАр) МЭС Востока показали их высокую эффективность при меньших финансовых затратах. затраты по сравнению с традиционными компенсирующими устройствами.

6. Опыт, накопленный при разработке, изготовлении, комплектной поставке и внедрении указанных различных установок, служит основой для решения вопроса компенсации реактивной мощности в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС» с использованием отечественного оборудования.

В.И. Кочкин поднял данную проблему в статье “Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП”.

Пропускная способность линий 220–750 кВ ограничена нагревом проводов и устойчивостью передачи. Более того, с увеличением длины линий второй фактор (стабильность) определяет предел передаваемой мощности. Известно, что активная мощность, передаваемая по линии без потерь (AM), и реактивная мощность (PM) потребляются на ее концах в зависимости от угла передачи δ . Огра-

ничения передаваемой мощности P_0 вызваны необходимостью обеспечения статической устойчивости в нормальном режиме с коэффициентом безопасности для передаваемой мощности. Также необходимо обеспечить динамическую стабильность в аварийном режиме и передачу необходимой мощности по линиям электропередачи в поставарийном режиме с резервом $KP_{зап} \geq 8\%$. Предел передаваемой мощности длинных воздушных линий может быть увеличен путем уменьшения сопротивления линии на:

- деление линии на части при установке в середине линии статического тиристорного компенсатора реактивной мощности (СТК). Значительное увеличение пропускной способности линий передачи происходит в диапазоне углов $90 < \delta \leq 180$ градусов или в так называемой зоне искусственной устойчивости, в которой аварийное отключение СТК может привести к потере устойчивости передачи ;

- введение устройства продольной компенсации (ПК) в линию с емкостным сопротивлением. В дополнение к увеличению пропускной способности линии, ПК позволяет перераспределять мощность между параллельными линиями передачи из-за изменения сопротивления воздушной линии. Для перераспределения мощности между параллельными соединениями неравной длины, а также различными классами напряжения используются устройства с чередованием фаз (ФПУ).

Также данную проблему освещал Железко Ю. С. В труде “Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии” .[31]

Рассмотрены основные вопросы в области планирования и управления режимами электросетей: потери электроэнергии, компенсация реактивной мощности и качество электроэнергии.

Приведена структура фактических (заявленных) потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций. Рассмотрены методы расчета потерь в сетях и подключенном оборудовании, методы анализа и нормирования потерь, выбор мер по их снижению и расчет допустимых дисбалансов электроэнергии.

Рассмотрены методы выбора оптимальной мощности компенсирующих устройств, показатели качества электроэнергии, их влияние на электрооборудование, а также нормативные документы, определяющие взаимоотношения между поставщиками и потребителями с точки зрения качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности. , Дана характеристика программного обеспечения, реализующего заявленные методы расчета, приведены примеры практических расчетов.

Отношение потребляемой активной мощности к реактивной для потребителей представлено в Приказе Министерства Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. n 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. [32]

В этом приказе указывается соотношение потребляемой активной и реактивной мощности для потребительских приемников электроэнергии в точках питания с уровнем напряжения 220 кВ и выше, а также с уровнем напряжения 110 кВ, если субъект оперативного диспетчерского управления в электроэнергетике устанавливаются предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах с классом напряжения 110 кВ и выше сетевых объектов сетевой организации, к которой подключены такие устройства приема энергии. Общее значение реактивной мощности коэффициент, потребляемый в часы высокой дневной нагрузки электрической сети, минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемого в часы минимальной дневной нагрузки электрической сети, а также диапазоны допустимых значений коэффициента реактивной мощности. Применяются в периоды участия потребителей в регулировании реактивной мощности, определяемые сетевой организацией на основании расчетов режимов работы электрической сети в указанные периоды, выполняемая сетевой организацией для нормальных и ремонтных сетевых схем, основана на указанном предметном оперативном управлении в предельных значениях электрической мощности активной и реактивной мощностей на шинах класса

напряжения 110 кВ и вышеупомянутых объектах электросетевого хозяйства данной сетевой организации. Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в течение часов при больших суточных нагрузках на электрическую сеть для бытовых приемных устройств в точках питания с уровнем напряжения ниже 220 кВ, определяются в соответствии с таблицей 1 настоящего приказа.

Таблица 1 - Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1 - 20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Минимальные значения коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, за исключением часов малых суточных нагрузок электрической сети, применяемых в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, устанавливаются равными нулю.

1.3 Характеристика современных устройств КРМ

Традиционными источниками реактивной мощности, за счет которых осуществляется компенсация избытков реактивной мощности в районах с высокими уровнями напряжения или, наоборот, генерация дополнительной реактивной мощности в районах с низкими напряжениями, являются синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы и батареи статических конденсаторов (БСК). В

электрических сетях различного уровня напряжения для перераспределения потоков реактивной мощности используются также устройства РПН трансформаторов и автотрансформаторов. Наиболее широкое распространение в электрических сетях высокого напряжения получили шунтирующие реакторы. Они достаточно надежны и просты в эксплуатации. Их основной недостаток – отсутствие возможности регулировать мощность, что приводит к неоптимальным режимам и в ряде случаев – снижению надежности транспорта электроэнергии. При минимальных потерях батареи статических конденсаторов обладают определенными недостатками, которые, в первую очередь, заключаются в отсутствии регулирования, либо в ступенчатом регулировании, необходимости частых коммутаций и, как следствие, значительных скачках напряжения. Использование батарей статических конденсаторов получило распространение, потому что они относительно недороги, легко и быстро устанавливаются. Применение БСК имеет и другие преимущества: повышение напряжения на нагрузке, лучшая стабильность напряжения, снижение потерь электроэнергии и сокращение или перенос на более поздний срок инвестиций в систему электропередачи. Основным недостатком БСК является то, что их реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения и, следовательно, когда напряжение низкое и система наиболее нуждается в реактивной мощности, конденсаторные батареи оказываются наименее эффективными. Кроме того, наблюдается сокращение срока службы или выход из строя БСК при низком качестве электроэнергии.

Сейчас все чаще для решения данной задачи применяют инновационное оборудование FACTS. Это оборудование способно гибко менять характеристики передачи или преобразования электроэнергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень технических потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности и качество электроэнергии [2]. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные. К статическим устройствам относятся: управляемые шунтирующие реакторы (УШР); статические компенсаторы реактивной мощно-

сти, выполненные на базе преобразователей напряжения на современных мощных транзисторах (СТАТКОМ); управляемые устройства продольной компенсации (УУПК); фазоповоротные устройства (ФПУ). К электромашинным устройствам относятся синхронные компенсаторы (СК) и асинхронизированные статические компенсаторы (АСК). В таблице 2 приведена область влияния вышеперечисленных устройств на параметры режима в узлах и на характеристики электроэнергетической системы. Здесь плюсом отмечено наличие влияния, а минусом его отсутствие.

Таблица 2 - Область влияния компенсирующих устройств (КУ) на ЭЭС

Наименование КУ	Характеристики электрической сети и параметры режима в узлах, на которые влияет КУ							
	Напряжение	Переток активной мощности	Переток реактивной мощности	Качество электрической энергии	Статическая устойчивость	Динамическая устойчивость	Потери мощности	Возможность автоматического регулирования
УШР	+	-	+	-	+	-	+	+
СТАТКОМ	+	-	+	+	+	+	+	+
ФПУ	+	+	+	-	+	+	+	+
УУПК	+	+	+	-	-	-	+	-
СТК	+	-	+	-	-	-	+	+
ШР	+	-	+	-	+	-	+	-
Регулируемые БСК	+	-	+	-	-	-	+	+
СК	+	-	+	-	+	+	+	+
АСК	+	-	+	-	+	+	+	+

Анализ данных, приведенных в табл. 2, позволил выделить те устройства, которые целесообразно применять в первую очередь для оптимизации потоков реактивной мощности и уровней напряжения при транспорте электроэнергии: УШР, СТАТКОМ и ФПУ. Они относятся к устройствам, позволяющим комплексно решать несколько задач при функционировании ЭЭС. Приведем их краткую характеристику.

1.3.1 Управляемый шунтирующий реактор

УШР представляет собой статическое устройство шунтирующего типа. УШР предназначен для автоматического управления потоками реактивной мощности и стабилизации уровней напряжения. Он обеспечивает снижение суточных и сезонных колебаний напряжения в электрической сети до допустимых пределов, оптимизацию режимов работы электрической сети, в результате – снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении. По сравнению с нерегулируемыми устройствами компенсации реактивной мощности УШР улучшает в десятки раз условия эксплуатации электротехнического оборудования за счет резкого сокращения числа коммутаций и ограничения использования менее надежных устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов, позволяет увеличить пропускную способность линий электропередачи и обеспечить надежное автоматическое управление уровнями напряжения при перетоках мощности, близких к предельным по статической устойчивости. В результате этого исключается эффект «лавины напряжения» при возникновении аварийных ситуаций в электрической сети (например, аварийное отключение нагрузки, генератора, линии электропередачи и прочее). Улучшаются условия для работы генераторов электростанций в таком диапазоне генерации реактивной мощности, который способствует наиболее благоприятным эксплуатационным режимам. С помощью УШР поддерживаются запасы по напряжению и мощности в режимах с большими перетоками реактивной мощности.

Основными характеристиками УШР являются: мощность управления, составляющая 1–3% номинальной мощности, время набора полной мощности с предварительным подмагничиванием, не превышающее 0,02 с., полностью автоматический режим эксплуатации, высокий уровень надежности.

На основе сравнения УШР с аналогичными устройствами, предназначенными для решения рассматриваемых задач, можно выделить следующие преимущества:

- использование маломощных вентильных устройств с меньшими потерями;
- отсутствие необходимости в водяном охлаждении;

- относительно низкая стоимость (стоимость до 2,5 раз ниже аналогичных систем компенсации).

Главным недостатком УШР является ограниченная область применения: УШР эффективен там, где наблюдается большая величина реактивной мощности емкостного характера, т.е. в электрических сетях с высоким уровнем напряжения и в длинных линиях. При использовании УШР в электрических сетях с низким уровнем напряжения и в коротких линиях, явного эффекта не выявлено. [30]

1.3.2 Синхронный компенсатор

Синхронный компенсатор является электромашинным устройством, предназначенным для генерации реактивной мощности. Его отличительная особенность состоит в способности плавного автоматического регулирования величины реактивной мощности за счет изменения тока возбуждения при снижении напряжения в электрической сети. К недостаткам можно отнести отрицательный регулирующий эффект, который приводит к повышению уровня потерь, низкую скорость регулирования реактивной мощности и относительно высокую стоимость. Анализ показал, что синхронные компенсаторы, традиционно применяемые в электрических сетях, не конкурентоспособны, и поэтому далее они не рассматриваются.

1.3.3 СТАТКОМ

СТАТКОМ представляет устройство на базе статического преобразователя, работающее в качестве статического компенсатора реактивной мощности, чей емкостный или индуктивный выходной ток может изменяться независимо от переменного напряжения сети. Основной задачей устройства является регулирование напряжения сети за счет регулирования реактивной мощности в точке подключения. Другой задачей СТАТКОМ является повышение качества электрической энергии. СТАТКОМ эффективно выполняет свои функции не только в нормальных, но и в аварийных и послеаварийных режимах электроэнергетической системы [4]. Работа в аварийных режимах сети накладывает на него высокие требования по быстродействию. СТАТКОМ, в отличие от других устройств, может применяться для решения следующих актуальных задач эксплуатации:

- симметрирование нагрузки, путем потребления активной мощности из одной фазы и выдачи ее в другую;
- демпфирование колебаний в электроэнергетической системе, поскольку СТАТКОМ обладает высоким быстродействием;
- активная фильтрация напряжения, что объясняется возможностью формирования не только напряжения гармонической формы, но и полигармонической, требуемой для компенсации соответствующих высших гармоник и интергармоник в сети;
- возможность гибкого управления напряжением системным оператором;
- сглаживание графиков нагрузок, при наличии накопителя энергии большой емкости на стороне выпрямленного напряжения.

Кроме этого, он решает и характерные задачи для всех устройств данного типа, такие как стабилизация и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности.

Технический анализ позволил выявить наиболее важные преимущества данного устройства для задач управления реактивной мощностью и напряжением. К ним можно отнести минимальное воздействие на питающую сеть при пуске и гибкий диапазон регулирования реактивной мощности как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне. Быстродействие СТАТКОМ выгодно отличает его от других устройств, т.к. позволяет осуществлять компенсацию реактивной мощности для резкопеременной нагрузки и снижать колебания фликера. Он имеет улучшенную фильтрацию гармонических искажений, позволяющую исключать или снижать до допустимых пределов интергармоники. По сравнению с аналогами он обладает меньшими габаритами, а, следовательно, занимает меньшую площадь. Еще к важным факторам для решаемой задачи можно отнести отсутствие зависимости генерации реактивной мощности от напряжения сети, возможность контролировать перенапряжение в режиме реального времени, что улучшает стабильность напряжения системы, поддерживать напряжения в линиях в динамических режимах, демпфировать качания мощности ЭЭС.

Данное устройство обладает высокой эффективностью, однако стоимость его велика.

1.3.4 Фазоповоротное устройство

Принцип действия ФПУ основан на компенсации сдвига фазового угла в линии электропередачи и, в общем случае, состоит из двух отдельных трансформаторов: параллельного и последовательного.

ФПУ целесообразно применять для улучшения управляемости и повышения надёжности работы электроэнергетических систем. Применение ФПУ позволяет при наименьших затратах решать проблему «узких мест», ликвидировать перегрузку электросетевого оборудования. Угол сдвига фазы напряжения можно менять вручную, либо с помощью автоматики, что позволяет улучшить противоаварийную управляемость электроэнергетических систем. Используя ФПУ, можно заметно снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети, что является одним из главных приоритетов устройства. Путём плавного изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце линии, можно обеспечить оптимальный переток активной мощности по ЛЭП, например, равный натуральной мощности. Кроме основных функций, рассмотренных выше, ФПУ позволяет производить плавку гололёда на проводах без отключения ЛЭП путем перераспределения перетоков активной мощности в сети. [29]

1.4 Выбор метода исследования для магистерской диссертации

Методы научного познания принято делить на общие и специальные.

Большинство специальных научных проблем и даже отдельные этапы исследования требуют применения специальных методов решения. Разумеется, такие методы имеют весьма специфический характер. Они никогда не бывают произвольными, т. к. определяются характером исследуемого объекта.

Помимо специальных методов, характерных для определенных областей научного знания, существуют общие методы научного познания, которые в отличие от специальных используются на всем протяжении исследовательского процесса и в самых различных по предмету науках.

Общие методы научного познания обычно делят на две большие группы:

- методы эмпирического исследования (наблюдение, сравнение, измерение, эксперимент);
- методы теоретического исследования (абстрагирование, анализ и синтез, идеализация, индукция и дедукция, мысленное моделирование, восхождение от абстрактного к конкретному и др.).

В магистерской диссертации были применены методы эмпирического исследования. Методы эмпирического исследования:

- наблюдение,
- сравнение,
- измерение,
- эксперимент
- материальное моделирование

Наблюдение

Оно представляет собой активный познавательный процесс, опирающийся, прежде всего, на работу органов чувств человека и его предметную материальную деятельность, преднамеренное и целенаправленное восприятие явлений внешнего мира с целью изучения и отыскания смысла в явлениях. Суть его состоит в том, что изучаемый объект не должен подвергаться воздействию со стороны наблюдателя, то есть объект должен находиться в обычных, естественных условиях. Это наиболее простой метод, выступающий, как правило, в качестве одного из элементов в составе других эмпирических методов.

Различают наблюдение прямое (визуальное), когда информацию получают без помощи приборов и наблюдение косвенное - информация получается при помощи приборов или автоматически при помощи регистрирующей аппаратуры.

Наблюдение как средство познания дает в форме совокупности эмпирических утверждений первичную информацию о мире.

В повседневности и в науке наблюдения должны приводить к результатам, которые не зависят от воли, чувств и желаний субъектов. Чтобы стать основой последующих теоретических и практических действий, эти наблюдения должны информировать нас об объективных свойствах и отношениях реально существующих предметов и явлений.

Для того чтобы быть плодотворным методом познания, наблюдение должно удовлетворять ряд требований, важнейшими из которых являются:

- планомерность;
- целенаправленность;
- активность;
- систематичность.

Сравнение

Один из наиболее распространенных методов познания. Недаром говорится, что «все познается в сравнении». Оно позволяет установить сходство и различие между предметами и явлениями.

Для того чтобы сравнение было плодотворным, оно должно удовлетворять двум основным требованиям.

сравниваться должны лишь такие явления, между которыми может существовать определенная объективная общность.

для познания объектов их сравнение должно осуществляться по наиболее важным, существенным (в плане конкретной познавательной задачи) признакам.

С помощью сравнения информация об объекте может быть получена двумя различными путями. Во-первых, она может выступать в качестве непосредственного результата сравнения. Во-вторых, очень часто получение первичной информации не выступает в качестве главной цели сравнения, этой целью является получение вторичной, или производной информации, являющейся результатом обработки первичных данных. Наиболее распространенным и важным способом такой обработки является умозаключение по аналогии.

Измерение

В отличие от сравнения является более точным познавательным средством. Измерение есть процедура определения численного значения некоторой величины посредством единицы измерения. Ценность этой процедуры в том, что она дает точные, количественно определенные сведения об окружающей действительности. Важнейшим показателем качества измерения, его научной ценности является точность, которая зависит от усердия ученого, от применяемых им методов, но главным образом — от имеющихся измерительных приборов. В числе эмпирических методов научного познания измерение занимает примерно такое же место, как наблюдение и сравнение.

Эксперимент

Частным случаем наблюдения является эксперимент. Эксперимент предполагает вмешательство в естественные условия существования предметов и явлений или воспроизведение их определенных сторон в специально созданных условиях. Экспериментальное изучение объектов по сравнению с наблюдением имеет ряд преимуществ:

- 1) в процессе эксперимента становится возможным изучение того или иного явления в «чистом виде»;
- 2) эксперимент позволяет исследовать свойства объектов действительности в экстремальных условиях;

3) важнейшим достоинством эксперимента является его повторяемость.

Любой эксперимент может осуществляться как непосредственно с объектом, так и с «заместителем» этого объекта — моделью.

Использование моделей позволяет применять экспериментальный метод исследования к таким объектам, непосредственное оперирование с которыми затруднительно или даже невозможно. Поэтому моделирование является особым методом и широко распространено в науке.

Материальное моделирование

Моделирование - метод изучения объектов на моделях, позволяющий получать знания при помощи заменителей (моделей) реальных объектов. Модель - мысленная или материально реализованная система, замещающая другую систему, с которой она находится в состоянии сходства. Модель заменяет объект исследования и имеет некоторые общие свойства с изучаемым объектом. Материальные модели выполняются из вещественных материалов. Метод моделирования позволяет получить информацию о различных свойствах изучаемых явлений на основе опытов с моделями.

Существует несколько видов материальных моделей:

- Пространственно подобные (геометрически подобные) - макеты или муляжи.
- Физически подобные.
- Математически подобные.

В данном разделе показана актуальность поставленной проблемы определена цель исследования, задачи проекта и ожидаемый результат от него, а также выбран метод исследования, который будет применяться в магистерской диссертации. Для компенсации реактивной мощности предложено использование но-

вых технологий FACTS. Дана их характеристика и определена область их применения. Области применения УШР и СТАТКОМ схожи, применив их мы добьёмся регулирования уровней напряжения причем используя СТАТКОМ мы сможем не только потреблять избытки реактивную мощность, но еще генерировать ее при необходимости. Установив их, мы повлияем на статическую и динамическую устойчивость, сможем повысить качество электрической энергии, а также снизить потери активной мощности. Большим плюсом применения данных устройств является возможность автоматического регулирования потребляемой ими мощности. Фазоповоротные устройства немного отличаются по принципу действия и области применения от УШР и СТАТКОМ данное устройство не влияет на качество электрической энергии. ФПУ изменяет сдвиг фазового угла в линии электропередачи и, в общем случае, состоит из двух отдельных трансформаторов: параллельного и последовательного. ФПУ применяется для улучшения управляемости и повышения надёжности работы электроэнергетических систем. С помощью него можно заметно снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети. Путём плавного изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце линии, можно обеспечить оптимальный переток активной мощности по ЛЭП.

Сравнительный анализ по областям влияния КУ позволяет определить их области применения, а именно, какой вид КУ в каких электрических сетях, наиболее выгодно применять. Было выявлено что УШР целесообразно использовать в длинных линиях с нормальным качеством электрической энергии. Применение установки СТАТКОМ не зависит от длины линий. СТАТКОМ рекомендуется устанавливать в сетях с низким качеством электроэнергии. Целесообразно применять установки ФПУ в системообразующих сетях и контролируемых сечениях ЭЭС. Для решения поставленной задачи из выше перечисленных устройств наиболее подойдет УШР. Установив УШР на шины станции, мы компенсируем реактивную мощность и сможем снизить расход через гидроагрегаты станции. Сэкономленный объём мы сможем использовать для увеличения суточной выработки активной мощности станции.

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Его северо-восток находится всего в 150 км от Охотского моря, а его средние районы - 500-600 км. Большая часть области расположена в бассейне Верхнего и Среднего Приамурья, что определяет его название. Регион входит в 9-й часовой пояс вместе с Республикой Саха (Якутия), где разница с московским временем составляет 6 часов. Климат Амурской области является переходным от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удаленность территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительность, водоемы. В Амурской области Зейский, Селемджинский и Тындинский районы, а также города Зея и Тында приравниваются к районам Крайнего Севера.

Таблица 3 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45.4 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900-1000 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

Хабаровский край расположен в юго-восточной части Дальнего Востока. Площадь области составляет 787,6 тыс. кв. км. Область входит в состав Дальневосточного федерального округа. На юге Хабаровский край граничит с Приморским краем, на юго-западе граничит с Еврейской автономной областью, западная граница проходит с Амурской областью, на северо-западе с Республикой Саха и в северо-восток с Магаданской областью. Район Ха-Бара омывается водами Охотского и Японского морей. Он отделен от острова Сахалин Татарским и Невельским проливами. Часть юго-западной границы приходится на Китай. Есть несколько островов, крупнейшими из которых являются острова Шантар. Климат Хабаровского края в преобладающей части муссонных территорий умеренных широт отличается значительным разнообразием в отдельных регионах из-за его большой длины меридианов (1,8 тыс. км.) и сложного рельефа. Климат региона имеет такие особенности сибирского климата, как длинная, суровая, морозная зима и короткое, относительно сухое и теплое лето. Над холодным Охотским морем с мая по август наблюдаются облака высокого давления (Охотский антициклон), что препятствует проникновению сюда летнего муссона. Общей чертой всей территории, за исключением узкой прибрежной полосы, является высокий континентальный климат (70-90%). Зимой преобладает ясная, сильно морозная погода, сочетающаяся во многих районах со значительными скоростями ветра. Лето (вторая половина) отличается пасмурной и дождливой погодой.

Таблица 4 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	2	3
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	24 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	14 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	14 мм

1	2	3
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 50 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 39 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	35 часов
10	Среднегодовое количество осадков	400-800 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

2.3.1 Характеристика источников питания

Бурейская ГЭС

Бурейская ГЭС - представляет собой мощную высоконапорную гидроэлектростанцию приплотинного типа. Конструктивно гидроэнергетические объекты делятся на плотину, гидроэлектростанцию, открытое распределительное устройство (распределительное устройство) и здание распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ). В сооружении нет проходов для судов, поэтому речные суда не могут проходить через него.

Основным видом деятельности Бурейской ГЭС является производство электроэнергии. Это также позволяет решать следующие задачи:

- обеспечить электроэнергией дефицитные районы юга Дальнего Востока;
- повысить надежность электроснабжения и обеспечить равномерность электрической нагрузки ОЭС Востока;

- сократить завоз в регион органического топлива (угля) в количестве 5,2 млн тонн, предотвратить выброс в атмосферу большого количества углекислого газа и загрязняющих веществ;

- предотвратить наводнения в поймах рек Буреи и среднего Амура, что позволяет использовать дополнительные 15 тыс. га земли в сельском хозяйстве;

- обеспечить возможность экспорта электроэнергии в Китай.

В Дальневосточной энергосистеме Бурейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

В здании ГЭС размещено 6 гидроагрегатов мощностью 335 МВт каждый, с радиально-осевыми турбинами РО140/0942-В-625, работающими при расчётном напоре 103 м (максимальном 120 м) и имеющими мощность 339,5 МВт. Номинальная частота вращения гидротурбин — 125 об/мин, максимальный расход воды через каждую турбину — 359,7 м³/с.

Изначально на первых двух гидроагрегатах станции эксплуатировались сменные рабочие колёса из углеродистой стали для работы при уровне водохранилища ниже проектного, при напорах от 50 до 90 м. Пуск гидроагрегатов № 1 и № 2 был осуществлён при напоре 50 м с КПД турбины, составляющим 91,3 %; впоследствии временные рабочие колёса были заменены на штатные.

Гидроагрегат № 3 оснащён экспериментально-штатным рабочим колесом, позволяющим работу на напорах в диапазоне 75—120 м, остальные гидроагрегаты — штатными рабочими колёсами, работающими при напоре от 96,5 до 120 метров с КПД 95,5 %. Системы регулирования турбин работают при давлении

масла 6,3 МПа и оснащены микропроцессорной системой регулирования частоты вращения. Турбины приводят в действие синхронные гидрогенераторы зонтичного типа СВ-1313/265-48 УХЛ4 мощностью 335 МВт, выдающие ток на напряжении 15,75 кВ. Гидрогенераторы имеют естественное воздушное охлаждение. Номинальная частота вращения генератора — 125 об/мин, угонная частота вращения — 230 об/мин, нагрузка на подпятник — 2300 т. Производитель гидротурбин — Ленинградский металлический завод, гидрогенераторов — завод «Электросила» (в настоящее время оба предприятия входят в концерн «Силовые машины»).

Для выдачи мощности гидроагрегатов № 1 и № 2 установлены трансформаторы ТДЦ-400000/220, а для остальных четырёх — ТДЦ-400000/500 производства ОАО «Электrozавод». Первые два гидроагрегата подсоединены к системе шин 220 кВ, другие присоединены попарно к системе шин 500 кВ. Трансформаторы расположены в пазухе плотины. Генераторы подключаются к трансформаторам посредством элегазовых генераторных выключателей производства французской компании Alstom. После повышения напряжения электроэнергия подаётся с трансформаторов на открытое распределительное устройство ОРУ-220 кВ и на КРУЭ-500 кВ. Производимая гидроагрегатами № 1 и 2 электроэнергия, проходя по воздушным линиям, подаётся на ОРУ. Открытое распределительное устройство расположено на скальном основании и насыпной песчано-гравийной подушке толщиной около 5 метров, что позволяет выдерживать землетрясение до 8 баллов.

На ОРУ установлены баковые элегазовые выключатели типа ВГБУМ 220 со встроенными трансформаторами тока, разъединители типа РГН-220, индуктивные антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ. Энергия от остальных четырёх гидроагрегатов, проходя по двум силовым кабелям 500 кВ в оболочке из сшитого полиэтилена длиной 850 м и диаметром 128 мм производства АВВ «Energiekabel» (подобный кабель используется впервые в России и второй раз в мире) через 340-метровый тоннель и 150-метровую

шахту, прорубленные в скале, подаётся на КРУЭ-500 кВ, которое было впервые установлено в России. КРУЭ-500 кВ представляет собой ангар 18×90 м, что много меньше планировавшегося ранее ОРУ-500. Для связи между ОРУ и КРУЭ установлено 3 трансформатора АОДЦТН-167000/500/220. Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ:

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Амурская 1 (278,6 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 1 (429,9 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 2 (427,2 км);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).

Нижне-Бурейская ГЭС

Нижне-Бурейская ГЭС спроектирована как средненапорная русловая гидроэлектростанция (здание ГЭС входит в состав напорного фронта). Проектная установленная мощность электростанции — 320 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 1,67 млрд кВт·ч.

Нижне-Бурейская ГЭС станет контррегулятором Бурейской ГЭС, которая предназначена для сглаживания суточных колебаний уровня воды в реке, образующихся при эксплуатации этой мощной гидроэлектростанции. Это снимет ограничения на режимы работы Бурейской ГЭС и исключит зимнее затопление ряда населенных пунктов, расположенных ниже по течению от этой станции. Электроэнергия Нижне-Бурейской ГЭС, в соответствии с подписанными соглашениями, будет поставляться таким объектам, как вторая очередь нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан, угольное месторождение Эльга, космодром Восточный. Развитие возобновляемой электростанции предотвратит сжигание около 700 тысяч тонн условного топлива в год.

При строительстве гидроэлектростанций создается инфраструктура (дороги, линии электропередач, жильё, социальные объекты), обеспечивающие

улучшение условий жизни населения близлежащего Приамурья. Здание гидроэлектростанции длиной 96,5 м и максимальной высотой 58,1 м расположено на правом берегу, спаривание с водосливной плотиной производится с помощью отдельной стены длиной 73 м, а банк с помощью подпорной стенки длиной 100 м (далее до слияния реки Дол-Дикан береговая гора снабжена каменной тягой).

В здании ГЭС размещены 4 гидроагрегата мощностью по 80 МВт с поворотно-лопастными турбинами ПЛ30-ВБ-630, работающими на расчётном напоре 26,1 м, и вертикальными синхронными гидрогенераторами. Для монтажа/демонтажа гидроагрегатов в машинном зале смонтированы два мостовых крана грузоподъёмностью 250 т каждый.

Здание ГЭС оборудовано сороудерживающими решётками, ремонтными и аварийно-ремонтными затворами, двумя козловыми кранами (верхнего и нижнего бьефа). Пропускная способность здания ГЭС при расчётном напоре — 1380 м³/с (4×345 м³/с). К зданию ГЭС примыкают монтажная и станционная площадки. На станционной площадке расположены производственно-технологический комплекс и здание комплектного распределительного устройства (КРУЭ 220 кВ). Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 13,8 кВ, каждый генератор подключён к трансформатору ТДЦ-125000/220-УХЛ1 мощностью по 125 МВА, которые расположены со стороны нижнего бьефа у стены машинного зала. С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ, а с него — в энергосистему по линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Архара;

КВЛ 220 кВ Нижнее-Бурейская ГЭС — ПС НПС-29;

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Завитая с отпайкой на ПС Створ.

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ТЭЦ - паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции составляет 102 МВт, тепловая мощность - 238,1 Гкал / час. Станция работает по

графику конденсации с выделением тепла. Проектом и фактическим топливом является бурый уголь с Райчихинского месторождения. Конструктивная схема - с поперечными соединениями для основных потоков воды и пара.

Основное оборудование станции разделено на две ступени и включает в себя четыре турбоагрегата различной мощности. Оборудование первой ступени (среднего давления) работает при давлении пара 29 кгс / см² и включает в себя:

Турбоагрегат № 4 мощностью 12 МВт, в составе турбины К-12-29 и генератора Т2-12-2, введен в эксплуатацию в 1961 году;

Турбоагрегат № 5 мощностью 7 МВт, в составе турбины Р-7-29/7,0 и генератора Т2-12-2, введен в эксплуатацию в 1956 году.

Пар для турбоагрегатов первой очереди вырабатывают два котла ЦКТИ-75-39Ф. Оборудование второй очереди (высокого давления) работает на давлении пара 90 кгс/см² и включает в себя:

Турбоагрегат № 6 мощностью 50 МВт, в составе турбины К-50-90-3 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1965 году;

Турбоагрегат № 7 мощностью 33 МВт, в составе турбины П-33/50-90/8 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1966 году.

Пар для турбоагрегатов второй очереди вырабатывают четыре котла БКЗ-220-100Ф. Система технического водоснабжения — обратная с водохранилищем-охладителем, расположенным на реке Кивда. Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ТЭС обеспечивает теплоснабжение «Прогресса» (тепло подается только в холодное время года, в летний период теплоснабжение отсутствует). Электроэнергия подается в электрическую сеть от открытых распределительных устройств (ОРУ) 110 кВ и 220 кВ, а также от закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 35 кВ на следующих линиях электропередач:

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка.

2.3.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина ли- нии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Бурейская ГЭС - Амурская	500	3 х АС-300	278,6	ВЛ
Бурейская ГЭС – Хабаровская №1		3 х АС-300	429,9	ВЛ
Бурейская ГЭС – Хабаровская №2		3 х АС-300	427,2	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь	220	АС-400	78,81	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая 2 цепь		АС-400	78,81	ВЛ
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	121,46	ВЛ
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	51,66	ВЛ
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск		АС-300	88,98	ВЛ
Амурская – НПС 26		АС-300	51,36	ВЛ
Амурская – Белогорск/т с отпай- кой на ПС Белогорск и ПС Сво- бодный		АС-300	72,71	ВЛ
Амурская - Новокиевка		АС-240	85	ВЛ
Новокиевка – Февральская с от- пайкой на ПС Уландочка		АС-240	180,463	ВЛ
Февральская - Этеркан		АС-300	127,19	ВЛ
Этеркан - Ургал		АС-300	118,69	ВЛ
Ургал – Лондоко с отпайкой на ПС Тырма и ПС Кульдур		АС-300	282,933	ВЛ
Лондоко – Облучье с отпайкой на ПС Центральная и ПС Ким- кан/т		АС-300	65,629	ВЛ
Облучье – Ядрин/т		АС-240	12,3	ВЛ
Архара – Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчукан/т		АС-300	67,2	ВЛ

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	220	АС-300	99,069	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300	45,54	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300	45,54	ВЛ
Архара – НПС 29		АС-400	34,62	ВЛ
НБГЭС - Архара		АС-400	51,55	ВЛ
НБГЭС – НПС 29		АС-400	77,6	ВЛ
НБГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ		АС-400	57,65	ВЛ
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т		АСО-300	87,60	ВЛ
Лондоко – Биробиджан с отпайкой на ПС Лондоко/т и ПС Бира/т		АСО-300	87,60	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300	73,74	ВЛ
Хабаровская – Биробиджан с отпайкой на ПС Икура/т		АС-300	73,74	ВЛ

Таблица 6 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	1135,7
220	2323.704

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3 х АС-300	1135,7
220	АС-400	379.04
	АСО-300	439.4
	АС-300	1227.501
	АС-240	277.763

2.3.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов.

Таблица 8 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Хабаровская	Узловая
ПС Амурская	Узловая
ПС Завитая;	Узловая
ПС Хвойная;	Ответвительная
ПС Короли/т;	Проходная
НПС 26	Проходная
ПС Белогорск/т;	Проходная
ПС Белогорск;	Ответвительная
ПС Свободный;	Ответвительная
ПС Створ;	Ответвительная
НПС 29;	Проходная
ПС Архара;	Узловая
ПС Тарманчукан/т;	Ответвительная
ПС Ядрин/т;	Проходная
ПС Облучье;	Узловая
ПС Новокиевка;	Проходная
ПС Уландочка;	Ответвительная
ПС Февральская;	Узловая
ПС Этеркан;	Проходная
ПС Ургал;	Узловая
ПС Тырма;	Ответвительная

1	2
ПС Кульдур;	Ответвительная
ПС Лондоко;	Узловая
ПС Кимкан/т;	Ответвительная
ПС Центральная;	Ответвительная
ПС Лондоко/т;	Ответвительная
ПС Бира/т;	Ответвительная
ПС Биробиджан;	Узловая
ПС Икура/т;	Ответвительная

Таблица 9 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Завитая;	Две рабочие системы шин (13)
ПС Хвойная;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Короли/т;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС 26	Четырехугольник (7)
ПС Белогорск/т;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Белогорск;	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный;	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)

1	2
ПС Створ;	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
НПС 29;	Четырехугольник (7)
ПС Архара;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тарманчукан/т;	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ядрин/т;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Облучье;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Новокиевка;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Уландочка;	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Февральская;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Этеркан;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Ургал;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тырма;	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Кульдур;	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)

1	2	
ПС Лондоко;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Кимкан/т;	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Центральная;	Две рабочие системы шин (13)	
ПС Лондоко/т;	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Бира/т;	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Биробиджан;	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Икура/т;	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Амурская	500	Четырехугольник (7)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Хабаровская	500	Полуторная схема (17)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

Таблица 10 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Хабаровская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10
ПС Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10 2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Завитая;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	АТДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110

1	2
ПС Короли/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	2 х ТДН-25000/220
ПС Белогорск/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Белогорск;	2 х АДЦТН-63000/220/110, 2 х ТДТН-40000/220
ПС Свободный;	ТДТН-40000/220
ПС Створ;	2 х ТДТН-25000/220
НПС 29;	2 х ТДН-25000/220
ПС Архара;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Тарманчукан/т;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Ядрин/т;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Облучье;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Новокиевка;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Уландочка;	ТДТН-20000/220
ПС Февральская;	2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Этеркан;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Ургал;	2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Тырма;	ТДТН-25000/220
ПС Кульдур;	ТДТН-25000/220
ПС Лондоко;	2 х ТДТН-40000/220
ПС Кимкан/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Центральная;	2 х ТДТН-63000/220
ПС Лондоко/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Бира/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Биробиджан;	3 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Икура/т;	2 х ТДТН-40000/220

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции, которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 29 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-300. К особенностям электроэнергетической системы Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 500-220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей.

2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2018 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 16.12.2018 г;
- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Хабаровских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Хабаровского РДУ 08.06.2018 г;
- Схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей за 16.12.2018 г.

Дадим краткое описание расчетной части программы «RASTR». Программный комплекс RASTR предназначен для расчета и анализа установленных режимов работы электрических систем на ПК IBM PC и совместим с ним. RASTR позволяет вычислять, эквивалентно и взвешивать режим, обеспечивает экранный ввод и коррекцию исходных данных, быстро отключает узлы и ветви схемы, имеет возможности сетевого зонирования, а также обеспечивает графическое представление схемы или ее отдельных фрагментов наряду с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем вычисляемых задач. Захват ОЗУ определяется размером вычисляемой схемы, и в настоящее время максимальный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) с минимальным количеством резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район - номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер - номер узла на схеме замещения;
- 3) N - номер статической характеристики;
- 4) O - не заданы;
- 5) 1.2 - стандарты (защиты в программу);
- 6) Название - название узла (0-12 символов);
- 7) Уном - номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) Rнаг, Qнаг - активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) Rген, Qген - активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Qmin, Qmax - минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

- 1) $N_{нач}$, $N_{кон}$ - номера узлов ограничивающих линию;
- 2) R , X - сопротивление;
- 3) B - проводимость (мкСм) для ЛЭП - полная проводимость шунтов "П"-образной схемы (< 0) , для трансформатора - проводимость "Г" - образной схемы (> 0);
- 4) K_t в K_t/m - вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению $U_{нач}$, а коэффициент трансформации определяется как отношение $U_{кон}/U_{нач}$.

Формат данных "Районы":

Номер - номер района;

Название - название района;

Команда "Результат"

Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер $>$ па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;

- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равным 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Биробиджан.

$$P_{Биро.}^{прог} = 74 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 86,33 \text{ МВт};$$

$$Q_{Биро.}^{прог} = 12,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14,7 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПК RastrWin 3.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузкам ПС принятые в максимум контрольного замера за 2018 года. В таблице 11 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 11 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U_но м	P_н	Q_н	P_г	Q_г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	БГЭС ГА 1	16			324	-3,7	15,8	15,75	
2	БГЭС ГА 2	16			322	-4	15,8	15,75	
3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8		
4	БГЭС ГА 4	16			326	-60,6	15,5	15,5	-1,59
5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8		
6	БГЭС ГА 6	16			320	-61,3	15,5	15,5	-1,59
7	БГЭС 500 кВ	500						508,25	1,65
8	БГЭС Н1	500						503,58	0,72
9	БГЭС 220 кВ	220	19,3	1,6				221,67	0,76
10	БГЭС 35 кВ	35						35,25	0,72
11	Завитая 220 кВ	220	88,4	13,6				222,49	1,13
12	Хвойная 220 кВ	220	19,5	2,2				220,67	0,3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Короли/т 220 кВ	220	27,8	6,9				220,34	0,15
14	Белогорск/т 220 кВ	220	7,1	6,4				218,73	-0,58
15	Белогорск 220 кВ	220	118,8	32,8				218,47	-0,7
16	Свободный 220 кВ	220						220,71	0,32
17	НПС 26	220						219,8	-0,09
18	Амурская 500 кВ	500	577	-130	160,9	-125	500	500	
19	Амурская Н1	500						501,83	0,37
20	Амурская Н2	500						501,83	0,37
21	Амурская 220 кВ	220	63	-8,3				220,8	0,36
22	Амурская 35 кВ	35						35,13	0,37
23	Новокиевка 220 кВ	220	5,5	1,2				227,34	3,33
24	Уландочка 220 кВ	220	0,9	0,4				233,2	6
25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8		236,38	7,44
26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8		241,4	9,73
27	Ургал 220 кВ	220	33,9	18,1	28,1	-7,4		238,18	8,26

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8				236,51	7,5
29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5				231,48	5,22
30	Лондоко 220 кВ	220	14	5				229,59	4,36
31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2				228,66	3,93
32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1				228,23	3,74
33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4				227,43	3,38
34	Ядрин/т 220 кВ	220	9,7	7,6				227,14	3,24
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9				226,07	2,76
36	Архара 220 кВ	220	26,4	14,4				225,42	2,47
37	НПС-29	220	11,7	0,7				225,9	2,68
38	НБГЭС	220	1,3	0,3	134	16,5		226,4	2,91
39	Створ 220 кВ	220	1,1	0,1				226,36	2,89
40	Райчихинская ГРЭС	220	84,2	30,2	70	15,6		223,66	1,67
41	Лондоко/т 220 кВ	220	7	1,4				229,59	4,36
42	Бира/т 220 кВ	220	7,7	1,5				229,49	4,31
43	Биробиджан 220 кВ	220	86,3	14,7				229,05	4,12

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	Икура/т 220 кВ	220	19,7	4				229,34	4,24
45	Хабаровская 500 кВ	500	310	-30				524,18	4,84
46	Хабаровская Н1	500						522,85	4,57
47	Хабаровская Н2	500						522,85	4,57
48	Хабаровская 220 кВ	220	50	33				230,03	4,56
49	Хабаровская 35 кВ	35						36,6	4,57

В таблице 12 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 12 - Токовая загрузка оборудования

Название	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1	2	3	4	5
БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	323	-46	850	
БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	321	-46	845	
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3				
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	325	-108	389	
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5				
БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	319	-107	382	
БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	278	-57	322	
БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	278	-32	321	
БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	0	0	0	

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Амурская 500 кВ - Амурская Н1	-21	9	27	
Амурская 500 кВ - Амурская Н2	-21	9	27	
Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	-21	15	30	
Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	-21	15	30	
Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	0	0	0	
Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	0	0	0	
Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	-69	-18	79	
Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	-69	-18	79	
Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	-69	-10	77	
Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	-69	-10	77	
Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	0	0	0	
Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	0	0	0	
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	-468	148	558	55,8
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	-173	31	458	47,8
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	-173	31	458	47,8
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	-78	7	203	32,3
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	-103	4	269	42,7
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	26	-3	67	10,7
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	-137	6	356	56,5
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	-45	1	118	18,7
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	-91	7	237	37,7
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	-63	13	167	26,5
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	-95	9	251	39,8
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	-39	-14	111	17,7
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	-80	-17	215	34,2

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
оп. Белогорск 1 - НПС 26	-23	21	81	12,8
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	-15	25	77	12,3
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	-15	17	59	9,4
НПС 26 - Амурская 220 кВ	-23	18	76	12,1
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0	0	0	0
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	-16	51	139	22,1
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	-10	43	111	17,6
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	1	0	3	0,4
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	9	-18	77	12,2
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	6	30	74	11,8
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	9	-8	66	9,6
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	15	0	61	8,8
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	18	-19	99	14,3
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	19	-35	109	15,8
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	-17	5	44	6,4
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	-17	5	44	6,4
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	-4	0	9	1,3
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	-4	0	9	1,3
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	-13	4	35	5
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	-13	4	35	5
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	-4	0	10	1,4
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	-4	0	10	1,4
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	-9	-1	29	4,1
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	-9	-1	29	4,1
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	34	1	85	12,4

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	34	1	85	12,4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	-44	6	111	16,2
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	-44	6	111	16,2
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	33	-22	107	15,5
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	33	-22	107	15,5
оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	-1	1	2	0,4
оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	-1	1	2	0,4
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	34	-27	111	16,1
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	34	-27	111	16,1
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	-4	-4	17	2,4
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	-4	-4	17	2,4
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	38	-24	119	17,2
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	38	-24	119	17,2
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	37	-27	118	18,7
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	52	-24	153	24,3
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	47	-20	136	14,6
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	57	-17	157	25
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	57	-17	157	25
Архара 220 кВ - НПС-29	26	5	68	7,1
Архара 220 кВ - НБГЭС	73	0	188	19,6
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	21	-18	83	13,2
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	21	-18	83	13,2
НПС-29 - НБГЭС	38	2	99	10,3
НБГЭС - Створ 220 кВ	-21	-29	92	9,6
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	-20	-29	107	11,2

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	28	-17	94	15,6
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	28	-17	94	15,6
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	-226	307	434	21,7
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	-228	307	434	21,7

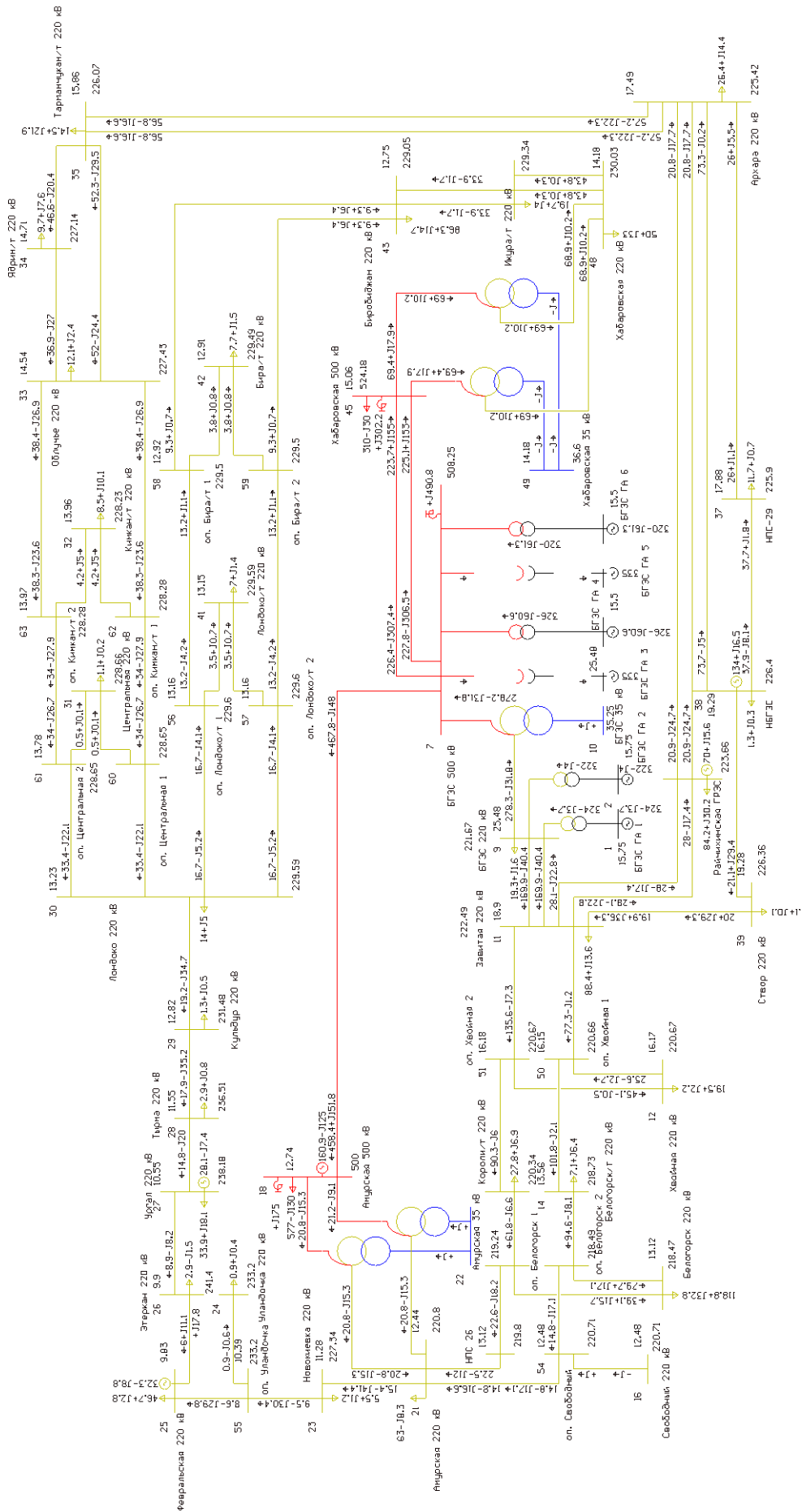


Рисунок 6 – Схема нормального максимального режима

Данные расчета максимального режима представлены, в соответствии с рисунком 6. Из расчета максимального режима можно сделать вывод что большинство линий в энергосистеме Амурской области являются недогруженными. Напряжения на шинах подстанции в данном режиме находятся в допустимых пределах. Реактивная мощность, стекающая на шины БГЭС частично компенсируется гидроагрегатами станции. В данном режиме компенсация реактивной мощности генераторами станции не несет за собой не каких проблем к выработки полной активной мощности гидроагрегата и каким-либо увеличением его расхода для выработки этой мощности.

Произведем расчет режима для минимальных нагрузок ПС.

Таблица 13 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	U _{зд}	U	dU
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	БГЭС ГА 1	16			50	-82,3	15,2	15,2	-3,49
2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8		
3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8		
4	БГЭС ГА 4	16			260	-102,5	15,2	15,2	-3,49
5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8		
6	БГЭС ГА 6	16			7	-113,4	15,2	15,2	-3,49
7	БГЭС 500 кВ	500						506,48	1,3
8	БГЭС Н1	500						510,11	2,02
9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5				219,72	-0,13
10	БГЭС 35 кВ	35						35,71	2,02
11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2				223,73	1,7
12	Хвойная 220	220	2,1	1,1				220,5	0,23
13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16				219,62	-0,17
14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3				216,8	-1,45

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4				216,33	-1,67
16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9				213,91	-2,77
17	НПС 26	220						216	-1,82
18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	514,2	-204,2	500	500	
19	Амурская Н1	500						507,25	1,45
20	Амурская Н2	500						507,25	1,45
21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3				213,79	-2,82
22	Амурская 35 кВ	35						35,51	1,45
23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9				222,25	1,02
24	Уландочка 220 кВ	220	0,9	0,4				228,78	3,99
25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8		232,67	5,76
26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8		239,2	8,73
27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4		237,39	7,91
28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8				235,85	7,21
29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5				230,87	4,94
30	Лондоко 220 кВ	220	11	5				228,97	4,08

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2				228,17	3,71
32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1				227,78	3,54
33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4				227,08	3,22
34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22				226,68	3,04
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9				226,55	2,98
36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4				226,85	3,11
37	НПС-29	220	5	1,8				227,14	3,25
38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5		227,12	3,24
39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1				227,08	3,22
40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6		226,74	3,07
41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4				228,95	4,07
42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5				228,52	3,87
43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7				227,57	3,44
44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4				227,52	3,42
45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30				517,55	3,51
46	Хабаровская Н1	500						516,64	3,33

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	Хабаровская Н2	500						516,64	3,33
48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43				227,3	3,32
49	Хабаровская 35 кВ	35						36,16	3,33

Таблица 14 - Токовая нагрузка оборудования

Название	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1	2	3	4	5
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	-28	64	189	30
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	-7	150	255	25,5
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	-23	49	141	22,4
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	-49	59	201	21
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	-49	59	201	21
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	37	-26	123	19,5
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	15	-36	113	18,9
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	15	-36	113	18,9
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	-15	-37	115	18,2
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	29	-22	113	17,9
Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	22	-27	110	17,4
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	-103	285	345	17,3
БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	-103	286	346	17,3
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	-7	-34	106	16,8
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	-42	15	113	16,4
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	-42	15	113	16,4
НПС 26 - Амурская 220 кВ	24	-24	103	16,4

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	37	-2	98	15,6
Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	37	-2	98	15,6
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	-14	-33	99	15,6
Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	-7	39	97	15,4
оп. Белогорск 1 - НПС 26	24	-22	91	14,4
Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	30	-10	87	13,8
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	34	-8	91	13,2
Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	34	-8	91	13,2
Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	6	-32	91	13,2
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	6	-28	79	12,5
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	28	-4	76	12
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	28	-4	76	12
Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	5	-16	81	11,7
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	-9	-18	73	11,6
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	2	-19	72	11,4
Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	5	-26	71	11,2
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	14	-30	103	10,8
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	-23	-7	64	10,2
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	-22	-5	61	9,7
НБГЭС - Створ 220 кВ	13	-30	84	8,8
Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	30	-5	82	8,7
Архара 220 кВ - НБГЭС	30	1	79	8,2
оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	11	-16	57	8,2
оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	11	-16	57	8,2
оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	7	-18	53	7,8
оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	7	-18	53	7,8
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	7	-14	48	6,9

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	7	-14	48	6,9
оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	6	-11	44	6,4
оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	6	-11	44	6,4
Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	2	3	41	5,9
Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	-4	1	41	5,9
НПС-29 - НБГЭС	16	2	45	4,7
оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	4	-4	26	3,8
оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	4	-4	26	3,8
оп. Свободный - Свободный 220 кВ	-8	-4	23	3,7
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	-1	-8	21	3,4
Архара 220 кВ - НПС-29	11	5	30	3,1
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	-1	7	19	3
оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	-4	-4	17	2,4
оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	-4	-4	17	2,4
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	2	-2	9	1,3
Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	2	-2	9	1,3
оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	-2	1	7	1
оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	-2	1	7	1
оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	-2	1	6	0,9
оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	-2	1	6	0,9
оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	-1	1	2	0,4
оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	-1	1	2	0,4
Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	1	0	3	0,4

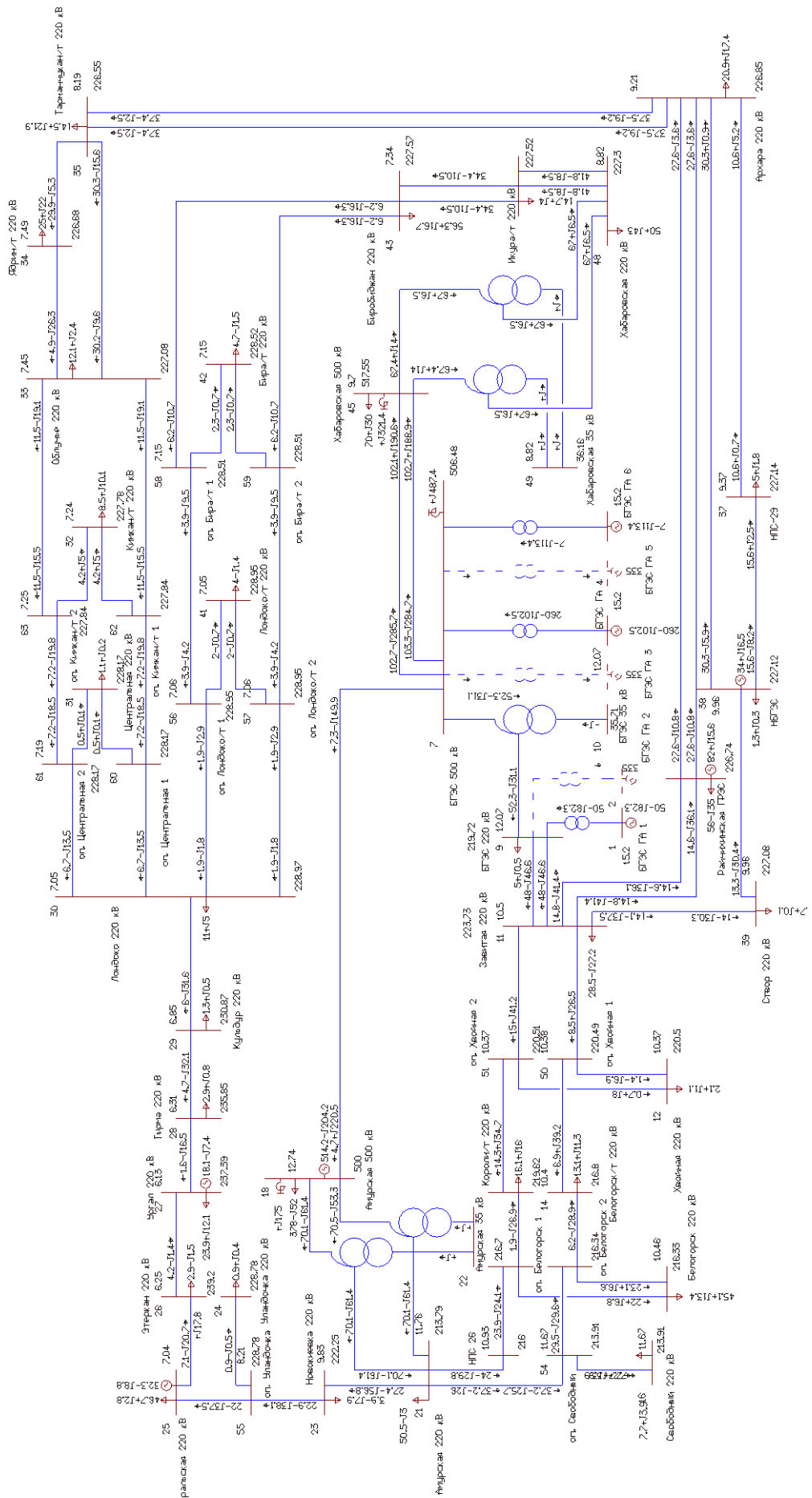


Рисунок 7 – Схема нормального минимального режима

Данные расчета нормального минимального режима представлен, в соответствии с рисунком 7. Из расчета данного режима видно, что в данном режиме все линии являются недогруженными, напряжение в сети остается в заданных пределах. Реактивная мощность стекаемая на шины БГЭС компенсируется реакторами на стороне 500 кВ на станции находится 3 комплекта реакторов РОМБС-60000/500 УХЛ1 но также и значительная ее часть ложится на генераторы станции. Большинство реактивной мощности, компенсируемой на Бурейской ГЭС стекает с линий 500 кВ порядка 727 МВар но также идет переток реактивной мощности и с сети 220 кВ через автотрансформатор порядка 90 Мвар. Если посмотреть на активную нагрузку агрегатов, то мы наблюдаем что один из них работает с малой генерацией активной мощности, а у оставшихся двух агрегатов хватит диапазона на нагрузку по активной мощности при отключении этого агрегата в резерв. Но мы не можем этого сделать поскольку тогда все компенсируемая им реактивная мощность ляжет на оставшиеся агрегаты и тогда они не смогут вырабатывать требуемую активную мощность, в соответствии с рисунком 8.

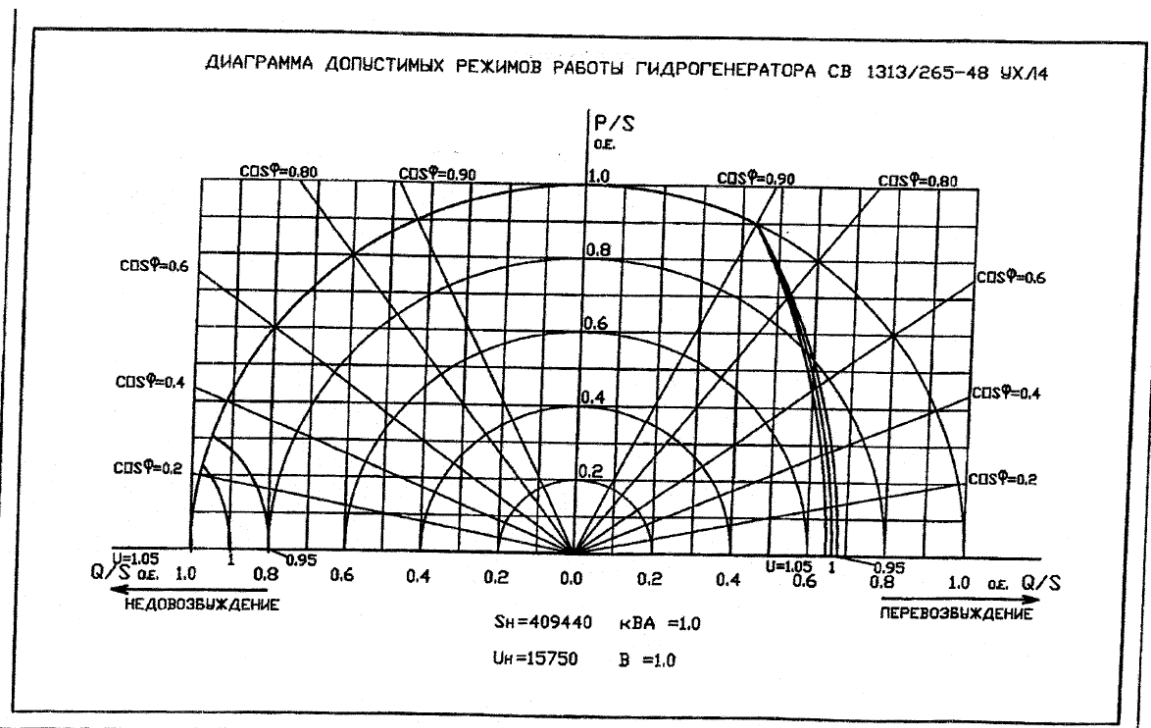


Рисунок 8 - диаграмма допустимых режимов работы гидрогенератора

Отключив от сети ГА 6 который компенсирует 114 МВар мы разделим эту мощность на оставшиеся в сети агрегаты ГА 1 и ГА 4 которые несут 82 МВар и 102 Мвар соответственно. Так как ГА 4 работает в верхнем диапазоне и несет 102 Мвар он не может компенсировать больше реактивной мощности. Поэтому эту реактивную мощность возьмет на себя ГА 1 и суммарно он будет нести 196 МВар при максимуме для генераторов БГЭС 200 МВар при условии не генерирования активной мощности а ГА 1 генерирует по мимо реактивной еще и 50 МВт активной мощности. В связи с этим мы не можем оставить на БГЭС в работе два гидроагрегата, а если всё-таки по необходимости снижения расхода станции придётся отключить гидроагрегат возникает большая вероятность отключения агрегатов по режиму недовозбуждения. Нахождение трех гидроагрегатов в работе несет за собой увеличение расхода на БГЭС что не желательно в период сработки водохранилища. Оптимальная загрузка гидроагрегатов по реактивной мощности в верхнем регулировочном диапазоне до 110 Мвар а в нижнем до 140 Мвар.

3 ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННОЙ ПРОБЛЕМЫ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём модернизации существующей схемы энергорайона.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование. Для начала рассмотрим варианты с минимальными капитала вложениями.

Вариант 1. Предусматривает повышение напряжения на шинах Бурейской ГЭС.

С каждым следующим вариантом капиталовложения в проект будут возрастать.

Вариант 2. Предусматривает компенсацию реактивной мощности на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС. Данный вариант подразумевает:

- Установку устройств компенсации реактивной мощности.

Вариант 3. Предусматривает компенсацию реактивной мощности на шинах 500 кВ Бурейской ГЭС. Данный вариант подразумевает:

- Установку устройств компенсации реактивной мощности.

3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения на шинах Бурейской ГЭС

Согласно ГОСТ “Стандартный ряд номинальных и рабочих напряжений” мы можем увеличить напряжения на шинах до наибольшего рабочего напряжения. Тем самым согласно формуле для определения тока, мы снизим ток, протекающий по линии, и разгрузим ее.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (2)$$

где I_{\max} – максимальный ток, кА;

P_{\max} , $Q_{\text{неск}}$ – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений приведен в таблице 15.

Таблица 15 - Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений

Номинальное междуфазное напряжение кВ	Наибольшее рабочее напряжение кВ
6	7.2
10	12
15	17.5
20	24
35	40.5
60	72.5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

Напряжение на шинах станции можно отрегулировать двумя способами, один из которых — это регулирование напряжения с помощью регулирования напряжения на генераторах станции путем изменения возбуждения гидроагрегатов второй способ управляя отпайками РПН на автотрансформаторе. Рассчитаем режим при максимальном напряжении на генераторах и максимальном коэффициенте трансформации. В таблице 16 приведены напряжения в узлах сети после увеличения напряжения. В таблице 17 представлена загрузка проводников.

Таблица 16 - Напряжения в узлах после увеличения напряжения

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
28	Тырма 220 кВ	220	257,91	17,23
27	Ургал 220 кВ	220	256,41	16,55
9	БГЭС 220 кВ	220	255,76	16,26
38	НБГЭС	220	255,58	16,17
39	Створ 220 кВ	220	255,56	16,16
37	НПС-29	220	255,5	16,14
40	Райчихинская ГРЭС	220	255,23	16,02
29	Кульдур 220 кВ	220	255,21	16,01
36	Архара 220 кВ	220	255,08	15,95
26	Этеркан 220 кВ	220	254,86	15,85
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	254,03	15,47
30	Лондоко 220 кВ	220	253,85	15,39
61	оп. Центральная 2	220	253,83	15,38
60	оп. Центральная 1	220	253,83	15,38
31	Центральная 220 кВ	220	253,83	15,38
63	оп. Кимкан/т 2	220	253,74	15,34
62	оп. Кимкан/т 1	220	253,74	15,34
32	Кимкан/т 220 кВ	220	253,69	15,32
57	оп. Лондоко/т 2	220	253,67	15,31

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
56	оп. Лондоко/т 1	220	253,67	15,31
41	Лондоко/т 220 кВ	220	253,68	15,31
33	Облучье 220 кВ	220	253,61	15,28
34	Ядрин/т 220 кВ	220	253,4	15,18
11	Завитая 220 кВ	220	252,62	14,83
59	оп. Бира/т 2	220	252,51	14,78
58	оп. Бира/т 1	220	252,51	14,78
42	Бира/т 220 кВ	220	252,51	14,78
49	Хабаровская 35 кВ	35	39,55	13,01
47	Хабаровская Н2	500	565,06	13,01
46	Хабаровская Н1	500	565,06	13,01
45	Хабаровская 500 кВ	500	564,23	12,85
6	БГЭС ГА 6	16	17,5	11,11
4	БГЭС ГА 4	16	17,5	11,11
1	БГЭС ГА 1	16	17,5	11,11
7	БГЭС 500 кВ	500	546,87	9,37
8	БГЭС Н1	500	526,11	5,22

Таблица 17 - Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	531	1000	53,1
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	333	630	52,8
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	307	630	48,8
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	280	630	44,5
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	273	630	43,3
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	269	630	42,7

1	2	3	4
НПС 26 - Амурская 220 кВ	257	630	40,9
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	244	630	38,7
оп. Белогорск 1 - НПС 26	240	630	38,2
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	200	630	36
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	224	630	35,5
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	199	630	31,5

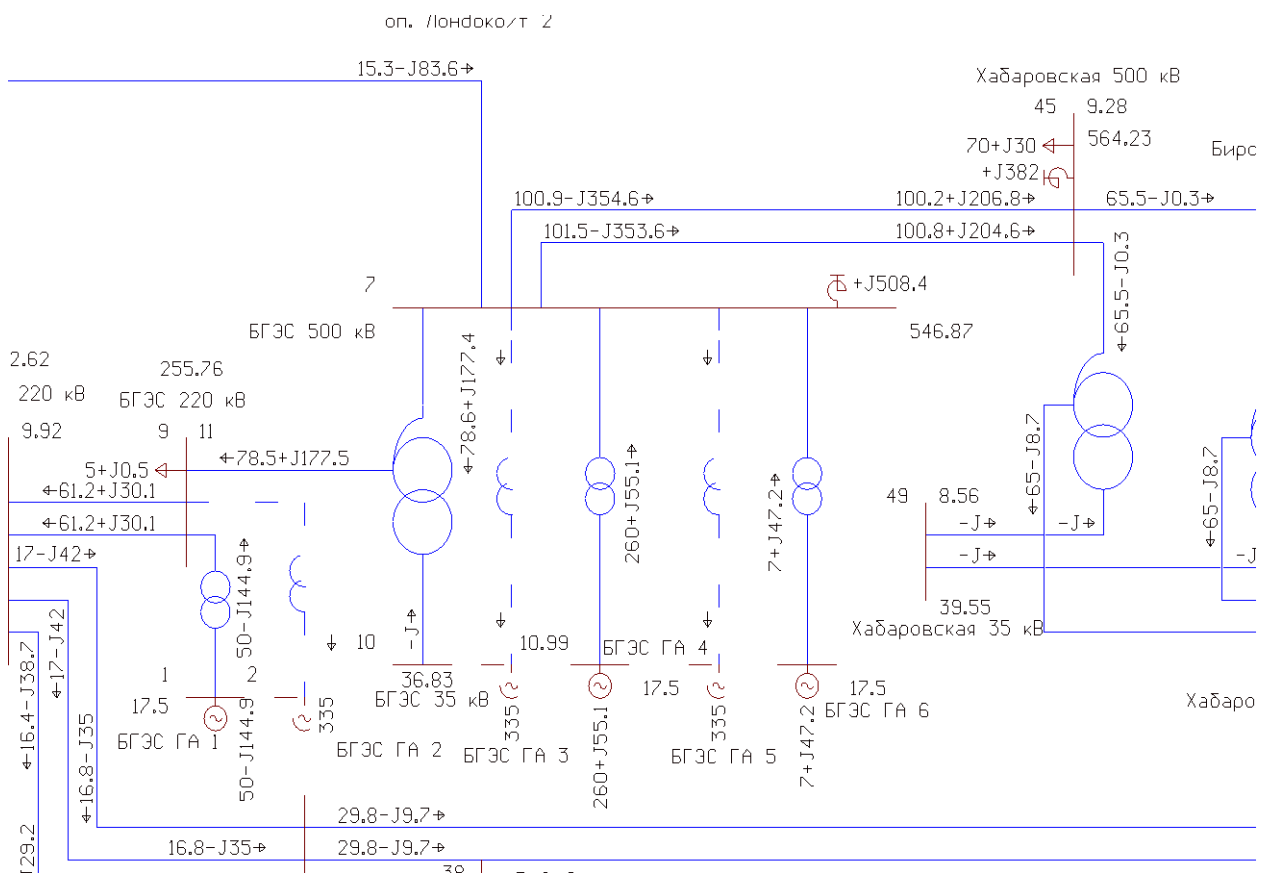


Рисунок 9 – Графика режима при максимальном напряжении

Данные расчета режима при максимальном напряжении представлены, в соответствии с рисунком 9. Рассчитав данный режим можно сделать вывод что при таком режиме мы сможем на БГЭС работать с двумя агрегатами не перегружая большинство ЛЭП в данном режиме являются недогруженными и лишь часть из них загруженная оптимально, но данный режим не допустим поскольку

напряжения в большинстве узлах сети превышают наибольшее рабочее напряжение.

Проведем расчет при напряжениях в узлах, не выходящих за наибольшие рабочие. Результаты расчета данного режима представлены в таблицах 18 и 19. В таблице 18 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 19 представлена загрузка проводников.

Таблица 18 - Напряжения в узлах после увеличения напряжения

Номер	Название	U_ном	U	dU
26	Этеркан 220 кВ	220	245,15	11,43
27	Ургал 220 кВ	220	244,44	11,11
28	Тырма 220 кВ	220	243,86	10,85
38	НБГЭС	220	241,9	9,95
39	Створ 220 кВ	220	241,87	9,94
40	Райчихинская ГРЭС	220	241,77	9,89
37	НПС-29	220	241,51	9,78
36	Архара 220 кВ	220	241	9,54
9	БГЭС 220 кВ	220	240,56	9,34
29	Кульдур 220 кВ	220	239,58	8,9
11	Завитая 220 кВ	220	239,57	8,89
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	239,17	8,71
33	Облучье 220 кВ	220	238,16	8,26
63	оп. Кимкан/т 2	220	238,05	8,2
62	оп. Кимкан/т 1	220	238,05	8,2
61	оп. Центральная 2	220	238,05	8,2
60	оп. Центральная 1	220	238,05	8,2
31	Центральная 220 кВ	220	238,05	8,2
34	Ядрин/т 220 кВ	220	238,02	8,19
32	Кимкан/т 220 кВ	220	237,99	8,18
30	Лондоко 220 кВ	220	237,84	8,11

Таблица 19 - Токвая нагрузка ЛЭП

Название	I _{кон}	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	234	630	37,2
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	217	630	34,4
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	176	630	32
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	193	630	30,7
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	194	630	30,7

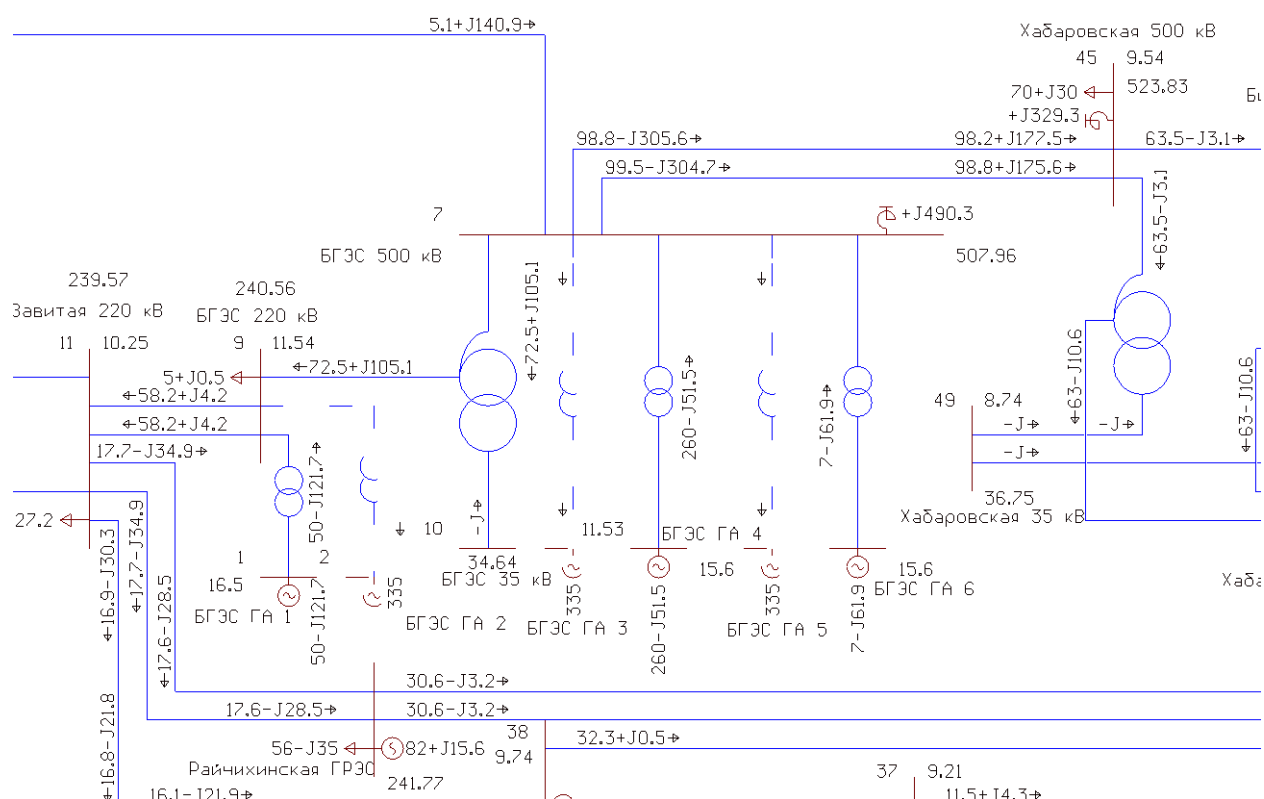


Рисунок 10 – Графика режима при напряжении, не превышающем максимальное рабочее

Графика режима при напряжении не превышающем максимальное рабочее представлена, на рисунке 10. Из расчета режима видно, что напряжения в узлах не превышают наибольшего рабочего, а линии практически все являются недогруженными. Но при данном режиме мы не сможем решить поставленную проблему поскольку генераторы станции компенсируют большое количество реак-

тивной мощности, а работа двух генераторов может привести к отключению одного из них по режиму недовозбуждению. Поэтому данный вариант нам не подходит.

3.2.2 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС

Данный вариант подразумевает установку КУ на шинах 220 кВ БГЭС.

Для отключения из сети гидроагрегата необходимо скомпенсировать 80 МВар реактивной мощности. Для это установим на шины 220 кВ УШР – 100000/220 УХЛ1. Данное компенсирующее устройство должно полностью компенсировать потребляемую реактивную мощность и обеспечить диапазон для снижения напряжения на шинах. Рассчитаем режим при подключении УШР к шинам 220 кВ. В таблице 20 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 21 представлена загрузка проводников.

Таблица 20 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
25	Февральская 220 кВ	220	233,03	5,92
26	Этеркан 220 кВ	220	239,7	8,95
27	Ургал 220 кВ	220	238,02	8,19
28	Тырма 220 кВ	220	236,6	7,54
29	Кульдур 220 кВ	220	231,71	5,32

Таблица 21 - Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	165	630	30,2
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	274	1000	27,4
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	113	630	22,6
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	173	960	21
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	173	960	21

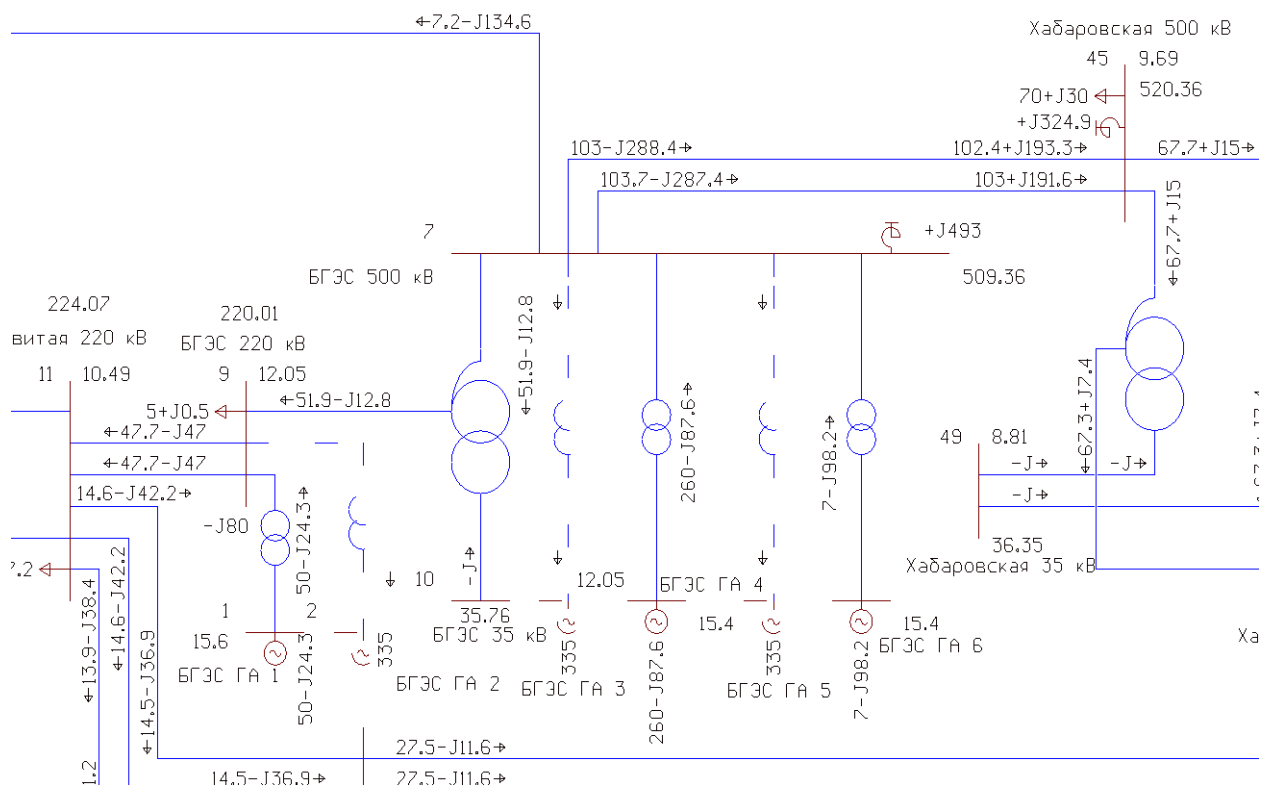


Рисунок 11 – Графика режима при установке КУ на шины 220 кВ

Данные расчета режима при установке КУ на шины 220 кВ представлены, в соответствии с рисунком 11. По расчетам режима делаем вывод что напряжения находятся в допустимых пределах, а все линии при таком режиме являются недогруженными.

При данном режиме мы можем отключить от сети один из гидроагрегатов на БГЭС. Произведем расчет этого режима.

В таблице 22 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 23 представлена нагрузка проводников.

Таблица 22 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
25	Февральская 220 кВ	220	233,63	6,2
26	Этеркан 220 кВ	220	240,43	9,29
27	Ургал 220 кВ	220	238,87	8,58
28	Тырма 220 кВ	220	237,55	7,98
29	Кульдур 220 кВ	220	232,74	5,79

отключен АТ БГЭС, и мы потеряем связь между ОРУ 220 кВ и КРУЭ 500. Произведем расчет этого режима. В таблице 24 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 25 представлена загрузка проводников.

Таблица 24 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
4	БГЭС ГА 4	16	14,9	-5,4
25	Февральская 220 кВ	220	233,87	6,31
26	Этеркан 220 кВ	220	240,78	9,45
27	Ургал 220 кВ	220	239,33	8,79
28	Тырма 220 кВ	220	238,11	8,23
29	Кульдур 220 кВ	220	233,37	6,08
30	Лондоко 220 кВ	220	231,53	5,24
41	Лондоко/т 220 кВ	220	231,5	5,23
42	Бира/т 220 кВ	220	231,07	5,03
56	оп. Лондоко/т 1	220	231,5	5,23
57	оп. Лондоко/т 2	220	231,5	5,23
58	оп. Бира/т 1	220	231,06	5,03
59	оп. Бира/т 2	220	231,06	5,03

Таблица 25 - Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	169	630	30,8
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	289	1000	28,9
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	172	630	27,3
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	161	630	25,5
НПС 26 - Амурская 220 кВ	147	630	23,3
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	117	630	23,2
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	139	630	22
оп. Белогорск 1 - НПС 26	135	630	21,5

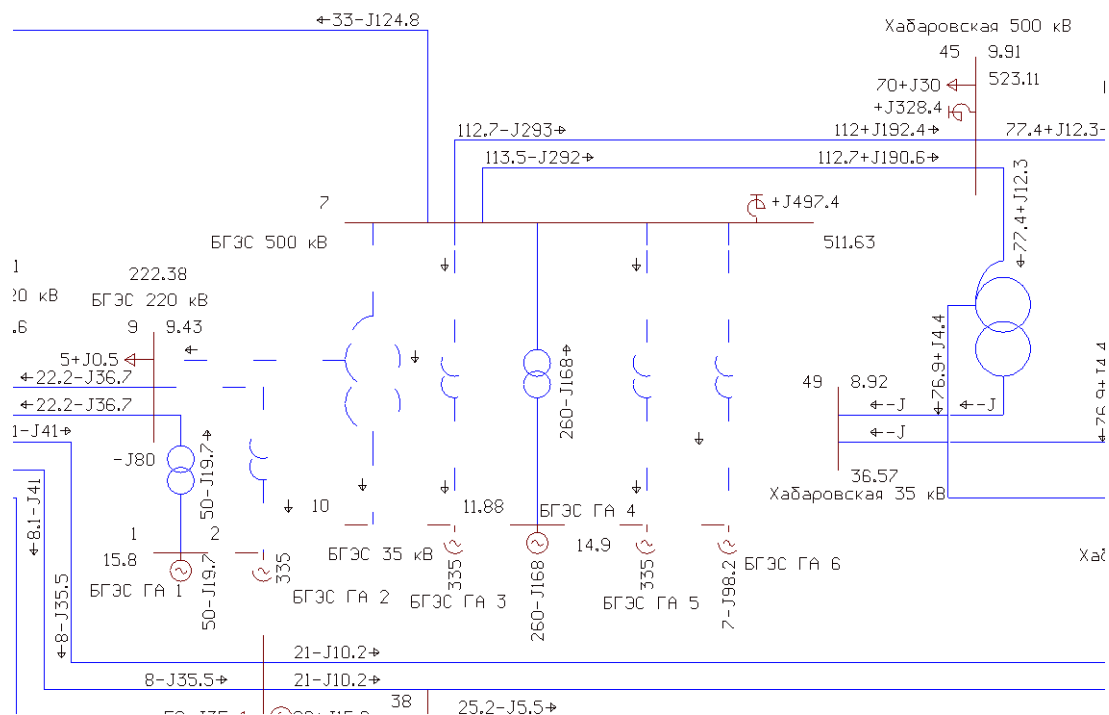


Рисунок 13 – Графика послеаварийного режима при установке КУ на шины 220 кВ с двумя работающими гидроагрегатами

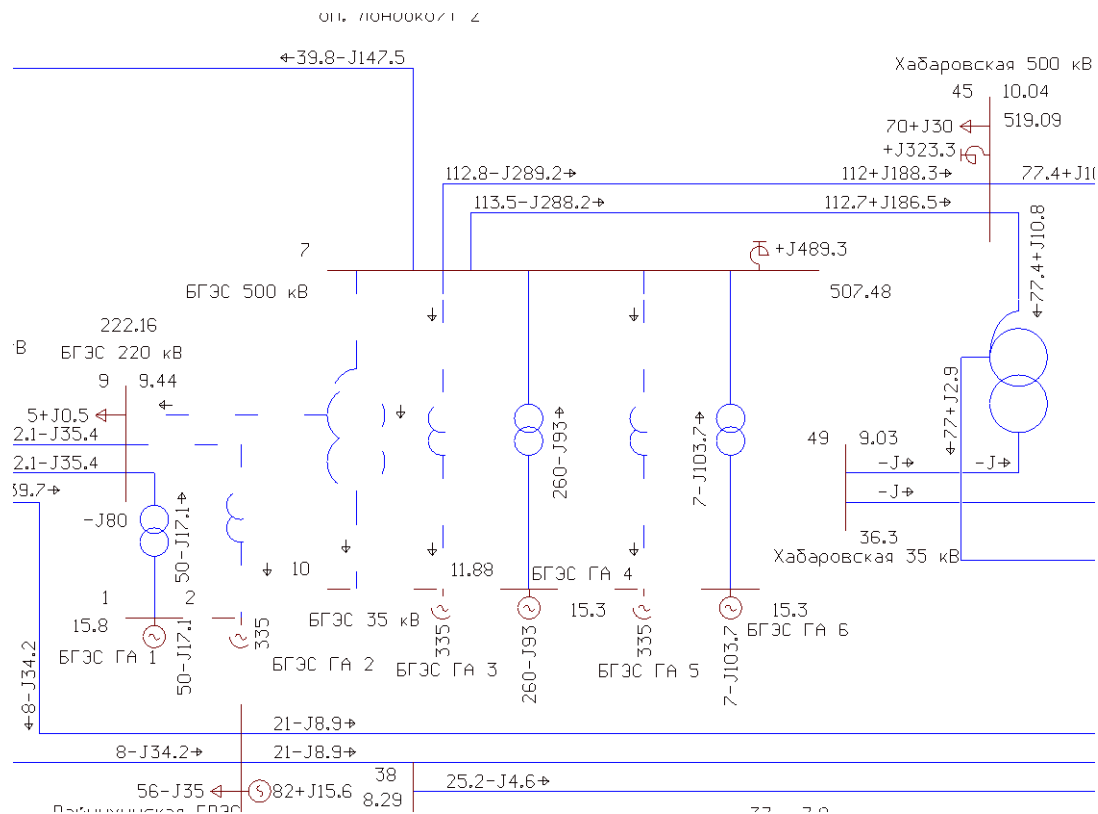


Рисунок 14 – Графика послеаварийного режима при установке КУ на шины 220 кВ с тремя работающими гидроагрегатами

Данные расчета послеаварийного режима при установке КУ на шины 220 кВ представлены, в соответствии с рисунком 13 и 14. По расчетам послеаварийного режима делаем вывод что напряжения находятся в допустимых пределах, а все линии при таком режиме являются недогруженными. Из-за установки КУ на шины 220 кВ в данном режиме необходимо включение еще одного гидроагрегата в сеть на стороне 500 кВ поскольку большая вероятность отключения ГА4 по режиму недовозбуждения.

3.2.3 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на шинах 500 кВ Бурейской ГЭС

Данный вариант подразумевает установку КУ на шинах 500 кВ БГЭС.

Исходя из исходного режима большая часть реактивной мощности генерируется в ЛЭП 500 кВ из-за их значительной длины. При отключении генератора на шинах 500 кВ потребляемая им реактивная мощность будет потребляться оставшимися агрегатами так как ГА 4 работает в верхнем диапазоне и не может взять на себя половину выработки реактивной мощности большую ее часть будет потреблять ГА 1 через автотрансформатор потреблять он будет 190 МВар при таком потреблении реактивной мощности большая вероятность отключения гидроагрегата по недовозбуждению. Для отключения из сети гидроагрегата без риска отключения оставшихся по режиму недовозбуждения необходимо скомпенсировать 80 МВар реактивной мощности. Для это установим на шины 500 кВ УШР – 100000/500 УХЛ1. Данное компенсирующее устройство должно полностью компенсировать потребляемую реактивную мощность и обеспечить диапазон для снижения напряжения на шинах. Рассчитаем режим при подключении УШР к шинам 500 кВ. В таблице 26 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 27 представлена загрузка проводников.

Таблица 26 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
25	Февральская 220 кВ	220	234,29	6,49

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5
26	Этеркан 220 кВ	220	241,22	9,65
27	Ургал 220 кВ	220	239,79	9
28	Тырма 220 кВ	220	238,58	8,44
29	Кульдур 220 кВ	220	233,83	6,29
30	Лондоко 220 кВ	220	231,99	5,45
31	Центральная 220 кВ	220	231,53	5,24
32	Кимкан/т 220 кВ	220	231,25	5,11
36	Архара 220 кВ	220	231,63	5,29
37	НПС-29	220	231,99	5,45
38	НБГЭС	220	232,1	5,5
39	Створ 220 кВ	220	232,07	5,49
40	Райчихинская ГРЭС	220	231,81	5,37
41	Лондоко/т 220 кВ	220	231,88	5,4
42	Бира/т 220 кВ	220	231,04	5,02
56	оп. Лондоко/т 1	220	231,88	5,4
57	оп. Лондоко/т 2	220	231,88	5,4
58	оп. Бира/т 1	220	231,04	5,02
59	оп. Бира/т 2	220	231,04	5,02
60	оп. Центральная 1	220	231,52	5,24
61	оп. Центральная 2	220	231,52	5,24
62	оп. Кимкан/т 1	220	231,3	5,14
63	оп. Кимкан/т 2	220	231,3	5,14

Таблица 27 - Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	169	630	30,9

1	2	3	4
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	273	1000	27,3
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	158	630	25,1
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	147	630	23,3
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	117	630	23,2
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	145	630	23,1
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	140	630	22,2
НПС 26 - Амурская 220 кВ	131	630	20,8

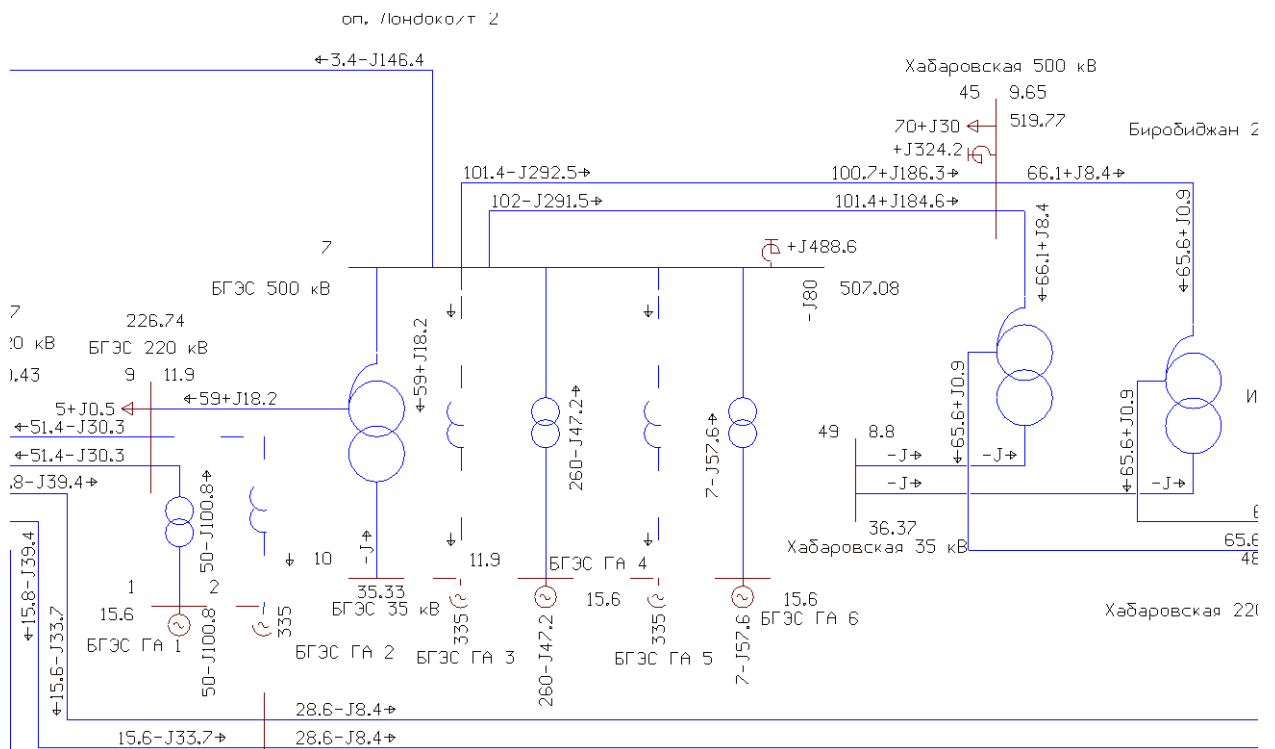


Рисунок 15 – Графика режима при установке КУ на шины 500 кВ

Результаты расчета режима при установке КУ на шины 500 кВ представлены, в соответствии с рисунком 15. По расчетам режима делаем вывод что напряжения находятся в допустимых пределах, а все линии при таком режиме являются недогруженными. При данном режиме мы можем отключить от сети один из гидроагрегатов на БГЭС. Произведем расчет этого режима. В таблице 28

приведены напряжения в узлах сети. В таблице 29 представлена загрузка проводников.

Таблица 28 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
25	Февральская 220 кВ	220	234,59	6,63
26	Этеркан 220 кВ	220	241,64	9,83
27	Ургал 220 кВ	220	240,31	9,23
28	Тырма 220 кВ	220	239,19	8,72
29	Кульдур 220 кВ	220	234,52	6,6
30	Лондоко 220 кВ	220	232,7	5,77
31	Центральная 220 кВ	220	232,21	5,55
32	Кимкан/т 220 кВ	220	231,92	5,42
33	Облучье 220 кВ	220	231,49	5,22
34	Ядрин/т 220 кВ	220	231,16	5,07
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	231,42	5,19
36	Архара 220 кВ	220	232,16	5,53
37	НПС-29	220	232,52	5,69
38	НБГЭС	220	232,61	5,73
39	Створ 220 кВ	220	232,58	5,72
40	Райчихинская ГРЭС	220	232,3	5,59
41	Лондоко/т 220 кВ	220	232,6	5,73
42	Бира/т 220 кВ	220	231,8	5,36
56	оп. Лондоко/т 1	220	232,59	5,72
57	оп. Лондоко/т 2	220	232,59	5,72
58	оп. Бира/т 1	220	231,8	5,36
59	оп. Бира/т 2	220	231,8	5,36
60	оп. Центральная 1	220	232,21	5,55

Таблица 29 - Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I _{кон}	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	168	630	30,7
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	259	1000	25,9
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	155	630	24,6
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	116	630	23
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	143	630	22,7
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	142	630	22,5
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	136	630	21,7
НПС 26 - Амурская 220 кВ	128	630	20,2

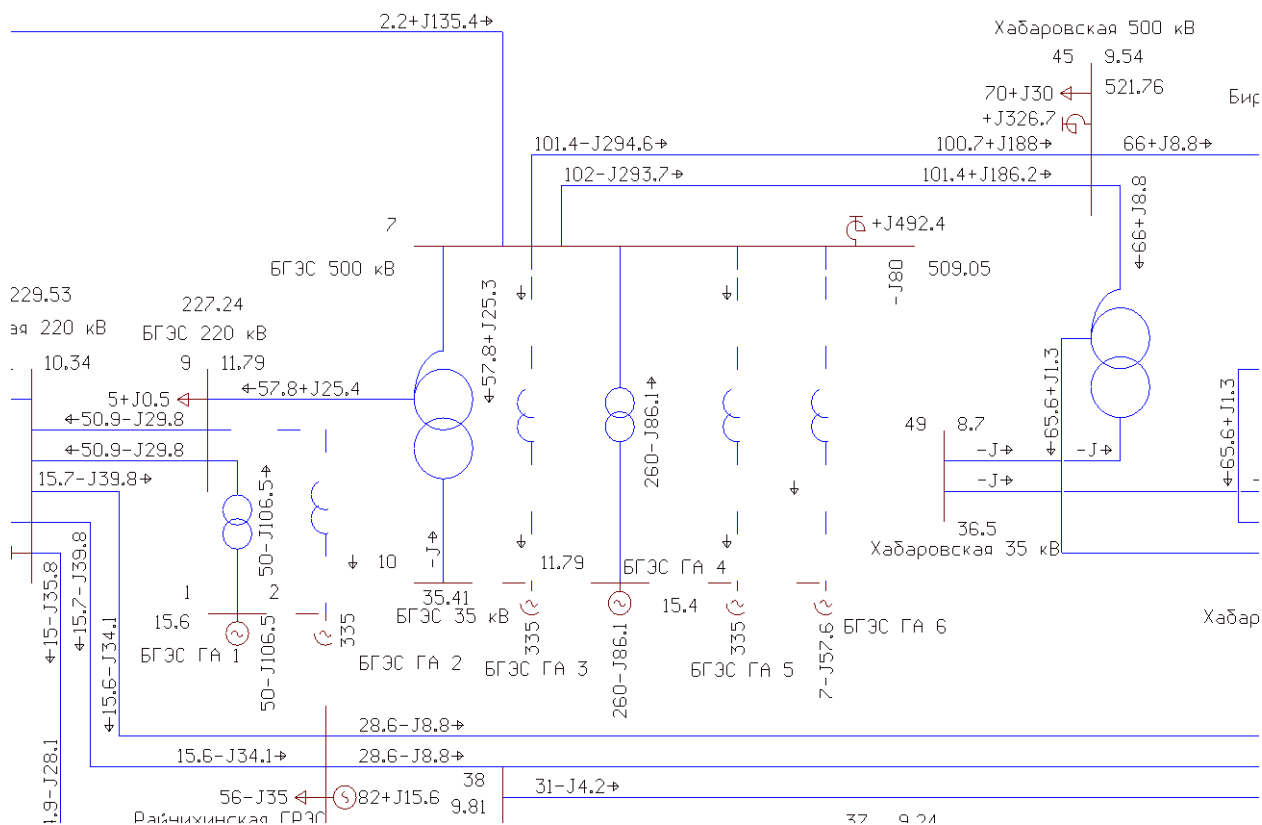


Рисунок 16 – Графика режима при установке КУ на шины 500 кВ

Расчет режима при установке КУ на шины 500 кВ представлен, в соответствии с рисунком 16. По расчетам режима делаем вывод что напряжения находятся в допустимых пределах, а все линии при таком режиме являются недогруженными. При данном режиме мы отключаем от сети один из гидроагрегатов на

БГЭС и наблюдаем что два оставшихся в сети агрегата несут приемлемую реактивную мощность и вероятность отключения их по режиму недовозбуждения минимальна. Рассмотрим послеаварийный режим, при котором будет отключен АТ БГЭС, и мы потеряем связь между ОРУ 220 кВ и КРУЭ 500. Произведем расчет этого режима. В таблице 30 приведены напряжения в узлах сети. В таблице 31 представлена загрузка проводников.

Таблица 30 - Напряжения в узлах

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
11	Завитая 220 кВ	220	231,09	5,04
25	Февральская 220 кВ	220	235,16	6,89
26	Этеркан 220 кВ	220	242,35	10,16
27	Ургал 220 кВ	220	241,16	9,62
28	Тырма 220 кВ	220	240,17	9,17
29	Кульдур 220 кВ	220	235,58	7,08
30	Лондоко 220 кВ	220	233,78	6,26
31	Центральная 220 кВ	220	233,38	6,08
32	Кимкан/т 220 кВ	220	233,13	5,97
33	Облучье 220 кВ	220	232,77	5,8
34	Ядрин/т 220 кВ	220	232,47	5,67
35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	232,83	5,83
36	Архара 220 кВ	220	233,66	6,21
37	НПС-29	220	234,03	6,38
38	НБГЭС	220	234,13	6,42
39	Створ 220 кВ	220	234,1	6,41
40	Райчихинская ГРЭС	220	233,83	6,29
41	Лондоко/т 220 кВ	220	233,65	6,21
42	Бира/т 220 кВ	220	232,75	5,79
43	Биробиджан 220 кВ	220	231,29	5,13

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5
56	оп. Лондоко/т 1	220	233,65	6,2
57	оп. Лондоко/т 2	220	233,65	6,2
58	оп. Бира/т 1	220	232,74	5,79
59	оп. Бира/т 2	220	232,74	5,79
60	оп. Центральная 1	220	233,38	6,08
61	оп. Центральная 2	220	233,38	6,08
62	оп. Кимкан/т 1	220	233,18	5,99
63	оп. Кимкан/т 2	220	233,18	5,99

Таблица 31 - Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	172	630	31,3
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	193	630	30,6
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	184	630	29,2
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	178	630	28,3
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	276	1000	27,6
НПС 26 - Амурская 220 кВ	170	630	27
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	169	630	26,9
оп. Белогорск 1 - НПС 26	157	630	24,9
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	154	630	24,5
Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	120	630	23,7
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	139	630	22
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	136	690	20,7
Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	136	690	20,7
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	127	630	20,1

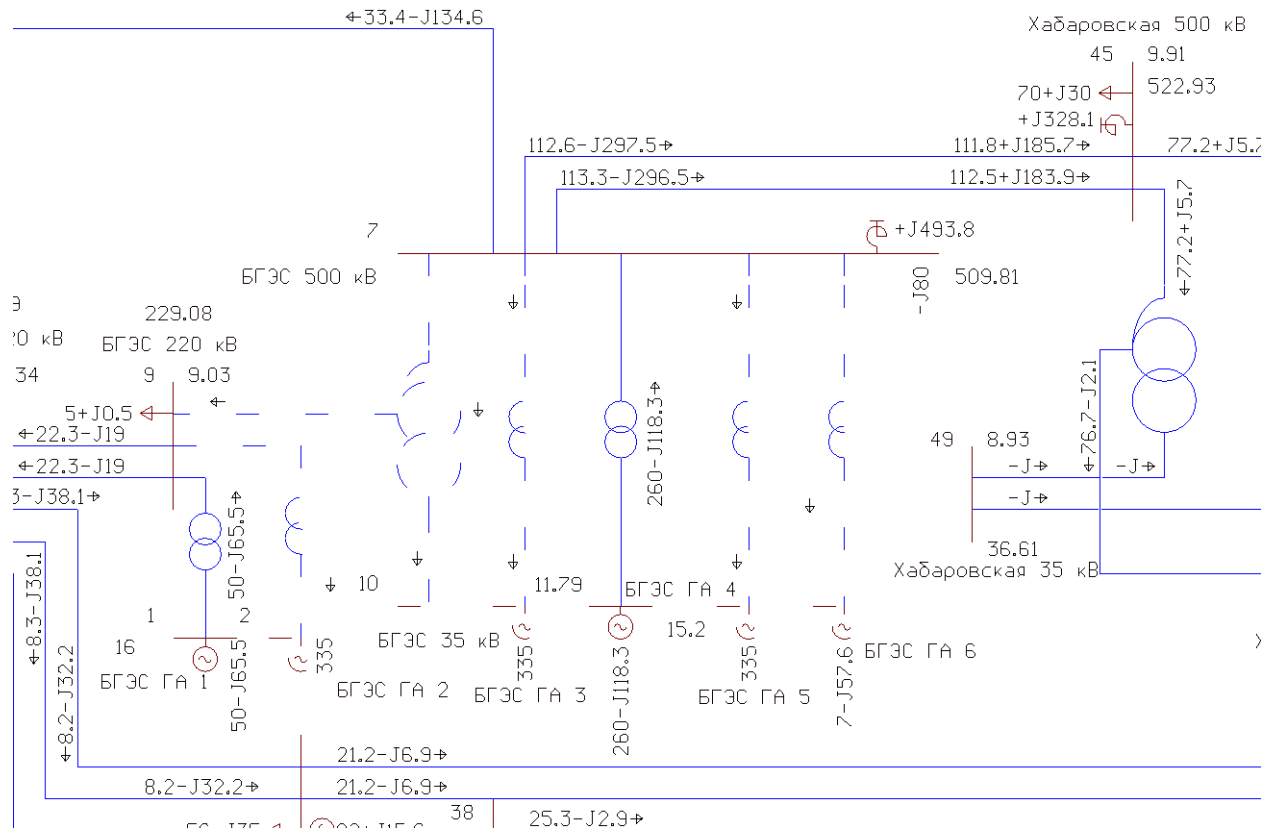


Рисунок 17 – Графика режима при установке КУ на шины 500 кВ

Расчет режима при установке КУ на шины 500 кВ представлен, в соответствии с рисунком 17. По расчетам послеаварийного режима делаем вывод что напряжения находятся в допустимых пределах, а все линии при таком режиме являются недогруженными. Благодаря установки КУ на шины 500 кВ в данном режиме нет необходимости для включения 3 гидроагрегата в работу.

3.3 Практическая реализация предложенных вариантов

Из трех предложенных вариантов только два способны решить поставленную проблему. При использовании первого варианта все равно остается в работе три гидроагрегата поэтому дальше он рассматриваться не будет. Рассмотрим реализацию второго и третьего варианта при установке УШР на шины 220 кВ и 500 кВ соответственно.

При реализации второго варианта установка УШР будет установлен на ОРУ 220 кВ. Присоединяется он должен также, как и автотрансформатор к первой

4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение КУ на подстанции.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (3)$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (4)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,18$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения УШР на напряжение 500 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №3 сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Постоянная часть затрат	10340
УШР	75500

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (5)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (6)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$; $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ КВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (8)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №3 приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№3	4913	4913	11010	27440

4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (9)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
3	98269	27440	37269

4.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит расчет экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №3.

В период сработки водохранилища БГЭС сентябрь – май станция старается как можно эффективнее использовать свой топливный ресурс. В ночной минимум нагрузок с 23:00 до 05:00 станция может вырабатывать активную мощность для потребителей двумя гидроагрегатами. Но из-за большего потребления гидроагрегатами реактивной мощности, стекающей с шин работа двух гидроагрегатов невозможна, приходится держать в сети еще один гидроагрегат почти с нулевой выработкой активной мощности для компенсации реактивной мощности. За каждый час своей работы он расходует 60 м³/с воды за ночь он расходует 360 м³/с воды что соответствует выработке в сутки дополнительных 320 МВт·ч, в соответствии с рисунком 19. С этим числом дополнительной выработки в сутки произведем следующие расчеты.

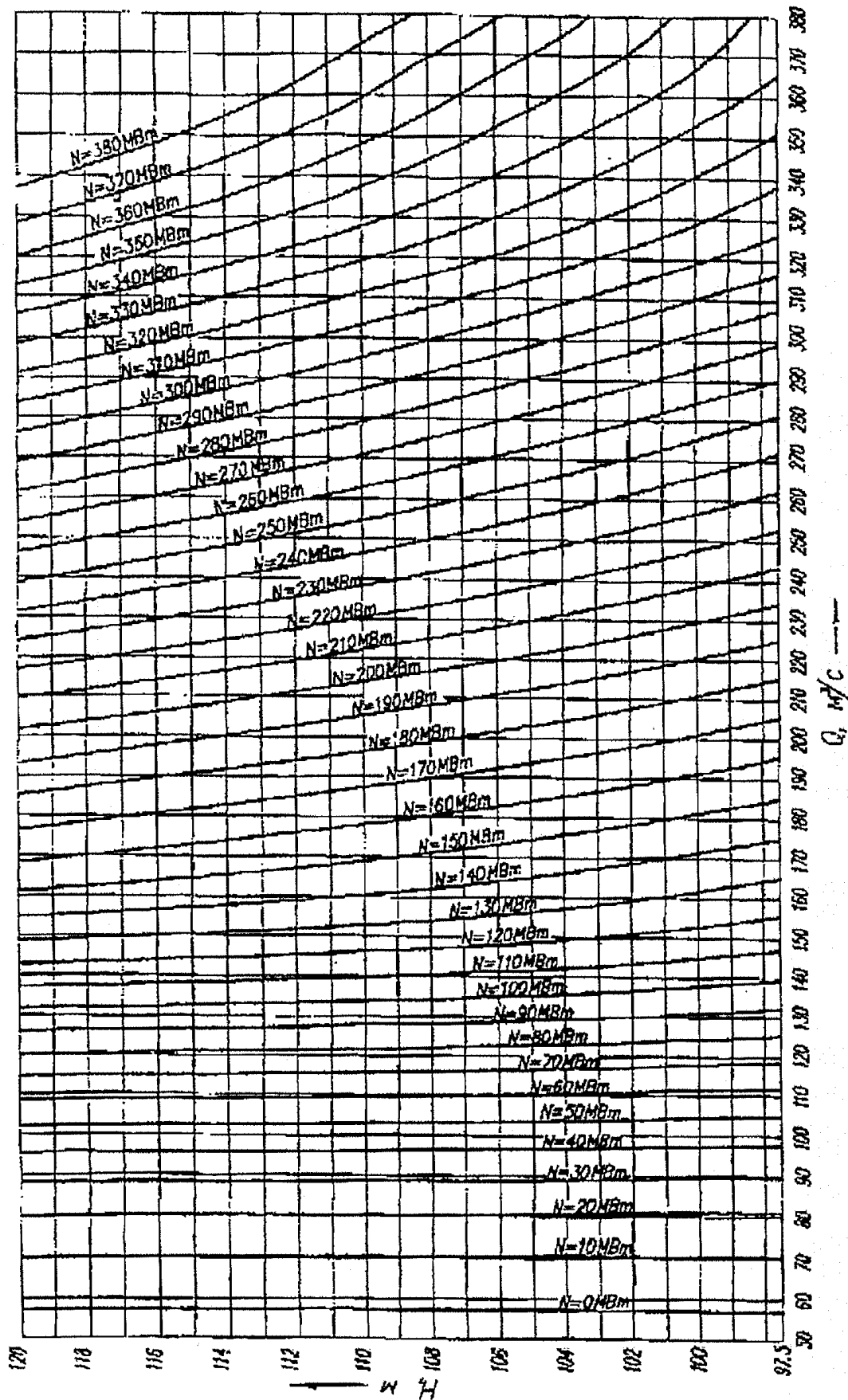


Рисунок 19- Расходная характеристика турбины

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (10)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (11)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 240 ч.

$$W_t = 320 \cdot 240 = 76800 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 76800 \cdot 2 = 153600 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (12)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\text{от}}). \quad (13)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{от}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{отt} - Н_t ; \quad (14)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t} ; \quad (15)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 20.

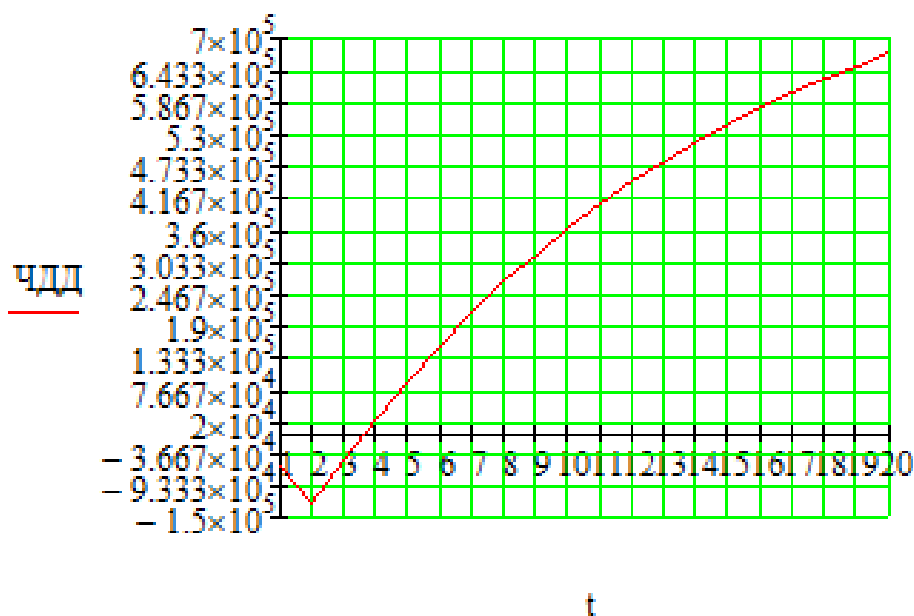


Рисунок 20 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 4 года. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (16)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде,

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №3 в приложении Б.

Результаты расчёта ЧД представлены на рисунке 21.

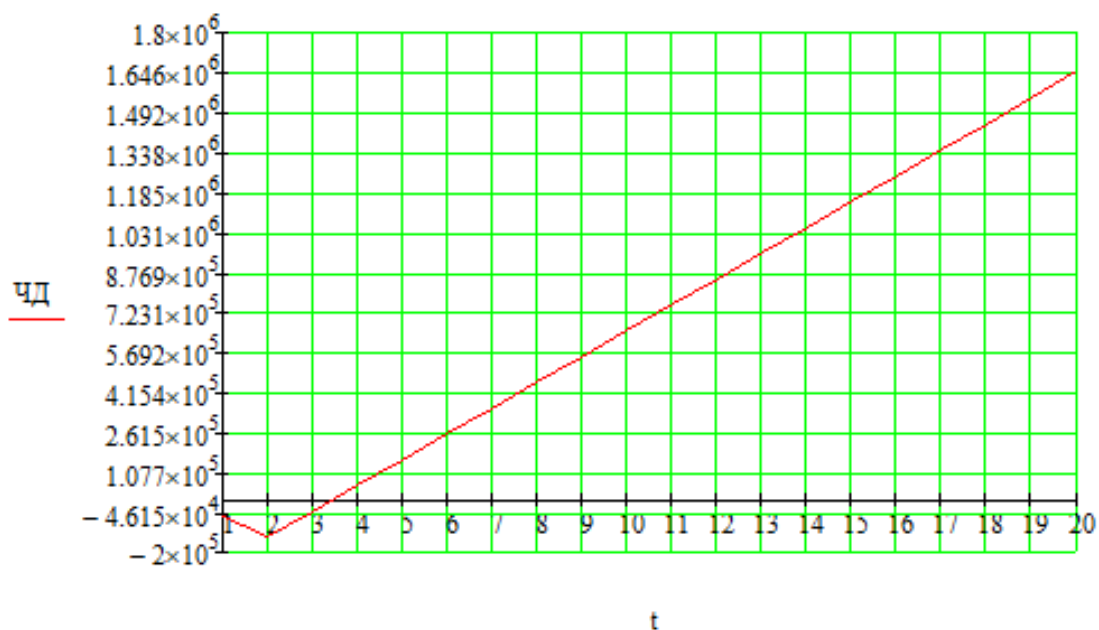


Рисунок 21

Срок окупаемости предложенного варианта установки УШР при капиталовложениях в 98 миллионов руб. составит 3 лет 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 7.85$). Рентабельность проекта составит 101.3% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

5 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Поставленная проблема существует не только на БГЭС из –за географических особенностей России такая проблема существует на многих станциях. Происходит это из –за того что Россия обладает большой территорией и как правило генерация находится удалённо от потребителей особенно это заметно в Сибири и на Дальнем востоке, а также в регионах с небольшой плотностью населения.

Компенсация реактивной мощности на таких станциях позволит не только оптимизировать затраты топлива на выработку электроэнергии но также оптимизирует потоки реактивной мощности в сети что даст возможность:

- снизить загрузку силовых трансформаторов (при снижении потребления реактивной мощности снижается потребление полной мощности);
- обеспечить питание нагрузки по кабелю с меньшим сечением (не допуская перегрева изоляции);
- за счет частичной токовой разгрузки силовых трансформаторов и питающих кабелей подключить дополнительную нагрузку;
- позволяет избежать глубокой просадки напряжения на линиях электропитания удаленных потребителей;
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
- позволит снизить потери электроэнергии в сетях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрены вопросы необходимости установки компенсирующих устройств на шинах Бурейской ГЭС.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, отходящей от Бурейской ГЭС из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий вследствие этого большая генерация реактивной мощности в линиях. Решение данных проблем возможно при установке компенсирующих устройств на шинах подстанций. Установка КУ на шинах БГЭС позволила оптимизировать сработку водохранилища в осени-зимний период и ограничить переток реактивной мощности в сеть 220 кВ с сети 500 кВ через автотрансформатор БГЭС.

Инновационным решением принято использование Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитные реакторы, индуктивность которых может плавно регулироваться с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять стабилизацию напряжения на воздушных линиях с большой зарядовой мощностью. В комбинации с батареями конденсаторов, включаемых параллельно, УШР являются аналогами статических тиристорных компенсаторов (СТК), позволяя поддерживать напряжение на линиях как в режиме малых, так и больших нагрузок.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся минимальный и послеаварийный режимы, отрегулированные по напряжению. Определены оптимальные экономические затраты на реализацию реконструкции ПС.

Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость в компенсации реактивной мощности на шинах БГЭС. Данная реализация позволит обеспечить высокую надежность, управляемость, гибкость и снизить потери в электрических сетях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов.
- 4 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2018-2022 годов.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.05.2019
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,
- 11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах: Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2010. – 238с.

12 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. - 719 с.

13 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

14 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

15 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

16 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

17 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

18 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

20 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

21 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индек-

сов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

22 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

23 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ-Энерго», 2009.- 93 с.

24 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

25 СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

26 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

27 Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. - М : Издательство Юрайт, 2016. - 446 с. - Серия : Университеты России.

28 Рырсалиев, А.С. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях с целью экономии энергоресурсов [Электронный ресурс] / А.С. Рырсалиев, С.М. Суеркулов. // Вестник Кыргызско-Российского славянского университета. — Электрон.дан. — 2016. — № 1. — С. 137-139. — Ре-жим доступа: <https://e.lanbook.com/journal/issue/300121>. — Загл. с экрана

29 Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Реактивная мощность в электрических сетях технологии управляемой компенсации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh>

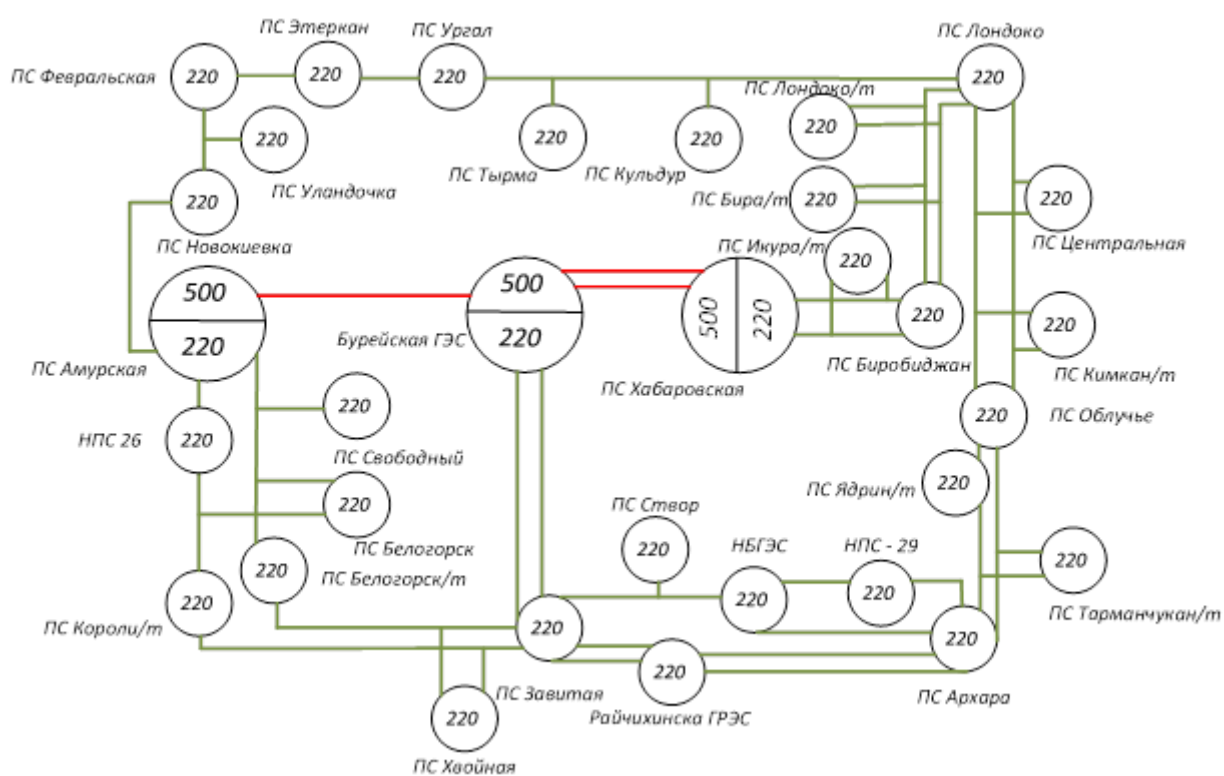
30 Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Соколов С. , Долгополов А. Управляемые реакторы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php>

31 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов [Текст] /Ю. С. Железко - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

32 Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. n 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Подстанции 220 кВ используемые в проекте:

1. ПС Завитая;
2. ПС Хвойная;
3. ПС Короли/т;
4. ПС Белогорск/т;
5. ПС Белогорск;
6. ПС Свободный;
7. ПС Створ;
8. НПС 29;
9. ПС Архара;
10. ПС Тарманчукан/т;
11. ПС Ядрин/т;
12. ПС Облучье;
13. ПС Новокиевка;

Продолжение Приложение А
Граф рассматриваемого эквивалента сети

14. ПС Уландочка;
15. ПС Февральская;
16. ПС Этеркан;
17. ПС Ургал;
18. ПС Тырма;
19. ПС Кульдур;
20. ПС Лондоко;
21. ПС Центральная;
22. ПС Кимкан/т;
23. ПС Лондоко/т;
24. ПС Бира/т;
25. ПС Биробиджан;
26. ПС Икура/т;
27. НПС 26.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчёт в программе Mathcad

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + I$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{\text{вл}} + K_{\text{пс}}) \cdot K_{\text{инф}}$$

Капиталовложения в строительство КУ:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}} := 10340 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ку}} := 75500 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ку}} = 8.584 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение КУ:

$$K_{\Sigma \text{пс}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{пс}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 9.827 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{пс}}) = 98269.632 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$I := I_{\text{э}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.вл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{э.пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}} = 4.913 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \text{ лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \text{ лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma\text{пс}}}{T_{\text{сл.пс}}} = 4.913 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 8020$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 2990$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 1.101 \times 10^7$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 17616 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{э1}} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W1} = 2.744 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 37269.926 \quad \text{тыс.руб}$$

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_э \quad T_э := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$320000 \cdot 365 = 1.168 \times 10^8$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := 320000 \cdot 240 = 7.68 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_э) \cdot 10^{-3} = 1.536 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 2.253 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 1.311 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 3.146 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Э}_t \\ \text{ } \end{array} \right]}{\left[(1 + E_H)^t \right]}$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.931 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 5.896 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_H := 0.08$$

$$\mathcal{E}_1 := -И - K_{t1} = -6.184 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{(1 + E_H)^1} = -5.726 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -5.726 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\mathcal{E}_2 := -И - K_{t2} = -8.149 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{(1 + E_H)^2} = -6.987 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -1.271 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\mathcal{E}_3 := О - И - Н = 9.961 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_H)^3} = 7.908 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -4.805 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\mathcal{E} := \mathcal{E}_3 = 9.961 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^4} = 7.322 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = 2.517 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^5} = 6.78 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = 9.297 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^6} = 6.277 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_{5.} + \text{ЧДД}_6 = 1.557 \times 10^5$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_7 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 5.812 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_7 &:= \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 2.139 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_8 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 5.382 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_8 &:= \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.677 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_9 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 4.983 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_9 &:= \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 3.175 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 4.614 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.637 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 4.272 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 4.064 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 3.956 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 4.459 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 3.663 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.826 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 3.391 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 5.165 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{15} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 3.14 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{15} &:= \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 5.479 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{16} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 2.908 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{16} &:= \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 5.77 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{17} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 2.692 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{17} &:= \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 6.039 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{18} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 2.493 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{18} &:= \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 6.288 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{19} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 2.308 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{19} &:= \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 6.519 \times 10^5 \end{aligned}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 2.137 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

(ЧДД_{1.}) ЧДД_{20.} := ЧДД_{19.} + ЧДД_{20.} = 6.733 × 10⁵

ЧДД_{2.}

(1) ЧДД_{3.}

2 ЧДД_{4.}

3 ЧДД_{5.}

4 ЧДД_{6.}

5 ЧДД_{7.}

6 ЧДД_{8.}

7 ЧДД_{9.}

8 ЧДД_{10.}

9 ЧДД_{11.}

t := 10 ЧДД := ЧДД_{12.}

11 ЧДД_{13.}

12 ЧДД_{14.}

13 ЧДД_{15.}

14 ЧДД_{16.}

15 ЧДД_{17.}

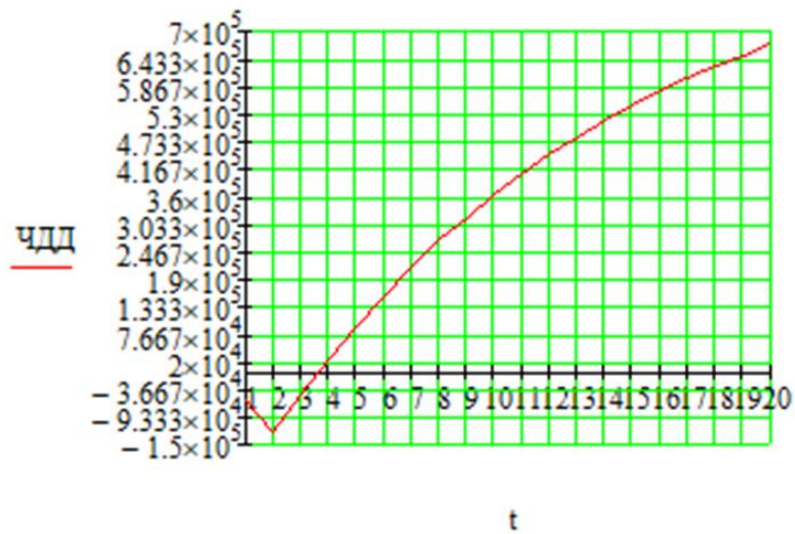
16 ЧДД_{18.}

17 ЧДД_{19.}

18 ЧДД_{20.}

19

(20)



Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 7.851$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -6.184 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -6.184 \times 10^4$ тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -8.149 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_{1.} + \text{ЧД}_2 = -1.433 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = -4.372 \times 10^4$ тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{4.} := \text{ЧД}_{3.} + \text{ЧД}_4 = 5.59 \times 10^4$ тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{5.} := \text{ЧД}_{4.} + \text{ЧД}_5 = 1.555 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{6.} := \text{ЧД}_{5.} + \text{ЧД}_6 = 2.551 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{7.} := \text{ЧД}_{6.} + \text{ЧД}_7 = 3.547 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{8.} := \text{ЧД}_{7.} + \text{ЧД}_8 = 4.544 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{9.} := \text{ЧД}_{8.} + \text{ЧД}_9 = 5.54 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_{10.} := \text{ЧД}_{9.} + \text{ЧД}_{10} = 6.536 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 7.532 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 8.528 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 9.524 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.052 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.152 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.251 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.351 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.45 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 9.961 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.55 \times 10^6$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 1.65 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

(ЧД_{1.})

ЧД_{2.}

ЧД_{3.}

ЧД_{4.}

ЧД_{5.}

ЧД_{6.}

ЧД_{7.}

ЧД_{8.}

ЧД_{9.}

ЧД_{10.}

ЧД := ЧД_{11.}

ЧД_{12.}

ЧД_{13.}

ЧД_{14.}

ЧД_{15.}

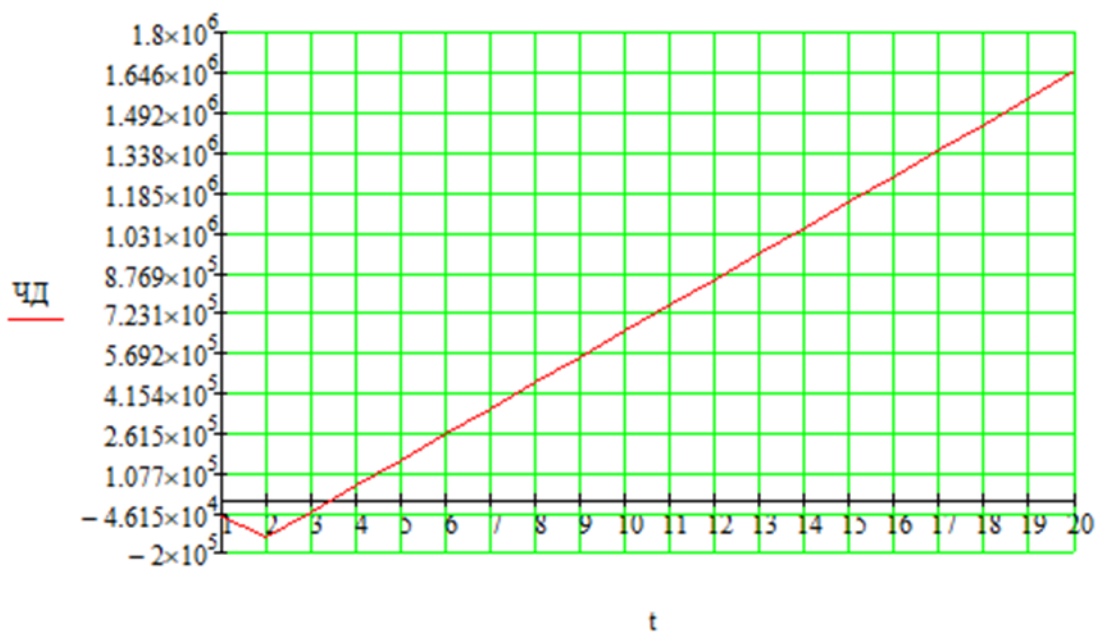
ЧД_{16.}

ЧД_{17.}

ЧД_{18.}

ЧД_{19.}

(ЧД_{20.})



Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Простой срок окупаемости составит 3 года 9 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 3 года 6 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -62.926 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -82.926 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 101.368 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта установки УШР при капиталовложениях в 98 миллионов руб. составит 3 года 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 7.85). Рентабельность проекта составит 101.3% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			324	-3,7	15,8	-200	200		15,75		32,79
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			322	-4	15,8	-200	200		15,75		32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			326	-60,6	15,5	-200	200		15,5	-1,59	29,32
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			320	-61,3	15,5	-200	200		15,5	-1,59	29,18
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	508,25	1,65	21,67
Нагр	8	БГЭС Н1	500									503,58	0,72	25,48
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	19,3	1,6							221,67	0,76	25,48
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									35,25	0,72	25,48
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	88,4	13,6							222,49	1,13	18,9
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	19,5	2,2							220,67	0,3	16,17
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	27,8	6,9							220,34	0,15	15,6
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	7,1	6,4							218,73	-0,58	13,56
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	118,8	32,8							218,47	-0,7	13,12
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220									220,71	0,32	12,48
Нагр	17	НПС 26	220									219,8	-0,09	13,12
База	18	Амурская 500 кВ	500	577	-130	160,9	-125	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									501,83	0,37	12,45
Нагр	20	Амурская Н2	500									501,83	0,37	12,45
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	63	-8,3							220,8	0,36	12,44
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,13	0,37	12,45
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	5,5	1,2							227,34	3,33	11,28
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0,9	0,4							233,2	6	10,39
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					236,38	7,44	9,83
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					241,4	9,73	9,9
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	33,9	18,1	28,1	-7,4					238,18	8,26	10,55
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							236,51	7,5	11,55
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							231,48	5,22	12,82
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	14	5							229,59	4,36	13,23
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							228,66	3,93	13,78
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							228,23	3,74	13,96
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							227,43	3,38	14,54
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	9,7	7,6							227,14	3,24	14,71
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							226,07	2,76	15,86
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	26,4	14,4							225,42	2,47	17,49
Нагр	37	НПС-29	220	11,7	0,7							225,9	2,68	17,88
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	134	16,5					226,4	2,91	19,29
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	1,1	0,1							226,36	2,89	19,28
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	84,2	30,2	70	15,6					223,66	1,67	18,18
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	7	1,4							229,59	4,36	13,15
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	7,7	1,5							229,49	4,31	12,91
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	86,3	14,7							229,05	4,12	12,75
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	19,7	4							229,34	4,24	13,08
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	310	-30						1100	524,18	4,84	15,06
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									522,85	4,57	14,18
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									522,85	4,57	14,18
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	33							230,03	4,56	14,18
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,6	4,57	14,18
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									220,66	0,3	16,15
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									220,67	0,31	16,18
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									219,24	-0,35	13,4
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									218,49	-0,68	13,13
Нагр	54	оп. Свободный	220									220,71	0,32	12,48
Нагр	55	оп. Уландочка	220									233,2	6	10,39
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									229,6	4,36	13,16
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									229,6	4,36	13,16
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									229,5	4,32	12,92
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									229,5	4,32	12,92
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									228,65	3,93	13,78
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									228,65	3,93	13,78
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									228,28	3,77	13,97
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									228,28	3,77	13,97

Продолжение Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Доп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1		0,31	19,14	13	3,7	0,072	323	-46	850		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2		0,31	19,14	13	3,7	0,072	321	-46	845		
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3		1,36	101,98	2,6	0,8	0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4		1,36	101,98	2,6	0,8	0,032	325	-108	389		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5		1,36	101,98	2,6	0,8	0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6		1,36	101,98	2,6	0,8	0,032	319	-107	382		
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1		0,58	61,1	24,1	1,5	1	278	-57	322		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ		0,39				0,44	278	-32	321		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ		2,9	113,5			0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1		0,58	61,1	24,1	1,5	1	-21	9	27		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2		0,58	61,1	24,1	1,5	1	-21	9	27		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ		0,39				0,44	-21	15	30		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ		0,39				0,44	-21	15	30		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ		2,9	113,5			0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ		2,9	113,5			0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1		0,58	61,1	24,1	1,5	1	-69	-18	79		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2		0,58	61,1	24,1	1,5	1	-69	-18	79		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ		0,39				0,44	-69	-10	77		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ		0,39				0,44	-69	-10	77		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ		2,9	113,5			0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ		2,9	113,5			0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ		8,07	85,26	-1464,5	10		-468	148	558	1000	55,8
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ		5,53	31,81	-204,6			-173	31	458	960	47,8
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ		5,53	31,81	-204,6			-173	31	458	960	47,8
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1		6,69	29,91	-184,4			-78	7	203	630	32,3
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ		4,75	21,24	-130,9			-103	4	269	630	42,7
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ		0,11	0,39	-2,3			26	-3	67	630	10,7
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2		3,78	16,91	-104,3			-137	6	356	630	56,5
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ		0,01	0,22	-1,4			-45	1	118	630	18,7
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ		1,18	5,29	-32,6			-91	7	237	630	37,7
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1		8,38	28,6	-180			-63	13	167	630	26,5
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2		0,88	3,71	-23,7			-95	9	251	630	39,8
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ		1,81	6,54	-39			-39	-14	111	630	17,7
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ		0,07	0,03	-0,2			-80	-17	215	630	34,2
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26		1,97	8,63	-53,1			-23	21	81	630	12,8
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный		6,5	27,45	-175,4			-15	25	77	630	12,3
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ		0,39	1,54	-9,8			-15	17	59	630	9,4
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ		5,03	22,03	-135,6			-23	18	76	630	12,1
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ		0,05	0,02	-0,1			0	0	0	630	0
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ		10,25	35,1	-221			-16	51	139	630	22,1
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка		11,69	39,91	-251,6			-10	43	111	630	17,6
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка		0,82	2,96	-17,7			1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка		10,14	34,61	-218,2			9	-18	77	630	12,2
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ		12,47	54,57	-335,8			6	30	74	630	11,8
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ		11,63	50,92	-313,3			9	-8	66	690	9,6
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ		13,12	57,43	-353,4			15	0	61	690	8,8
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ		11,52	50,45	-310,4			18	-19	99	690	14,3
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ		3,09	13,52	-83,2			19	-35	109	690	15,8
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1		0,8	3,52	-21,6			-17	5	44	690	6,4
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2		0,8	3,52	-21,6			-17	5	44	690	6,4
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ		0,42	1,83	-11,3			-4	0	9	690	1,3
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ		0,42	1,83	-11,3			-4	0	9	690	1,3
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1		3,77	16,49	-101,5			-13	4	35	690	5
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2		3,77	16,49	-101,5			-13	4	35	690	5
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ		0,28	1,23	-7,6			-4	0	10	690	1,4
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ		0,28	1,23	-7,6			-4	0	10	690	1,4
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ		4,06	17,79	-109,5			-9	-1	29	690	4,1
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ		4,06	17,79	-109,5			-9	-1	29	690	4,1
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ		2,01	8,82	-54,3			34	1	85	690	12,4
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ		2,01	8,82	-54,3			34	1	85	690	12,4
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ		5,21	22,83	-140,5			-44	6	111	690	16,2
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ		5,21	22,83	-140,5			-44	6	111	690	16,2
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1		2,99	13,07	-80,4			33	-22	107	690	15,5
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2		2,99	13,07	-80,4			33	-22	107	690	15,5
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ		0,65	2,86	-17,6			-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ		0,65	2,86	-17,6			-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1		0,98	4,31	-26,5			34	-27	111	690	16,1
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2		0,98	4,31	-26,5			34	-27	111	690	16,1
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ		0,52	2,27	-14			-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ		0,52	2,27	-14			-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ		2,68	11,74	-72,3			38	-24	119	690	17,2
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ		2,68	11,74	-72,3			38	-24	119	690	17,2
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ		0,81	3,54	-21,8			37	-27	118	630	18,7
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ		4,53	20,25	-124,9			52	-24	153	630	24,3
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ		4,51	19,72	-121,4			47	-20	136	935	14,6
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ		5,47	23,55	-144,6			57	-17	157	630	25
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ		5,47	23,55	-144,6			57	-17	157	630	25
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29		2,41	13,86	-89,1			26	5	68	960	7,1
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС		3,78	21,72	-139,3			73	0	188	960	19,6
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС		5,34	23,87	-147,2			21	-18	83	630	13,2
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС		5,34	23,87	-147,2			21	-18	83	630	13,2
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС		5,69	32,76	-210,7			38	2	99	960	10,3
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ		0,05	0,27	-1,7			-21	-29	92	960	9,6
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ		4,16	23,95	-154			-20	-29	107	960	11,2
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ		4,36	19,13	-117,6			28	-17	94	600	15,6
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ		4,36	19,13	-117,6			28	-17	94	600	15,6
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ		12,45	131,56	-1842,2			-226	307	434	2000	21,7
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ		12,37	130,73	-1831,9			-228	307	434	2000	21,7

Продолжение Приложение В
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16				50	-82,3	15,2	-200	200	15,2	-3,49	13,28
Ген	2	БГЭС ГА 2	16				335		15,8	-200	200			32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16				335		15,8	-200	200			
Ген	4	БГЭС ГА 4	16				260	-102,5	15,2	-200	200	15,2	-3,49	19,05
Ген	5	БГЭС ГА 5	16				335		15,8	-200	200			
Ген	6	БГЭС ГА 6	16				7	-113,4	15,2	-200	200	15,2	-3,49	12,99
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	506,48	1,3	12,78
Нагр	8	БГЭС Н1	500									510,11	2,02	12,07
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							219,72	-0,13	12,07
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									35,71	2,02	12,07
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							223,73	1,7	10,5
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							220,5	0,23	10,37
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							219,62	-0,17	10,33
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							216,8	-1,45	10,4
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							216,33	-1,67	10,46
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							213,91	-2,77	11,67
Нагр	17	НПС 26	220									216	-1,82	10,93
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	514,2	-204,2	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									507,25	1,45	11,76
Нагр	20	Амурская Н2	500									507,25	1,45	11,76
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							213,79	-2,82	11,76
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,51	1,45	11,76
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							222,25	1,02	9,83
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0,9	0,4							228,78	3,99	8,21
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					232,67	5,76	7,04
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					239,2	8,73	6,25
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					237,39	7,91	6,13
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							235,85	7,21	6,31
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							230,87	4,94	6,85
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							228,97	4,08	7,05
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							228,17	3,71	7,19
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							227,78	3,54	7,24
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							227,08	3,22	7,45
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							226,68	3,04	7,49
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							226,55	2,98	8,19
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							226,85	3,11	9,21
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							227,14	3,25	9,37
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					227,12	3,24	9,96
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							227,08	3,22	9,96
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					226,74	3,07	9,99
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							228,95	4,07	7,05
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							228,52	3,87	7,15
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							227,57	3,44	7,34
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							227,52	3,42	7,69
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	517,55	3,51	9,7
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									516,64	3,33	8,82
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									516,64	3,33	8,82
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							227,3	3,32	8,82
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,16	3,33	8,82
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									220,49	0,22	10,38
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									220,51	0,23	10,37
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									216,7	-1,5	10,63
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									216,34	-1,66	10,46
Нагр	54	оп. Свободный	220									213,91	-2,77	11,67
Нагр	55	оп. Уландочка	220									228,78	3,99	8,21
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									228,95	4,07	7,06
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									228,95	4,07	7,06
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									228,51	3,87	7,15
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									228,51	3,87	7,15
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									228,17	3,71	7,19
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									228,17	3,71	7,19
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									227,84	3,56	7,25
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									227,84	3,56	7,25

Продолжение Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7			0,072	50	-87	263		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7			0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	259	-137	335		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	7	-120	137		
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-53	24	66		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					7	1	0,431	-52	31	69	
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-70	53	102		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-70	53	102		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	61	106	
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	61	106	
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-67	-14	77		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-67	-14	77		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-67	-7	75		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-67	-7	75		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5	10				-7	150	255	1000	25,5
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-49	59	201	960	21
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-49	59	201	960	21
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4					-9	-18	73	630	11,6
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9					-7	-34	106	630	16,8
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3					0,11	7	19	630	3
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3					-15	-37	115	630	18,2
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4					-1	-8	21	630	3,4
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6					-14	-33	99	630	15,6
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180					2	-19	72	630	11,4
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7					6	-28	79	630	12,5
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39					-22	-5	61	630	9,7
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2					-23	-7	64	630	10,2
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1					24	-22	91	630	14,4
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4					29	-22	113	630	17,9
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8					37	-26	123	630	19,5
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6					24	-24	103	630	16,4
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1					-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221					-28	64	189	630	30
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6					-23	49	141	630	22,4
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7					1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2					22	-27	110	630	17,4
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8					-7	39	97	630	15,4
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3					-4	1	41	690	5,9
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4					2	3	41	690	5,9
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4					5	-16	81	690	11,7
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2					6	-32	91	690	13,2
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6					2	-2	9	690	1,3
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6					2	-2	9	690	1,3
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5					4	-4	26	690	3,8
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5					4	-4	26	690	3,8
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					6	-11	44	690	6,4
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					6	-11	44	690	6,4
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					34	-8	91	690	13,2
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					34	-8	91	690	13,2
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-42	15	113	690	16,4
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-42	15	113	690	16,4
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4					7	-14	48	690	6,9
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4					7	-14	48	690	6,9
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5					7	-18	53	690	7,8
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5					7	-18	53	690	7,8
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					11	-16	57	690	8,2
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					11	-16	57	690	8,2
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8					5	-26	71	630	11,2
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9					30	-10	87	630	13,8
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4					30	-5	82	935	8,7
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					37	-2	98	630	15,6
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					37	-2	98	630	15,6
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1					11	5	30	960	3,1
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3					30	1	79	960	8,2
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					28	-4	76	630	12
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					28	-4	76	630	12
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7					16	2	45	960	4,7
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7					13	-30	84	960	8,8
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154					14	-30	103	960	10,8
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					15	-36	113	600	18,9
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					15	-36	113	600	18,9
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2					-103	286	346	2000	17,3
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9					-103	285	345	2000	17,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16				50	-121,7	16,5	-200	200	16,5	4,76	12,57
Ген	2	БГЭС ГА 2	16				335		15,8	-200	200			32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16				335		15,8	-200	200			
Ген	4	БГЭС ГА 4	16				260	-51,5	15,6	-200	200	15,6	-0,95	18,59
Ген	5	БГЭС ГА 5	16				335		15,8	-200	200			
Ген	6	БГЭС ГА 6	16				7	-61,9	15,6	-200	200	15,6	-0,95	12,71
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	507,96	1,59	12,53
Нагр	8	БГЭС Н1	500									494,83	-1,03	11,53
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							240,56	9,34	11,54
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									34,64	-1,03	11,53
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							239,57	8,89	10,25
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							232,72	5,78	10,21
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							231,1	5,04	10,19
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							224,85	2,2	10,36
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							223,64	1,65	10,44
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							216,19	-1,73	11,73
Нагр	17	НПС 26	220									221,72	0,78	10,93
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	517	-291,6	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									511,98	2,4	11,83
Нагр	20	Амурская Н2	500									511,98	2,4	11,83
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							215,79	-1,91	11,82
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,84	2,4	11,83
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							225,15	2,34	9,88
Нагр	24	Уландочка 220 кВ	220	0,9	0,4							232,69	5,77	8,26
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					237,43	7,92	7,1
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					245,15	11,43	6,32
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					244,44	11,11	6,18
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							243,86	10,85	6,35
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							239,58	8,9	6,86
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							237,84	8,11	7,06
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							238,05	8,2	7,2
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							237,99	8,18	7,24
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							238,16	8,26	7,44
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							238,02	8,19	7,49
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							239,17	8,71	8,14
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							241	9,54	9,07
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							241,51	9,78	9,21
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					241,9	9,95	9,74
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							241,87	9,94	9,75
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					241,77	9,89	9,78
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							237,56	7,98	7,06
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							235,92	7,24	7,15
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							233,66	6,21	7,32
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							232,94	5,88	7,66
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	523,83	4,77	9,54
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									524,94	4,99	8,74
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									524,94	4,99	8,74
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							230,95	4,98	8,74
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,75	4,99	8,74
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									232,68	5,76	10,22
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									232,74	5,79	10,21
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									223,88	1,76	10,6
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									223,65	1,66	10,44
Нагр	54	оп. Свободный	220									216,19	-1,73	11,73
Нагр	55	оп. Уландочка	220									232,7	5,77	8,26
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									237,56	7,98	7,06
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									237,56	7,98	7,06
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									235,92	7,24	7,15
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									235,92	7,24	7,15
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									238,05	8,2	7,2
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									238,05	8,2	7,2
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									238,05	8,2	7,25
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									238,05	8,2	7,25

Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-129	331		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	-81	309		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	7	-64	73		
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-73	-115	155		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					1	1	0,486	-72	-105	149		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-66	92	131		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-66	92	131		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-65	102	136		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-65	102	136		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-63	3	70		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-63	3	70		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-63	11	70		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-63	11	70		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10				5	141	266	1000	26,6
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-59	12	144	960	15
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-59	12	144	960	15
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4						-13	-47	142	630	22,5
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9						-13	-79	217	630	34,4
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3						0	24	59	630	9,3
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3						-23	-89	234	630	37,2
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4						-2	-25	61	630	9,8
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6						-20	-67	178	630	28,3
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180						-4	-52	155	630	24,6
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7						1	-72	189	630	29,9
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39						-22	-1	58	630	9,2
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2						-23	-11	65	630	10,3
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1						-19	-59	167	630	26,4
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4						24	-63	194	630	30,7
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8						32	-64	193	630	30,7
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6						19	-61	183	630	29
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1						-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221						-28	70	202	630	32
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6						-23	55	153	630	24,3
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7						1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2						21	-33	121	630	19,1
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8						-7	44	109	630	17,3
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3						-3	7	29	690	4,3
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4						2	8	33	690	4,7
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4						5	-13	74	690	10,8
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2						7	-30	85	690	12,3
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6						-2	-18	47	690	6,9
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6						-2	-18	47	690	6,9
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,8
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,8
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5						0	-21	64	690	9,3
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5						0	-21	64	690	9,3
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						2	-27	82	690	11,9
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						2	-27	82	690	11,9
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						30	-25	102	690	14,7
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						30	-25	102	690	14,7
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-38	32	124	690	18
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-38	32	124	690	18
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4						11	3	28	690	4,1
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4						11	3	28	690	4,1
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5						12	-2	29	690	4,3
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5						12	-2	29	690	4,3
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	16	690	2,3
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	16	690	2,3
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						16	1	39	690	5,7
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						16	1	39	690	5,7
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8						9	-11	38	630	6
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9						35	7	86	630	13,7
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4						34	9	86	935	9,2
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						42	13	105	630	16,7
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						42	13	105	630	16,7
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1						12	9	36	960	3,7
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3						32	8	80	960	8,3
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						31	5	74	630	11,8
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						31	5	74	630	11,8
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7						17	6	42	960	4,4
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7						16	-22	65	960	6,8
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154						17	-22	84	960	8,7
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						18	-28	94	600	15,7
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						18	-28	94	600	15,7
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2						-99	306	365	2000	18,3
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9						-99	305	364	2000	18,2

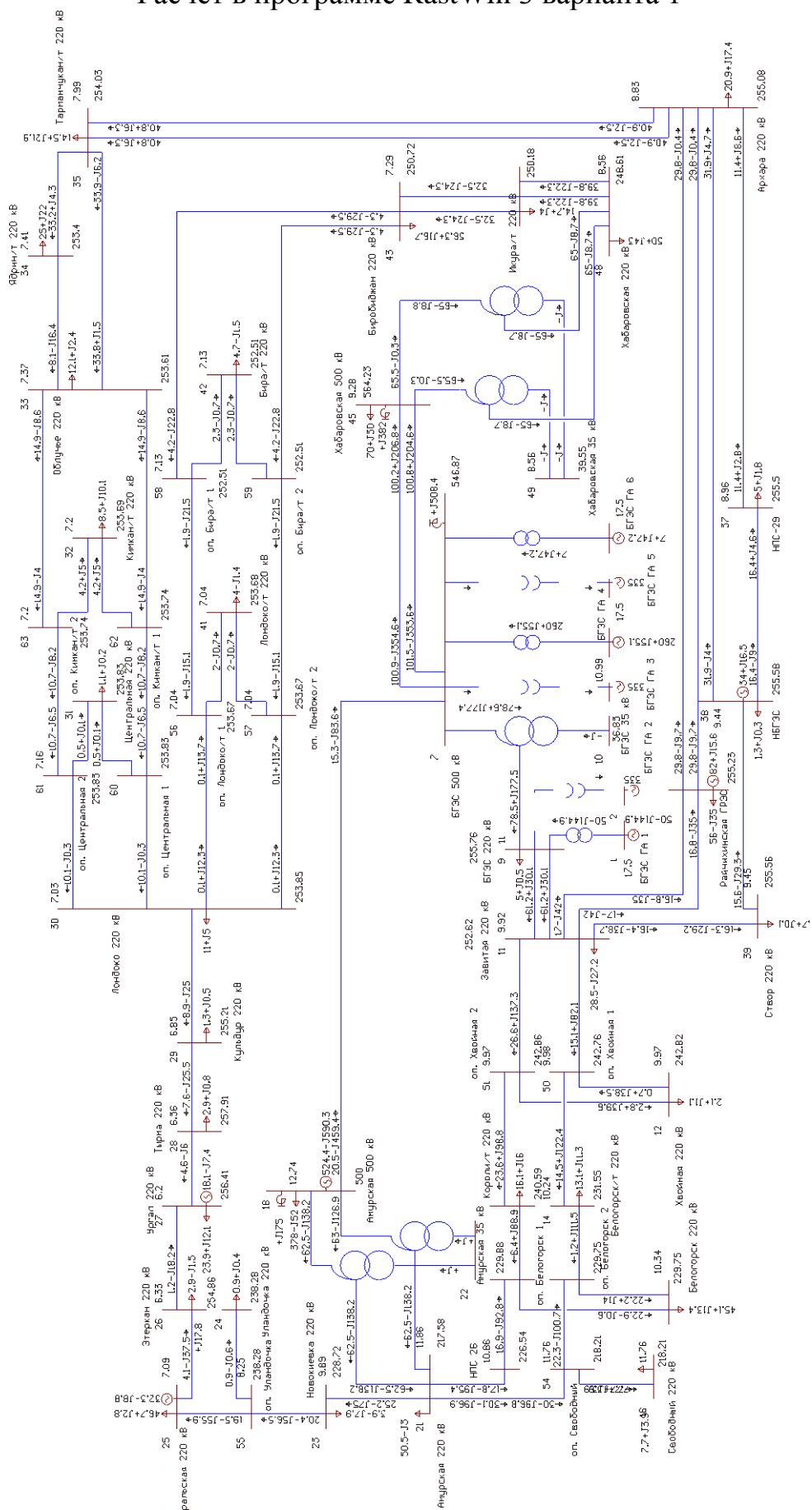
Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-144,9	17,5	-200	200		17,5	11,11	11,92
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	55,1	17,5	-200	200		17,5	11,11	16,92
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	47,2	17,5	-200	200		17,5	11,11	12,05
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1700	546,87	9,37	11,93
Нагр	8	БГЭС Н1	500									526,11	5,22	10,99
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							255,76	16,26	11
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									36,83	5,22	10,99
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							252,62	14,83	9,92
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							242,82	10,37	9,97
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							240,59	9,36	9,97
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							231,55	5,25	10,24
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							229,75	4,43	10,34
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							218,21	-0,81	11,76
Нагр	17	НПС 26	220									226,54	2,97	10,86
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	524,4	-590,3	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									516,23	3,25	11,87
Нагр	20	Амурская Н2	500									516,23	3,25	11,87
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							217,58	-1,1	11,86
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									36,14	3,25	11,87
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							228,72	3,96	9,89
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							238,28	8,31	8,25
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					244,72	11,23	7,09
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					254,86	15,85	6,33
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					256,41	16,55	6,2
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							257,91	17,23	6,36
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							255,21	16,01	6,85
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							253,85	15,39	7,03
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							253,83	15,38	7,15
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							253,69	15,32	7,2
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							253,61	15,28	7,37
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							253,4	15,18	7,41
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							254,03	15,47	7,99
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							255,08	15,95	8,83
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							255,5	16,14	8,96
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					255,58	16,17	9,44
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							255,56	16,16	9,45
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					255,23	16,02	9,48
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							253,68	15,31	7,04
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							252,51	14,78	7,13
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							250,72	13,97	7,29
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							250,18	13,72	7,6
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	564,23	12,85	9,28
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									565,06	13,01	8,56
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									565,06	13,01	8,56
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							248,61	13	8,56
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									39,55	13,01	8,56
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									242,76	10,34	9,98
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									242,86	10,39	9,97
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									229,88	4,49	10,51
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									229,75	4,43	10,34
Нагр	54	оп. Свободный	220									218,21	-0,81	11,76
Нагр	55	оп. Уланочка	220									238,28	8,31	8,25
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									253,67	15,31	7,04
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									253,67	15,31	7,04
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									252,51	14,78	7,13
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									252,51	14,78	7,13
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									253,83	15,38	7,16
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									253,83	15,38	7,16
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									253,74	15,34	7,2
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									253,74	15,34	7,2

Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-153	364		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	31	276		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	7	46	49		
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-79	-193	220		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					1	1	0,486	-79	-178	213		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-63	127	164		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-63	127	164		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-63	138	170		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-63	138	170		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-65	0	67		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-65	0	67		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-65	9	67		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-65	9	67		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10			15	-84	531	1000	53,1	
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-62	-12	156	960	16,2
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-62	-12	156	960	16,2
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4						-16	-74	199	630	31,5
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9						-16	-121	307	630	48,8
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3						1	39	92	630	14,6
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3						-28	-136	333	630	52,8
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4						-3	-40	94	630	15
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6						-24	-98	244	630	38,7
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180						-8	-83	224	630	35,5
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7						-1	-111	280	630	44,5
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39						-23	3	58	630	9,2
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2						-22	-14	66	630	10,5
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1						-17	-91	240	630	38,2
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4						21	-98	273	630	43,3
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8						30	-97	269	630	42,7
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6						-17	-93	257	630	40,9
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1						-8	-4	23	630	3,6
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221						-27	81	227	630	36
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6						-21	67	178	630	28,2
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7						1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2						-19	-45	143	630	22,8
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8						-5	56	134	630	21,2
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3						-1	18	41	690	6
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4						5	17	40	690	5,8
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4						8	-5	60	690	8,7
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2						9	-25	72	690	10,4
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6						0	-12	31	690	4,5
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6						0	-12	31	690	4,5
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,8
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,8
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5						2	-15	49	690	7,2
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5						2	-15	49	690	7,2
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						4	-23	69	690	9,9
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						4	-23	69	690	9,9
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						32	-21	94	690	13,6
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						32	-21	94	690	13,6
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-40	30	116	690	16,9
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-40	30	116	690	16,9
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4						10	0	26	690	3,8
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4						10	0	26	690	3,8
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5						11	-6	31	690	4,4
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5						11	-6	31	690	4,4
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	15	690	2,2
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	15	690	2,2
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						15	-4	39	690	5,7
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						15	-4	39	690	5,7
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8						8	-16	44	630	7,1
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9						34	2	78	630	12,4
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4						33	4	76	935	8,1
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						41	6	94	630	14,9
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						41	6	94	630	14,9
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1						11	9	32	960	3,4
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3						32	5	73	960	7,6
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						30	0	71	630	11,3
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						30	0	71	630	11,3
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7						16	5	42	960	4,4
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7						16	-29	75	960	7,8
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154						16	-29	96	960	10
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						17	-35	104	600	17,3
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						17	-35	104	600	17,3
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2						-101	355	389	2000	19,5
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9						-102	354	388	2000	19,4

Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	БГЭС ГА 1	16				50	-24,3	15,6	-200	200		15,6	-0,95	13,2
Ген	2	БГЭС ГА 2	16				335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16				335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16				260	-87,6	15,4	-200	200		15,4	-2,22	18,89
Ген	5	БГЭС ГА 5	16				335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16				7	-98,2	15,4	-200	200		15,4	-2,22	12,94
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500									1900	509,36	1,87	12,75
Нагр	8	БГЭС Н1	500										510,8	2,16	12,05
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5			-80					220,01	0,01	12,05
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35										35,76	2,16	12,05
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2								224,07	1,85	10,49
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1								220,77	0,35	10,37
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16								219,87	-0,06	10,32
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3								216,98	-1,37	10,4
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4								216,5	-1,59	10,46
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9								213,97	-2,74	11,67
Нагр	17	НПС 26	220										216,13	-1,76	10,93
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	514,3	-223,2	500				700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500										507,37	1,47	11,76
Нагр	20	Амурская Н2	500										507,37	1,47	11,76
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3								213,85	-2,8	11,76
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35										35,52	1,47	11,76
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9								222,4	1,09	9,83
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4								229,04	4,11	8,21
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8						233,03	5,92	7,04
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5				17,8				239,7	8,95	6,26
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4						238,02	8,19	6,13
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8								236,6	7,54	6,32
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5								231,71	5,32	6,85
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5								229,83	4,47	7,05
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2								228,97	4,08	7,2
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1								228,56	3,89	7,24
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4								227,8	3,55	7,45
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22								227,39	3,36	7,49
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9								227,17	3,26	8,19
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4								227,34	3,34	9,21
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8								227,62	3,46	9,36
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5						227,55	3,43	9,95
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1								227,52	3,42	9,95
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6						227,15	3,25	9,98
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4								229,82	4,47	7,06
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5								229,48	4,31	7,16
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7								228,62	3,92	7,34
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4								228,61	3,91	7,7
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30							1200	520,36	4,07	9,69
Нагр	46	Хабаровская Н1	500										519,35	3,87	8,81
Нагр	47	Хабаровская Н2	500										519,35	3,87	8,81
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43								228,49	3,86	8,81
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35										36,35	3,87	8,81
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220										220,76	0,34	10,37
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220										220,78	0,35	10,37
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220										216,86	-1,43	10,62
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220										216,5	-1,59	10,46
Нагр	54	оп. Свободный	220										213,97	-2,74	11,67
Нагр	55	оп. Уланочка	220										229,04	4,11	8,21
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220										229,82	4,46	7,06
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220										229,82	4,46	7,06
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220										229,47	4,31	7,16
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220										229,47	4,31	7,16
Нагр	60	оп. Центральная 1	220										228,97	4,08	7,2
Нагр	61	оп. Центральная 2	220										228,97	4,08	7,2
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220										228,62	3,92	7,25
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220										228,62	3,92	7,25

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-26	148		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	-120	324		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	7	-103	117		
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-52	6	60		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					7	1	0,431	-52	13	60		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-70	54	103		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-70	54	103		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	63	107		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	63	107		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-68	-15	77		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-68	-15	77		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-67	-7	75		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-67	-7	75		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10				-7	135	274	1000	27,4
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-48	60	202	960	21
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-48	60	202	960	21
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4						-9	-18	74	630	11,8
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9						-7	-34	108	630	17,2
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3						-0,11	7	20	630	3,1
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3						-15	-38	117	630	18,6
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4						-1	-8	22	630	3,5
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6						-14	-34	100	630	15,9
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180						2	-19	74	630	11,7
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7						6	-29	81	630	12,9
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39						-22	-5	61	630	9,7
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2						-23	-7	64	630	10,2
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1						24	-23	92	630	14,6
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4						29	-23	114	630	18,1
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8						37	-26	124	630	19,7
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6						24	-25	105	630	16,6
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1						-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221						-28	65	190	630	30,2
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6						-23	50	142	630	22,6
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7						1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2						22	-28	111	630	17,6
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8						-7	39	99	630	15,6
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3						-4	2	40	690	5,7
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4						2	4	40	690	5,7
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4						5	-15	80	690	11,6
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2						6	-31	90	690	13,1
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6						2	-1	7	690	1
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6						2	-1	7	690	1
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5						4	-3	24	690	3,4
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5						4	-3	24	690	3,4
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	1
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	1
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						7	-10	42	690	6,1
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						7	-10	42	690	6,1
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						35	-7	91	690	13,2
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						35	-7	91	690	13,2
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-42	14	113	690	16,3
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-42	14	113	690	16,3
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4						6	-15	50	690	7,2
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4						6	-15	50	690	7,2
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5						7	-20	56	690	8,1
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5						7	-20	56	690	8,1
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						11	-17	59	690	8,5
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						11	-17	59	690	8,5
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8						5	-27	73	630	11,6
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9						30	-11	87	630	13,9
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4						30	-6	82	935	8,8
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						37	-4	98	630	15,6
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						37	-4	98	630	15,6
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1						11	5	30	960	3,1
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3						30	0	78	960	8,2
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						27	-4	76	630	12
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						27	-4	76	630	12
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7						16	2	45	960	4,7
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7						13	-31	86	960	9
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154						14	-31	105	960	11
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						14	-37	115	600	19,2
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						14	-37	115	600	19,2
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2						-103	288	347	2000	17,4
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9						-104	287	346	2000	17,3

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-107,2	15,3	-200	200		15,3	-2,86	13,08
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-96,5	15,3	-200	200		15,3	-2,86	18,82
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-98,2	15,6	-200	200				12,94
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	508,22	1,64	12,62
Нагр	8	БГЭС Н1	500									497,09	-0,58	11,88
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5		-80					223,29	1,5	11,89
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									34,8	-0,58	11,88
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							226,51	2,96	10,39
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							222,65	1,2	10,29
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							221,63	0,74	10,26
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							218,22	-0,81	10,36
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							217,62	-1,08	10,43
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							214,32	-2,58	11,67
Нагр	17	НПС 26	220									217,01	-1,36	10,91
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	521,2	-229,1	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									508,1	1,62	11,77
Нагр	20	Амурская Н2	500									508,1	1,62	11,77
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,15	-2,66	11,76
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,57	1,62	11,77
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							222,8	1,27	9,82
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							229,55	4,34	8,19
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					233,63	6,2	7,02
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					240,43	9,29	6,22
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					238,87	8,58	6,08
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							237,55	7,98	6,26
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							232,74	5,79	6,78
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							230,88	4,94	6,97
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							230,21	4,64	7,12
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							229,86	4,48	7,17
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							229,28	4,22	7,38
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							228,91	4,05	7,42
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							228,95	4,07	8,11
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							229,43	4,29	9,12
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							229,75	4,43	9,27
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					229,77	4,44	9,85
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							229,74	4,43	9,85
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					229,42	4,28	9,88
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							230,82	4,92	6,98
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							230,23	4,65	7,07
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							229,12	4,14	7,25
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							228,98	4,08	7,6
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	520,04	4,01	9,57
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									519,41	3,88	8,71
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									519,41	3,88	8,71
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							228,52	3,87	8,71
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,36	3,88	8,71
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									222,63	1,2	10,29
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									222,66	1,21	10,29
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									217,96	-0,93	10,59
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									217,63	-1,08	10,43
Нагр	54	оп. Свободный	220									214,32	-2,58	11,67
Нагр	55	оп. Уланочка	220									229,55	4,34	8,19
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									230,81	4,92	6,98
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									230,81	4,92	6,98
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									230,23	4,65	7,08
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									230,23	4,65	7,08
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									230,21	4,64	7,12
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									230,21	4,64	7,12
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									229,92	4,51	7,18
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									229,92	4,51	7,18

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7			0,072	50	-114	321			
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7			0,072						
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032						
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	259	-130	330			
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032						
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032						
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-55	-99	128			
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449	-54	-90	122		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-70	60	107			
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-70	60	107			
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	69	111		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-70	69	111		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-67	-12	75			
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-67	-12	75			
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-4	74			
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-4	74			
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10			0	140	267	1000	26,7	
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-49	52	186	960	19,4	
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-49	52	186	960	19,4	
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4					-9	-23	85	630	13,5	
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9					-7	-41	125	630	19,9	
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3					-1	10	26	630	4,1	
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3					-16	-45	135	630	21,5	
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4					-1	-11	28	630	4,5	
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6					-15	-39	112	630	17,8	
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180					1	-24	87	630	13,8	
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7					6	-36	98	630	15,6	
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39					-22	-4	61	630	9,7	
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2					-23	-7	64	630	10,2	
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1					24	-28	103	630	16,3	
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4					29	-29	126	630	20	
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8					37	-32	133	630	21,2	
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6					24	-31	117	630	18,5	
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1					-8	-4	23	630	3,7	
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221					-28	65	192	630	30,5	
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6					-23	50	144	630	22,8	
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7					1	0	3	630	0,4	
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2					22	-28	112	630	17,8	
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8					-7	40	100	630	15,9	
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3					-4	3	38	690	5,5	
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4					2	4	39	690	5,6	
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4					5	-15	79	690	11,5	
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2					6	-31	90	690	13	
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6					1	-4	13	690	1,8	
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6					1	-4	13	690	1,8	
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9	
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9	
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5					3	-6	30	690	4,4	
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5					3	-6	30	690	4,4	
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1	
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1	
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					6	-13	48	690	7	
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					6	-13	48	690	7	
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					34	-10	91	690	13,2	
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					34	-10	91	690	13,2	
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	17	113	690	16,4	
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	17	113	690	16,4	
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4					7	-11	43	690	6,3	
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4					7	-11	43	690	6,3	
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4	
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4	
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5					8	-16	49	690	7,1	
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5					8	-16	49	690	7,1	
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4	
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4	
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					12	-13	53	690	7,7	
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					12	-13	53	690	7,7	
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8					6	-24	66	630	10,5	
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9					31	-8	85	630	13,6	
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4					31	-4	81	935	8,7	
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					38	-1	98	630	15,6	
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					38	-1	98	630	15,6	
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1					11	6	31	960	3,2	
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3					31	2	78	960	8,1	
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					28	-3	75	630	11,9	
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					28	-3	75	630	11,9	
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7					16	3	45	960	4,6	
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7					14	-29	82	960	8,5	
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154					14	-29	101	960	10,5	
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					15	-35	111	600	18,5	
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					15	-35	111	600	18,5	
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2					-102	290	350	2000	17,5	
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9					-103	289	349	2000	17,4	

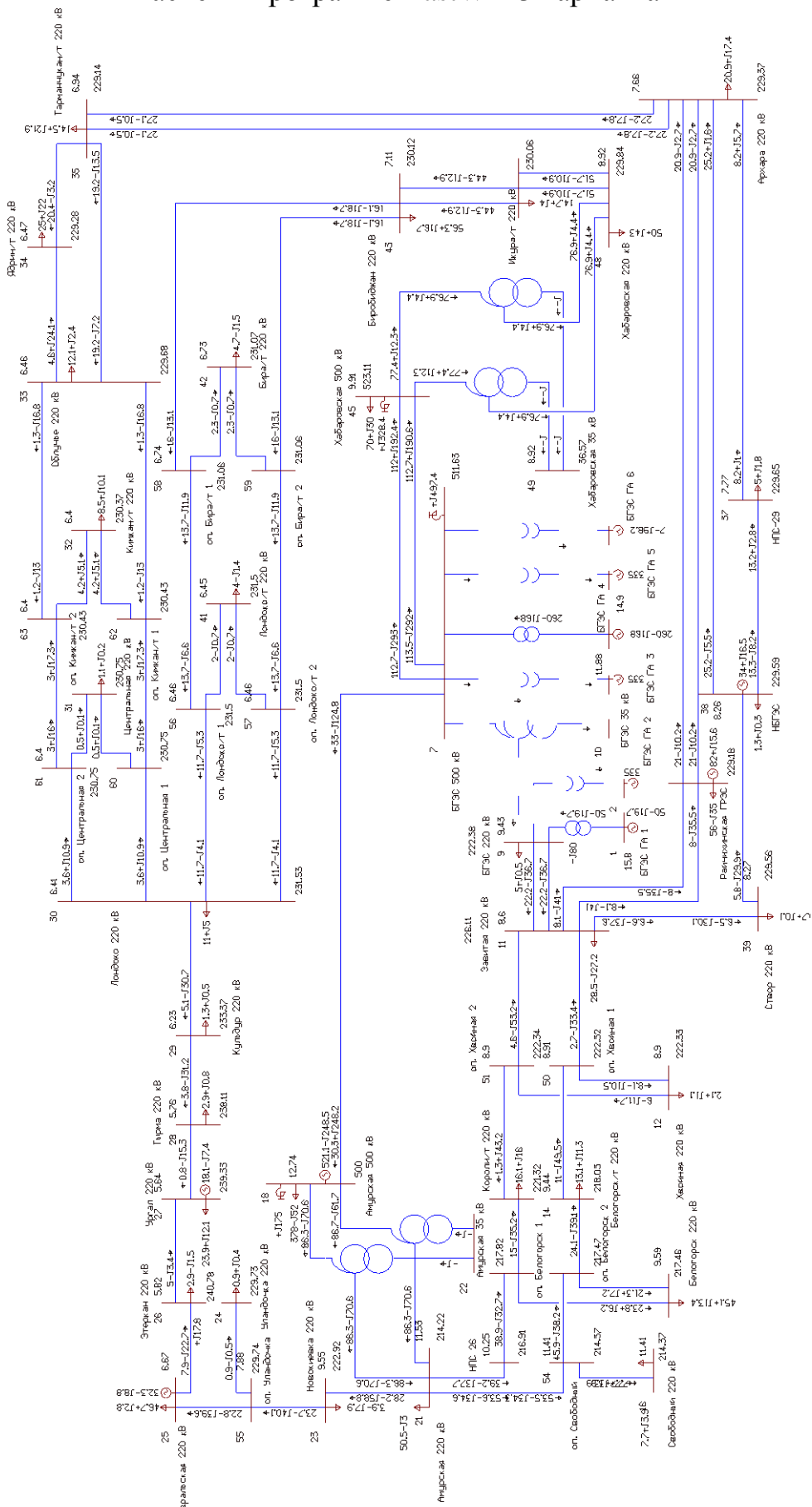
Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-19,7	15,8	-200	200		15,8	0,32	10,55
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-168	14,9	-200	200		14,9	-5,4	19,57
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-98,2	15,6	-200	200				12,94
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	511,63	2,33	13,22
Нагр	8	БГЭС Н1	500											11,88
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5		-80					222,38	1,08	9,43
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35											11,88
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							226,11	2,78	8,6
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							222,33	1,06	8,9
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							221,32	0,6	8,95
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							218,03	-0,9	9,44
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							217,46	-1,15	9,59
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							214,37	-2,56	11,41
Нагр	17	НПС 26	220									216,91	-1,4	10,25
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	521,1	-248,5	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									508,28	1,66	11,54
Нагр	20	Амурская Н2	500									508,28	1,66	11,54
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,22	-2,63	11,53
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,58	1,66	11,54
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							222,92	1,33	9,55
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							229,73	4,42	7,88
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					233,87	6,31	6,67
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					240,78	9,45	5,82
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					239,33	8,79	5,64
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							238,11	8,23	5,76
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							233,37	6,08	6,23
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							231,53	5,24	6,41
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							230,75	4,89	6,4
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							230,37	4,71	6,4
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							229,68	4,4	6,46
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							229,28	4,22	6,47
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							229,14	4,16	6,94
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							229,37	4,26	7,66
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							229,65	4,39	7,77
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					229,59	4,36	8,26
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							229,56	4,35	8,27
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					229,18	4,17	8,24
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							231,5	5,23	6,45
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							231,07	5,03	6,73
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							230,12	4,6	7,11
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							230,06	4,57	7,56
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	523,11	4,62	9,91
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									522,43	4,49	8,92
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									522,43	4,49	8,92
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							229,84	4,47	8,92
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,57	4,49	8,92
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									222,32	1,05	8,91
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									222,34	1,06	8,9
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									217,82	-0,99	9,77
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									217,47	-1,15	9,59
Нагр	54	оп. Свободный	220									214,37	-2,56	11,41
Нагр	55	оп. Уланочка	220									229,74	4,43	7,88
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									231,5	5,23	6,46
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									231,5	5,23	6,46
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									231,06	5,03	6,74
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									231,06	5,03	6,74
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									230,75	4,89	6,4
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									230,75	4,89	6,4
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									230,43	4,74	6,4
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									230,43	4,74	6,4

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-22	141		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	-212	378		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1					
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449					
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07					
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	62	123		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	62	123		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-86	71	127		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-86	71	127		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-12	86		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-12	86		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	-4	85		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	-4	85		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10				-33	125	289	1000	28,9
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-22	51	145	960	15,1
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-22	51	145	960	15,1
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4						3	-25	87	630	13,8
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9						11	-44	134	630	21,3
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3						-8	11	35	630	5,5
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3						4	-49	139	630	22
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4						6	-12	34	630	5,4
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6						-1	-42	113	630	17,9
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180						15	-27	101	630	16,1
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7						24	-38	122	630	19,4
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39						-24	-4	65	630	10,4
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2						-21	-7	60	630	9,5
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1						39	-31	135	630	21,5
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4						45	-32	161	630	25,5
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8						54	-34	172	630	27,3
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6						39	-33	147	630	23,3
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1						-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221						-29	66	194	630	30,8
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6						-24	51	146	630	23,2
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7						1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2						23	-29	115	630	18,2
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8						-8	41	102	630	16,2
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3						-5	3	37	690	5,4
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тьрма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4						1	5	37	690	5,4
ЛЭП	28	29	Тьрма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4						4	-14	78	690	11,3
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2						5	-31	88	690	12,8
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6						12	-4	32	690	4,6
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6						12	-4	32	690	4,6
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5						14	-7	45	690	6,6
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5						14	-7	45	690	6,6
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						16	-13	62	690	9
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						16	-13	62	690	9
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						44	-10	116	690	16,8
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						44	-10	116	690	16,8
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-52	17	137	690	19,9
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-52	17	137	690	19,9
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4						-4	-11	39	690	5,6
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4						-4	-11	39	690	5,6
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5						-3	-16	44	690	6,4
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5						-3	-16	44	690	6,4
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						1	-13	42	690	6,1
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						1	-13	42	690	6,1
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8						-5	-24	64	630	10,2
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9						19	-7	59	630	9,4
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4						20	-3	57	935	6,1
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						27	-1	71	630	11,3
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						27	-1	71	630	11,3
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1						8	6	25	960	2,6
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3						25	2	65	960	6,8
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						21	-3	59	630	9,3
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						21	-3	59	630	9,3
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7						13	3	39	960	4,1
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7						6	-30	77	960	8
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154						7	-30	97	960	10,2
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						8	-36	107	600	17,8
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						8	-36	107	600	17,8
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2						-113	293	354	2000	17,7
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9						-113	292	353	2000	17,7

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



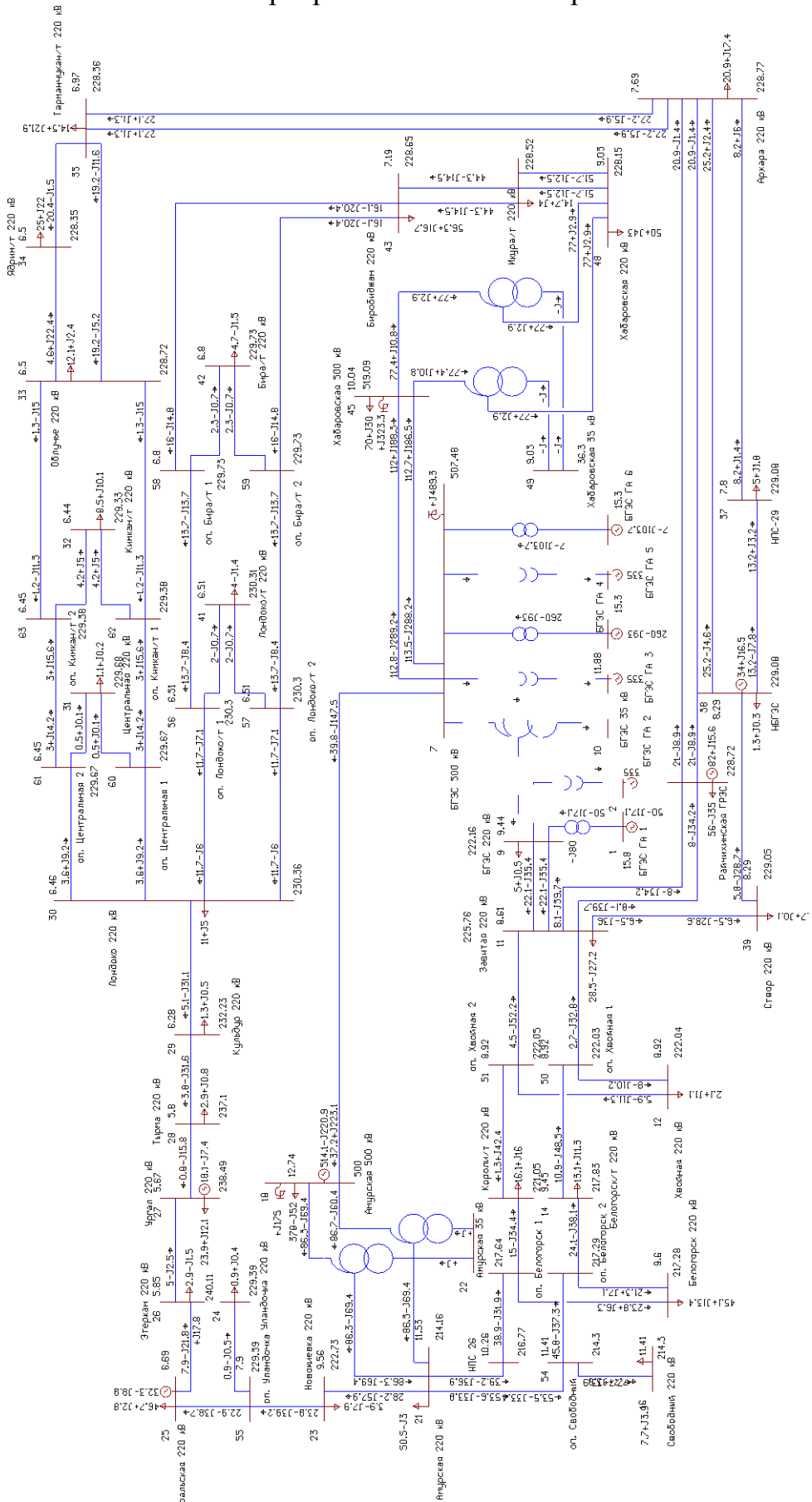
Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-17,1	15,8	-200	200		15,8	0,32	10,56
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-93	15,3	-200	200		15,3	-2,86	19,61
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-103,7	15,3	-200	200		15,3	-2,86	13,6
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500								1900	507,48	1,5	13,4
Нагр	8	БГЭС Н1	500											11,88
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5		-80					222,16	0,98	9,44
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35											11,88
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							225,76	2,62	8,61
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							222,04	0,93	8,92
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							221,05	0,48	8,96
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							217,83	-0,98	9,45
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							217,28	-1,24	9,6
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							214,3	-2,59	11,41
Нагр	17	НПС 26	220									216,77	-1,47	10,26
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	514,1	-220,9	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									508,13	1,63	11,54
Нагр	20	Амурская Н2	500									508,13	1,63	11,54
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,16	-2,65	11,53
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,57	1,63	11,54
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							222,73	1,24	9,56
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							229,39	4,27	7,89
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					233,4	6,09	6,69
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					240,11	9,14	5,85
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					238,49	8,4	5,67
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							237,1	7,77	5,8
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							232,23	5,56	6,28
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							230,36	4,71	6,46
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							229,68	4,4	6,44
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							229,33	4,24	6,44
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							228,72	3,96	6,5
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							228,35	3,8	6,5
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							228,36	3,8	6,97
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							228,77	3,99	7,69
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							229,08	4,13	7,8
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					229,08	4,13	8,29
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							229,05	4,11	8,29
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					228,72	3,97	8,26
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							230,31	4,68	6,51
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							229,73	4,42	6,8
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							228,65	3,93	7,19
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							228,52	3,87	7,65
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	519,09	3,82	10,04
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									518,58	3,72	9,03
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									518,58	3,72	9,03
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							228,15	3,7	9,03
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,3	3,72	9,03
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									222,03	0,92	8,92
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									222,05	0,93	8,92
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									217,64	-1,07	9,78
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									217,29	-1,23	9,6
Нагр	54	оп. Свободный	220									214,3	-2,59	11,41
Нагр	55	оп. Уланочка	220									229,39	4,27	7,9
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									230,3	4,68	6,51
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									230,3	4,68	6,51
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									229,73	4,42	6,8
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									229,73	4,42	6,8
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									229,67	4,4	6,45
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									229,67	4,4	6,45
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									229,38	4,26	6,45
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									229,38	4,26	6,45

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-19	138	
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072				
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032				
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	-127	328	
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032				
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	7	-109	124	
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1				
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449				
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07				
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	60	122	
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	60	122	
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-86	69	126	
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-86	69	126	
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0	
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0	
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-11	87	
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-11	87	
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	-3	86	
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	-3	86	
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0	
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0	
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10			-40	148	261	1000	26,1
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-22	50	142	960	14,8
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-22	50	142	960	14,8
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4					3	-24	86	630	13,6
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9					11	-43	132	630	20,9
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3					-8	10	34	630	5,4
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3					4	-48	136	630	21,6
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4					6	-11	33	630	5,2
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6					-1	-41	111	630	17,6
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180					15	-26	100	630	15,8
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7					24	-37	120	630	19
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39					-24	-5	65	630	10,4
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2					-21	-7	60	630	9,5
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1					39	-30	134	630	21,3
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4					45	-31	159	630	25,3
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8					54	-33	171	630	27,1
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6					39	-32	145	630	23
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1					-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221					-29	65	192	630	30,5
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6					-24	50	144	630	22,9
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7					1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2					23	-28	113	630	17,9
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8					-8	40	100	630	15,9
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3					-5	2	39	690	5,7
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тьрма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4					1	4	39	690	5,6
ЛЭП	28	29	Тьрма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4					4	-15	79	690	11,5
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2					5	-31	89	690	13
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6					12	-6	34	690	5
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6					12	-6	34	690	5
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5					14	-8	49	690	7,1
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5					14	-8	49	690	7,1
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	1
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					16	-15	66	690	9,5
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					16	-15	66	690	9,5
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					44	-12	118	690	17,1
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					44	-12	118	690	17,1
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-52	19	140	690	20,2
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-52	19	140	690	20,2
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4					-4	-9	35	690	5
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4					-4	-9	35	690	5
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	2	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5					-3	-14	40	690	5,8
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5					-3	-14	40	690	5,8
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	17	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					1	-11	38	690	5,5
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					1	-11	38	690	5,5
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8					-5	-22	61	630	9,6
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9					19	-5	57	630	9
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4					20	-2	55	935	5,9
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					27	1	70	630	11,1
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					27	1	70	630	11,1
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1					8	6	26	960	2,7
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3					25	2	65	960	6,7
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					21	-1	58	630	9,1
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					21	-1	58	630	9,1
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7					13	3	39	960	4
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7					6	-29	74	960	7,7
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154					6	-29	94	960	9,8
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					8	-34	104	600	17,3
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					8	-34	104	600	17,3
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2					-113	289	353	2000	17,7
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9					-113	288	352	2000	17,6

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-100,8	15,6	-200	200		15,6	-0,95	13,05
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-47,2	15,6	-200	200		15,6	-0,95	18,78
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-57,6	15,6	-200	200		15,6	-0,95	12,88
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500				-80				1900	507,08	1,42	12,7
Нагр	8	БГЭС Н1	500									504,76	0,95	11,9
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							226,74	3,06	11,9
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									35,33	0,95	11,9
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							229,07	4,12	10,43
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							224,62	2,1	10,33
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							223,49	1,59	10,29
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							219,51	-0,22	10,4
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							218,8	-0,55	10,46
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							214,68	-2,42	11,69
Нагр	17	НПС 26	220									217,93	-0,94	10,94
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	514,6	-234,2	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									508,84	1,77	11,79
Нагр	20	Амурская Н2	500									508,84	1,77	11,79
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,47	-2,52	11,78
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,62	1,77	11,79
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							223,23	1,47	9,85
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							230,1	4,59	8,23
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					234,29	6,49	7,07
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					241,22	9,65	6,28
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					239,79	9	6,15
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							238,58	8,44	6,33
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							233,83	6,29	6,86
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							231,99	5,45	7,06
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							231,53	5,24	7,2
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							231,25	5,11	7,25
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							230,84	4,93	7,46
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							230,52	4,78	7,5
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							230,82	4,92	8,19
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							231,63	5,29	9,18
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							231,99	5,45	9,33
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					232,1	5,5	9,89
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							232,07	5,49	9,9
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					231,81	5,37	9,93
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							231,88	5,4	7,06
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							231,04	5,02	7,16
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							229,66	4,39	7,34
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							229,38	4,27	7,69
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	519,77	3,95	9,65
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									519,54	3,91	8,8
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									519,54	3,91	8,8
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							228,57	3,9	8,8
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,37	3,91	8,8
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									224,6	2,09	10,33
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									224,64	2,11	10,33
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									219,12	-0,4	10,62
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									218,8	-0,54	10,46
Нагр	54	оп. Свободный	220									214,68	-2,42	11,69
Нагр	55	оп. Уланочка	220									230,11	4,59	8,23
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									231,88	5,4	7,07
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									231,88	5,4	7,07
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									231,04	5,02	7,16
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									231,04	5,02	7,16
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									231,52	5,24	7,21
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									231,52	5,24	7,21
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									231,3	5,14	7,26
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									231,3	5,14	7,26

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7			0,072	50	-107	300			
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7			0,072						
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032						
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	259	-77	308			
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032						
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	7	-60	68			
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-59	-25	73			
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449	-59	-18	71		
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-69	66	110			
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-69	66	110			
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-68	75	115		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-68	75	115		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-66	-8	74			
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-66	-8	74			
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-1	73			
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-1	73			
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0			
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10			-3	146	259	1000	25,9	
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-52	44	174	960	18,1	
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-52	44	174	960	18,1	
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4					-10	-27	96	630	15,2	
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9					-9	-48	143	630	22,7	
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3					-1	12	32	630	5,1	
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3					-18	-53	155	630	24,6	
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4					-1	-13	35	630	5,5	
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6					-16	-44	125	630	19,9	
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180					0	-30	100	630	15,8	
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7					4	-42	115	630	18,3	
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39					-22	-4	60	630	9,5	
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2					-23	-8	64	630	10,2	
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1					22	-34	113	630	17,9	
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4					27	-36	136	630	21,7	
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8					35	-39	142	630	22,5	
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6					22	-36	128	630	20,2	
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1					-8	-4	23	630	3,7	
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221					-28	66	193	630	30,7	
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6					-23	51	145	630	23	
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7					1	0	3	630	0,4	
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2					21	-29	113	630	18	
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8					-7	40	101	630	16,1	
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3					-4	3	37	690	5,4	
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тьрма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4					2	5	38	690	5,5	
ЛЭП	28	29	Тьрма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4					5	-15	79	690	11,4	
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2					6	-31	89	690	12,9	
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6					0	-7	21	690	3	
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6					0	-7	21	690	3	
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9	
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9	
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5					3	-10	38	690	5,5	
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5					3	-10	38	690	5,5	
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	0,9	
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	0,9	
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					5	-16	56	690	8,1	
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					5	-16	56	690	8,1	
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					33	-13	93	690	13,4	
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					33	-13	93	690	13,4	
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	21	115	690	16,7	
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	21	115	690	16,7	
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4					8	-8	37	690	5,3	
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4					8	-8	37	690	5,3	
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4	
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4	
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5					9	-13	42	690	6,1	
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5					9	-13	42	690	6,1	
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	16	690	2,4	
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	16	690	2,4	
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					13	-10	48	690	6,9	
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					13	-10	48	690	6,9	
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8					6	-21	59	630	9,3	
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9					32	-4	84	630	13,3	
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4					31	-1	80	935	8,6	
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					39	2	98	630	15,6	
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					39	2	98	630	15,6	
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1					11	7	32	960	3,3	
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3					31	3	78	960	8,1	
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					29	-1	74	630	11,8	
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					29	-1	74	630	11,8	
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7					16	4	44	960	4,6	
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7					14	-28	78	960	8,1	
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154					15	-28	97	960	10,1	
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					16	-34	107	600	17,8	
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					16	-34	107	600	17,8	
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2					-101	292	352	2000	17,6	
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9					-102	292	352	2000	17,6	

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-106,5	15,6	-200	200		15,6	-0,95	12,94
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-86,1	15,4	-200	200		15,4	-2,22	18,71
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-57,6	15,6	-200	200				12,88
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500				-80				1900	509,05	1,81	12,57
Нагр	8	БГЭС Н1	500									505,88	1,18	11,79
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							227,24	3,29	11,79
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35									35,41	1,18	11,79
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							229,53	4,33	10,34
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							224,98	2,26	10,26
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							223,82	1,74	10,23
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							219,75	-0,11	10,35
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							219,02	-0,45	10,42
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							214,76	-2,38	11,68
Нагр	17	НПС 26	220									218,1	-0,86	10,91
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	521,6	-249	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									509,01	1,8	11,78
Нагр	20	Амурская Н2	500									509,01	1,8	11,78
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,54	-2,48	11,77
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,63	1,8	11,78
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							223,37	1,53	9,83
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							230,34	4,7	8,2
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					234,59	6,63	7,03
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					241,64	9,83	6,24
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					240,31	9,23	6,1
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							239,19	8,72	6,27
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							234,52	6,6	6,79
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							232,7	5,77	6,98
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							232,21	5,55	7,13
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							231,92	5,42	7,17
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							231,49	5,22	7,38
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							231,16	5,07	7,42
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							231,42	5,19	8,11
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							232,16	5,53	9,09
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							232,52	5,69	9,24
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					232,61	5,73	9,81
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							232,58	5,72	9,81
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					232,3	5,59	9,85
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							232,6	5,73	6,98
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							231,8	5,36	7,08
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							230,46	4,75	7,25
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							230,2	4,64	7,6
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	521,76	4,35	9,54
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									521,48	4,3	8,7
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									521,48	4,3	8,7
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							229,43	4,29	8,7
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,5	4,3	8,7
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									224,96	2,25	10,27
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									224,99	2,27	10,26
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									219,33	-0,3	10,59
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									219,02	-0,44	10,42
Нагр	54	оп. Свободный	220									214,76	-2,38	11,68
Нагр	55	оп. Уланочка	220									230,34	4,7	8,2
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									232,59	5,72	6,99
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									232,59	5,72	6,99
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									231,8	5,36	7,08
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									231,8	5,36	7,08
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									232,21	5,55	7,13
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									232,21	5,55	7,13
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									231,98	5,44	7,18
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									231,98	5,44	7,18

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7			0,072	50	-113	313		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7			0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032	259	-119	324		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8			0,032					
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-58		76		
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449	-58	-25	72	
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-69	68	112		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-69	68	112		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-69	76	117	
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-69	76	117	
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-66	-9	74		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5			1	-66	-9	74		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-1	73		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39						0,44	-66	-1	73		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5					0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10			2	135	273	1000	27,3
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-51	44	172	960	17,9
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6					-51	44	172	960	17,9
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4					-10	-28	98	630	15,5
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9					-8	-50	147	630	23,3
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3					-1	13	33	630	5,3
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3					-17	-55	158	630	25,1
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4					-1	-14	36	630	5,7
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6					-16	-45	127	630	20,2
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180					0	-31	102	630	16,3
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7					5	-44	119	630	18,9
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39					-22	-4	60	630	9,5
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2					-23	-8	64	630	10,2
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1					23	-35	116	630	18,4
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4					28	-37	140	630	22,2
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8					36	-40	145	630	23,1
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6					23	-38	131	630	20,8
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1					-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221					-28	67	195	630	30,9
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6					-23	52	146	630	23,2
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7					1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2					22	-29	115	630	18,2
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8					-7	41	103	630	16,3
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3					-4	4	36	690	5,2
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тырма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4					2	5	37	690	5,3
ЛЭП	28	29	Тырма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4					5	-14	78	690	11,3
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2					6	-31	88	690	12,8
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6					0	-7	19	690	2,8
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6					0	-7	19	690	2,8
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3					-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5					2	-9	37	690	5,3
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5					2	-9	37	690	5,3
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6					-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					5	-16	55	690	8
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5					5	-16	55	690	8
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					33	-13	92	690	13,3
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3					33	-13	92	690	13,3
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	20	114	690	16,6
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5					-41	20	114	690	16,6
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4					8	-8	38	690	5,5
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4					8	-8	38	690	5,5
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6					-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5					9	-14	43	690	6,3
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5					9	-14	43	690	6,3
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	16	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14					-4	-4	16	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					13	-11	49	690	7
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3					13	-11	49	690	7
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8					6	-22	60	630	9,5
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9					32	-5	84	630	13,3
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4					31	-1	80	935	8,6
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					39	2	98	630	15,5
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6					39	2	98	630	15,5
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1					11	6	32	960	3,3
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3					31	3	78	960	8,1
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					29	-1	74	630	11,8
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2					29	-1	74	630	11,8
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7					16	3	44	960	4,6
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7					14	-28	78	960	8,2
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154					15	-28	98	960	10,2
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					16	-34	108	600	18
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6					16	-34	108	600	18
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2					-101	295	353	2000	17,7
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9					-102	294	353	2000	17,6

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	16			50	-65,5	16	-200	200		16	1,59	10,12
Ген	2	БГЭС ГА 2	16			335		15,8	-200	200				32,74
Ген	3	БГЭС ГА 3	16			335		15,8	-200	200				
Ген	4	БГЭС ГА 4	16			260	-118,3	15,2	-200	200		15,2	-3,49	19,48
Ген	5	БГЭС ГА 5	16			335		15,8	-200	200				
Ген	6	БГЭС ГА 6	16			7	-57,6	15,6	-200	200				12,88
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500				-80				1900	509,81	1,96	13,25
Нагр	8	БГЭС Н1	500											11,79
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	5	0,5							229,08	4,13	9,03
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35											11,79
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	28,5	-27,2							231,09	5,04	8,34
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	2,1	1,1							226,15	2,8	8,71
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	16,1	16							224,91	2,23	8,77
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	13,1	11,3							220,54	0,25	9,33
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	45,1	13,4							219,74	-0,12	9,49
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	7,7	3,9							215,09	-2,23	11,4
Нагр	17	НПС 26	220									218,7	-0,59	10,18
База	18	Амурская 500 кВ	500	378	-52	521,8	-262,1	500			700	500		12,74
Нагр	19	Амурская Н1	500									509,77	1,95	11,53
Нагр	20	Амурская Н2	500									509,77	1,95	11,53
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	50,5	-3							214,85	-2,34	11,53
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35									35,68	1,95	11,53
Нагр	23	Новокиевка 220 кВ	220	3,9	-7,9							223,76	1,71	9,54
Нагр	24	Уланочка 220 кВ	220	0,9	0,4							230,82	4,92	7,86
Нагр	25	Февральская 220 кВ	220	46,7	2,8	32,3	-8,8					235,16	6,89	6,65
Нагр	26	Этеркан 220 кВ	220	2,9	-1,5		17,8					242,35	10,16	5,8
Нагр	27	Ургал 220 кВ	220	23,9	12,1	18,1	-7,4					241,16	9,62	5,6
Нагр	28	Тырма 220 кВ	220	2,9	0,8							240,17	9,17	5,71
Нагр	29	Кульдур 220 кВ	220	1,3	0,5							235,58	7,08	6,17
Нагр	30	Лондоко 220 кВ	220	11	5							233,78	6,26	6,34
Нагр	31	Центральная 220 кВ	220	1,1	0,2							233,38	6,08	6,32
Нагр	32	Кимкан/т 220 кВ	220	8,5	10,1							233,13	5,97	6,31
Нагр	33	Облучье 220 кВ	220	12,1	2,4							232,77	5,8	6,36
Нагр	34	Ядрин/т 220 кВ	220	25	22							232,47	5,67	6,36
Нагр	35	Тарманчукан/т 220 кВ	220	14,5	21,9							232,83	5,83	6,79
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	20,9	17,4							233,66	6,21	7,46
Нагр	37	НПС-29	220	5	1,8							234,03	6,38	7,57
Нагр	38	НБГЭС	220	1,3	0,3	34	16,5					234,13	6,42	8,03
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0,7	0,1							234,1	6,41	8,04
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	56	-35	82	15,6					233,83	6,29	8,01
Нагр	41	Лондоко/т 220 кВ	220	4	-1,4							233,65	6,21	6,39
Нагр	42	Бира/т 220 кВ	220	4,7	-1,5							232,75	5,79	6,69
Нагр	43	Биробиджан 220 кВ	220	56,3	16,7							231,29	5,13	7,09
Нагр	44	Икура/т 220 кВ	220	14,7	4							230,98	4,99	7,54
Нагр	45	Хабаровская 500 кВ	500	70	30						1200	522,93	4,59	9,91
Нагр	46	Хабаровская Н1	500									523,02	4,6	8,93
Нагр	47	Хабаровская Н2	500									523,02	4,6	8,93
Нагр	48	Хабаровская 220 кВ	220	50	43							230,1	4,59	8,93
Нагр	49	Хабаровская 35 кВ	35									36,61	4,6	8,93
Нагр	50	оп. Хвойная 1	220									226,13	2,79	8,71
Нагр	51	оп. Хвойная 2	220									226,17	2,8	8,71
Нагр	52	оп. Белогорск 1	220									220,06	0,03	9,67
Нагр	53	оп. Белогорск 2	220									219,75	-0,11	9,49
Нагр	54	оп. Свободный	220									215,09	-2,23	11,4
Нагр	55	оп. Уланочка	220									230,82	4,92	7,86
Нагр	56	оп. Лондоко/т 1	220									233,65	6,2	6,39
Нагр	57	оп. Лондоко/т 2	220									233,65	6,2	6,39
Нагр	58	оп. Бира/т 1	220									232,74	5,79	6,69
Нагр	59	оп. Бира/т 2	220									232,74	5,79	6,69
Нагр	60	оп. Центральная 1	220									233,38	6,08	6,32
Нагр	61	оп. Центральная 2	220									233,38	6,08	6,32
Нагр	62	оп. Кимкан/т 1	220									233,18	5,99	6,32
Нагр	63	оп. Кимкан/т 2	220									233,18	5,99	6,32

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	N_анц	БД_анц	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
Тр-р	9	1	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7				0,072	50	-69	214		
Тр-р	9	2	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7				0,072					
Тр-р	7	3	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	4	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032	259	-155	342		
Тр-р	7	5	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	6	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8				0,032					
Тр-р	7	8	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1					
Тр-р	8	9	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39					5	1	0,449					
Тр-р	8	10	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5						0,07					
Тр-р	18	19	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	74	132		
Тр-р	18	20	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-87	74	132		
Тр-р	19	21	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-87	83	136		
Тр-р	20	21	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39					8	1	0,422	-87	83	136		
Тр-р	19	22	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	20	22	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	45	46	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-6	85		
Тр-р	45	47	Хабаровская 500 кВ - Хабаровская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5				1	-77	-6	85		
Тр-р	46	48	Хабаровская Н1 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	2	85		
Тр-р	47	48	Хабаровская Н2 - Хабаровская 220 кВ	0,39							0,44	-77	2	85		
Тр-р	46	49	Хабаровская Н1 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
Тр-р	47	49	Хабаровская Н2 - Хабаровская 35 кВ	2,9	113,5						0,07	0	0	0		
ЛЭП	7	18	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1464,5		10				-33	135	276	1000	27,6
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-22	35	104	960	10,8
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	21,81	-304,6						-22	35	104	960	10,8
ЛЭП	11	50	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4						3	-34	110	630	17,4
ЛЭП	50	14	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9						11	-59	169	630	26,9
ЛЭП	50	12	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3						-8	16	46	630	7,3
ЛЭП	11	51	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3						5	-66	178	630	28,3
ЛЭП	51	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4						6	-17	46	630	7,3
ЛЭП	51	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6						-1	-53	139	630	22
ЛЭП	13	52	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180						15	-38	127	630	20,1
ЛЭП	14	53	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7						25	-52	154	630	24,5
ЛЭП	52	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39						-24	-3	65	630	10,3
ЛЭП	53	15	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,03	-0,2						-21	-8	59	630	9,4
ЛЭП	52	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,1						39	-43	157	630	24,9
ЛЭП	53	54	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4						46	-45	184	630	29,2
ЛЭП	54	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8						54	-47	193	630	30,6
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,6						39	-45	170	630	27
ЛЭП	54	16	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,05	0,02	-0,1						-8	-4	23	630	3,7
ЛЭП	21	23	Амурская 220 кВ - Новокиевка 220 кВ	10,25	35,1	-221						-29	67	197	630	31,3
ЛЭП	23	55	Новокиевка 220 кВ - оп. Уландочка	11,69	39,91	-251,6						-24	52	149	630	23,7
ЛЭП	24	55	Уландочка 220 кВ - оп. Уландочка	0,82	2,96	-17,7						1	0	3	630	0,4
ЛЭП	25	55	Февральская 220 кВ - оп. Уландочка	10,14	34,61	-218,2						22	-30	118	630	18,7
ЛЭП	25	26	Февральская 220 кВ - Этеркан 220 кВ	12,47	54,57	-335,8						-8	42	105	630	16,7
ЛЭП	26	27	Этеркан 220 кВ - Ургал 220 кВ	11,63	50,92	-313,3						-5	5	35	690	5
ЛЭП	27	28	Ургал 220 кВ - Тьрма 220 кВ	13,12	57,43	-353,4						1	6	35	690	5,1
ЛЭП	28	29	Тьрма 220 кВ - Кульдур 220 кВ	11,52	50,45	-310,4						4	-14	76	690	11
ЛЭП	29	30	Кульдур 220 кВ - Лондоко 220 кВ	3,09	13,52	-83,2						5	-30	87	690	12,6
ЛЭП	30	56	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 1	0,8	3,52	-21,6						-11	-11	41	690	5,9
ЛЭП	30	57	Лондоко 220 кВ - оп. Лондоко/т 2	0,8	3,52	-21,6						11	-11	41	690	5,9
ЛЭП	56	41	оп. Лондоко/т 1 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	57	41	оп. Лондоко/т 2 - Лондоко/т 220 кВ	0,42	1,83	-11,3						-2	1	6	690	0,9
ЛЭП	56	58	оп. Лондоко/т 1 - оп. Бира/т 1	3,77	16,49	-101,5						13	-13	57	690	8,2
ЛЭП	57	59	оп. Лондоко/т 2 - оп. Бира/т 2	3,77	16,49	-101,5						13	-13	57	690	8,2
ЛЭП	58	42	оп. Бира/т 1 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	59	42	оп. Бира/т 2 - Бира/т 220 кВ	0,28	1,23	-7,6						-2	1	7	690	0,9
ЛЭП	58	43	оп. Бира/т 1 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						16	-20	75	690	10,8
ЛЭП	59	43	оп. Бира/т 2 - Биробиджан 220 кВ	4,06	17,79	-109,5						16	-20	75	690	10,8
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						44	-17	121	690	17,5
ЛЭП	43	44	Биробиджан 220 кВ - Икура/т 220 кВ	2,01	8,82	-54,3						44	-17	121	690	17,5
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-52	24	143	690	20,7
ЛЭП	48	44	Хабаровская 220 кВ - Икура/т 220 кВ	5,21	22,83	-140,5						-52	24	143	690	20,7
ЛЭП	30	60	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 1	2,99	13,07	-80,4						-3	-4	23	690	3,3
ЛЭП	30	61	Лондоко 220 кВ - оп. Центральная 2	2,99	13,07	-80,4						-3	-4	23	690	3,3
ЛЭП	60	31	оп. Центральная 1 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	61	31	оп. Центральная 2 - Центральная 220 кВ	0,65	2,86	-17,6						-1	1	3	690	0,4
ЛЭП	60	62	оп. Центральная 1 - оп. Кимкан/т 1	0,98	4,31	-26,5						-3	-9	28	690	4
ЛЭП	61	63	оп. Центральная 2 - оп. Кимкан/т 2	0,98	4,31	-26,5						-3	-9	28	690	4
ЛЭП	62	32	оп. Кимкан/т 1 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	16	690	2,4
ЛЭП	63	32	оп. Кимкан/т 2 - Кимкан/т 220 кВ	0,52	2,27	-14						-4	-4	16	690	2,4
ЛЭП	62	33	оп. Кимкан/т 1 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						2	-7	26	690	3,8
ЛЭП	63	33	оп. Кимкан/т 2 - Облучье 220 кВ	2,68	11,74	-72,3						2	-7	26	690	3,8
ЛЭП	33	34	Облучье 220 кВ - Ядрин/т 220 кВ	0,81	3,54	-21,8						-4	-18	49	630	7,8
ЛЭП	33	35	Облучье 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,53	20,25	-124,9						19	0	51	630	8,2
ЛЭП	34	35	Ядрин/т 220 кВ - Тарманчукан/т 220 кВ	4,51	19,72	-121,4						21	3	52	935	5,6
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						27	6	69	630	11
ЛЭП	35	36	Тарманчукан/т 220 кВ - Архара 220 кВ	5,47	23,55	-144,6						27	6	69	630	11
ЛЭП	36	37	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1						8	7	27	960	2,8
ЛЭП	36	38	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3						25	4	63	960	6,6
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						21	1	55	630	8,7
ЛЭП	36	40	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2						21	1	55	630	8,7
ЛЭП	37	38	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7						13	4	37	960	3,9
ЛЭП	38	39	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7						6	-26	67	960	7
ЛЭП	39	11	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154						7	-26	87	960	9,1
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						8	-32	97	600	16,2
ЛЭП	40	11	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6						8	-32	97	600	16,2
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,45	131,56	-1842,2						-113	297	360	2000	18
ЛЭП	7	45	БГЭС 500 кВ - Хабаровская 500 кВ	12,37	130,73	-1831,9						-113	296	359	2000	18

