

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая система, обеспечивающая своим нормальным функционированием работу промышленности, транспорта, быта населения – всю жизненную деятельность городов, районов и всей страны, должна работать надежно. Первым условием надежной работы является ее устойчивость, под которой понимают способность системы восстанавливать свое исходное состояние – нормальный рабочий режим или режим, практически близкий к нему, после какого-либо (большого или малого) нарушения этого режима, иначе называемого возмущением.

С объединением электростанций и энергосистем на параллельную работу, созданием крупных по мощности и протяженных по территории энергообъединений, увеличивается опасность возникновения нарушений устойчивости с каскадным развитием, когда повреждение в какой-либо точке энергообъединения может в конечном итоге нарушить энергоснабжение на большой территории.

Существует технически и экономически обоснованная тенденция объединять отдельные энергосистемы между собой, так называемыми слабыми связями. Наличие таких слабых связей создает в энергосистемах условия, при которых устойчивость может сравнительно часто нарушаться.

Автоматическое регулирование активных и реактивных мощностей в объединенных энергосистемах, оптимальное по условиям экономичности установившегося режима, во многих случаях должно учитывать ограничения по условиям устойчивости.

Таким образом, имеется принципиальная возможность обеспечить устойчивость и надежность, если наряду с рациональными схемами энергосистем будут использованы необходимые средства управления в стационарных и переходных режимах [1].

Как следует из перечисленных особенностей развития энергосистем, проблема повышения их устойчивости является весьма актуальной. Эта задача частично решается при формировании ОЭС путем соответствующего размещения источников генерации и нагрузки, вводом новых линий электропередач. С другой стороны, весьма эффективным и в то же время недорогим средством обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистем является рациональное автоматическое и ручное управление стационарными режимами и электромеханическими переходными процессами.

Координация всех проводимых в эксплуатации мероприятий по повышению надежности и устойчивости по объектам общесистемного назначения осуществляется ЦДУ ЕЭС России и ОДУ.

При выборе средств диспетчерского управления и противоаварийной автоматики, обеспечивающих устойчивость, возникает целый ряд сложных инженерных задач, для решения которых требуется знать перспективу развития энергосистем на несколько лет вперед, возможные режимы энергосистем и их вероятность, а так же вероятность различного вида повреждений (расчетные аварии).

Целью дипломного проекта является исследование режимов работы электрических связей 220-500 кВ от шин Бурейской ГЭС до ПС Амурская, состоящих из трех ВЛ 220кВ – Февральская–Этеркан, Белогорск/т –Завитая, Короли/т–Завитая, и ВЛ 500кВ ПС Амурская–Бурейская ГЭС, с нахождением перетоков мощности в обоих направлениях. А так же разработка методов и средств повышения пропускной способности линий и сечения в целом в нормальных и ремонтных схемах. Для расчета принята перспективная схема работы ОЭС Востока на 2012-2013 гг. Для расчета и выбора наиболее эффективных устройств противоаварийной автоматики и средств диспетчерского управления было использовано специализированное программное обеспечение – ПК RastrWin и ДАКАР, что позволило упростить решение задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Список принятых сокращений

- АДП – аварийно-допустимый переток
АЛАР – автоматика для ликвидации асинхронного режима
АОГСМ – автоматика отключения генераторов при сбросе мощности
АОЛ – автоматика отключения линии электропередач при отказе исполнения
УВ типа ОВПТ на стороне ВПТ
АОЛОМ – автоматика отключения выключателей при возникновении
обратного перетока мощности
АОЛПМ – автоматика отключения линии электропередач при резком
возрастания перетока активной мощности
АОПН – автоматика для ограничения повышения напряжения
АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОПЧ – автоматика для ограничения повышения частоты
АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты
АПНУ – автоматика для предотвращения нарушения устойчивости
АРВ – автоматический регулятор возбуждения
АРВ – автоматическое регулирование возбуждения
АРПМ – автоматика регулирования перетока мощности
АЧР – автоматика частотной разгрузки
АЭС – атомная электростанция
ВЛ – воздушная линия
ВПТ – вставка постоянного тока
ГПП – главная понизительная подстанция
ГРЭС – городская районная электростанция
ГЭС – гидроэлектростанция
ДП – предельно-допустимый переток
ДРТ – длительная разгрузка турбины
ЗТ – загрузка турбины
РТ – разгрузка турбины
ЕАО – еврейская автономная область
ЕЭС – единая энергетическая система
КЗ – короткое замыкание
КНР – китайская народная республика
МДП – максимально-допустимый переток
ОВПТ – ограничение вставки постоянного тока
ОГ – отключение гидрогенератора
ОДУ – объединенное диспетчерское управление

ОН – отключение нагрузки
ОЭС – объединенная энергетическая система
ПА – противоаварийная автоматика
ПК – программный комплекс
ПС – подстанция
ПЭТ – поперечное электроторможение
РАДВ – резервная автоматика
РДУ – районное диспетчерское управление
РПН – регулирование под нагрузкой
РТ – разгрузка турбины
САОН – специальная автоматика отключения нагрузки
СО ЕЭС – системный оператор единой энергетической системы
СХК – статический синхронный компенсатор
ТТ – трансформатор тока
ТЭС – теплоэлектростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УВ – управляющее воздействие
УШР – управляемый шунтирующий реактор
ЦДУ – центральное диспетчерское управление
ЦПА – централизованная противоаварийная автоматика
ЭДС – электродвижущая сила
ЮЯЭР – южно-якутский энергорайон

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ И ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП И ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ

1.1 ОДУ Востока и его роль в управлении ЕЭС

Основной задачей Объединенного Диспетчерского Управления, технологического оператора объединенной энергетической системы Востока, является централизованное оперативно-технологическое (диспетчерское) и автоматическое управление параллельной работой электростанций, территориальных энергосистем и отдельных крупных потребителей электроэнергии Востока России.

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутии). В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская. При этом Хабаровская энергосистема объединяет Хабаровский край и Еврейскую автономную область [2].

Режимом работы энергообъединения управляет филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами субъектов Российской Федерации, входящими в состав объединения, осуществляют три филиала ОАО «СО ЕЭС» региональных диспетчерских управления: Амурское, Приморское и Хабаровское. Электроэнергетический комплекс объединения образуют 19 электростанций мощностью от 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 9,209 тыс. МВт (по данным на 01.01.2012), 259 электрических подстанций 110-500 кВ и 332 линии электропередачи 110-500 кВ, общей протяженностью 21 424,7 км.

В процессе своей деятельности Системный оператор решает три основные группы задач:

- управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени;
- обеспечение перспективного развития ЕЭС России;
- обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности.

Надежное функционирование энергосистемы обеспечивается при одновременном соблюдении следующих параметров:

- точное соответствие объемов произведенной и потребленной электроэнергии в каждый момент времени;
- нахождение всех технических параметров системы в области допустимых значений.

Для обеспечения такого соответствия, с одной стороны, необходимо точное планирование потребления электроэнергии, топологии и пропускной способности сети, а с другой стороны, необходимо наличие генерации, способной покрыть это потребление, на любом интервале времени — на секунду, на сутки, на годы вперед. Системный оператор определяет перечень объектов диспетчеризации — объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим работы энергосистемы [1,3].

Федеральным законом № 35 ФЗ «Об электроэнергетике» закреплены полномочия Системного оператора выдавать объектам диспетчеризации обязательные для исполнения оперативные диспетчерские команды и распоряжения. Отказ от исполнения диспетчерских команд недопустим кроме случаев, когда их исполнение создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования или приводит к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

1.2 Краткое описание района

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ входит в операционную зону ответственности Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока и осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Амурской области и Южно-Якутского энергорайона.

В управлении и ведении Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4340 МВт, 4 линии электропередач класса напряжения 500 кВ, 71 ЛЭП класса напряжения 220 кВ, 33 ЛЭП класса напряжения 110 кВ, 87 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций.

Выработка электроэнергии электростанциями ОЭС Востока в 2011 году составила 31,8 млрд. кВт·ч, потребление – 30,5 млрд. кВт ч. Основные показатели работы ОЭС Востока за 2011 год приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные показатели работы ОЭС Востока за 2011 год

Показатель	Операционная зона ОДУ Востока			
	ОЭС Востока	в том числе по операционным зонам		
		Амурское РДУ	Приморское РДУ	Хабаровское РДУ
Установленная мощность на 1.01.2012, МВт	9078,98	4340,00	2612,00	2126,98
Располагаемая мощность энергосистем на максимум потребления ОЭС Востока 2011 года, МВт	9112,68	4340,00	2612,00	2160,68
Собственный максимум потребления мощности энергосистем 2011 года, МВт	5368,00	1529,30	2198,10	1640,60
Выработка ЭЭ, млрд кВт ч	31,84	14,81	10,10	6,93
Потребление ЭЭ, млрд кВтч	30,52	8,98	12,43	9,11

Территория операционной зоны расположена на площади 617,9 тыс. кв. км с населением 1,051 млн. человек. Амурская энергосистема граничит с Хабаровской энергосистемой (параллельная работа с ОЭС Востока), Забайкальской энергосистемой, с Южно-Якутским энергорайоном [2, 5].

На территории энергосистемы Амурской области и ЮЯЭР расположены 6 электростанций. Информация об основных электростанциях приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные электростанции ОЗ Амурского РДУ

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
«Благовещенская ТЭЦ»	280
«Бурейская ГЭС»	2010
«Зейская ГЭС»	1330
«Нерюнгринская ГРЭС»	570
«Райчихинская ГРЭС»	102
«Чульманская ТЭЦ»	48
Суммарная установленная мощность станций:	4340

Суммарная установленная мощность электростанций составляет 4340 МВт [8].

1.3 Характеристика выбранного сечения

«Сечением» является совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части. А «частичным сечением» - совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых к делению энергосистемы на две изолированные части не приводит [6].

Рассматриваемое в дипломе контролируемое частичное сечение находится в операционной зоне Амурского РДУ и диспетчерском управлении ОДУ Востока, и было введено в 2011 году с целью контроля перетоков мощности в связи с вводом межгосударственной линии ВЛ 500кВ ПС Амурская – ПС Хэйхэ (КНР) с нагрузкой 750 МВт. Схема контролируемого сечения приведена на рисунке 1.1.

Элементы схемы и линии выделены цветом, в соответствии с классом напряжения, на котором они работают: красным обозначены сетевые элементы 500 кВ, синим – 220 кВ. Стрелкой указано исследуемое частичное сечение.

Необходимость контроля обуславливается следующими причинами:

- ограничением пропускной способности одной из ВЛ 220кВ ПС Амурская – ПС Завитая при отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС за счет ограничения перетока активной мощности загрузкой трансформаторов тока;

- «разворотом» перетока активной мощности при вводе ВЛ 500кВ ПС Амурская – ПС Хэйхэ, что приводит к необходимости выдачи мощности Бурейской ГЭС в двух направлениях, как показано на рисунках 1.2 и 1.3. Здесь стрелками указано направление перетоков мощности;

- при выводе в ремонт ВЛ 500кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская, экспорт в КНР возможен только за счет выдачи мощности Бурейской ГЭС.

Контролируемое частичное сечение состоит из следующих элементов:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС;
- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая;
- ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая.

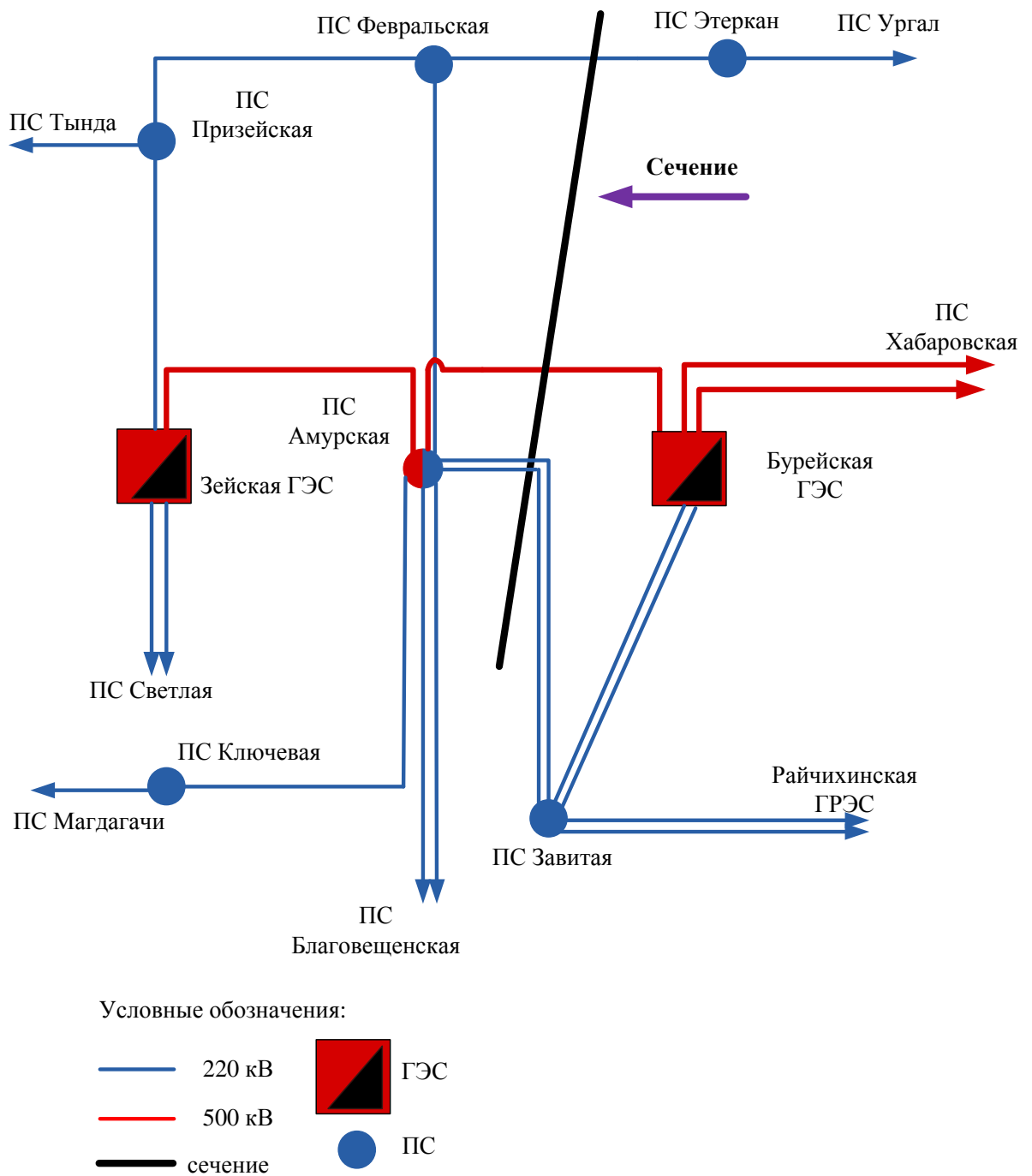


Рисунок 1.1 – Топологическая схема контролируемого сечения

За нормальную схему сети на зимний и летний периоды 2012/2013гг. принята схема со всеми включенными ВЛ 110/220/500 кВ. Основные прогнозируемые показатели работы ОЭС Востока на 2012-2013 год приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Прогнозируемые показатели работы ОЭС Востока на 2012-2013 г.

Мощность, МВт	Рген	Рнагр	Рпотр	Рген	Рнагр	Рпотр
	Зима, режим максимальных нагрузок			Зима, режим минимальных нагрузок		
Южно-Якутский ЭР	518	281	289	345	251	257
ОЭС Сибири	90	125	125	90	125	125
КНР		874	884		852	862
Приморская ЭС	2183	2154	2235	1813	1650	1699
Приморская ЭС (неучт.нагрузка)		73	73		66	66
Хабаровская ЭС	1520	1749	1781	1232	1488	1514
Амурская ЭС	2339	1201	1264	2091	1005	1050
Сумма	6650	6457	6651	5571	5437	5573
	Лето, режим максимальных нагрузок			Лето, режим минимальных нагрузок		
Южно-Якутский ЭР	168	220	228	158	139	143
ОЭС Сибири	90	107	107	90	107	107
КНР		727	733		727	733
Приморская ЭС	1380	1476	1515	915	968	994
Приморская ЭС (неучт.нагрузка)		62	62		55	55
Хабаровская ЭС	707	1042	1061	638	720	735
Амурская ЭС	2235	793	855	1489	487	523
Сумма	4580	4427	4561	3290	3203	3290

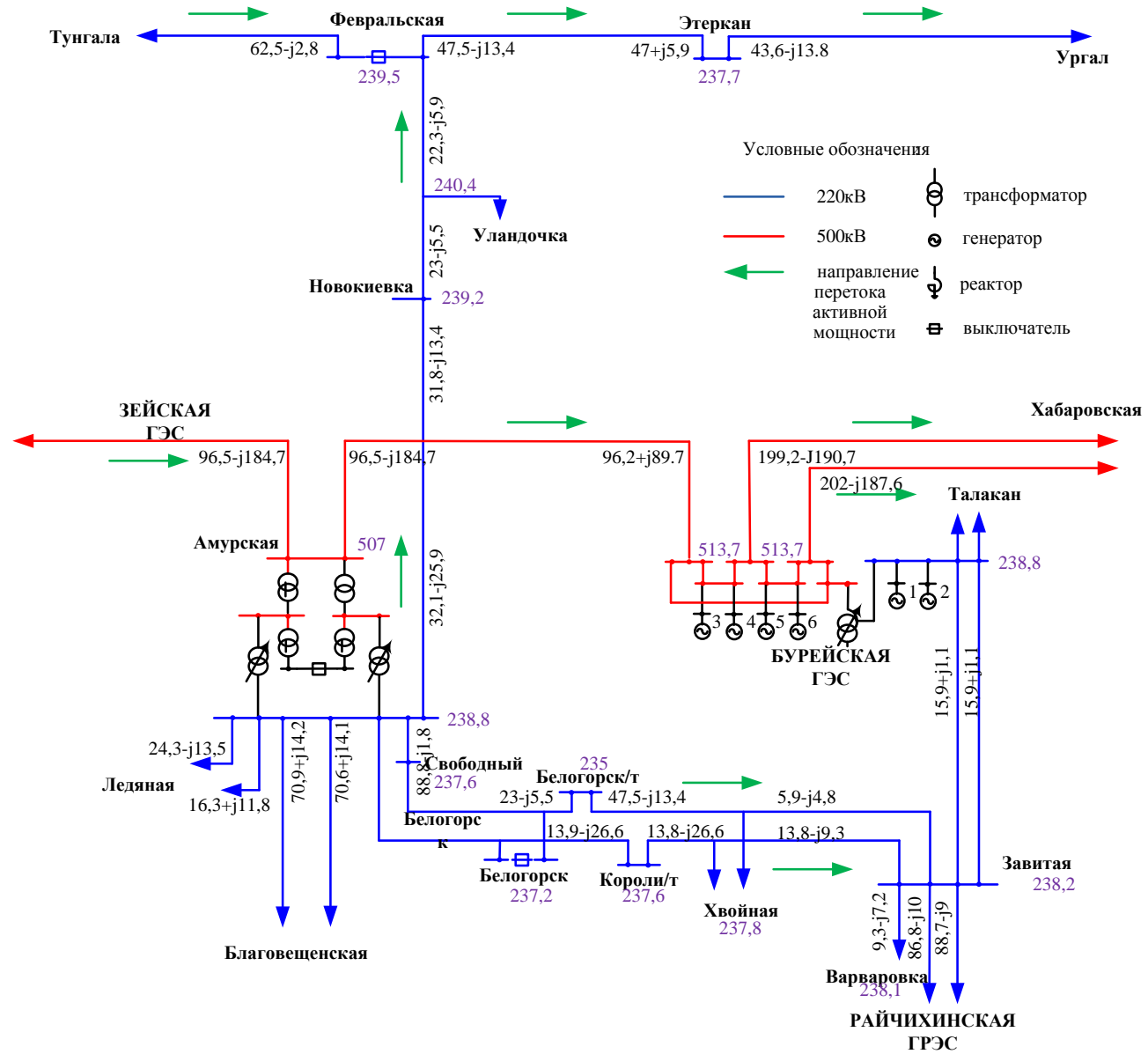


Рисунок 1.2 – Направления перетоков мощностей до ввода ВЛ 500кВ ПС Амурская – Хэйхэ

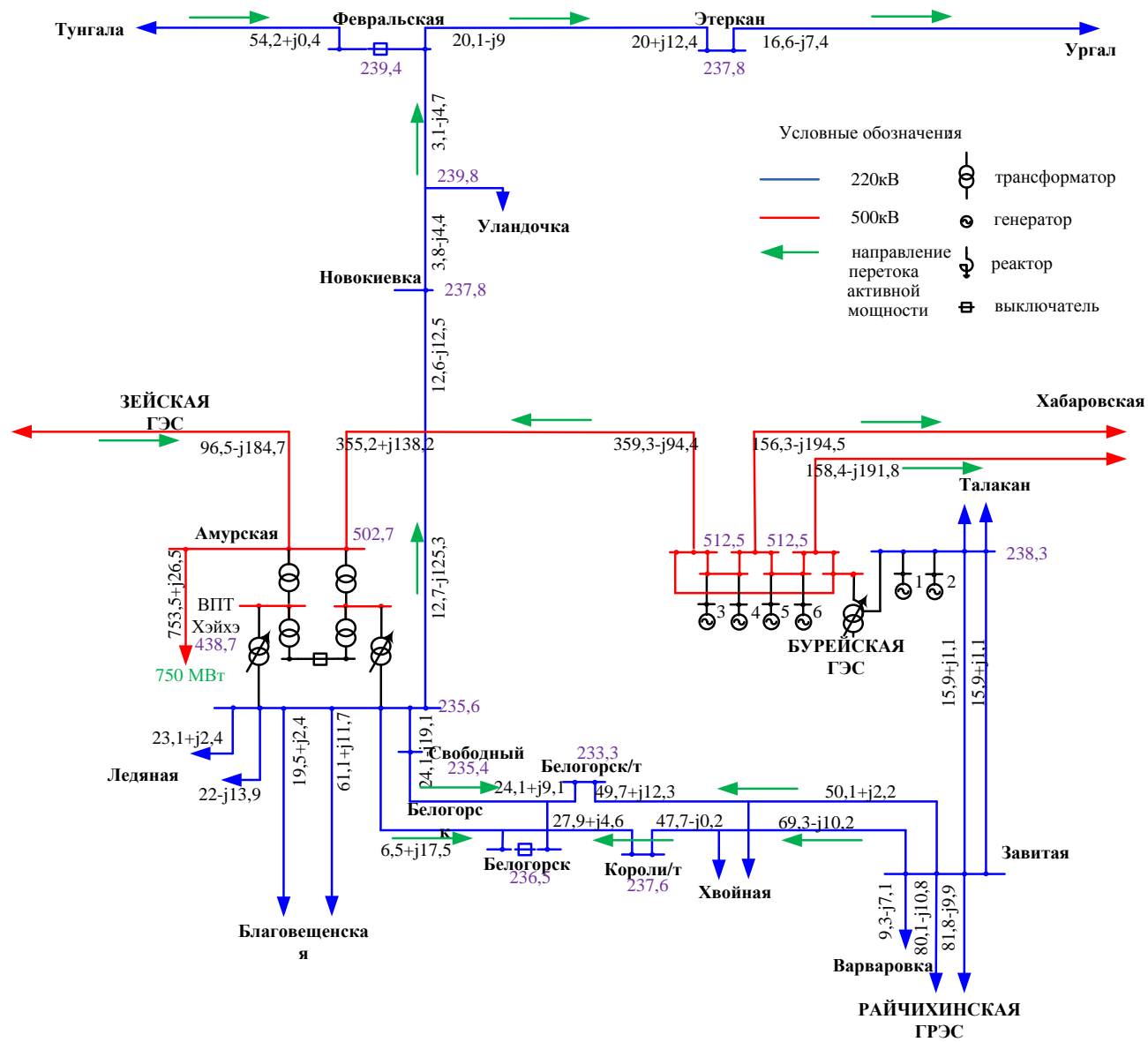


Рисунок 1.3 – Направления перетоков мощности после ввода ВЛ 500кВ ПС Амурская – Хэйхэ

Контроль перетока активной мощности осуществляется в нормальной и ремонтных схемах. Замер активной мощности производится на следующих энергообъектах: Бурейская ГЭС, ПС 220 кВ Февральская, ПС 220 кВ Завитая. Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, при котором осуществляется контроль, – от шин Бурейской ГЭС на запад [5, 7]. Нерегулярные колебания изменяются от 0 до 100 МВт, это обусловлено наличием металлургического завода (ГПП №4) в Комсомольском районе и тяговой нагрузкой. Завод ОАО «Амурметалл» – единственный на Дальнем Востоке, производящий сталь, к 2017 году планируется вывод предприятия на полную проектную мощность и увеличение объема производства. Поэтому для расчетов примем $\Delta P_{нк}=100$ МВт

1.4 Противоаварийная автоматика

Быстрое протекание аварийных процессов при нарушениях нормальных режимов исключает возможность их ликвидации и тем более предотвращения действиями оперативного персонала даже при наличии хороших средств телеконтроля и телеуправления. Поэтому предотвращение, локализация и ликвидация нарушений нормального режима целиком возлагается на специальные автоматические устройства, получившие общее наименование - устройства противоаварийной автоматики.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

Состояние энергосистемы характеризуется рядом таких факторов и параметров, как электрическая схема, состав оборудования, перетоки мощности по электропередачам и межсистемным связям, значения токов, уровни напряжения, частота и т.п. Устройства ПА непрерывно контролируют эти параметры, выявляют и фиксируют моменты опасного отклонения или внезапного нарушения нормального режима, определяют их тяжесть и вырабатывают соответствующие воздействия на объекты управления [9].

При всем многообразии конкретных исполнений устройств ПА все они могут быть сведены к следующим основным видам:

- противоаварийная автоматика для предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). Устройства АПНУ выявляют возникновение опасных перегрузок или набросов мощности, внезапные отключения участков электропередач или их полные разрывы, возникновение неполнофазных режимов и другие аналогичные нарушения нормального режима работы;

- противоаварийная автоматика для ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Устройства АЛАР выявляют моменты приближения к пределу устойчивости или момент возникновения асинхронного режима и воздействуют на его прекращение путем деления энергосистем в заранее намеченных сечениях либо путем ресинхронизации энергосистем. В этих случаях они производят ОГ или РТ в избыточной части энергосистемы для выравнивания частот, что ускоряет процесс ресинхронизации;

- противоаварийная автоматика для ограничения повышения частоты (АОПЧ). Устройства АОПЧ выявляют повышение частоты и при повышении допустимых значений производят ОГ гидрогенераторов ГЭС и при необходимости отделение ТЭС от энергосистемы со сбалансированной нагрузкой;

- специальная автоматика отключения нагрузки (САОН). Часть устройства Автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), реализующее управляющее воздействие (УВ) в виде централизованного отключения нагрузки (ОН);

- противоаварийная автоматика для ограничения повышения напряжения (АОПН). Устройства АОПН выявляют повышения напряжения до определенных установленных значений и производят включение шунтирующих реакторов и отключение линий, являющихся источниками повышенного напряжения [10, 11].

1.4.1 ПА Бурейской ГЭС

Централизованная противоаварийная автоматика (ЦПА) Бурейской ГЭС, предназначена для предотвращения нарушения устойчивости в контролируемых сечениях выдачи мощности Бурейской ГЭС в направлении на Запад при аварийных отключениях ВЛ 500-220 кВ на участке от Бурейской ГЭС до ПС 500 кВ Амурская в нормальных и ремонтных схемах. При этом

ЦПА Бурейской ГЭС действует на отключение генераторов Бурейской ГЭС и ограничение перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ 2-мя ступенями (ОВПТ2 – 300 МВт, ОВПТ4 – 600 МВт) и 3-ей ступенью (ОВПТ5) действует на запираание ВПТ ПС 500 кВ Хэйхэ (полное ограничение мощности передачи) с контролем перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ. При отсутствии необходимого объема разгрузки ВПТ недостающий объем замещается отключением нагрузки в энергосистеме Амурской области. При перетоке мощности по сечению Бурейская ГЭС – Амурская в направлении к шинам Бурейской ГЭС в нормальных и ремонтных схемах ЦПА Бурейской ГЭС действует на отключение генераторов Зейской ГЭС и на отключение нагрузки в энергосистемах Приморского и Хабаровского края, а так же ЕАО. ЦПА Бурейской ГЭС также предназначена для нормализации частоты в ОЭС Востока в случае резкого уменьшения перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ, связанного с разгрузкой ВПТ ПС 500 кВ Хэйхэ или ее отключением. При этом ЦПА воздействует на отключение генераторов Зейской ГЭС или Бурейской ГЭС в зависимости от состава работающих генераторов на Бурейской ГЭС. Нормальное эксплуатационное состояние ЦПА Бурейской ГЭС – в работе.

1.4.2 ПА ПС 500 кВ Амурская

РАДВ ПС Амурская – резервная автоматика, резервирующая комплекс ЦПА Бурейской ГЭС при выводе его из работы – предназначена для предотвращения нарушения устойчивости в контролируемом сечении между Бурейской ГЭС и ПС 500 кВ Амурская при аварийных отключениях ВЛ 500-220 кВ в этом сечении в нормальных и ремонтных схемах. Контроль перетока осуществляется по ВЛ 500 – 220 кВ у шин ПС 500 кВ Амурская:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т.

РАДВ воздействует:

– при направлении перетока в контролируемом сечении к ПС 500 кВ Амурская - на отключение генераторов (ОГ) Бурейской ГЭС и на ограничение перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ (ОВПТ) 4-мя ступенями (ОВПТ1 – ОВПТ4) по 150МВт и 5-ой ступенью (ОВПТ5) действует на запираание ВПТ ПС 500 кВ Хэйхэ (полное ограничение мощности передачи);

– при направлении перетока в контролируемом сечении к Бурейской ГЭС - на отключение генераторов (ОГ) Зейской ГЭС и на отключение нагрузки энергосистемах Хабаровского края и Приморского края. Нормальное эксплуатационное состояние РАДВ – выведена. РАДВ вводится в работу при выводе из работы комплекса ЦПА Бурейской ГЭС.

АРПМ ПС 500 кВ Амурская предназначена для предотвращения нарушения устойчивости в контролируемом сечении БГЭС – Амурская при превышении допустимой величины перетока мощности от шин Бурейской ГЭС при одновременном отключении двух гидрогенераторов на Зейской ГЭС. Контроль перетока осуществляется по ВЛ 500 – 220 кВ у шин ПС 500 кВ Амурская:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т.;
- ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т.;

АРПМ – автоматика разгрузки при перегрузке по мощности – воздействует на отключения генераторов (ОГ) Бурейской ГЭС и на ограничение перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ (ОВПТ) 3-мя ступенями (ОВПТ1 – ОВПТ3) по 150МВт на ВПТ ПС 500 кВ Хэйхэ.

АОГСМ – резервная автоматика отключения генераторов при сбросе мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ. Автоматика резервирует ЦПА Бурейской ГЭС и предназначена для нормализации частоты в ОЭС Востока в случае резкого уменьшения перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ, связанного с разгрузкой ВПТ ПС 500 кВ Хэйхэ или ее отключением. Нормальное эксплуатационное состояние АОГСМ – выведена. Работа АОГСМ автоматически блокируется при формировании команды ОВПТ1–ОВПТ5 от другой противоаварийной автоматики.

АОЛ – автоматика отключения ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ, при отказе исполнения УВ типа ОВПТ на стороне ВПТ (КНР), устройство АОЛ через заданную выдержку времени действует на отключение выключателей ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ на ПС 500 кВ Амурская. Нормальное эксплуатационное состояние АОЛ – в работе.

АОЛПМ автоматика отключения ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ при резком возрастания перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ выше установленного максимального значения рабочего перетока. Устройство АОЛПМ с меньшей выдержкой времени действует на ограничение вставки ОВПТ1, с большей выдержкой времени действует на отключение

выключателей ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ на ПС 500 кВ Амурская. Нормальное эксплуатационное состояние АОЛПМ – в работе.

АОЛОМ автоматика действующая при возникновении обратного перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ со стороны ВПТ (КНР). Устройство АОЛОМ действует на отключение выключателей ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ на ПС 500 кВ Амурская. Нормальное эксплуатационное состояние АОЛОМ – в работе.

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения – предназначена для предотвращения повышения напряжения на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Амурская свыше максимального значения, допустимого для оборудования при одностороннем отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ.

АОПН действует на отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ с контролем значения напряжения. Нормальное эксплуатационное состояние АОПН – в работе.

АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты – (две очереди – АЧР-I и АЧР-II) предназначена для нормализации частоты в ОЭС Востока в случае возникновения в ОЭС Востока дефицита активной мощности и действует на ограничение перетока мощности по ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ (ОВПТ). Нормальное эксплуатационное состояние АОСЧ – в работе.

1.5 Обоснование выбора расчетных программных средств

Программные средства для расчета устойчивости энергосистемы, а именно контролируемого частичного сечения, были выбраны по критериям простоты в обращении, точности расчетов, удобства построения графиков, а также согласно рекомендаций НИИПТ – научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения, который является многопрофильным электроэнергетическим научно-исследовательским центром и головной научной организацией отрасли в области систем и линий электропередачи постоянного и переменного тока, развития системообразующей сети ЕЭС и межгосударственных электрических связей. Используются следующие программные комплексы: RastrWin, ДАКАР.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- анализ допустимой токовой нагрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Диалоговый автоматизированный комплекс анализа режимов (ДАКАР) предназначен для расчета и анализа установившихся режимов и переходных процессов электроэнергетических систем.

Программное обеспечение позволяет решать следующие задачи:

- расчет и анализ установившихся режимов;
- исследование динамической устойчивости;
- анализ длительных переходных процессов;
- моделирование и настройка устройств противоаварийной автоматики;
- эквивалентирование режимной схемы.

Комплекс обеспечивает расчет электромеханических переходных процессов с моделированием действий любых устройств противоаварийной автоматики, настройку средств ПА на базе выполнения серии циклических расчетов переходных процессов, а также анализ переходных процессов с оценкой движения синхронных машин в энергосистеме, уровней напряжений, перетоков мощностей и взаимных углов межсистемных связей.

Расчет сведен к нахождению допустимых перетоков активной мощности ограниченных запасом по статической устойчивости, допустимой токовой нагрузкой оборудования, а так же обеспечения динамической устойчивости сети в выбранном частичном сечении.

2 СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1 Постановка задачи расчета статической устойчивости

Статическая устойчивость состояния равновесия, или устойчивость исходного установившегося режима – это способность электрической системы возвращаться в исходное состояние (исходный режим) после малого его возмущения (отклонения режимных параметров).

Различают установившиеся и переходные режимы энергосистем. К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами. Медленные изменения режима, связанные с внутрисуточными изменениями электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемых по связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности и т.п., рассматриваются как последовательность установившихся режимов. К переходным относятся режимы от начального возмущения до окончания вызванных им электромеханических процессов (с учетом первичного регулирования частоты энергосистемы) [1].

Целью расчётов установившихся режимов являются:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- 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.

В энергосистемах максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Для отдельных энергорайонов и участков сети при наличии крупных сезонных потребителей максимальные нагрузки могут иметь место в другое время года. Режим минимальной нагрузки в энергосистемах соответствует весенне-летнему периоду. Таким образом, для расчета приняты схемы максимальных и минимальных режимов работы сети на зимний и летний периоды 2012-2013 гг.

2.2 Методика расчета статической устойчивости

Исходя из требований к устойчивости, схемы энергосистемы подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

При эксплуатации, исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым);
- вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно допустимым).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности электростанций.

При расчете перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- нормальные (наибольший допустимый переток называется максимально допустимым),
- утяжеленные.

Утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем, называемые нормативными возмущениями, подразделены на три группы: I, II и III. В состав групп входят следующие возмущения:

а) Короткое замыкание (КЗ) с отключением элемента(ов) сети. Распределение по группам возмущений указано в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Нормативные возмущения

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях с ном. напряжением, кВ:	
	110–220	330–500
КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин:		
Отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110–220 кВ – ТАПВ)	I	I
То же, но с неуспешным АПВ	I	I
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ	II	–
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ	II	–
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	–	II
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	II	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	–	III
То же, но при трехфазном КЗ	III	–
КЗ на системе (секции) шин:		
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I
То же, но с разрывом связей	III	III

б) скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по любым причинам: отключение генератора или блока генераторов с общим выключателем, крупной подстанции, вставки постоянного тока или крупного потребителя и др. Распределение небалансов по группам возмущений указано в табл. 2.2. Под небалансом мощности энергосистемы понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и суммарного внешнего перетока данной энергосистемы от заданного суммарного внешнего перетока.

Таблица 2.2 – Распределение небалансов по группам возмущений

Значение аварийного небаланса мощности	Группа нормативных возмущений
Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями Мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II
Мощность, подключенная к одной секции (системе) шин или распреустройства одного напряжения электростанции	III*

* – Аварийные небалансы группы III относятся к случаю, когда рассматривается устойчивость параллельной работы по связям между ОЭС, и учитываются, если их возникновение возможно при возмущениях таблицы 2.1.

Вычисление предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока). При этом рассматриваются траектории утяжеления режима, представляющие собой последовательности установившихся режимов, которые при изменении некоторой группы параметров позволяют достичь границы области статической устойчивости. Значение предельного перетока определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность. Рассматриваются, как правило, сбалансированные по мощности способы утяжеления режима, т.е. такие, при которых частота остается практически неизменной [1, 12]. Для расчета используем две траектории утяжеления: Бурейская ГЭС – Зейская ГЭС и в обратном направлении.

Перетоки, предельные по статической устойчивости, и перетоки, допустимые в послеаварийных режимах, определяются с учетом перегрузки оборудования, допустимой в течение 20 мин. Допустимые перетоки

определяются также допустимыми токовыми нагрузками (перегрузками с учетом их длительности) оборудования в заданном и в нормативных послеаварийных режимах [6]. Значения допустимых токовых нагрузок ВЛ, находящихся в диспетчерском управлении и ведении ОДУ Востока, по данным, указанным собственниками оборудования за ноябрь 2012 года указаны в таблице 2.3. Показатели устойчивости должны быть не ниже указанных в таблице 2.4.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надёжности электроснабжения выполняются расчёты послеаварийных режимов.

Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

– для основной сети ОЭС - совпадение отключения одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы с плановым ремонтом другого;

– для сети региональной энергосистемы или участка сети – отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Длительность послеаварийного режима определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима, не большим 20 мин. В течение этого времени возникновение дополнительных возмущений (т.е. наложение аварии на аварию) не учитывается.

Таблица 2.4 – Показатели устойчивости

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость энергосистемы:	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Вынужденный	0,08	0,10	–	–

При несохранении устойчивости деление по сечению должно не приводить к каскадному развитию аварии при правильной работе противоаварийной автоматики или к погашению дефицитной по мощности подсистемы из-за недостаточности объема автоматической частотной разгрузки.

Таблица 2.3 – Допустимые токовые нагрузки ВЛ

Линия электропередачи	Марка и сечение провода	Длительно допустимый ток ВЛ и ошиновки при град.С, А										Ограничивающий элемент для длительно допустимого тока
		Предельно допустимый ток ВЛ и ошиновки в течение 20 мин										
		Предельно допустимый ток ВЛ и ошиновки в течение 1 часа										
		-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40	
ПС Амурская- Бурейская ГЭС	АС 3*330/43	1000	1000	1000	1000	1000	961	915	860	805	741	ТТ, негабарит
		1200	1200	1200	1200	1200	1153	1098	1032	966	889	
		1000	1000	1000	1000	1000	1000	961	903	845	778	
ВЛ Завитая- Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная	АС-240/32	600	600	600	600	600	600	579	544	510	469	ТТ ПС Белогорск/т
		600	600	600	600	600	600	600	600	600	563	
		600	600	600	600	600	600	600	571	535	492	
ВЛ Короли/т - Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АСО-300	600	600	600	600	600	600	600	569	532	490	ТТ ПС Короли/т
		600	600	600	600	600	600	600	600	600	588	
		600	600	600	600	600	600	600	597	559	515	
ВЛ Февральская- Этеркан	АС-300/39	630	630	630	630	630	597	569	535	501	461	ТТ, негабарит
		756	756	756	756	756	717	683	642	601	553	
		630	630	630	630	630	627	597	562	526	484	

2.3 Контроль соблюдения нормативных запасов устойчивости

В ходе расчета найдены максимально и аварийно допустимые перетоки в сечении для различных схем с учетом ограничивающих условий. Максимально допустимым перетоком является максимальный переток P_M , удовлетворяющий всем ниже перечисленным условиям.

а) Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности K_P , не меньшему 20% (таблица 2.4):

$$P_M \leq 0,8 \cdot P_{пр} - \Delta P_{нк}, \quad (2.1)$$

где $P_{пр}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

$\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе, частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{нк} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (2.2)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$, МВт, – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения.

K , $\sqrt{\text{МВт}}$ – коэффициент, принимается равным 1,5 при ручном регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

Рассчитаем амплитуду нерегулярных колебаний активной мощности сечения для режима максимальных нагрузок зимнего периода (формула 2.3):

$$\Delta P_{\text{нк}} = 1.5 \cdot \sqrt{\frac{442 \cdot 4943}{442 + 4943}} \approx 30 \text{ МВт.} \quad (2.3)$$

В ходе эксплуатации, согласно опытным данным, нерегулярные колебания изменяются от 0 до 100 МВт, поэтому для расчетов примем $\Delta P_{\text{нк}}=100$ МВт. Аналогично для остальных режимов, при этом допускается принимать величину $\Delta P_{\text{нк}}$ для режима максимальных нагрузок.

б) Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15% во всех узлах нагрузки:

$$P_M \leq P(U) - \Delta P_{\text{нк}}, \text{ при } U = \frac{U_{\text{кр}}}{0,85}. \quad (2.4)$$

Зависимость перетока от наименьшего напряжения строится на основе численного моделирования при различных перетоках мощности в рассматриваемом сечении. Это требование означает, что при исчерпании других возможностей регулирования напряжения, необходимый запас по напряжению обеспечивается за счет снижения перетока мощности в сечении.

в) Переток P_M должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных схемно-режимных условиях, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений (ослабление сечения и/или аварийный небаланс мощности) с учетом действия ПА и/или первичного регулирования частоты, выполнялось первое требование:

$$P_M \leq P^{Д/АВ}(P^{П/АВ}) - \Delta P_{\text{нк}} + \Delta P_{\text{па}}, \text{ при } P^{П/АВ} = 0,92 \cdot P_{\text{пр}}^{П/АВ}, \quad (2.5)$$

где $P^{Д/АВ}$ – переток активной мощности в рассматриваемом сечении в доаварийном режиме;

$P^{П/АВ}$ – переток активной мощности в сечении в послеаварийном установившемся режиме, в том числе после аварийного небаланса мощности, приводящего к увеличению перетока в сечении;

$P_{\text{пр}}^{П/АВ}$ – предельная мощность в сечении по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, которая, в частности, в случае аварийного небаланса мощности может совпадать с исходной (рассматриваемой) схемой или измениться в случае ослабления сечения при

аварийном отключении сетевых элементов или его усиления за счет отключения шунтирующих реакторов и т. п.;

$\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока мощности в сечении за счет управляющих воздействий ПА долговременного действия на изменение мощности.

Переток в доаварийном режиме представляется в виде функции от перетока в послеаварийном режиме для возможности учета влияющих факторов, например, изменения потерь мощности или шунтирующих связей, не включенных в рассматриваемое частичное сечение [6, 12].

Приращение активной мощности в сечении, обусловленное аварийным небалансом мощности или управлением мощностью ПА, зависит от динамических характеристик всех параллельно работающих энергосистем.

Так как расчет указанного приращения по полной модели может оказаться затруднительным, допускается его расчет по упрощенной формуле. При отключении блоков на электростанции все генерирующее оборудование должно принять участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ).

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{ТП} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{НОМ}}{f_{НОМ}} \cdot \Delta f_p, \quad (2.6)$$

где $S\%$ - статизм автоматического регулятора скорости вращения (далее АРС) турбины (4÷6) %, нормируемый ПТЭ и/или техническими условиями эксплуатации турбины. Значение статизма принято положительным – 5%;

$P_{НОМ}$, МВт – номинальная мощность энергоблока (сумма номинальных мощностей включенных в работу энергоблоков);

Δf_p , Гц – фиксируемое системой первичного регулирования отклонение частоты от номинальной.

Установлено, что изменение мощности на 1% меняет частоту на 0,05 Гц.

$$\Delta f_p = \frac{P_{отклГГ}}{P_{потр}} \cdot 0,05 \cdot 100, \quad (2.7)$$

где $P_{отклГГ}$ – мощность, теряемая при отключении генераторов электростанции;

$P_{\text{потр}}$ - мощность потребления всей энергосистемы.

Ниже произведен расчет для отключения двух гидрогенераторов на Бурейской ГЭС:

$$\Delta f_p = \frac{2 \cdot 335}{6650} \cdot 0,05 \cdot 100 = 0,51 \text{ Гц.} \quad (2.8)$$

Значение отклонения частоты от номинальной при аварийном отключении двух гидрогенераторов на Бурейской ГЭС:

$$P_{\text{ТП}} = -\frac{100}{5} \cdot \frac{2 \cdot 335}{50} \cdot 0,51 = 157 \text{ МВт.} \quad (2.9)$$

Принимаем, что приращение активной мощности в сечении составит 157 МВт. Аналогично произведен расчет для отключения двух гидрогенераторов на Зейской ГЭС: $\Delta f_p = 0,39$ и $P_{\text{ТП}} = 652$ МВт.

г) В каждом из нормативных послеаварийных режимов во всех узлах нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 10%:

$$P_M \leq P^{д/ав} (P^{п/ав}) - \Delta P_{\text{нк}} + \Delta P_{\text{па}} \text{ при } U^{п/ав} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,9}. \quad (2.10)$$

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наименьшего напряжения в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

д) Переток P_M в послеаварийных режимах должен не приводить к токовым перегрузкам, превышающим допустимые значения:

$$P_M \leq P^{д/ав} (I^{п/ав}) - \Delta P_{\text{нк}} \text{ при } I^{п/ав} = I_{\text{доп}}^{п/ав}, \quad (2.11)$$

где $I^{п/ав}$ - ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме;

$I_{\text{доп}}^{\text{п/ав}}$ – допустимый ток с перегрузкой, разрешенной в течение 20 минут при заданной температуре окружающей среды в том же элементе. Здесь учтено требование о допустимой длительности нормативного послеаварийного режима.

При определении допустимости перегрузок в послеаварийных режимах могут быть учтены изменения токов в течение 20 мин. существования послеаварийного режима.

2.4 Подготовка исходных данных для расчета

Перед проведением расчетов по программе необходимо подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr .

При расчетах установившегося режима для отображения генераторов используют одну из двух моделей: PQ или PU (вместо Q и U возможно использование некоторой ЭДС E).

Шунтирующие реакторы представляются с помощью шунта, включаемого в узел установки реактора. Для этого необходимо определить активную проводимость G (См) и реактивную проводимость B (См) по формулам:

$$Y = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2}; \quad (2.12)$$

$$G = \frac{P}{U_{\text{НОМ}}^2}; \quad (2.13)$$

$$B = \sqrt{Y^2 - G^2}. \quad (2.14)$$

Токоограничивающие реакторы моделируются реактивным сопротивлением X (Ом) , включаемым последовательно с линией. Активное сопротивление R токоограничивающего реактора не учитывается из-за его малой величины. Сопротивление токоограничивающего реактора определяется по формуле:

$$X = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (2.15)$$

Батареи статических компенсаторов БСК (шунтовые конденсаторные батареи) представляются аналогично шунтирующим реакторам - с помощью шунта в узле установки. Реактивная проводимость В (См) БСК определяется по формуле:

$$B = \frac{Q_{\text{б}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{б}}$ - мощность батареи при номинальном напряжении.

Батареи продольной компенсации моделируются так же, как токоограничивающие реакторы - включением реактивного сопротивления Х (Ом) последовательно с линией. Его величина определяется по формуле:

$$X = \frac{1}{\omega \cdot C}. \quad (2.17)$$

Активное сопротивление R батареи не учитывается из-за его малой величины.

Для линий электропередачи (ЛЭП) определены продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус):

$$R_{\text{ЛЭП}} = r_0 \cdot L, \quad (2.18)$$

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot L, \quad (2.19)$$

$$B_{\text{ЛЭП}} = b_0 \cdot L, \quad (2.20)$$

где r_0 и x_0 – активные и реактивные удельные сопротивления;

b_0 – удельная реактивная проводимость.

Для ЛЭП используется стандартная П-образная схема замещения, представленная на рисунке 2.1.

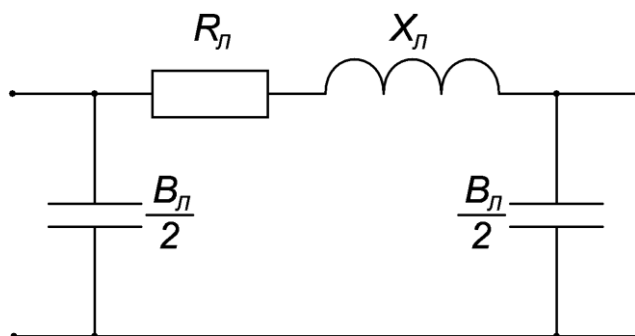


Рисунок 2.1 – П-образная схема замещения ЛЭП

Для ЛЭП активное сопротивление, Ом, определяется по следующей формуле:

$$R_{\text{ЛЭП}} = r_0 \cdot L, \quad (2.21)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление ЛЭП [11], Ом/км,

L – длина ЛЭП, км.

Реактивное сопротивление, Ом:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot L, \quad (2.22)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление ЛЭП [11], Ом/км,

L – длина ЛЭП, км.

Емкостная проводимость, мкСм:

$$B_{\text{ЛЭП}} = b_0 \cdot L, \quad (2.23)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость ЛЭП [11], Ом/км,

L – длина ЛЭП, км.

Пример расчета параметров ВЛ 220 кВ ПС Февральская – ПС Этеркан протяженностью 127,2 км, марка провода – АС–300.

$$R_{\text{ЛЭП}} = 0,096 \cdot 127,2 = 12,211 \text{ Ом}, \quad (2.24)$$

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,429 \cdot 127,2 = 54,569 \text{ Ом}, \quad (2.25)$$

$$B_{\text{ЛЭП}} = 2,645 \cdot 127,2 = 336,444 \text{ мкСм}. \quad (2.26)$$

Аналогично рассчитываются параметры остальных ЛЭП, данные сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет параметров ЛЭП

Параметр	Линия электропередачи			
	ВЛ 220 кВ Февральская– Этеркан	ВЛ 500 кВ Амурская– Бурейская ГЭС	ВЛ 220 кВ Белогорск/т– Завитая	ВЛ 220 кВ Короли/т– Завитая
Марка провода и расчетное сечение (мм ²)	АС-300	3*АС*330	АС-240; АСО-300	АСО-300
Длина ЛЭП, км	127,2	279,52	82,23; 51,82	39,05
Активное сопротивление $R_{\text{ЛЭП}}$, Ом	12,211	8,945	10,772; 4,974	3,749
Реактивное сопротивление $X_{\text{ЛЭП}}$, Ом	54,569	39,971	29,438; 22,231	16,752
Емкостная проводимость $B_{\text{ЛЭП}}$, мкСм	336,444	739,330	263,218; 137,064	103,287

Для трансформаторов определены сопротивление $R + jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G + jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального

напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы).

Активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_T = \frac{0,5 \cdot \Delta P_K}{S_{\text{НОМТ}}^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{n_T}. \quad (2.27)$$

Напряжения короткого замыкания каждой обмотки:

$$U_{\text{кВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{ВН}} + U_{\text{ВС}} - U_{\text{СН}}); \quad (2.28)$$

$$U_{\text{кС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{ВС}} + U_{\text{СН}} - U_{\text{ВН}}); \quad (2.29)$$

$$U_{\text{кН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{СН}} + U_{\text{ВН}} - U_{\text{ВС}}). \quad (2.30)$$

Реактивные сопротивления обмоток:

$$X_1 = \frac{U_{\text{кВ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМТ}} \cdot n_T}; \quad (2.31)$$

$$X_2 = \frac{U_{\text{кС}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМТ}} \cdot n_T}; \quad (2.32)$$

$$X_3 = \frac{U_{\text{кН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМТ}} \cdot n_T}. \quad (2.33)$$

Активная и реактивная проводимости:

$$G_T = \frac{\Delta P_{\text{XX}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot n_T, \quad (2.34)$$

$$B_T = \frac{I_{\text{XX}}}{100} \frac{S_{\text{НОМТ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot n_T. \quad (2.35)$$

Необходимо определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения. Балансирующий узел - это узел за счет которого при расчетах установившегося режима без изменения частоты в расчетной схеме поддерживается баланс между генерацией и потреблением. Для работы в таком режиме в узле должен быть зафиксирован вектор напряжения, т.е. U и φ . Таким

образом генерация активной и реактивной мощности в таком узле в ходе расчета могут изменяться программой самостоятельно для обеспечения баланса. Как правило, балансирующий узел назначается и базовым узлом, т.е. отсчеты углов всех векторов напряжения φ осуществляются относительно него. В связи с этим угол напряжения в балансирующем узле принимают равным нулю $\varphi = 0$. В качестве балансирующего узла, как правило, назначается самый мощный генератор в энергосистеме или какой-либо узел в соседнем объединении. Выбор определяется тем, за счет каких источников фактически производится ликвидация небалансов мощности, вызываемых небольшими колебаниями нагрузки.

2.5 Расчет статической устойчивости

Анализ статической устойчивости и определение предельных режимов работы частичного сечения выполнены для нормальной и ремонтных схем в режимах максимальных и минимальных нагрузок на зимний и летний периоды 2012-2013 гг. Краткая характеристика режимов приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристика режимов работы сечения

Режим	Характеристика
Зима МАХ	На ЗГЭС в работе 5 ГГ, на БГЭС - 5ГГ, $P_{ген} = 6650$ МВт, КНР – 884 МВт
Зима MIN	На ЗГЭС в работе 6 ГГ, на БГЭС - 5ГГ, $P_{ген} = 5571$ МВт, КНР – 862 МВт
Лето МАХ	На ЗГЭС в работе 5 ГГ, на БГЭС - 5ГГ, $P_{ген} = 4580$ МВт, КНР – 733 МВт
Лето MIN	На ЗГЭС в работе 5 ГГ, на БГЭС - 5ГГ, $P_{ген} = 3290$ МВт, КНР – 733 МВт

Все электрические расчеты выполнены в Программном Комплексе RastrWin. В процессе расчета установившегося режима в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона.

Это итерационный численный метод нахождения корня (нуля) заданной функции. Поиск решения осуществляется путём построения последовательных приближений и основан на принципах простой итерации. Метод обладает квадратичной сходимостью. В случае решения задач оптимизации предполагается, что функция $f(x)$ непрерывно дифференцируема. Отыскание

минимума функции $f(x)$ производится при помощи отыскания стационарной точки, т.е. точки x^* , удовлетворяющей уравнению $f'(x)=0$, которое решается методом Ньютона.

Функция небалансов имеет вид:

$$F = \sqrt{\sum_{i=1}^N \Delta P_i^2 + \lambda \cdot \sum_{i=1}^N \Delta Q_i^2}, \quad (2.36)$$

где ΔP_i , ΔQ_i – небалансы активной и реактивной мощности,

λ – коэффициент, используемый при выборе лучшей итерации.

При утяжелении режима производится расчет серии установившихся режимов при изменении параметров в соответствии с заданной траекторией утяжеления. Критерием нахождения предельного режима является сходимость расчета режима. Дополнительным критерием нахождения предельного режима может служить достижение экстремума (максимума или минимума) по отмеченным контролируемым величинам (мощности по сечениям, потерям, напряжениями и т.д.). Выполняется для определения предельных перетоков мощности по сечениям (наборам линий, без которых сеть разделяется на два несвязных района).

Утяжеление режима заключается в следующем:

– задается множество узлов, в которых будет осуществляться изменение параметров режима (изменение нагрузки, генерации, модуля напряжения для регулируемых узлов, угла напряжения для балансирующих узлов), со значениями их приращений. Это множество называется траекторией утяжеления;

– проводится серия расчетов режимов при последовательном изменении утяжеляемых параметров на заданную величину;

– при аварийном окончании одного из расчетов осуществляется возврат к последнему из сбалансированных режимов, и следующее приращение выполняется на величину в два раза меньшую предыдущей (деление шага пополам) – рисунок 2.1.

– последняя процедура повторяется до тех пор, пока не будет достигнут предельный режим с заданной точностью.

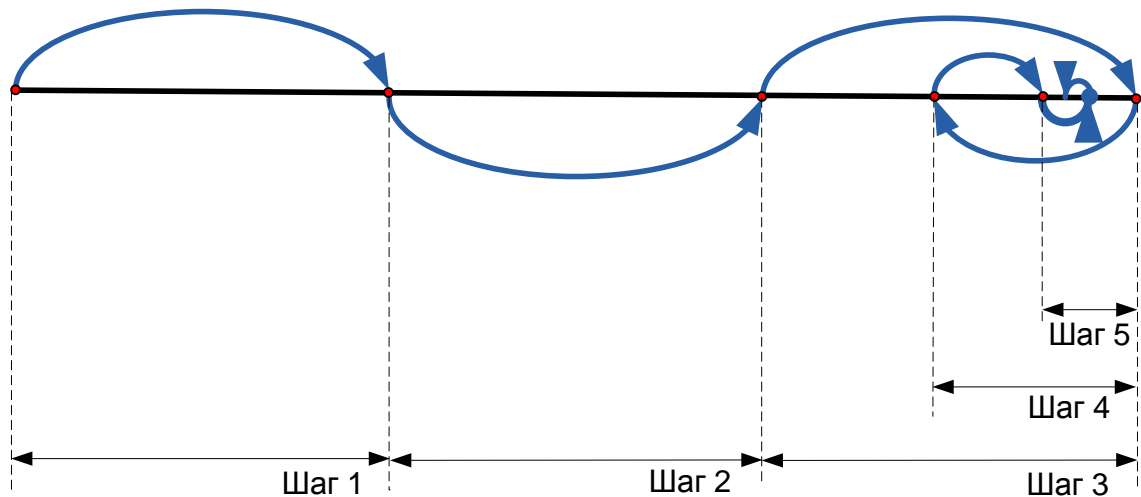


Рисунок 2.1 – Схема расчета режима в ПК RastrWin

При анализе статической устойчивости в нормальных и ремонтных схемах сети рассмотрены все группы нормативных возмущений, предусмотренные в методических указаниях по устойчивости систем, с учетом необходимых запасов. Все данные систематизированы и сведены в таблицы 2.6 и 2.7. В колонках со значением перетоков в верхней строчке таблицы указан переток в прямом направлении (т.е. от шин Бурейской ГЭС к ПС 500 кВ Амурская), в нижней – в обратном.

Для нахождения ДП в зимний период принята схема режима работы сети с учетом КНР для направления перетока активной мощности в прямом направлении и без учета КНР – в обратном. Для летней схемы аналогично. Были исследованы нормальные схемы, схемы одиночных ремонтов ВЛ, находящихся в данном сечении, а так же наиболее тяжелые двойные ремонты. Таблицы отражают значения предельных и аварийно допустимых перетоков активной мощности в сечении с учетом действия противоаварийной автоматики и без нее с указанием объема управляющих воздействий. Примечания отражают расчетное возмущение, при котором получен данный переток активной мощности, и ограничивающий фактор, характеризующий условие, при котором соблюдается статическая устойчивость сети.

Перечень основных ремонтных схем, которые учитываются при определении допустимых перетоков, приведен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Перечень основных ремонтных схем для сечения

№	Ремонтная схема сети
1	Ремонт ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан
2	Ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС
3	Ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская – Завитая
4	Ремонт транзита 220 кВ Амурская – Завитая
5	Ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли – Завитая

Приведем пример расчета ДП по статической апериодической устойчивости для нормальных схем зимнего периода прямого и обратного (указано в скобках) направления перетока активной мощности в сечении (таблица 2.7).

В нормальной схеме сети в доаварийном режиме значение предельного по статической устойчивости перетока активной мощности в сечении составляет:

$$P_{\text{пр}}^{\text{ДАВ}} = 1790 \text{ МВт} (1081 \text{ МВт}). \quad (2.37)$$

Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении принимается равной:

$$\Delta P_{\text{нк}} = 100 \text{ МВт}. \quad (2.38)$$

Допустимый переток P_M в сечении, соответствующий нормативному коэффициенту запаса по активной мощности $K_p = 20\%$ в доаварийном режиме, согласно условию:

$$P_M = 0,8 \cdot P_{\text{пр}}^{\text{ДАВ}} - \Delta P_{\text{нк}} = 0,8 \cdot 1790 - 100 = 1332 \text{ МВт}; \quad (2.39)$$

$$P_M = 0,8 \cdot P_{\text{пр}}^{\text{ДАВ}} - \Delta P_{\text{нк}} = 0,8 \cdot 1081 - 100 = 764 \text{ МВт}. \quad (2.40)$$

В нормальной схеме сети в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС значение предельного по статической устойчивости перетока активной мощности в сечении составляет:

$$P_{\text{пр}}^{\text{ПАВ}} = 695 \text{ МВт}. (552 \text{ МВт}). \quad (2.41)$$

Допустимый переток P_M в сечении, соответствующий нормативному коэффициенту запаса по активной мощности $K_p = 8\%$ в послеаварийном режиме, согласно условию:

$$P_M = 0,92 \cdot P_{пр}^{ПAB} - \Delta P_{нк} = 0,92 \cdot 695 - 100 = 540 \text{ МВт}; \quad (2.42)$$

$$P_M = 0,92 \cdot P_{пр}^{ПAB} - \Delta P_{нк} = 0,92 \cdot 552 - 100 = 407 \text{ МВт}. \quad (2.43)$$

Допустимый переток активной мощности в сечении для нормальной схемы в доаварийном режиме, ограниченный допустимой токовой нагрузкой оборудования равен:

$$P_M = 1790 \text{ МВт}. (1081 \text{ МВт}). \quad (2.44)$$

Допустимый переток активной мощности в сечении для нормальной схемы в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС, ограниченный допустимой токовой нагрузкой оборудования равен:

$$P_M = 515 - 100 = 415 \text{ МВт} \quad (2.45)$$

$$P_M = 529 - 100 = 429 \text{ МВт} \quad (2.46)$$

При данных величинах перетока активной мощности в сечении величина напряжения во всех узлах нагрузки не превышает аварийно допустимое значение $U_{ав.доп}$, т.е:

$$U > U_{ав.доп} = U_{кр} / 0,9 = 0,7 \cdot U_{ном} / 0,9 = 0,78 \cdot U_{ном}. \quad (2.47)$$

Аварийно допустимый переток для нормальной схемы рассчитывается с условием 8%-го запаса от предельного перетока активной мощности:

$$АДП = 0,92 \cdot P_{пр} = 1647 \text{ МВт} (995 \text{ МВт}). \quad (2.48)$$

Величины предельных по статической устойчивости перетоков активной мощности во всех послеаварийных схемно-режимных условиях рассчитываются аналогично.

Значение аварийно допустимого перетока $P_{\text{АДП}}$ активной мощности в сечении также не должно приводить к недопустимым токовым перегрузкам сетевых элементов. Величина АДП в рассматриваемом сечении составит

$$P_{\text{АДП}} = 415 \text{ МВт (425 МВт)}. \quad (2.49)$$

Таблица 2.7 Расчет ДП в нормальных схемах зимнего периода 2012-2013 гг.

№	Схема сети	Предельный переток мощности $P_{\text{пр}}$, МВт	$P_{\text{М}} \leq 0,8 \cdot P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{нк}}$, МВт	$P_{\text{М}} \leq 0,92 \cdot P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{нк}}$, МВт	$P_{\text{М}} \leq P(I_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}$, МВт
1	Доаварийный режим	1790 (1081)	1332 (764)		1285 (1290)
2	Отключена ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	1745 (1042)		1505 (858)	1234 (1240)
3	Отключена ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС	695 (552)		540 (407)	415 (429)
4	Отключена ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая	1720 (1043)		1480 (859)	1185 (1230)
5	Отключена ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая	1705 (1048)		1470 (864)	1190 (1210)
6	Отключение ОГ 2 на Зейской ГЭС	1560 (1045)		940 (583)	1045 (1104)

Из всех полученных расчетов выбираем минимальное значение ДП, удовлетворяющего условиям, описанным в п.2.3. Тогда ДП без ПА равен 415 МВт (405 МВт), АДП равен 415 МВт (425 МВт). Для увеличения мощности, передаваемой по сечению, можно использовать УВ противоаварийной автоматики в объеме двух ступеней – 400 МВт (ОГ 2 БГЭС) в прямом направлении, в обратном направлении – 200 МВт (ОГ 1 ЗГЭС). Аналогичный расчет проводим для всех остальных схем. Зеленым цветом выделены МДП, ограниченные допустимой токовой нагрузкой.

Таблица 2.8 – Результаты расчета статической устойчивости на зимний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	ДП, МВт		АДП, МВт		Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики, МВт	Примечание
	без ПА	с ПА	без ПА	с ПА		
нормальная схема	415	940	415	940	600	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	405	580	425	625	200	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	330	1075	330	1075	900	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	285	730	285	730	600	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	175	190	175	190	200	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	225	330	225	330	200	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки

Продолжение таблицы 2.8

ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	195	965	195	965	900	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	335	735	885	885	400	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	45	970	45	970	900	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	100	700	120	720	600	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	40	210	95	210	300	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	70	280	70	280	200	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки

Прямое направление: В нормальной схеме работы сети допустимый переток активной мощности равен 415 МВт. Расчетным возмущением является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, при этом выполняется условие соблюдения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования. Для увеличения допустимого перетока использованы управляющие воздействия противоаварийной автоматики в объеме 600 МВт, тогда ДП с ПА составляет 940 МВт. Расчетным возмущением нарушения устойчивости при работе противоаварийной автоматики будет уже являться аварийный небаланс, возникающий при отключении двух генераторов на Зейской ГЭС. Аварийно допустимый переток равен допустимому в связи с тем, что МДП ограничен токовой нагрузкой оборудования, превышение которой может привести к каскадному развитию аварии.

Обратное направление: Расчетное возмущение и ограничивающий фактор аналогичны. Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики составляет 200 МВт, т.к. нет необходимости увеличивать действие ПА из-за ограничения ДП токовой нагрузкой оборудования при аварийном небалансе. ДП без ПА составляет 405 МВт, с ПА – 580 МВт. Значения аварийно допустимого перетока активной мощности ограничены токовой нагрузкой оборудования в доаварийном режиме.

Наиболее тяжелым расчетным возмущением для любой схемы является аварийное отключение ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС, в связи с тем, что по ней передается около 70% всей мощности, проходящей по сечению. В послеаварийном режиме оставшиеся в работе ВЛ не способны передать такой объем активной мощности из-за ограничения по токовой нагрузке оборудования.

Наиболее ненадежной в области одиночных ремонтов будет являться схема с выведенной ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС. Здесь ДП без ПА составит 175 и 225 МВт в прямом и обратном направлениях соответственно. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики будут малоэффективными из-за ограничения по предельно-допустимой токовой нагрузке – 190 и 330 МВт. В области двойных ремонтов наиболее тяжелой схемой является схема с одновременным выводом ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли – Завитая. Переток активной мощности необходимо контролировать в пределах от 0 до 45 и от 0 до 100 МВт в зависимости от его направления. (таблица 2.8).

Таблица 2.9 – Результаты расчета статической устойчивости на летний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	ДП, МВт		АДП, МВт		Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики, МВт	Примечание
	без ПА	с ПА	без ПА	с ПА		
нормальная схема	400	620	400	620	300	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
	380	700	955	955	400	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	105	305	400	400	300	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	330	855	330	855	600	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	90	90	125	125	-	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	240	240	240	240	-	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки

Продолжение таблицы 2.9

ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	105	345	415	415	300	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	240	840	240	840	600	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	20	320	380	380	300	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	65	805	805	805	800	При аварийном отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	15	200	200	200	300	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности
	40	210	210	210	200	При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки

Прямое направление: В нормальной схеме работы сети допустимый переток активной мощности равен 400 МВт. Расчетным возмущением является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, при этом выполняется условие соблюдения допустимой токовой нагрузки оборудования. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики в объеме 300 МВт, увеличивают ДП с ПА до 700 МВт. Большой объем управляющих воздействий ПА применять нет необходимости из-за низкого значения предельно-допустимого перетока активной мощности при аварийном небалансе вследствие отключения двух генераторов на Зейской ГЭС, равного 620 МВт. Аварийно-допустимый переток равен предельно-допустимому в связи с тем, что ДП ограничен токовой нагрузкой оборудования.

Обратное направление: Расчетным возмущением для определения ДП является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, ограничивающим фактором – условие соблюдения запаса устойчивости по активной мощности, как с ПА, так и без нее. Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики составляет 200 МВт, т.к. нет необходимости увеличивать действие ПА из-за ограничения по 20% запасу статической устойчивости в доаварийном режиме. ДП без ПА составляет 380 МВт, с ПА – 700 МВт. Значения аварийно допустимого перетока ограничены 8% запасом устойчивости по активной мощности в доаварийном режиме.

Наиболее ненадежной в области одиночных ремонтов будет являться схема с выведенной ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС. Здесь ДП без ПА составит 90 и 240 МВт в прямом и обратном направлениях соответственно. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики применить нельзя из-за ограничения по предельно-допустимой токовой нагрузке при перетоке в обратном направлении, а в прямом это нецелесообразно ввиду небольшой разницы между запасами устойчивости в ДАВ и ПАВ режимах.

В области двойных ремонтов наиболее неустойчива схема с одновременным выводом ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли – Завитая. Переток активной мощности без применения противоаварийной автоматики необходимо соблюдать в пределах от 0 до 15 и от 0 до 40 МВт в зависимости от направления. АДП ограничен токовой нагрузкой оборудования (таблица 2.9).

В большинстве рассмотренных схем допустимые перетоки активной мощности ограничены токовой нагрузкой оборудования. Ступени ПА установленных величин не могут в полной мере корректировать значения

допустимых перетоков активной мощности, что приводит либо к превышению токовой нагрузки ВЛ, либо к развороту перетока в обратном направлении, что нарушает синхронную работу генераторов.

При одиночных ремонтах пропускная способность сечения снижается примерно на 25-30%, при двойных – более, чем на 70%. Таким образом, необходимо принятие ряда мер по увеличению значения передаваемой мощности в сечении.

Исходя из результатов расчета, можно сделать вывод о том, что рассчитанные допустимые перетоки удовлетворяют требованиям, предъявляемым к устойчивости энергосистем.

3 ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

3.1 Понятие динамической устойчивости энергосистемы

Динамическая устойчивость энергосистемы – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений без перехода в асинхронный режим (под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров).

Большие возмущения, появляющиеся в сложных электрических системах, чаще всего вызываются отключениями мощных нагрузок или несущих нагрузку генераторов, трансформаторов, линий электропередач. К еще более резким изменениям режима приводят короткие замыкания, при которых изменения мощности на отдельных участках системы могут быть соизмеримы с величиной суммарной мощности всей системы. Короткие замыкания в зависимости от места системы (в котором они происходят) и их вида (трехфазные, двухфазные и т.д.) могут приводить к различным изменениям передаваемой мощности – сбросам мощности. Они, следовательно, различны по своей тяжести. Наиболее тяжелым является трехфазное короткое замыкание, полностью прерывающее передачу мощности через тот элемент, на котором эта авария произошла. Место короткого замыкания в сильной степени влияет на тяжесть аварии в отношении как величины токов короткого замыкания, так и воздействия на устойчивость системы. Чем дальше короткое замыкание от источников энергии, тем, как правило, меньше токи короткого замыкания. Чем симметричнее место короткого замыкания по отношению к генераторам системы, тем легче авария в смысле ее влияния на устойчивость системы. Это объясняется тем, что при одинаковом сбросе мощности генераторы в равной мере ускоряются и остаются устойчивыми относительно друг друга.

3.2 Методика расчета динамической устойчивости

Расчет динамической устойчивости сводится к проверке сохранения устойчивости энергетической системы при наиболее тяжком нарушении режима коротком замыкании и его последующим отключением релейной защитой. Длительность короткого замыкания определяется характеристиками релейной защиты и выключателей. Расчеты базируются на дифференциальных

уравнениях движения, учитывающих как электромеханические процессы (изменения углов сдвига роторов отдельных генераторов, тормозящих моментов на их валах, скольжений асинхронной нагрузки), так и электромагнитные переходные процессы.

Для расчета динамической устойчивости использована полная схема ОЭС Востока. Наглядно выбранное сечение можно отобразить на рисунке 3.1 с помощью эквивалентной схемы. При проверке устойчивости системы необходимо выделить точку, в которой замыкание наиболее опасно и для нее провести расчеты. Наиболее тяжелыми для данного сечения в результате исследований будут короткие замыкания вблизи шин Бурейской ГЭС, что обусловлено близостью генераторов [1, 13].

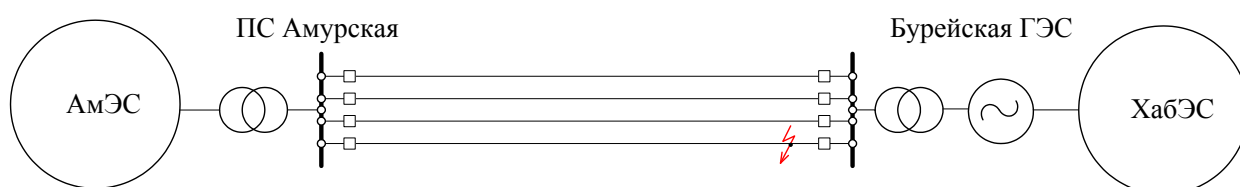


Рисунок 3.1 – Эквивалентная схема энергосистемы

При расчетах режимов составляется комплексная схема замещения, содержащая аварийный шунт. Значения шунтов обозначены в таблице 3.1. Трехфазное КЗ в сетях 500 кВ не рассматривается.

Таблица 3.1 – Сопротивления шунтов у шин Бурейской ГЭС

Место КЗ	Сопротивление шунта в зависимости от вида КЗ, Ом		
	Однофазное КЗ	Двухфазное КЗ на землю	Трехфазное КЗ
ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС	44,1	10,35	–
ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	12,31	2,64	0,1

При отсутствии в системе шин неизменного по частоте и величине напряжения (шин бесконечной мощности) исследование динамической устойчивости сводится к рассмотрению относительного движения генераторов сложной системы. Предполагается, что одинаковое изменение всех углов,

указывая на изменение частоты в системе, свидетельствует о ее динамической устойчивости, т.е. устойчивости в той стадии переходного процесса, где изменение частоты еще не стало решающим. Такую устойчивость называют синхронной динамической устойчивостью.

Синхронную машину в установившемся режиме можно рассматривать как источник напряжения E_0' . Расчет для удобства и наглядности показателей можно вести в системе относительных единиц (обозначено «*», для удобства дальнейшего расчета знак «*» убирается), приняв базисные величины S_b и U_b .

Напряжение системы:

$$U_{*C} = \frac{U_C}{U_b}. \quad (3.1)$$

где U_C – напряжение на шинах системы.

Мощность, передаваемая в систему:

$$P_{*C} = \frac{P_C}{S_b}, \quad (3.2)$$

$$Q_{*C} = \frac{Q_C}{S_b} = P_{*C} \cdot \operatorname{tg} \varphi_C, \quad (3.3)$$

где P_C и Q_C – активная и реактивная мощность системы соответственно.

Для приведения остальных элементов передачи к базисным единицам используются формулы:

$$X_{*d}' = Xd' \cdot \frac{U_\Gamma^2 \cdot S_b}{S_\Gamma \cdot U_b^2} \cdot \left(\frac{1}{K}\right)^2 \cdot \frac{1}{n}, \quad (3.4)$$

$$X_{*d}'' = Xd'' \cdot \frac{U_\Gamma^2 \cdot S_b}{S_\Gamma \cdot U_b^2} \cdot \left(\frac{1}{K}\right)^2 \cdot \frac{1}{n}, \quad (3.5)$$

$$X_{*T} = \frac{U_K \cdot S_b \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_\Gamma \cdot U_b^2} \cdot \frac{1}{n}, \quad (3.6)$$

$$X_{*л} = X_{л} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (3.7)$$

$$T_{*J} = T_J \cdot \frac{S_{\Gamma}}{S_{\delta}} \quad (3.8)$$

где X_d' – переходное сопротивление генератора;

X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

U_{Γ} – напряжение на шинах генератора;

S_{Γ} – полная мощность генератора;

n – количество генераторов;

X_{Γ} – реактивное сопротивление трансформатора;

U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{ВН}$ – напряжение обмотки высшего ВН трансформатора;

$X_{л}$ – реактивное сопротивление ЛЭП;

T_J – постоянная времени системы турбина–ротор.

Схема замещения электрической сети для расчета нормального режима работы, отображена на рисунке 3.2.

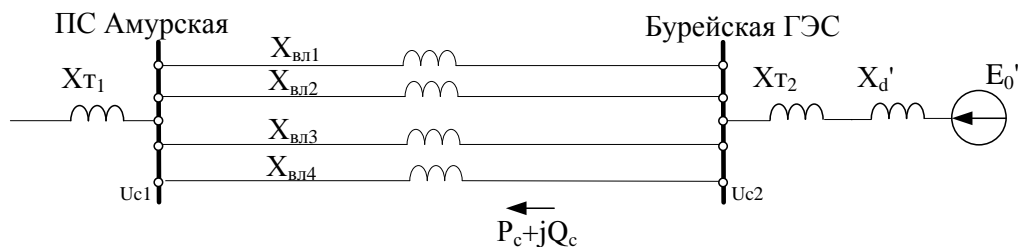


Рисунок 3.2 – Схема замещения электрической сети для нормального режима

Суммарное сопротивление между шинами генераторов Бурейской ГЭС и ПС Амурская :

$$X_C = X_{T1} + X_{ВЛ} + X_{T2}. \quad (3.9)$$

Напряжение генератора:

$$U_{Г0} = \sqrt{\left(U_C + \frac{Q_C \cdot X_C}{U_C}\right)^2 + \left(\frac{P_C \cdot X_C}{U_C}\right)^2}. \quad (3.10)$$

Эквивалентная ЭДС:

$$E_0' = \sqrt{\left(U_{ГО} + \frac{Q_0 \cdot X_d'}{U_{ГО}}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_d'}{U_{ГО}}\right)^2}. \quad (3.11)$$

Рассмотрим переходной процесс при КЗ одной из цепей ЛЭП с последующим ее отключением. Составим схему замещения электропередачи для аварийного режима и определим суммарное сопротивление в зависимости от вида КЗ. Схему замещения можно получить, если в точку КЗ включить шунтирующее сопротивление X_K , значение которого зависит от вида КЗ (таблица 3.1).

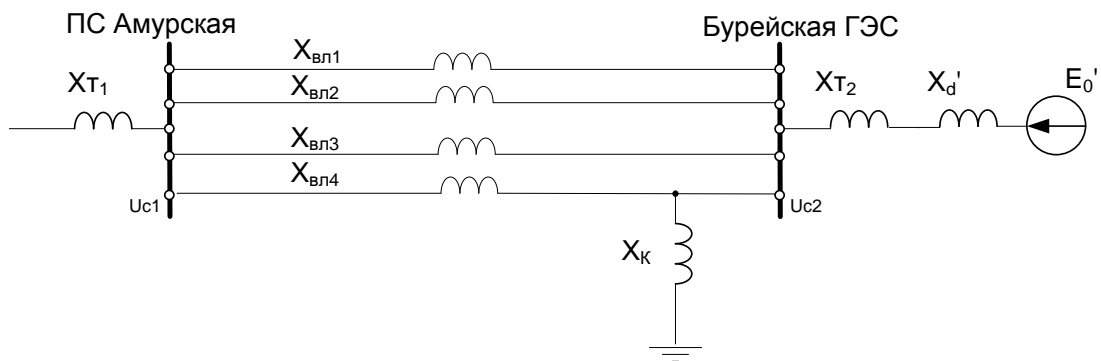


Рисунок 3.3 – Схема замещения электрической сети для аварийного режима

В схеме замещения послеаварийного режима аварийный шунт отключен, схема имеет вид, показанный на рисунке 3.4, сопротивления линий увеличиваются.

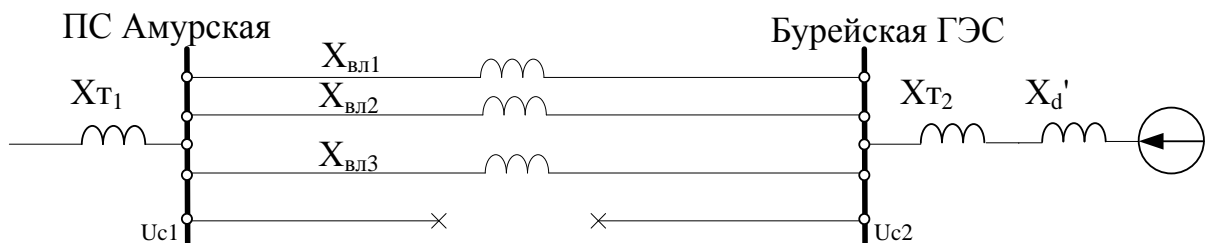


Рисунок 3.4 – схема замещения электрической сети для ПАВ режима

Амплитуду характеристики мощности определяет индуктивное сопротивление системы.

Общая формула для нахождения амплитуды мощности имеет вид:

$$P_m = E_O'^2 \cdot Y_{11} \cdot \sin \alpha_{11} + E_O' \cdot U_C \cdot Y_{12} \cdot \sin(\delta_O' - \alpha_{12}). \quad (3.12)$$

где Y_{11} и Y_{12} – собственная и взаимная проводимости схемы замещения;
 δ – угол между векторами ЭДС и напряжения.

Определим предельный угол отключения КЗ:

$$\cos \delta_{откл}' = \frac{P_O \cdot (\delta_{крит}' - \delta_O') + P_m^{ПAB} \cdot \cos \delta_{крит}' - P_m^{AB} \cdot \cos \delta_O'}{P_m^{ПAB} - P_m^{AB}}, \quad (3.13)$$

где $\delta_{крит}' = 180 - \arcsin \frac{P_O}{P_m^{ПAB}}$

Представленная зависимость может быть определена из уравнения движения ротора – нелинейное дифференциальное уравнение, которое можно решить методом последовательных интервалов (численное интегрирование).

По выражению (3.12) строится угловая характеристика активной мощности генератора, которая будет иметь вид синусоиды, представленной на рисунке 3.4. Это графическая зависимость активной мощности P от угла δ .

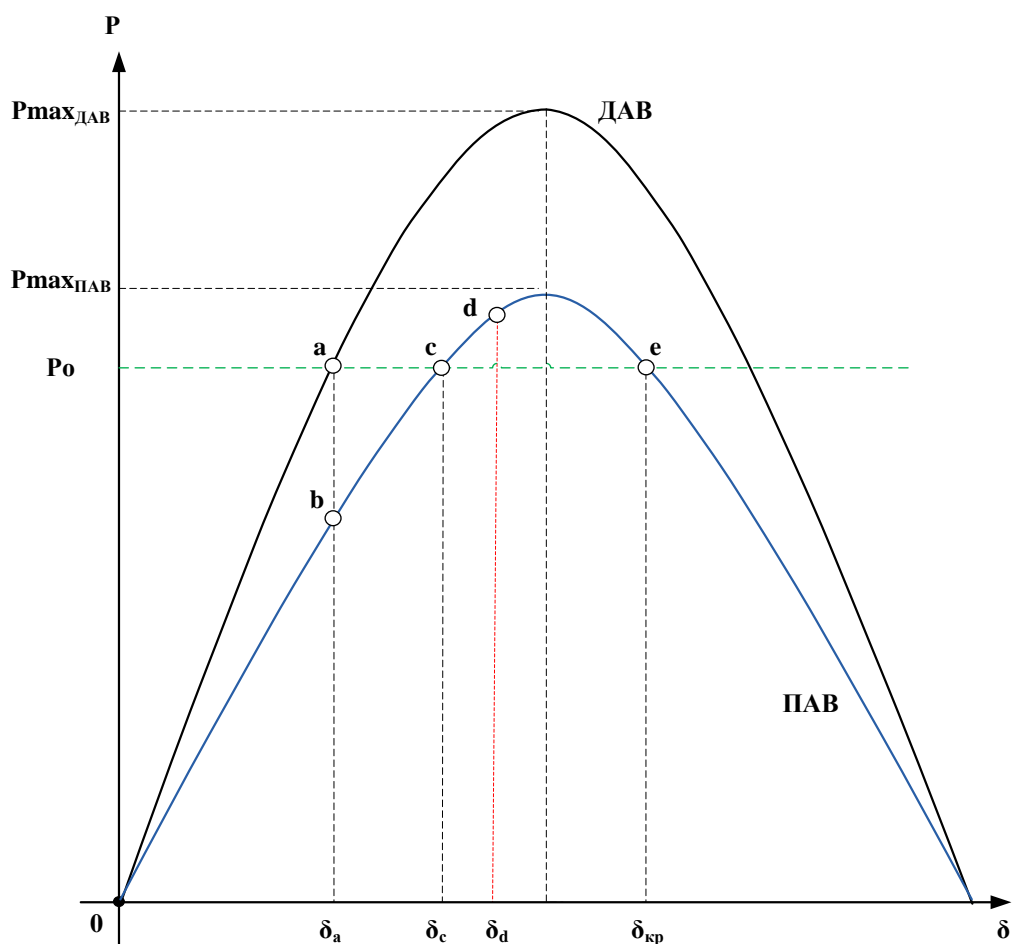


Рисунок 3.4 – Угловая характеристика генератора

При внезапном отключении ВЛ ротор генератора не успевает из-за инерции мгновенно изменить угол δ . Поэтому режим будет характеризоваться точкой *b* на угловой характеристике – ПАВ. После уменьшения его мощности возникает избыточный ускоряющий момент, под действием которого угловая скорость ротора, а следовательно, и угол δ увеличиваются. С увеличением угла мощность генератора возрастает по характеристике ПАВ. В процессе ускорения ротор генератора по инерции проходит точку *c*, после которой его вращающий момент становится опережающим. Ротор начинает затормаживаться и начиная с точки *d* его угловая скорость уменьшается. При этом возникают затухающие колебания нового установившегося режима, соответствующего точке *c*. Если угловая скорость ротора возрастает до значения, соответствующего точке *e* или другим точкам на нисходящей части характеристики, то генератор выпадает из синхронизма. Следовательно об изменении устойчивости системы можно судить по изменению угла δ во времени.

3.3 Расчет динамической устойчивости энергосистемы

Максимально допустимый переток мощности в любом сечении в рассматриваемом режиме должен не превышать предельного по динамической устойчивости перетока в том же сечении при всех нормативных возмущениях с учетом действия ПА:

$$P_M \leq P_{пр}^{дин} - \Delta P_{нк}, \quad (3.14)$$

где $P_{пр}^{дин}$ – предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

$\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

Расчет и анализ режимов производим в ПК ДАКАР. Расчет установившегося режима осуществляется методом компенсирующих ЭДС без учета изменения частоты нормальных, предельных и послеаварийных режимов, что производится с помощью реализации соответствующего задания в ПК. Для сохранения эквивалентности компенсирующий источник должен изменять свою ЭДС в зависимости от параметров цепи. Таким образом вся система остается сбалансирована [1, 14].

Задание характеризует одно из нормативных возмущений, представленных в таблице 2.1. Расчет производим от самого легкого к сложному, при этом соблюдая для различных схем определенные группы возмущений. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики будут аналогичны, как и при расчете статической устойчивости.

Для нахождения предельно-допустимого перетока по динамической устойчивости были исследованы все группы нормативных возмущений, наиболее тяжелые систематизированы и сведены в таблицы 3.1 и 3.2. Расчетная часть схемы изображена на рисунке 3.3. Синим изображены ВЛ 220 кВ, красным – 500 кВ. Нерегулярные колебания так же примем 100 МВт. Согласно таблице 2.4 для нормальных схем рассматриваем нормативные возмущения I, II и III группы, для ремонтных – I и II.

Задание на отключение ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя (В2) для нормальной схемы будет иметь вид:

- включить шунт в узле (3565 Бурейская ГЭС), $t=0,1$. $X_k=10,35$;
- отключить ветвь (3530-3532), $t=0,26$;
- отключить ветвь (3532-3565), $t=0,48$;
- отключить ветвь (3565-3560), $t=0,48$;
- отключить ветвь (3563-3564), $t=0,48$;
- отключить ветвь (3564-3551), $t=0,48$.

Задание на отключение ВЛ 220 кВ на транзите ПС Амурская – ПС Завитая основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ при ремонте ПС Амурская – Бурейская ГЭС будет иметь вид:

- включить шунт в узле (3481 ПС Завитая), $t=0,1$. $X_k=2,64$;
- отключить ветвь (3474-3475), $t=0,36$;
- отключить ветвь (3481-3475), $t=0,36$;
- отключить шунт в узле (3481 ПС Завитая), $t=0,36$;
- включить ветвь (3474-3475), $t=4,36$;
- включить ветвь (3481-3475), $t=4,36$;
- включить шунт в узле (3481 ПС Завитая), $t=4,36$;
- отключить ветвь (3474-3475), $t=4,62$;
- отключить ветвь (3481-3475), $t=4,62$;
- отключить шунт в узле (3481 ПС Завитая), $t=4,62$.

Для остальных нормативных возмущений построение заданий аналогично.

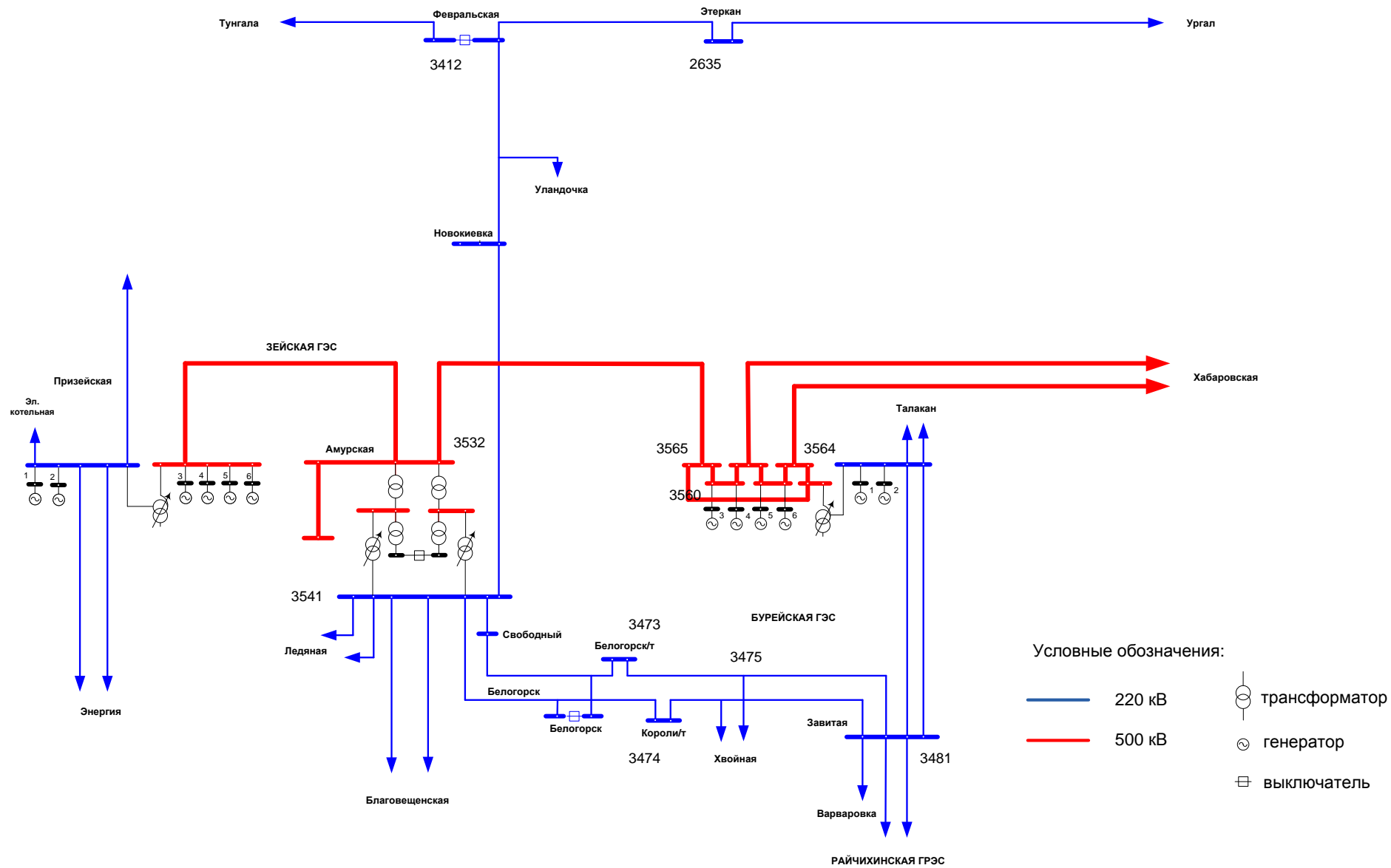


Рисунок 3.5 – Расчетная часть схемы энергосистемы

Таблица 3.1 – Результаты расчета динамической устойчивости на зимний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	Р _{пр} – Р _{нк} , МВт		Расчетное возмущение	Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики, МВт
	без ПА	с ПА		
нормальная схема	450	600	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	300
	450	640		200
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	600	820	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	300	500		200
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	50	390	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	600
	90	350		400
ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	580	760	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	260	530		400
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	250	530	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	105	350		400
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	90	200	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	300
	110	320		400

Таблица 3.2 – Результаты расчета динамической устойчивости на летний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	Рпр -Рнк		Расчетное возмущение	Объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики, МВт
	без ПА	с ПА		
нормальная схема	320	700	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	600
	450	810		400
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	300	350	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	430	720		400
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	80	160	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	300
	150	330		200
ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	460	700	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	330	570		400
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	190	420	Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	300
	300	530		400
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	60	330	Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ на землю с отказом одного выключателя	300
	100	225		200

Переток активной мощности в нормальной схеме без ПА равен 450 МВт в обоих направлениях. Расчетным возмущением является возмущение III группы – отключение ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя на СШ Бурейской ГЭС. При этом Наименьшее значение предельного перетока активной мощности будет достигнуто при одиночном ремонте ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, расчетным возмущением является отключение одной ВЛ 220 кВ на транзите ПС Амурская – Завитая. Переток в прямом направлении не должен превышать 50 МВт и 390 МВт без учета действия автоматики и с ее учетом соответственно. В обратном – 90 МВт и 350 МВт аналогично. Управляющие воздействия ПА в ремонтных схемах увеличивают значения предельного перетока активной мощности в сечении в среднем на 100-150 МВт. (таблица 3.1).

Переток активной мощности в нормальной схеме имеет следующие значения: без ПА 320 МВт в прямом и 450 МВт в обратном направлениях, с ПА – 700 МВт и 810 МВт аналогично. Нормативным возмущением для этой схемы является возмущение III группы – отключение ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом одного выключателя на СШ Бурейской ГЭС. Наименьшее значение предельного перетока активной мощности получено при ремонте ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС, расчетным возмущением является отключение одной ВЛ 220 кВ на транзите ПС Амурская – Завитая. При этом переток в прямом направлении без ПА ограничен 80 МВт, с ПА – 160 МВт, обратном – не должен превышать 150 МВт и 330 МВт без учета действия автоматики и с ее учетом соответственно. Действие ПА повышает допустимый переток в среднем на 150-200 МВт (таблица 3.2).

Анализ показывает, что наиболее неустойчивы схемы при работе одной ВЛ 220 кВ вследствие наложения аварийного режима на ремонт. Перетоки в этих случаях снижаются до недопустимо малых значений.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ УСТОЙЧИВОСТИ ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ

Максимально-допустимые перетоки в выбранном сечении должны удовлетворять шести условиям, перечисленным в первых разделах. Таким образом, область планируемых и максимальных режимов не должна выходить за пределы наименьших из полученных ограничений. На рисунке 4.1 показана угловая характеристика, отображающая основные значения мощностей, необходимых для удовлетворительной работы системы. Для графиков до и послеаварийных режимов (ДАВ и ПАВ) показаны критерии оценки устойчивости с запасом по активной мощности для нормальных (20% $P_{дав}$ и 8% $P_{пав}$) и вынужденных (8% $P_{дав}$) режимов, а так же возможная величина управляющих воздействий противоаварийной автоматики ($\Delta P_{па}$).

Все данные, полученные в результате расчетов статической и динамической устойчивости выбранного сечения, были сведены в общие таблицы 4.1 и 4.2 для зимнего и летнего периодов. Таким образом, получены максимально и аварийно допустимые перетоки активной мощности с работой противоаварийной автоматики и без нее.

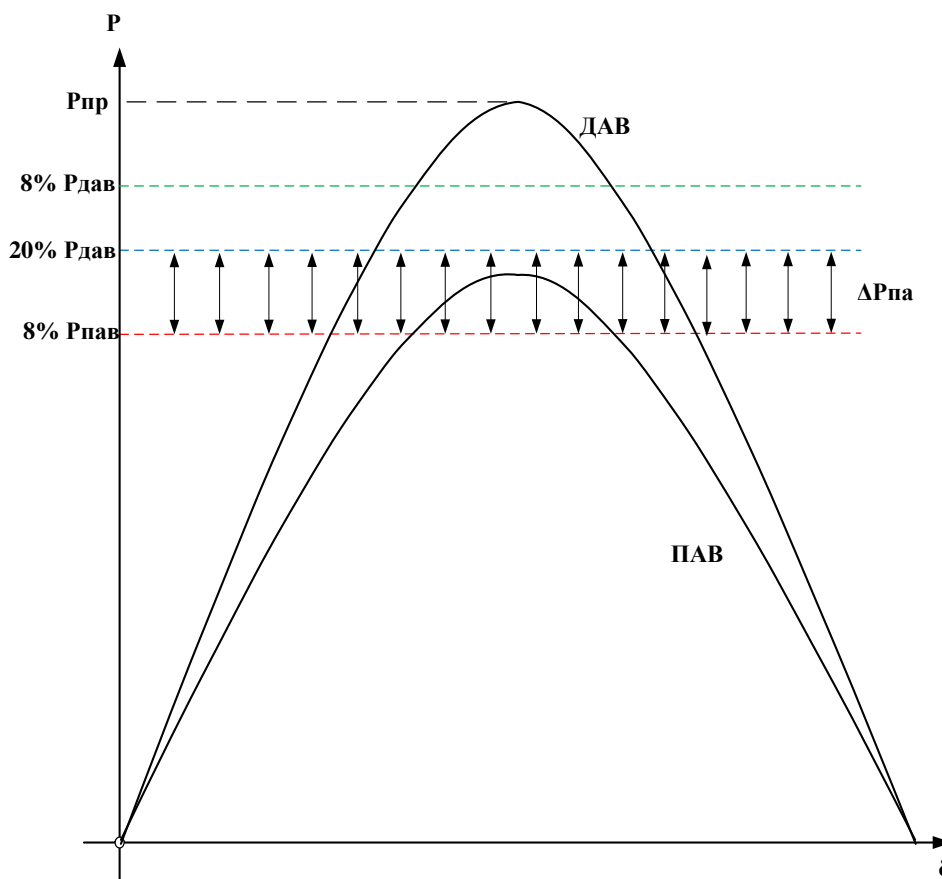


Рисунок 4.1 – Угловая характеристика генератора

Данные сводных таблиц показывают максимально-допустимые перетоки активной мощности по сечению при различных схемах в обоих направлениях. Красным цветом выделены значения МДП, ограниченные динамической устойчивостью, зеленым – допустимой токовой нагрузкой.

Таблица 4.1 – Результаты расчета результирующей устойчивости на зимний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	МДП без ПА	МДП с ПА	АДП	
			без ПА	с ПА
нормальная схема	415	600	415	940
	405	580	425	625
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	330	820	330	1075
	285	500	285	730
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	50	190	175	190
	90	330	225	330
ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	195	760	195	965
	260	530	885	885
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	45	530	45	970
	100	350	120	720
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	40	200	95	200
	70	280	70	280

В зимний период максимально-допустимые перетоки активной мощности в большинстве схем без учета работы ПА ограничены статической аperiodической устойчивостью. Противоаварийная автоматика позволяет увеличить их на величину управляющих воздействий, и с ее учетом МДП уже ограничивает динамическая устойчивость.

Максимально-допустимый переток прямого направления без учета работы ПА в нормальной схеме ограничен соблюдением допустимой токовой нагрузки оборудования и не должен превышать 415 МВт. При работе ПА –

нормативным возмущением III группы и увеличен до 600 МВт. В обратном направлении МДП составляет 405 МВт, с учетом ПА – 580 МВт.

При ремонтах ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан, одной ВЛ на транзите Амурская – Завитая, а так же ремонте транзита МДП с учетом работы ПА ограничен динамической устойчивостью при нормативных возмущениях II группы. Для ремонта ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС динамика ограничивает работу сети без учета ПА в обоих направления перетока активной мощности. Одновременный ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли – Завитая ограничен динамической устойчивостью только в прямом направлении при условии работы ПА.

Таблица 4.2 – Результаты расчета результирующей устойчивости на летний период 2012-2013 гг.

Вид схемы	МДП без ПА	МДП с ПА	АДП	
			без ПА	с ПА
нормальная схема	320	620	400	620
	380	700	405	405
ремонт ВЛ 220 кВ Февральская - Этеркан	105	305	400	400
	330	720	330	855
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская - Бурейская ГЭС	80	90	125	125
	150	240	240	240
ремонт 1 ВЛ 220 кВ на транзите Амурская - Завитая	105	345	415	415
	240	570	240	840
ремонт транзита 220 кВ Амурская - Завитая	20	320	380	380
	65	530	805	805
ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли - Завитая	15	200	200	200
	40	210	210	210

В летний период МДП большинства схем ограничен статической апериодической устойчивостью.

В нормальной схеме при прямом направлении перетока активной мощности МДП без ПА составляет 320 МВт при нормативном возмущении III группы, с учетом работы ПА – 620 МВт при условии соблюдения допустимой токовой нагрузки оборудования. В обратном направлении выполняется соблюдение запаса устойчивости по активной мощности при аварийных возмущениях.

При ремонтах ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан, одной ВЛ на транзите Амурская – Завитая, а так же ремонте транзита МДП с учетом работы ПА переток в обратном направлении ограничен динамической устойчивостью при нормативном возмущении II группы. Для ремонта ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС динамика ограничивает работу сети без учета ПА в обоих направлениях перетока. Ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС и ВЛ 220 кВ Короли – Завитая ограничен только статической устойчивостью.

Выбранное сечение позволяет передавать электроэнергию не только в Амурскую область, но и КНР, а так же при дефиците мощности в Южно-Якутский энергорайон. Таким образом встает резкая необходимость увеличения пропускной способности ВЛ, особенно при ремонте ВЛ 500 кВ и двойных ремонтах.

5 МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП

5.1 Необходимость разработки новых методов

Значительное увеличение спроса на электроэнергию за последние 10 лет требует постоянного расширения или обновления распределительных сетей энергоснабжающих предприятий. Для удовлетворения всё более растущих потребностей электросетевые компании вынуждены постоянно модифицировать существующие сети. Отсюда возникает необходимость существенного повышения передаваемой мощности воздушных линий.

Для повышения технико-экономических показателей ЛЭП необходимо их развитие в следующих направлениях:

- строительство компактных ВЛ с применением новых конструкций опор, позволяющих повысить пропускную способность ЛЭП;
- повышение нагрузочной способности и снижение провеса проводов ВЛ;
- повышение номинального напряжения ВЛ;
- повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий;
- замена традиционных марок проводов на провода с улучшенными эксплуатационными характеристиками (термостойкие провода, провода с уменьшенным провесом);
- непрерывный контроль пропускной способности ВЛ;
- применение ВЛПТ.

5.2 Методы повышения технико-экономических показателей ЛЭП

5.2.1 Строительство новых линий

В этом случае возможны следующие варианты:

- размещение дополнительной линии на существующих опорах;
- строительство новой линии в том же коридоре.

Предпочтительным является размещение дополнительной линии на существующих опорах из-за нехватки ширины полосы отчуждения и появления возможности повышения напряжения или увеличения числа цепей на одной опоре. С другой стороны, простейшим и самым эффективным методом «усиления» электрической сети является прокладка новых ВЛ в существующих

коридорах с использованием усовершенствованных видов проводов повышающих пропускную способность линий. Однако в промышленно развитых странах экономически более целесообразна реконструкция действующих ВЛ [15].

На сегодняшний день по проекту инвестиционной программы ФСК ЕЭС на 2012-2014 гг ведется строительство второй ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская, окончание строительства планируется на 2013 г. Это позволит усилить электрические связи линий Зейская ГЭС – ПС Амурская, но наряду с наличием двух ВЛ 500 кВ по направлению Бурейская ГЭС – ПС Хабаровская выбранное сечение окажется «запирающим». Поэтому ФСК ЕЭС была разработана схема и программа развития Единой энергосистемы России на 2012-2018 гг, согласно которой к 2017 году планируется строительство и ввод в эксплуатацию еще одной ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – ПС Амурская. Строительство новых ВЛ 500 кВ позволит увеличить общую пропускную способность выбранного сечения.

5.2.2 Повышение нагрузки действующей линии и снижение провеса проводов

Наиболее оптимальное решение при повышении пропускной способности действующих линий – сохранение имеющихся проводов, так как замена проводов связана с большим перерывом в работе ВЛ. При сохранении прежних проводов требуется изменить для них верхнюю рабочую температуру в пределах, допустимых по статистике погодных условий, при этом дополнительный нагрев проводов ограничивается их провесом и техническими условиями старения материала проводов. Особенно отчетливо это можно проследить при расчете статической устойчивости, где максимально допустимая токовая нагрузка ограничена «негабаритом» (таблица 2.3, 5.5).

Стандартные алюминиевые сплавы могут продолжительно работать при температурах 90°-100°С. При долгосрочном повышении нагрузочной способности, простейший выход – увеличение нагрузки на существующие провода, но при этом необходимо учитывать увеличение провеса в пролетах и возможности соединительных зажимов. Наибольшие ограничения связаны с условием увеличения провеса проводов и соответственно уменьшения расстояния до земли в пролете. При этом необходимо оценивать возможные значения температуры провода, особенно в пролетах с критическим провесом.

Для ограничения провеса провода при увеличении нагрузки применяются следующие меры:

- повышение натяжения провода;
- изменение конструкции подвески;
- укорочение изолирующей подвески без уменьшения ее электрической прочности.

Увеличение провеса провода может быть допущено путем подъема точки подвеса провода – замена поддерживающей гирлянды на натяжную. Возможность повышения нагрузки с помощью увеличения провеса провода на существующей линии зависит от максимально допустимой температуры, длины пролета и типа провода. Натяжение провода может быть снижено уменьшением длины пролета в критических зонах, установкой подпорок в середине пролета или критических местах линии (длинный пролет, неудобный рельеф местности, участки с повышенной солнечной радиацией).

Другой способ уменьшения провеса при нагревании провода – увеличение его натяжения с ростом температуры. Устройство SLiM (Sagging Line Mitigator) разработанное институтом EPRI, США, принцип работы которого заключается в принудительном изменении длины провода в пролете при его нагреве или охлаждении. В настоящее время в ряде случаев традиционные методы увеличения расстояния проводов до земли (подъем проводов и повышение опор) дешевле применения устройства SLiM.

5.2.3 Замена проводов

Наиболее эффективный метод повышения пропускной способности ВЛ – применение усовершенствованных типов проводов. Конструкции проводов с высокой термостойкостью и малым весом позволяют без какой-либо реконструкции опор повысить пропускную способность линии вдвое и более.

Применение обычных типов проводов большого сечения – наиболее простой способ. Основное ограничение в этом случае – рост массы провода, это требует усиливать конструкцию линии (опоры, фундаменты, изолирующую подвеску). Другим ограничивающим фактором являются ветровая и гололедная нагрузка, усиливающаяся из-за увеличения поверхности провода.

Применение трапецеидальных Z-образных проволок проводящей части вместо круглых (при том же сечении – меньшая поверхность провода) позволяет уменьшить ветровую и гололедную нагрузку. Такой провод имеет

малое аэродинамическое сопротивление и сниженные потери энергии на корону, а также обладает повышенной нагрузочной способностью и уменьшенным коэффициентом лобового сопротивления ветру.

Термостойкие провода. Виды термостойких проводов определяются свойствами сердечника и токопроводящих жил (алюминий и его сплавы), а их применение целесообразно при условии, что их стоимость не превышает расходы на усиление конструкции линии. Обычные провода имеют предел по нагреву 90-100°C из-за потери механических свойств алюминия при более высоких температурах. Алюминий после отжига становится мягким, его прочность снижается, но растяжимость увеличивается, это снижает риск обрыва провода. Высокую температуру провода допускают сплавы алюминия с цирконием.

Например, увеличение пропускной способности достигается установкой проводов TACSR/ACS и TACSR/HICIN производимых австрийской компанией «Lumpi-Berndorf» и GTACSR, производимых японской компанией «J-Power». Эти провода устойчивы к высокой температуре, могут в условиях продолжительного времени нести более высокую токовую нагрузку, чем традиционные сталеалюминиевые провода.

Алюминиевый Проводящий Композитный Усиленный провод (Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR)). В проводе используется сердечник из металлокомпозита, в обертке из высокотемпературных алюминий-цирконидных (Al-Zr) проводов - конструкция, где и композитный сердечник, и наружные пучки Al-Zr дают вклад в прочность кабеля и повышение проводимости.

5.2.4 Применение ВЛ постоянного тока и устройств типа FACTS

Применение воздушных линий электропередачи постоянного тока в условиях рынка – эффективное решение многих проблем в электрических сетях: повышение надежности, безопасности и экономичности передачи электроэнергии. При передаче электроэнергии на дальние расстояния многие проблемы в таких сетях решаются с помощью ВЛПТ, позволяющих связать асинхронно работающие системы и эффективно регулировать потоки мощности. Для ВЛ экономичность ВЛПТ преобладает при дальности передачи 800-1000 км и более, для кабельных линий – 50 км и более.

Таким образом, для удобства экспорта электроэнергии к КНР на ПС 500 кВ Амурская установлена ВЛПТ, по линии 500 кВ ПС Амурская – ПС Хэйхе передается мощность до 750 МВт.

Существующий во многих электрических сетях на протяжении многих лет дефицит инвестиций вынуждает создавать линии электропередач нового типа с повышенной пропускной способностью – устройств типа FACTS (гибкие системы передачи переменного тока FACTS — Flexible AC Transmission Systems). К устройствам типа FACTS относятся управляемые шунтирующие реакторы (УШР); статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК); управляемые устройства продольной компенсации (УУПК); управляемые фазоворотные устройства (ФПУ); статические компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ); последовательный регулятор мощности (ПРМ), объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ), вставки и линии электропередачи постоянного тока (ВПТ и ППТ).

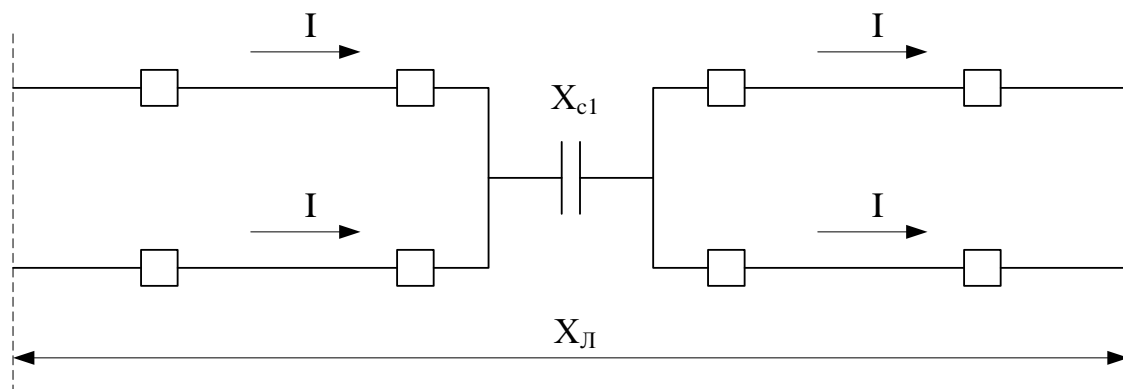


Рисунок 5.1 Общая схема компенсации двух цепей

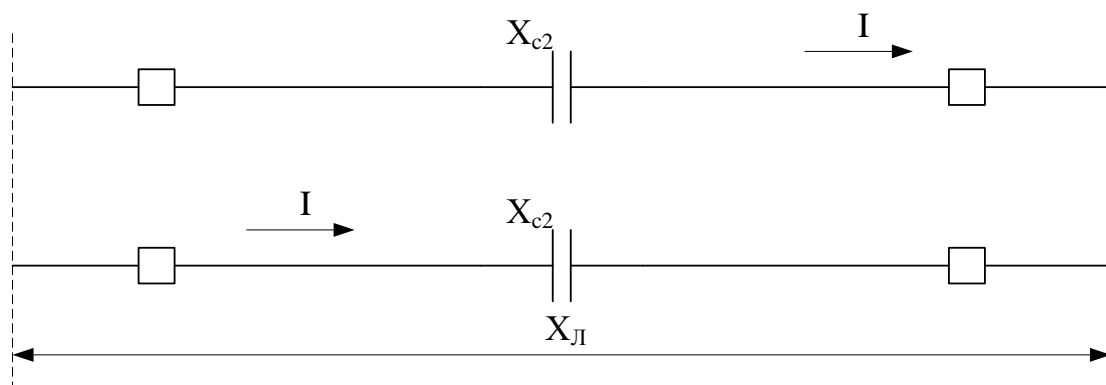


Рисунок 5.2 Индивидуальная схема компенсации каждой цепи
($X_{л}$ сопротивление двух цепей)

Повышение пропускной способности любой линии электропередачи можно достичь установкой в коридоре существующей линии дополнительных конденсаторов, включенных в схему последовательной компенсации. Последовательно включенный конденсатор снижает реактивное сопротивление линии электропередачи (ЛЭП) с промышленной частотой (50 Гц), одновременно отдавая в сеть реактивную мощность.

Включение конденсаторов последовательной компенсации может быть осуществлено по двум основным схемам: компенсации обеих линий и индивидуальной компенсации каждой из цепей.

Мощность устройств компенсации при компенсации обеих линий, исходя из рабочего тока $2I$:

$$Q_1 = 4 \cdot I^2 \cdot X_{C1}. \quad (5.1)$$

Сопротивление X_{C1} при заданной величине компенсации K_C , %:

$$X_{C1} = \frac{K_C}{100} \cdot 2 \cdot \frac{X_L}{2} = K_C \cdot X_L. \quad (5.2)$$

Тогда:

$$Q_1 = 4 \cdot I^2 \cdot K_C \cdot X_L. \quad (5.3)$$

Мощность устройств компенсации при индивидуальной компенсации с учетом послеаварийного режима, когда один участок отключается, а по второму протекает ток $2I$:

$$Q_2 = 2 \cdot 4 \cdot I^2 \cdot X_{C2} = 8 \cdot I^2 \cdot X_{C2}, \quad (5.4)$$

$$X_{C2} = 2 \cdot K_C \cdot X_L, \quad (5.5)$$

$$Q_2 = 16 \cdot I^2 \cdot K_C \cdot X_L. \quad (5.6)$$

При подключении по первой схеме в послеаварийном режиме компенсация меньше [15].

5.3 Пропускная способность сечения

Пропускная способность электрических связей 220-500 кВ Бурейская ГЭС – ПС 500 кВ Амурская ограничена несколькими факторами.

Токовая нагрузка оборудования ограничивает МДП без ПА в нормальных и ремонтных схемах как в зимний, так и в летний периоды. При температуре окружающей среды ниже 15°C МДП ограничивается номинальным током трансформаторов тока, установленных на ПС Амурская (1000А), на ПС Февральская, ПС Этеркан, ПС Короли/т, ПС Белогорск/т и ПС Завитая (600А). При температуре выше указанной, переток ограничивается уже длительно допустимой токовой нагрузкой ВЛ, превышение которой может привести к перегреву, удлинению, провисанию, преждевременному износу и старению провода, отклонению его от намеченных габаритов, вследствие чего возможно возникновение аварии. Для увеличения активной мощности, передаваемой по сечению, необходимо произвести замену ТТ и устранить негабарит способами, представленными в п.5.2.

Для контроля тока в электрооборудовании и его ограничения при превышении допустимого уровня необходимо внедрение автоматики ограничения перегрузки оборудования, предназначенной для ограничения повышения тока в электрооборудовании сверх допустимых значений.

Методом увеличения МДП, ограниченного коэффициентом запаса активной мощности по статической устойчивости может служить противоаварийная автоматика, настроенная на отключение генераторов и нагрузки – ОГ и ОН, что и используется в настоящее время, а так же устройства FACTS.

Коэффициент запаса по динамической устойчивости ограничивает МДП в зимней и летней схемах, как с ПА, так и без нее. Для этого ограничения средством увеличения перетока активной мощности может служить электрическое торможение гидрогенераторов.

5.4 Мероприятия по повышению МДП, ограниченного допустимой токовой нагрузкой

5.4.1 Замена трансформаторов тока

Трансформаторы тока, установленные на сетевых элементах выбранного сечения ограничивают максимально допустимый переток активной мощности за счет низкого значения номинального тока первичной обмотки. На ВЛ 220 кВ установлены ТТ ТФМ-220-2УХЛ1 и ТФЗМ-220Б-3У1, на ВЛ 500 кВ – ТФНКД-500-2-1000 (новое название ТФЗМ-500Б-1У1). При замене ТТ номинальный ток первичной обмотки должен быть равен указанному в таблице 5.4.

Таблица 5.3 – Параметры замены ТТ

Место установки ТТ	Тип трансформатора тока	Номинальный ток первичной обмотки	
		Установленного ТТ	Нового ТТ
ПС Февральская, ПС Этеркан, ПС Завитая, ПС Белогорск ПС Короли	ТФМ-220-2УХЛ1	600	750/1000
	ТФЗМ-220Б-3У1	600	1000
ПС Амурская	ТФЗМ-500Б-1У1	1000	2000

После замены ТТ допустимая токовая нагрузка на ВЛ будет равна указанной в таблице А.1 (выделено жирным шрифтом). Для проверки эффективности произведен расчет режимов для нормальных и ремонтных схем, МДП которых ограничен длительно допустимой токовой нагрузкой ТТ с перетоком активной мощности в прямом направлении. Для примера приведены расчеты схемы зимнего периода с перетоком активной мощности в прямом направлении без учета действия противоаварийной автоматики (таблица 5.4).

Замена ТТ приведет к увеличению передаваемой мощности в сечении в режимах и схемах, ограниченных допустимой токовой нагрузкой оборудования.

Таблица 5.4 – МДП без ПА до и после замены ТТ

Вид схемы	МДП без ПА до замены ТТ, МВт	МДП без ПА после замены ТТ, МВт
Нормальная схема	450	560
Ремонт ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	330	465
Ремонт 1 ВЛ на транзите Амурская – Завитая	195	245
Ремонт транзита 220 кВ Амурская – Завитая	45	70

В среднем увеличение перетока активной мощности составит 20-30%. В летних схемах МДП ограничен токовой нагрузкой проводов ЛЭП, поэтому эффективность замены ТТ снижается. Для ликвидации ограничений по допустимой токовой нагрузке проводов, связанных с отклонением от необходимых габаритов, можно принять меры по уменьшению стрелы провеса, описанные в разделе 5.2.3.

5.4.2 Установка автоматики ограничения перегрузки оборудования

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования.

Мероприятиями по ликвидации перегрузки могут являться:

- АВР (автоматический ввод резерва мощности) в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,
- ОН в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,
- ДРТ, ОГ электростанций в избыточной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с дефицитным районом энергосистемы,
- отключение с запретом АПВ (для линий электропередачи) перегруженного элемента сети при условии, что при этом не возникнут недопустимые режимы в других частях энергосистемы, которые не могут быть предотвращены и ликвидированы средствами ПА.

При перегрузке, превышающей допустимую, сигнал УВ должен формироваться с фиксированной выдержкой времени порядка 10-30 секунд (с возможностью оперативного регулирования) или в соответствии с зависимостью выдержки времени от величины перегрузки. Должно предусматриваться резервирование действия устройства АОПО на случай, если по каким-либо причинам перегрузка не была устранена после реализации УВ. При этом с дополнительной выдержкой времени должен формироваться сигнал на ввод других УВ или отключение перегруженного оборудования.

Величины ступеней УВ САОН представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.5 – Сводные данные по величинам мощности, подключенной к САОН на зимний период

Очереди САОН	Управляющие воздействия на ОН	Объем отключаемой мощности, МВт	Примечания
энергосистема Амурской области.			
1	ОНА1	100	Отключение нагрузки (потребителей) в Амурском энергорайоне
2	ОНА2	290	
энергосистема Хабаровского края и ЕАО.			
1	ОНХ1	90	Отключение нагрузки (потребителей) в левобережной части Хабаровского энергорайона
2	ОНХ3	190	
1	ОНХ2	85	Отключение нагрузки (потребителей) в правобережной части Хабаровского энергорайона
2	ОНХ4	190	

Уставки автоматики для разгрузки ВЛ Короли/т – Завитая с установкой АОПО на ПС Короли/т рассчитаны для температуры окружающей среды 25°С в направлении перетока активной мощности от шин ПС Короли/т к шинам ПС Завитая и обратно, будут иметь вид, представленный в таблице 5.6. При температуре окружающей среды в диапазоне 25-40°С необходим пересчет уставок в связи с ограничением допустимой токовой нагрузки проводов.

Пересчет значения токовой нагрузки осуществляется по формуле 5.7.

$$K = \sqrt{\frac{70 - T'}{45}}, \quad (5.7)$$

где K – коэффициент пересчета тока;

T' – заданное значение температуры (25-40°C).

Тогда необходимое значение тока будет иметь вид:

$$I' = I \cdot K, \quad (5.8)$$

где I' – искомое значение тока при температуре T' ,

I – значение тока при температуре $T=25^\circ\text{C}$.

Например, при температуре 35°C уставку срабатывания АОПО будет равна:

$$K = \sqrt{\frac{70 - 35}{45}} = 0,882, \quad (5.9)$$

$$I' = 0,882 \cdot 600 = 529,2. \quad (5.10)$$

Тогда уставка срабатывания АОПО при температуре окружающей среды $+35^\circ\text{C}$ будет равна 530 А.

Ступени УВ устройств АОПО позволяют снижать переток активной мощности в сечении при токе выше допустимого с временем отстройки равным 30 сек.

Таблица 5.6 – Уставки устройств АОПО на ПС Короли/т для ВЛ 220 кВ
Короли – Завитая при температуре 25°С

№ ступени	Уставка срабатывания, А	Выдержка времени, с.	Вид УВ
1	601	30	РТ ЗГЭС (50МВт) ЗТ БГЭС (50МВт)
	601		РТ БГЭС (50МВт) ЗТ ЗГЭС (50МВт)
2	601	60	РТ ЗГЭС (50МВт) ЗТ БГЭС (50МВт)
	601		РТ БГЭС (50МВт) ЗТ ЗГЭС (50МВт)
3	601	90	РТ ЗГЭС (50МВт) ЗТ БГЭС (50МВт)
	601		ОГ1 БГЭС (200МВт)
4	601	120	РТ ЗГЭС (50МВт) ЗТ БГЭС (50МВт)
	601		ОГ2 БГЭС (300 МВт) ОВПТ (300МВт)
5	601	150	ОГ1 ЗГЭС (100МВт)
	601		Откл ВЛ ОВПТ (300 МВт)
6	601	180	ОГ2 ЗГЭС (200МВт) ОНХ3 (200 МВт)
	601		–
7	601	210	Откл ВЛ ОНХ4 (200МВт)
	601		–

5.5 Мероприятия по повышению МДП, ограниченного динамической устойчивостью

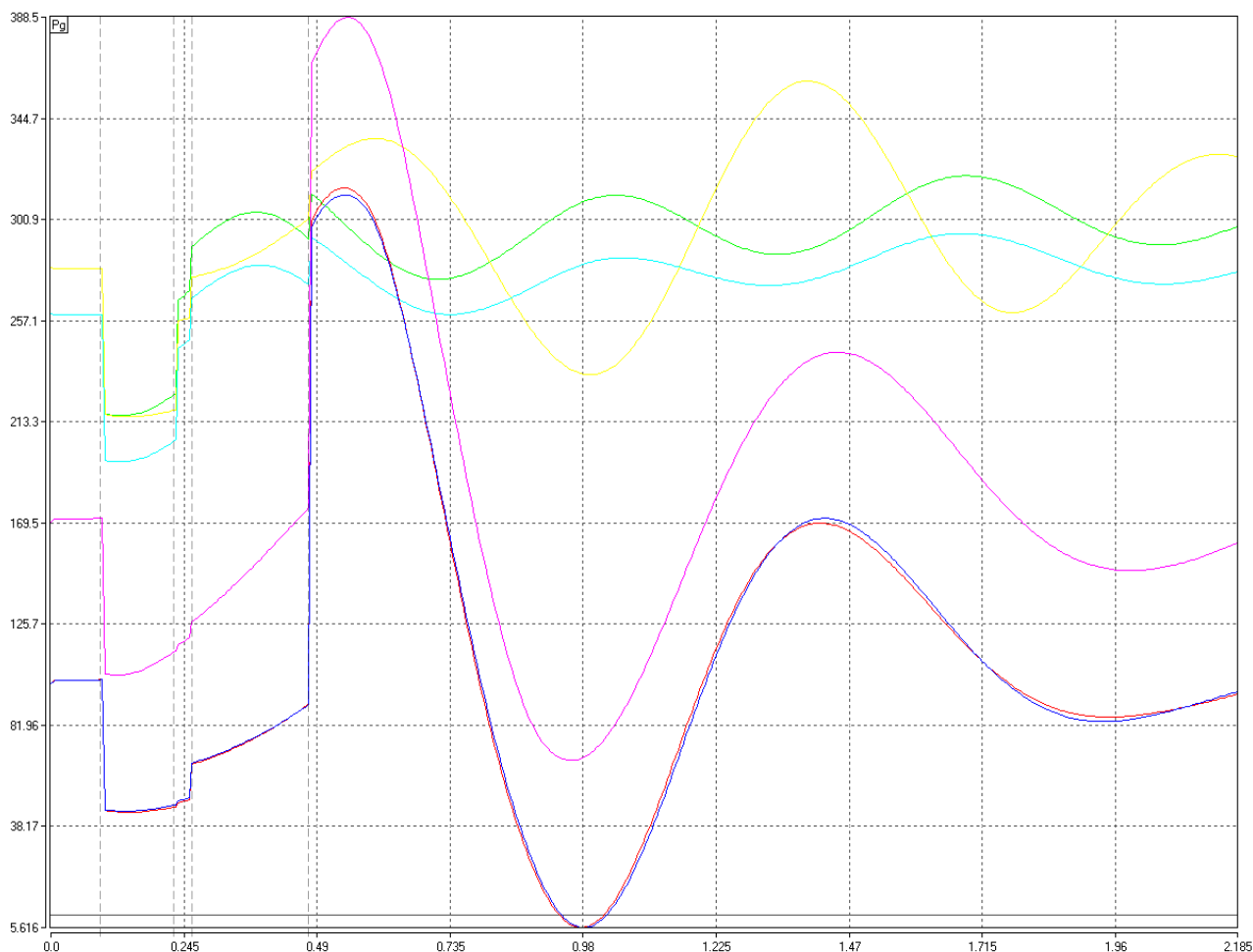
Под электрическим торможением (ЭТ) синхронных генераторов [13] понимается целенаправленное подключение нагрузочных (тормозных) сопротивлений либо изменение параметров схемы системы, например, сопротивлений некоторых заранее выбранных элементов схемы, влияющих на изменение нагрузки генераторов. ЭТ осуществляется подключением на генераторное напряжение активных тормозных сопротивлений (резисторов) через выключатели. В качестве тормозных сопротивлений можно использовать нихромовые ленты, токопроводящие электротехнические бетоны («бетелы») либо композитный материал «эком».

Для проверки эффективности применения ЭТ было смоделировано электроторможение на Зейской ГЭС, которое осуществляется включением тормозных резисторов на шины генераторов, с уставкой срабатывания автоматики по скольжению равной 0,05, а так же временем включения ($t_{\text{вкл}}=0,17$ сек.) и отключения ($t_{\text{выкл}}=2$ сек.) тормозных резисторов с сопротивлением 4,5 Ом. В качестве быстродействующих выключателей для осуществления ЭТ могут быть применены элегазовые или вакуумные выключатели (время срабатывания $t=0,04$ сек.). Длительность включения ЭТ выбирается автоматически в зависимости от интенсивности переходного процесса. В качестве параметра, определяющего интенсивность переходного процесса, принята сумма двух составляющих – скольжения S и приращения угла $\Delta\delta$. При положительном значении параметра ЭТ включается, при отрицательном – отключается.

Для примера расчета взята схема одиночного ремонта – ремонт ВЛ 220 кВ ПС Короли – Завитая, МДП в которой ограничен динамической устойчивостью. Направление перетока активной мощности от шин Бурейской ГЭС к ПС Амурская. Рассмотрено наиболее тяжелое возмущение – отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС действием УРОВ при однофазном КЗ на землю с отказом одного выключателя.

Из рисунка Б.1 видно, что при возникновении нормативного возмущения и перетоке активной мощности больше МДП динамическая устойчивость нарушается. Углы выбега генераторов избыточной части энергосистемы увеличиваются, дефицитной – уменьшаются. С применением ЭТ (рисунок Б.3) МДП увеличивается до значения 300 МВт.

На рисунке Б.2 и Б.4 изображены графики изменения активной мощности генераторов Бурейской и Зейской ГЭС во времени при возникновении аварийного возмущения. Подробно процесс изменения активной мощности генераторов представлен на рисунке 5.7.



— Г1 Зейская ГЭС — Г5 Зейская ГЭС — Г6 Зейская ГЭС
 — Г1 Бурейская ГЭС — Г5 Бурейская ГЭС — Г6 Бурейская ГЭС

Рисунок 5.7 – Изменение активной мощности генераторов гидроэлектростанций в начальный момент времени

При $t=0,1$ сек. – возникновение аварийного возмущения – однофазное КЗ на землю у шин Бурейской ГЭС на ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС;
 $t=0,17$ сек. – включение ЭТ на Зейской ГЭС;
 $t=0,26$ сек. – работа выключателя у шин ПС Амурская – отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС;
 $t=0,48$ сек. – работа УРОВ, отключение присоединений;
 $t=2$ сек. – выключение ЭТ на Зейской ГЭС.

Режим начинает устанавливаться при $t > 3$ сек. Применение ЭТ приводит к резкому спаду вырабатываемой мощности, что позволяет разгрузить сечение с минимальной выдержкой времени. Величины МДП с применением ЭТ и без него для нормативных возмущений представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – МДП без ПА до и после применения ЭТ

Вид схемы	МДП без ЭТ, МВт	МДП с ЭТ, МВт
Ремонт 1 ВЛ на транзите Амурская – Завитая	260	360
Ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС	90	115

Применение ЭТ отдельно от другой противоаварийной автоматики увеличивает максимально допустимый переток активной мощности в сечении на 100 МВт для схемы ремонта ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая на транзите Амурская – Завитая при отключении ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ. И на 25 МВт для схемы ремонта ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС при отключении ВЛ 220 кВ на транзите Амурская – Завитая действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя. Таким образом, ЭТ позволяет избежать излишних управляющих воздействий на отключение генераторов Зейской ГЭС и сохранять устойчивость системы при нормативных возмущениях.

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАМЕНЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НА ПОДСТАНЦИЯХ

6.1 Экономическая оценка эффективности замены трансформаторов тока на подстанциях

Экономическая оценка мероприятий по замене трансформаторов тока основывается на типовой методике оценки инвестиционных проектов.

При экономическом обосновании замены трансформатора тока критерием оценки является срок окупаемости затрат, вызванных установкой новых устройств. Он определяется по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{нтт}}}{\mathcal{E}_{\text{нтт}} + (C_{\text{стт}} - C_{\text{нтт}})}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{нтт}}$ – капитальные вложения, необходимые для установки нового оборудования;

$C_{\text{стт}}, C_{\text{нтт}}$ - текущие расходы на содержание и обслуживание старого и нового трансформатора;

$\mathcal{E}_{\text{нтт}}$ - экономический эффект от использования нового трансформатора, который эквивалентен ущербу от ненадежной работы старого трансформатора.

Годовой приведенный экономический эффект от замены старой техники на новую $\mathcal{E}_{\text{нт}}$ в обобщенном виде определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{нт}} = (C_{\text{стт}} - C_{\text{нтт}}) - E_{\text{нт}} \cdot K_{\text{нтт}}, \quad (6.2)$$

где $E_{\text{нт}} = 0,15$ – коэффициент экономической эффективности для новой техники;

$K_{\text{нтт}}$ – дополнительные капитальные вложения, необходимые для внедрения новой техники.

На подстанциях ПС Февральская, ПС Этеркан, ПС Завитая, ПС Белогорск, ПС Короли установлены трансформаторы тока типов ТФЗМ-220-2УХЛ1 и ТФЗМ-220Б-3У1 с номинальным током первичной обмотки 600 А. На ПС Амурская – и ТФЗМ-500Б-1У1 с номинальным током первичной обмотки 1000А. Стоимость старого электрооборудования указана в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Стоимость используемого электрооборудования

№	Тип ТТ	Количество единиц	Цена ед, тыс.руб	Общая стоимость, тыс.руб
1	ТФЗМ-220-2УХЛ1	4	150	600
2	ТФЗМ-220Б-3У1	3	150	450
3	ТФЗМ-500Б-1У1	1	300	300
Всего				1350

Заменяем старые ТТ на новые той же марки, но с увеличенной величиной номинального тока первичной обмотки до 1000А и 2000А. Для определения стоимости нового оборудования использован каталог завода-изготовителя ОАО «Трансформатор». Стоимость нового электрооборудования указана в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Стоимость внедряемого электрооборудования

№	Тип ТТ	Количество единиц	Цена ед, тыс.руб	Общая стоимость, тыс.руб
1	ТФЗМ-220-2УХЛ1	4	220	880
2	ТФЗМ-220Б-3У1	3	220	660
3	ТФЗМ-500Б-1У1	1	370	370
Всего				1910

Т.к. затраты предусматривают замену старой техники, необходимо учесть ее остаточную стоимость. Величина капитальных вложений включает расчет следующих параметров по формуле:

$$K_{\text{нтт}} = K_{\text{тт}} + K_{\text{мтж}} + K_{\text{дмж}} - K_{\text{ост}}, \quad (6.3)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ – дополнительные капитальные вложения, необходимые для замены техники;

$K_{\text{МТЖ}}$ – расходы на монтаж новой техники;

$K_{\text{ДМЖ}}$ – расходы на демонтаж старой техники;

$K_{\text{ост}}$ – остаточная стоимость старой техники, по которой может быть осуществлена ее продажа (ликвидационная стоимость старой техники).

$$K_{\text{ТТ}} = \sum_{i=1}^N K_i, \quad (6.4)$$

где N – число объектов;

K_i – стоимость единицы оборудования.

Остаточная стоимость старой техники определяется по формуле:

$$K_{\text{ост}} = K_{\text{ст}(\bar{6})} \cdot \left(1 - \frac{t_{\text{ЭК}}}{t_{\text{Н}}}\right), \quad (6.5)$$

где $K_{\text{ст}(\bar{6})}$ – балансовая стоимость старой техники на момент ее замены;

$t_{\text{ЭК}}$ – фактический срок эксплуатации старой техники;

$t_{\text{Н}}$ – нормативный срок службы старой техники.

$$K_{\text{ост}} = 150 \cdot \left(1 - \frac{9}{25}\right) + 150 \cdot \left(1 - \frac{21}{25}\right) + 300 \cdot \left(1 - \frac{32}{25}\right) = 45 \text{ тыс.руб.} \quad (6.6)$$

При использовании укрупненных расчетов применяется следующая упрощенная схема:

$$K_{\text{МТЖ}} \rightarrow 7 - 10\% \text{ от } K_{\text{ТТ}}, \quad (6.7)$$

$$K_{\text{ДМЖ}} \rightarrow 40 - 50\% \text{ от } K_{\text{МНЖ}}. \quad (6.8)$$

Сумма капитальных вложений на замену ТТ:

$$K_{\text{нтт}} = 1910 + 0,1 \cdot 1910 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1910 - 45 = 2151,5 \text{ тыс.руб.} \quad (6.9)$$

Годовые текущие расходы на содержание и обслуживание новых трансформаторов тока при условии неизменности штата работников определяются по формуле:

$$C_{\text{нтт}} = C_{\text{обсл}} + C_a, \quad (6.10)$$

где $C_{\text{обсл}}$ – текущие расходы на содержание и обслуживание новых ТТ;

C_a – амортизационные отчисления.

По упрощенной системе расчетов затраты на содержание и обслуживание новых ТТ составляют:

$$C_{\text{обсл}} \rightarrow 2,5 - 3,5\% \text{ от } K_{\text{нтт}}. \quad (6.11)$$

Примем $C_{\text{обсл}} = 3\% \text{ от } K_{\text{нтт}} = \frac{3}{100} \cdot K_{\text{нтт}}$, тогда расходы на текущее обслуживание:

$$C_{\text{обсл}} = \frac{3}{100} \cdot 1910 = 57,3 \text{ тыс.руб.} \quad (6.12)$$

Годовые амортизационные отчисления можно рассчитать:

$$C_a = a \cdot K_{\text{нтт}} = \frac{K_{\text{нтт}}}{t_{\text{эк}}}, \quad (6.13)$$

где $a = 6,4\%$ – норма амортизационных отчислений для ТТ;

$t_{\text{эк}} = 25 \text{ лет}$ – средний срок эксплуатации электроэнергетического оборудования.

$$C_a = \frac{1910}{25} = 76,4 \text{ тыс.руб.} \quad (6.14)$$

Тогда общие годовые расходы на содержание и обслуживание новых ТТ:

$$C_{\text{нтт}} = 57,3 + 76,4 = 133,7 \text{ тыс.руб.} \quad (6.15)$$

Расходы на содержание, обслуживание и ремонт старых ТТ:

$$C_{\text{стт}} = C_{\text{рем}} + C_{\text{доп}}, \quad (6.16)$$

где $C_{\text{рем}}$ – среднегодовые расходы на текущие и капитальные ремонты старых ТТ;

$C_{\text{доп}}$ – дополнительные годовые затраты на обслуживание старых выключателей.

$$C_{\text{рем}} = K_{\text{ств}} \cdot \frac{N_{\text{рем}}}{100}, \quad (6.17)$$

где $N_{\text{рем}} = 25 - 30\%$ – норматив расходов на ремонт старых выключателей.

$$C_{\text{рем}} = 1350 \cdot \frac{30}{100} = 405 \text{ тыс.руб.} \quad (6.18)$$

$$C_{\text{рем}} = 1350 \cdot \frac{6,4}{100} = 86,4 \text{ тыс.руб.} \quad (6.19)$$

Общие годовые расходы на использование старых ТТ:

$$C_{\text{стт}} = 405 + 86,4 = 491,4 \text{ тыс.руб.} \quad (6.20)$$

Годовой приведенный экономический эффект от замены старой техники на новую:

$$\mathcal{E}_{\text{нт}} = (491,4 - 133,7) - 0,15 \cdot 2151,5 = 34,975 \text{ тыс.руб.} \quad (6.21)$$

Срок окупаемости мероприятий по замене старого оборудования на новое:

$$T_{\text{ок}} = \frac{2151,5}{71,2 + (491,4 - 133,7)} = 5,02 \text{ лет} \quad (6.22)$$

Замена старой техники на новую обеспечивает снижение текущих затрат $C_{\text{стт}} > C_{\text{нтт}}$, годовой приведенный экономический эффект от замены старого оборудования на новое составит 35 тыс.руб. Срок окупаемости находится в пределах принятых норм и равен 5 лет, значит мероприятия целесообразны.

6.2 Экономический эффект от замены ТТ

До замены ТТ на подстанциях по сечению в нормальной схеме зимнего режима МДП составляет 450 МВт, после замены 560 МВт. Тариф на электроэнергию $\beta = 2,93$ руб кВт/час.

Стоимость электроэнергии, передаваемой в год по сечению до C_1 и после C_2 замены ТТ:

$$C_1 = 450 \cdot 10^6 \cdot 2,93 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 11550060 \text{ тыс.руб} \quad (6.23)$$

$$C_2 = 560 \cdot 10^6 \cdot 2,93 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 14373408 \text{ тыс.руб.} \quad (6.24)$$

Технико-экономический эффект:

$$\mathcal{E} = \frac{C_2 - C_1}{C_2} \cdot 100\% \quad (6.25)$$

$$C_{\text{обсл}} = \frac{3}{100} \cdot 1910 = 57,3, \quad (6.26)$$

$$\mathcal{E} = \frac{14373408 - 11550060}{14373408} \cdot 100\% = 19,6\% \quad (6.27)$$

Прибыль от замены ТТ и увеличения пропускной способности линий увеличится на 19,6 %, что составит 2823348 тыс.руб. в год.

7 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ОТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ПРИ РАБОТЕ В ОХРАННОЙ ЗОНЕ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

7.1 Воздействие электромагнитных полей на организм человека

Главными объектами электроэнергетики, при эксплуатации которых возникают опасные магнитные поля промышленной частоты, являются линии электропередачи различного конструктивного исполнения и подстанции высокого напряжения. Следует отметить, что воздействию электромагнитного поля вблизи линий электропередачи (ЛЭП) может подвергаться как специализированный персонал, так и проживающие или работающие около ЛЭП люди. Следовательно, в настоящее время достаточно остро стоит вопрос разработки методик расчета параметров электромагнитных полей промышленной частоты в электроэнергетических устройствах различного назначения и, соответственно, разработки мер по снижению их интенсивности.

Дальность распространения электрического поля зависит от класса напряжения ЛЭП, чем выше напряжение - тем больше зона повышенного уровня электрического поля, при этом размеры зоны не изменяются в течение времени работы ЛЭП. Дальность распространения магнитного поля зависит от величины протекающего тока или от нагрузки линии. Поскольку нагрузка ЛЭП может неоднократно изменяться как в течении суток, так и с изменением сезонов года, размеры зоны повышенного уровня магнитного поля также меняются.

Основной принцип защиты здоровья от электромагнитного поля ЛЭП состоит в установлении санитарно-защитных (охранных) зон для линий электропередачи и снижением напряженности электрического поля в жилых зданиях и в местах возможного продолжительного пребывания людей путем применения защитных экранов [16]. Границы санитарно-защитных зон для ЛЭП которых на действующих линиях определяются по критерию напряженности электрического поля - 1кВ/м. Охранные зоны электрических сетей напряжением свыше 1000 В устанавливаются вдоль воздушных линий электропередачи в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении [17].

Таблица 7.1 – Расстояние от крайних проводов в зависимости от напряжения линии

Напряжение ВЛ, кВ	до 20	35	110	220	330, 500	750	1150
Расстояние, м	10	15	20	25	30	40	55

Действие электромагнитных полей на организм человека проявляется в функциональном расстройстве центральной нервной системы. Первичным проявлением действия электромагнитной энергии является нагрев, который может привести к изменениям и даже к повреждениям тканей и органов. Возможны также перегрев организма, изменение частоты пульса, сосудистых реакций. Многократные повторные облучения малой интенсивности могут приводить к стойким функциональным расстройствам центральной нервной системы. Степень биологического воздействия электромагнитных полей на организм человека зависит от частоты колебаний, напряженности и интенсивности поля, длительности его воздействия. Изменения, возникающие в организме под воздействием электромагнитных полей, чаще всего обратимы.

В результате длительного пребывания в зоне действия электромагнитных полей наступают преждевременная утомляемость, сонливость или нарушение сна, появляются частые головные боли, наступает расстройство нервной системы и др. При систематическом облучении наблюдаются стойкие нервно-психические заболевания, изменение кровяного давления, замедление пульса, трофические явления (выпадение волос, ломкость ногтей и т. п.). Наряду с биологическим действием электрическое поле обуславливает возникновение разрядов между человеком и металлическим предметом, имеющим иной, чем человек, потенциал. Биологически активными являются электрические и магнитные поля, напряженность которых превышает предельно допустимые уровни (ПДУ) – гигиенические нормативы условий труда. В случае, если на каких-то участках напряженность электрического поля за пределами санитарно-защитной зоны окажется выше предельно допустимой, должны быть приняты меры для снижения напряженности.

7.2 Безопасность при проведении строительно-монтажных работ

Создание безопасных условий для производства строительно–монтажных работ в условиях влияния действующих ВЛ сводится к обеспечению допустимых уровней напряженности электрического поля и наведенного

напряжения на рабочих местах, ограничению времени пребывания в зоне повышенной напряженности, соблюдению нормируемых расстояний до элементов, которые могут оказаться под опасным потенциалом, устройству защитного заземления, применению средств индивидуальной и коллективной защиты. Работа в действующих электроустановках допускается в случае, если исключено приближение людей, машин и грузоподъемных кранов к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстояние менее нормируемого [17].

Работы в охранных зонах выполняются под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности по [18]. В охранной зоне линий электропередачи запрещается проводить действия, которые могли бы нарушить безопасность и непрерывность эксплуатации или в ходе которых могла бы возникнуть опасность по отношению к людям.

В пределах охранной зоны воздушных линий электропередачи без согласия организации, эксплуатирующей эти линии, запрещается осуществлять строительные, монтажные и поливные работы, проводить посадку и вырубку деревьев, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы, устраивать проезды для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4 м [19].

7.3 Защита человека от действия электромагнитного излучения

7.3.1 Организационные мероприятия

К организационным мероприятиям по защите от действия электромагнитного излучения относятся:

- выбор рациональных режимов работы излучающего оборудования, обеспечивающего уровень излучения, не превышающий предельно допустимый;
- ограничение места и времени нахождения в зоне действия электромагнитного излучения (защита расстоянием и временем);
- обозначение и ограждение зон с повышенным уровнем электромагнитного излучения;

- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней (ПДУ);
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП, следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

Защита временем применяется, когда нет возможности снизить интенсивность излучения в данной точке до предельно допустимого уровня. Защита расстоянием основывается на падении интенсивности излучения, которое обратно пропорционально квадрату расстояния и применяется, если невозможно ослабить электромагнитное излучение другими мерами, в том числе и защитой временем.

7.3.2 Инженерно-технические мероприятия

Инженерно–технические мероприятия должны обеспечивать снижение уровней ЭМП на рабочих местах путем внедрения новых технологий и применения средств коллективной и индивидуальной защиты (когда фактические уровни ЭМП на рабочих местах превышают ПДУ, установленные для производственных воздействий). Они строятся на использовании явления экранирования электромагнитных полей непосредственно в местах пребывания человека либо на мероприятиях по ограничению параметров источника поля. Последнее, как правило, применяется на стадии разработки изделия, служащего источником электромагнитного излучения.

Одним из основных способов защиты от электромагнитных полей является их экранирование в местах пребывания человека. Обычно подразумевается два типа экранирования: экранирование источников электромагнитного излучения от людей и экранирование людей от источников электромагнитного излучения. Защитные свойства экранов основаны на эффекте ослабления напряженности и искажения электрического поля в пространстве вблизи заземленного металлического предмета.

При экранировании электромагнитного излучения в радиочастотных диапазонах используются разнообразные радио отражающие и радиопоглощающие материалы. Чаще всего используются железо, сталь, медь, латунь, алюминий. Эти материалы используются в виде листов, сетки, либо в виде решеток и металлических трубок. Отрицательным свойством отражающих

материалов является то, что они в некоторых случаях создают отраженные радиоволны, которые могут усилить облучение человека.

В качестве дополнительного организационно-технического мероприятия по защите населения при планировании строительства необходимо использовать свойство «радиотени» возникающего из-за рельефа местности и огибания радиоволнами местных предметов.

Коллективные и индивидуальные средства защиты должны обеспечивать снижение неблагоприятного влияния ЭМП и не должны оказывать вредного воздействия на здоровье работающих. Коллективные и индивидуальные средства защиты изготавливаются с использованием технологий, основанных на экранировании (отражении, поглощении энергии ЭМП) и других эффективных методах защиты организма человека от вредного воздействия ЭМП. Все средства защиты человека от неблагоприятного влияния ЭМП, включая средства, разработанные на основе новых технологий и с использованием новых материалов, должны проходить санитарно-эпидемиологическую оценку и иметь санитарно-эпидемиологическое заключение на соответствие требованиям Санитарных правил, выданное в установленном порядке. Защитная одежда включает в себя: комбинезон или полукомбинезон, куртку с капюшоном, халат с капюшоном, жилет, фартук, средство защиты для лица, рукавицы (или перчатки), обувь.

Эффективность средств защиты определяется по степени ослабления интенсивности ЭМП, выражающейся коэффициентом экранирования (коэффициент поглощения или отражения), и должна обеспечивать снижение уровня излучения до безопасного в течение времени, определяемого назначением изделия.

Эффективность защиты экранов определяется по формуле, %:

$$\gamma = \frac{P_o - P_x}{P_o} \cdot 100, \quad (7.1)$$

где P_o и P_x – интенсивность излучения соответственно без защитного экрана и с применением экранов, кал/(см²·мин).

Оценка безопасности и эффективности средств защиты должна производиться в испытательных центрах (лабораториях), аккредитованных в

установленном порядке. На основании результатов санитарно-эпидемиологической экспертизы выдается санитарно-эпидемиологическое заключение о безопасности и эффективности средства защиты от неблагоприятного влияния конкретного диапазона частот ЭМП. Контроль эффективности коллективных средств защиты на рабочих местах должен производиться в соответствии с техническими условиями, но не реже 1 раза в 2 года. Контроль эффективности индивидуальных средств защиты на рабочих местах должен производиться в соответствии с техническими условиями, но не реже 1 раза в год.

7.3.3 Лечебно-профилактические мероприятия

Санитарно-профилактическое обеспечение включают следующие мероприятия:

- организация и проведение контроля выполнения гигиенических нормативов, режимов работы персонала, обслуживающего источники электромагнитного излучения;
- выявление профессиональных заболеваний, обусловленных неблагоприятными факторами среды;
- разработка мер по улучшению условий труда и быта персонала, по повышению устойчивости организма работающих к воздействиям неблагоприятных факторов среды.

Текущий гигиенический контроль проводится в зависимости от параметров и режима работы излучающей установки, но как правило не реже 1 раза в год. При этом определяются характеристики электромагнитного излучения в производственных помещениях, в помещениях жилых и общественных зданий и на открытой территории. Измерения интенсивности электромагнитного излучения также проводятся при внесении в условия и режимы работы источников электромагнитного излучения изменений, влияющих на уровни излучения (замена генераторных и излучающих элементов, изменение технологического процесса, изменение экранировки и средств защиты, увеличение мощности, изменение расположения излучающих элементов и т.д.).

В целях предупреждения, ранней диагностики и лечения нарушений в состоянии здоровья работники, связанные с воздействием электромагнитного излучения, должны проходить предварительные при поступлении на работу и

периодические медицинские осмотры в порядке, установленном соответствующим приказом Министерства здравоохранения. Все лица с начальными проявлениями клинических нарушений, обусловленных воздействием электро-магнитного излучения (астенический астено-вегетативный, гипоталамический синдром), а также с общими заболеваниями, течение которых может усугубляться под влиянием неблагоприятных факторов производственной среды (органические заболевания центральной нервной системы, гипертоническая болезнь, болезни эндокринной системы, болезни крови и др.), должны браться под наблюдение с проведением соответствующих гигиенических и терапевтических мероприятий, направленных на оздоровление условий труда и восстановление состояния здоровья работающих.

7.4 Оценка электрических и магнитных полей

Оценка электромагнитных полей промышленной частоты (50 Гц) осуществляется отдельно по напряженности электрического поля (E) в кВ/м, напряженности магнитного поля (H) в А/м или индукции магнитного поля (B), в мкТл. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах персонала дифференцировано в зависимости от времени пребывания в электромагнитном поле.

Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м.

При напряженностях в интервале больше 5 до 20 кВ/м включительно допустимое время пребывания в электрическом поле T, час, рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{50}{E} - 2, \quad (7.2)$$

где E – напряженность электрического поля в контролируемой зоне, кВ/м.

При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в электрическом поле составляет 10 мин [20]. Пребывание в электрическом поле с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

Допустимое время пребывания в электрическом поле может быть реализовано одноразово или дробно в течение рабочего дня. В остальное рабочее время необходимо находиться вне зоны влияния электрического поля или применять средства защиты. Требования действительны при условии, что проведение работ не связано с подъемом на высоту, исключена возможность воздействия электрических разрядов на персонал, а также при условии защитного заземления всех изолированных от земли предметов, конструкций, частей оборудования, машин и механизмов, к которым возможно прикосновение работающих в зоне влияния электрического поля.

7.5 Расчет напряженности электрического поля ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС

Воздушная линия 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС имеет одноцепное исполнение и выполнена на опорах типа ПБ-1. На рисунке 7.1 изображена опора ПБ–1 с указанием размеров и мест расположения проводов. Максимальное линейное напряжение согласно ПТЭ 525 кВ, фазное – 303 кВ. Провод марки АС-330 имеет расщепленную фазу, число проводов в фазе $n=3$. Расстояние между фазами $D=12$ м, радиус провода $r_0=12,5$ мм, радиус расщепленной фазы $r_p=0,5$ м. Высота подвеса провода $H_1=27$ м, в середине пролета принято минимально допустимое расстояние от нижнего провода до земли вне населенной местности согласно ПУЭ $H_2=6$ м .

Необходимо вычислить напряженность электрического поля ВЛ, построить график напряженности поля в поперечном сечении линии на высоте 2 м (рост человека) от поверхности земли

Эквивалентный радиус фазы определяется в соответствии с формулой:

$$r_3 = \sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot r_p^{n-1}} = \sqrt[3]{3 \cdot 0,0125 \cdot 0,5^2} = 0,211 \text{ м} \quad (7.3)$$

Потенциал произвольной точки будет равен сумме потенциалов, создаваемых каждым проводом и его зеркальным изображением. Собственные потенциальные коэффициенты определяются формулами:

$$\alpha_{11} = \ln\left(\frac{2 \cdot H_1}{r_3}\right) = \ln\frac{2 \cdot 27}{0,211} = 5,545, \quad (7.4)$$

$$\alpha_{12} = \alpha_{23} = \ln\left(\frac{\sqrt{(2 \cdot H1)^2 + D^2}}{D}\right) = \ln\frac{\sqrt{(2 \cdot 27)^2 + 12^2}}{12} = 1,528, \quad (7.5)$$

$$\alpha_{13} = \ln\left(\frac{\sqrt{(2 \cdot H1)^2 + (2 \cdot D)^2}}{2 \cdot D}\right) = \ln\left(\frac{\sqrt{(2 \cdot 27)^2 + (2 \cdot 12)^2}}{2 \cdot 12}\right) = 0,901. \quad (7.6)$$

Провода влияющей линии располагаются так, что расстояния между ними одинаковы, поэтому вместо α_{12} , α_{23} , α_{13} примем их среднее значение:

$$\overline{\alpha_{12}} = \frac{\alpha_{12} + \alpha_{23} + \alpha_{13}}{3} = \frac{1,528 + 1,528 + 0,901}{3} = 1,319. \quad (7.7)$$

Аналогично рассчитываем значение для $H_2=6$ м, тогда $\alpha_{11}=4,041$, $\alpha_{12} = \alpha_{23} = 0,347$, $\alpha_{13} = 0,112$, $\overline{\alpha_{12}} = 0,269$.

На человека, находящегося перпендикулярно проводам, действует вертикальная составляющая E_y , (ток, протекающий через человека, создается именно этой составляющей) – формула [21].

$$E_{y1} = \frac{U_{\phi}}{\alpha_{11} - \alpha_{12}} \cdot \left\langle \begin{aligned} & - \left[\frac{H1 + y}{(H1 + y)^2 + (D + x)^2} + \frac{H1 - y}{(H1 - y)^2 + (D + x)^2} \right] + \\ & + (0,5 + j0,87) \cdot \left[\frac{H1 + y}{(H1 + y)^2 + (x)^2} + \frac{H1 - y}{(H1 - y)^2 + (x)^2} \right] + \\ & + (0,5 - j0,87) \cdot \left[\frac{H1 + y}{(H1 + y)^2 + (D - x)^2} + \frac{H1 - y}{(H1 - y)^2 + (D - x)^2} \right] \end{aligned} \right\rangle. \quad (7.8)$$

Задавая значения x , определены соответствующие им значения модуля E_y , кВ/м. Согласно таблицы 7.1 охранная зона ВЛ ограничена вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны на расстоянии 30 метров от крайнего провода, что соответствует расстояниям от оси линии 42 м влево и вправо. Расчет напряженности электрического поля выполнен в указанных границах охранной зоны ВЛ в программной среде MathCAD. Расчетное расстояние от земли принято 2 м [23]. Результаты расчетов сведены в таблицу 7.4.

По полученным значениям модуля напряженности электрического поля построены графики зависимости E_y от x для $H_1=27$ м и $H_2=6$ м, показывающие распределение электрического поля в пространстве по мере удаления от оси.

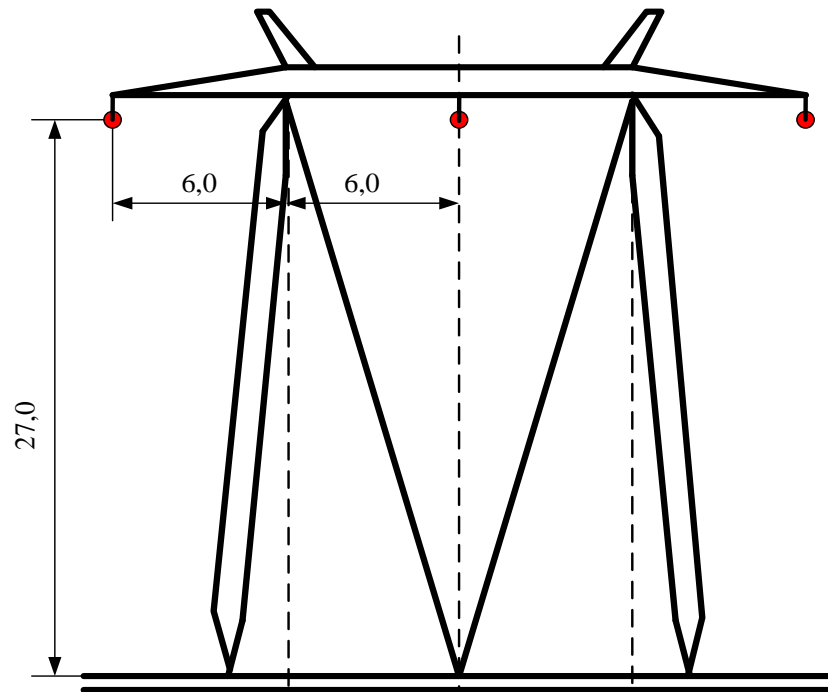


Рисунок 7.1 – Опора ПБ-1

Приведем пример расчета для $x=0$:

$$E_{y1} = \frac{303}{5,454 - 1,319} \cdot \left(- \left[\frac{27+2}{(27+2)^2 + (12+0)^2} + \frac{27-2}{(27-2)^2 + (12+0)^2} \right] + \right. \\ \left. + (0,5 + j0,87) \cdot \left[\frac{27+2}{(27+2)^2 + (0)^2} + \frac{27-2}{(27-2)^2 + (0)^2} \right] + \right. \\ \left. + (0,5 - j0,87) \cdot \left[\frac{27+2}{(27+2)^2 + (12-0)^2} + \frac{27-2}{(27-2)^2 + (12-0)^2} \right] \right) = \\ = 73,277 \cdot [-(0,062) + (0,5 + j0,87) \cdot 0,075 + (0,5 - j0,87) \cdot 0,062] = \\ = 0,449 + j0,782 \approx 0,902 \text{ кВ/м} \quad (7.9)$$

Таблица 7.2 – Результаты расчета электрического поля в охранной зоне ВЛ

X, м	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
E_y при $H_1=27$, кВ/м	0.902	0.976	1.165	1.409	1.661	1.892	2.083	2.226	2.317	2.353	2.343
E_y при $H_1=6$, кВ/м	22.414	18.185	11.613	8.929	12.36	19.4	24.15	20.566	14.32	9.742	6.791
X, м	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42
E_y при $H_1=27$, кВ/м	2.292	2.21	2.105	1.986	1.859	1.729	1.602	1.479	1.361	1.251	1.148
E_y при $H_1=6$, кВ/м	4.879	3.607	2.734	2.121	1.677	1.35	1.102	0.912	0.762	0.659	0.55

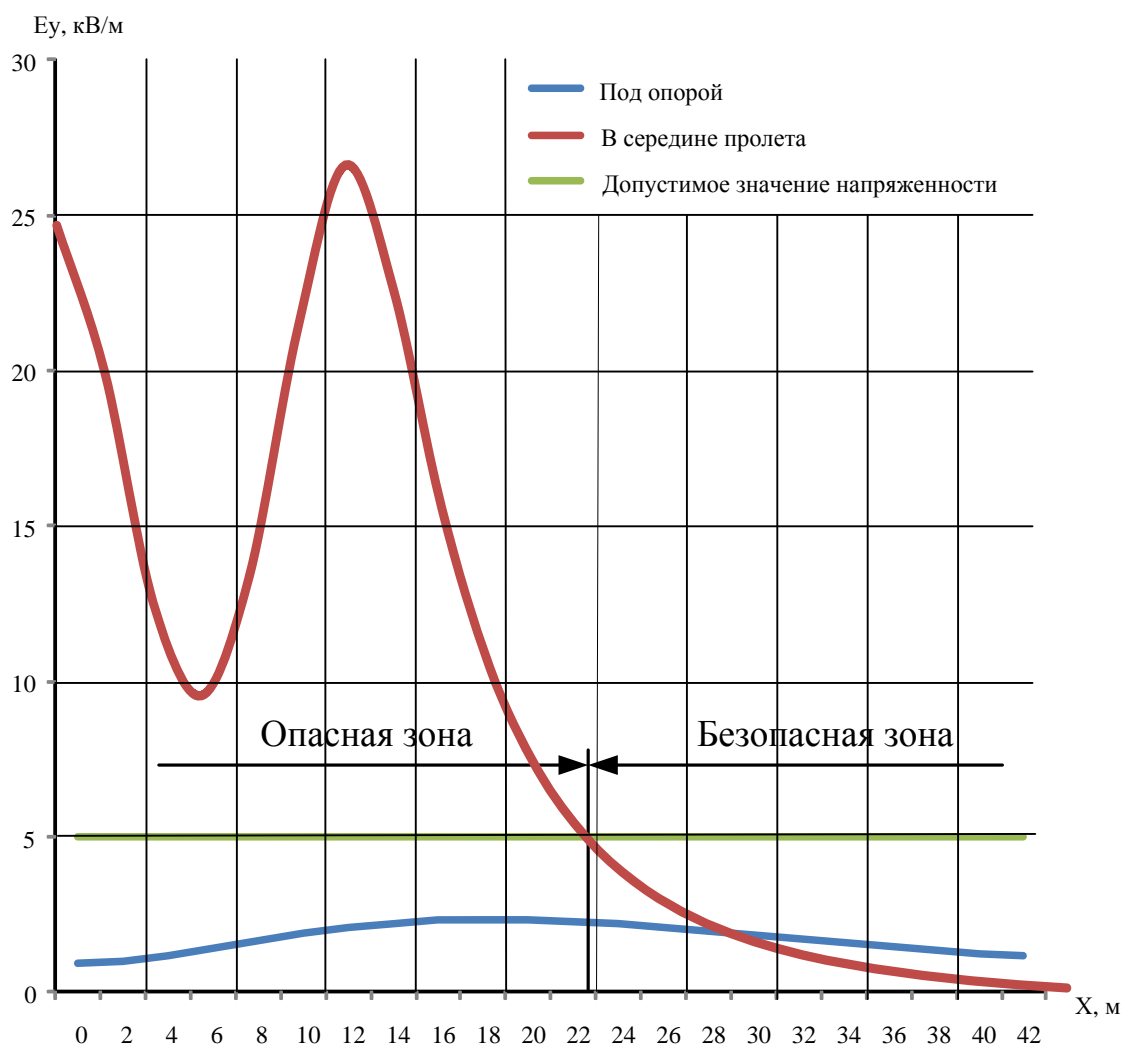


Рисунок 7.2 – Зависимость напряженности электрического поля под проводами ЛЭП

Допустимое значение напряженности электрического поля для длительного пребывания в нем человека $E_{доп}=5$ кВ/м. Таким образом, при нахождении человека непосредственно под опорой и удалении перпендикулярно проводам влево и вправо от нее уровень напряженности электрического поля будет находиться в пределах допустимых значений. В середине пролета находиться безопасно не ближе 22м от оси. Для проведения монтажных и ремонтных работ на ВЛ необходимо применять меры для защиты от электромагнитного излучения. Кривые напряженности электрического поля вправо и влево от оси симметричны.

8. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРИ РАБОТЕ НА ПЕРСОНАЛЬНОЙ ЭВМ

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

С развитием научно-технического прогресса немаловажную роль играет возможность безопасного исполнения людьми своих трудовых обязанностей. Их труд стал более интенсивным, напряженным, требующим значительных затрат умственной, эмоциональной и физической энергии. Поэтому в последние годы большое внимание уделяется улучшению условий труда пользователей электронно-вычислительных машин (ПЭВМ). Основным фактором, влияющим на производительность труда людей, работающих с ПЭВМ, являются комфортные и безопасные условия труда.

Условия труда пользователя, работающего с персональным компьютером, определяются:

- особенностями организации рабочего места;
- условиями производственной среды (освещением, микроклиматом, шумом, электромагнитными и электростатическими полями, визуальными эргономическими параметрами дисплея и т. д.);
- характеристиками информационного взаимодействия человека и персональных электронно-вычислительных машин.

При выполнении работ на персональном компьютере (ПК) согласно [22] могут иметь место следующие факторы:

- повышенная температура поверхностей ПК;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- повышенная напряженность электрического поля;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;

- повышенная контрастность;
- прямая и отраженная блесккость;
- зрительное напряжение;
- монотонность трудового процесса;
- нервно-эмоциональные перегрузки.

Работа на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении текст на бумаге, расположенный горизонтально на столе, считывается работником с наклоненной головой при падении светового потока на текст. При работе на ПК оператор считывает текст, почти не наклоняя голову, глаза смотрят прямо или почти прямо вперед, текст формируется по другую сторону экрана, поэтому пользователь не считывает отраженный текст, а смотрит непосредственно на источник света, что вынуждает глаза и орган зрения в целом работать в несвойственном ему стрессовом режиме длительное время.

Расстройство органов зрения резко увеличивается при работе более четырех часов в день. Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ) ввела понятие “компьютерный зрительный синдром” (КЗС), типовыми симптомами которого являются жжение в глазах, покраснение век и конъюнктивы, чувство инородного тела или песка под веками, боли в области глазниц и лба, затуманивание зрения, замедленная перефокусировка с ближних объектов на дальние.

Нервно-эмоциональное напряжение при работе на ПК возникает вследствие дефицита времени, большого объема и плотности информации, особенностей диалогового режима общения человека и ПК, ответственности за безошибочность информации. Продолжительная работа на дисплее, особенно в диалоговом режиме, может привести к нервно-эмоциональному перенапряжению, нарушению сна, ухудшению состояния, снижению концентрации внимания и работоспособности, хронической головной боли, повышенной возбудимости нервной системы, депрессии. Кроме того, при повышенных нервно-психических нагрузках в сочетании с другими вредными факторами происходит “выброс” из организма витаминов и минеральных веществ. При работе в условиях повышенных нервно-эмоциональных и физических нагрузок гиповитаминоз, недостаток микроэлементов и минеральных веществ (особенно железа, магния, селена) ускоряет и обостряет восприимчивость к воздействию вредных факторов окружающей и

производственной среды, нарушает обмен веществ, ведет к изнашиванию и старению организма.

Повышенные статические и динамические нагрузки у пользователей ПК приводят к болям в спине, шейном отделе позвоночника и руках. Из всех недомоганий, обусловленных работой на компьютерах, чаще встречаются те, которые связаны с использованием клавиатуры. В период выполнения операций ввода данных количество мелких стереотипных движений кистей и пальцев рук за смену может превысить 60 тыс., что в соответствии с гигиенической классификацией труда относится к категории вредных и опасных. Поскольку каждое нажатие на клавишу сопряжено с сокращением мышц, сухожилия непрерывно скользят вдоль костей и соприкасаются с тканями, вследствие чего могут развиваться болезненные воспалительные процессы. Воспалительные процессы тканей сухожилий (тендениты) получили общее название “травма повторяющихся нагрузок”. Эти недомогания накапливаются постепенно и получили название “синдром длительных статических нагрузок” (СДСН). Другой причиной возникновения СДСН может быть длительное пребывание в положении “сидя”, которое приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, в результате чего возникают боли и неприятные ощущения в нижней части спины. Основной причиной перенапряжения мышц спины и ног являются нерациональная высота рабочей поверхности стола и сидения, отсутствие опорной спинки и подлокотников, неудобное размещение монитора, клавиатуры и документов, отсутствие подставки для ног.

Химические вредные и опасные факторы следующие: повышенное содержание в воздухе рабочей зоны двуокиси углерода, озона, аммиака, фенола и формальдегида.

Механизм нарушений, происходящих в организме под влиянием электромагнитных полей, обусловлен их специфическим (нетепловым) и тепловым действием. Специфическое воздействие ЭМП отражает биохимические изменения, происходящие в клетках и тканях. Наиболее чувствительными являются центральная и сердечно-сосудистая системы. Возможны отклонения со стороны эндокринной системы. Тепловое воздействие ЭМП характеризуется повышением температуры тела, локальным избирательным нагревом клеток, тканей и органов вследствие перехода ЭМП в тепловую энергию. Интенсивность нагрева зависит от количества поглощенной энергии и скорости оттока тепла от облучаемых участков тела.

К числу факторов, ухудшающих состояние здоровья пользователей компьютерной техники, относятся электромагнитное и электростатическое поля, акустический шум, изменение ионного состава воздуха и параметров микроклимата в помещении. Немаловажную роль играют эргономические параметры расположения экрана монитора (дисплея), состояние освещенности на рабочем месте, параметры мебели и характеристики помещения, где расположена компьютерная техника.

8.2 Требования к производственным помещениям

8.2.1 Окраска и коэффициенты отражения

Окраска помещений и мебели должна способствовать созданию благоприятных условий для зрительного восприятия, хорошего настроения.

Источники света, такие как светильники и окна, которые дают отражение от поверхности экрана, значительно ухудшают точность знаков и влекут за собой помехи физиологического характера, которые могут выразиться в значительном напряжении, особенно при продолжительной работе. Отражение, включая отражения от вторичных источников света, должно быть сведено к минимуму. Для защиты от избыточной яркости окон могут быть применены шторы и экраны. В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

- окна ориентированы на юг: стены зеленовато-голубого или светло-голубого цвета; пол – зеленый;
- окна ориентированы на север: стены светло-оранжевого или оранжево-желтого цвета; пол - красновато-оранжевый;
- окна ориентированы на восток: стены желто-зеленого цвета; пол зеленый или красновато-оранжевый;
- окна ориентированы на запад: стены желто-зеленого или голубовато-зеленого цвета; пол зеленый или красновато-оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения: для потолка 60-70%, для стен 40-50%, для пола около 30%. Для других поверхностей и рабочей мебели 30-40%.

8.2.2 Освещение

Правильно спроектированное и выполненное производственное освещение улучшает условия зрительной работы, снижает утомляемость, способствует повышению производительности труда, благотворно влияет на производственную среду, оказывая положительное психологическое воздействие на работающего, повышает безопасность труда и снижает травматизм.

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям, поэтому столь важен правильный расчет освещенности.

Существует три вида освещения - естественное, искусственное и совмещенное (естественное и искусственное вместе).

Естественное освещение – освещение помещений дневным светом, проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях помещений. Естественное освещение характеризуется тем, что меняется в широких пределах в зависимости от времени дня, времени года, характера области и ряда других факторов.

Искусственное освещение применяется при работе в темное время суток и днем, когда не удастся обеспечить нормированные значения коэффициента естественного освещения (пасмурная погода, короткий световой день).

Освещение, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным, называется совмещенным освещением.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное, охранное. Рабочее освещение, в свою очередь, может быть общим или комбинированным. Общее освещение, при котором светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно или применительно к расположению оборудования. Комбинированное освещение, при котором к общему добавляется местное освещение.

Согласно [23] в помещениях вычислительных центров необходимо применить систему комбинированного освещения. При выполнении работ категории высокой зрительной точности (наименьший размер объекта

различения 0,3-0,5мм) величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5%, а при зрительной работе средней точности (наименьший размер объекта различения 0,5-1,0 мм) КЕО должен быть не ниже 1,0%. В качестве источников искусственного освещения обычно используются люминесцентные лампы типа ЛБ или ДРЛ, которые попарно объединяются в светильники, которые должны располагаться над рабочими поверхностями равномерно.

Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещенность должна составлять 300лк, а комбинированная - 750лк; аналогичные требования при выполнении работ средней точности - 200 и 300лк соответственно. Кроме того все поле зрения должно быть освещено достаточно равномерно – это основное гигиеническое требование. Иными словами, степень освещения помещения и яркость экрана компьютера должны быть примерно одинаковыми, т.к. яркий свет в районе периферийного зрения значительно увеличивает напряженность глаз и, как следствие, приводит к их быстрой утомляемости.

8.2.3 Параметры микроклимата

Параметры микроклимата могут меняться в широких пределах, в то время как необходимым условием жизнедеятельности человека является поддержание постоянства температуры тела благодаря терморегуляции, т.е. способности организма регулировать отдачу тепла в окружающую среду. Принцип нормирования микроклимата – создание оптимальных условий для теплообмена тела человека с окружающей средой.

Вычислительная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата. В санитарных нормах установлены величины параметров микроклимата, создающие комфортные условия.

Объем помещений, в которых размещены работники вычислительных центров, не должен быть меньше 19,5м³/человека с учетом максимального числа одновременно работающих в смену. Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры, приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.1 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	до 0,1м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2м/с

Таблица 8.2 – Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20м ³ на человека от 20 до 40м ³ на человека Более 40м ³ на человека	Не менее 30 Не менее 20 Естественная вентиляция

Для обеспечения комфортных условий используются как организационные методы (рациональная организация проведения работ в зависимости от времени года и суток, чередование труда и отдыха), так и технические средства (вентиляция, кондиционирование воздуха, отопительная система).

8.2.4 Шум и вибрация

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Такие нарушения в работе ряда органов и систем организма человека могут вызвать негативные изменения в эмоциональном состоянии человека вплоть до стрессовых. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Все это снижает работоспособность человека и его производительность, качество и безопасность труда. Длительное воздей-

ствии интенсивного шума (выше 80 дБА) на слух человека приводит к его частичной или полной потере.

В таблице 8.3 указаны предельные уровни звука в зависимости от категории тяжести и напряженности труда, являющиеся безопасными в отношении сохранения здоровья и работоспособности.

Таблица 8.3 – Предельные уровни звука, дБ, на рабочих местах.

Категория напряженности труда	Категория тяжести труда			
	I. Легкая	II. Средняя	III. Тяжелая	IV. Очень тяжелая
I. Мало напряженный	80	80	75	75
II. Умеренно напряженный	70	70	65	65
III. Напряженный	60	60	-	-
IV. Очень напряженный	50	50	-	-

Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50дБА, а в залах обработки информации на вычислительных машинах - 65дБА. Для снижения уровня шума стены и потолок помещений, где установлены компьютеры, могут быть облицованы звукопоглощающими материалами. Уровень вибрации в помещениях вычислительных центров может быть снижен путем установки оборудования на специальные виброизоляторы.

8.2.5 Электромагнитное и ионизирующее излучения

Большинство ученых считают, что как кратковременное, так и длительное воздействие всех видов излучения от экрана монитора не опасно для здоровья персонала, обслуживающего компьютеры. Однако исчерпывающих данных относительно опасности воздействия излучения от мониторов на работающих с компьютерами не существует и исследования в этом направлении продолжаются.

Допустимые значения параметров неионизирующих электромагнитных излучений от монитора компьютера представлены в таблице 8.4. Максимальный уровень рентгеновского излучения на рабочем месте оператора компьютера обычно не превышает 10мкбэр/ч, а интенсивность ультрафиолетового и инфракрасного излучений от экрана монитора лежит в пределах 10-100мВт/м²

Таблица 8.4 – Допустимые значения параметров неионизирующих электромагнитных излучений (в соответствии с [3])

Наименование параметра	Допустимые значения
Напряженность электрической составляющей электромагнитного поля на расстоянии 50см от поверхности видеомонитора	10В/м
Напряженность магнитной составляющей электромагнитного поля на расстоянии 50см от поверхности видеомонитора	0,3А/м
Напряженность электростатического поля не должна превышать: для взрослых пользователей для детей дошкольных учреждений и учащихся средних специальных и высших учебных заведений	20кВ/м 15кВ/м

Для снижения воздействия этих видов излучения рекомендуется применять мониторы с пониженным уровнем излучения (MPR-II, TCO-92, TCO-99), устанавливать защитные экраны, а также соблюдать регламентированные режимы труда и отдыха.

8.2.6 Эргономические требования к рабочему месту

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. При организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Эргономическими аспектами проектирования рабочих мест, в частности, являются: высота рабочей поверхности, размеры пространства для ног, требования к расположению документов на рабочем месте (наличие и размеры подставки для документов, возможность различного размещения документов, расстояние от глаз пользователя до экрана, документа, клавиатуры и т.д.), характеристики рабочего кресла, требования к поверхности рабочего стола, регулируемость элементов рабочего места.

Главными элементами рабочего места являются стол и кресло. Основным рабочим положением является положение сидя. Рабочая поза сидя вызывает минимальное утомление. Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще, расположено в зоне легкой досягаемости рабочего пространства.

Режим труда и отдыха предусматривает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на ПК и перерывов, регламентированных с учетом продолжительности рабочей смены, видов и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности на ПК разделяются на 3 группы: группа А — работа по считыванию информации с экрана с предварительным запросом; группа Б — работа по вводу информации; группа В — творческая работа в режиме диалога с ПК.

8.3 Режим труда и отдыха при работе с компьютером

Если в течение рабочей смены пользователь выполняет разные виды работ, то его деятельность относят к той группе работ, на выполнение которой тратится не менее 50% времени рабочей смены.

Категории тяжести и напряженности работы на ПК определяются уровнем нагрузки за рабочую смену: для группы А — по суммарному числу считываемых знаков; для группы Б — по суммарному числу считываемых или вводимых знаков; для группы В — по суммарному времени непосредственной работы на ПК. В таблице 8.5 приведены категории тяжести и напряженности работ в зависимости от уровня нагрузки за рабочую смену.

Таблица 8.5 – Виды категорий трудовой деятельности с ПК

Категория работы по тяжести и напряженности	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ПК		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа В Время работы, ч
I	До 20000	До 15000	До 2,0
II	До 40000	До 30000	До 4,0
III	До 60000	До 40000	До 6,0

Количество и длительность регламентированных перерывов, их распределение в течение рабочей смены устанавливается в зависимости от категории работ на ПК и продолжительности рабочей смены.

При 8-часовой рабочей смене и работе на ПК регламентированные перерывы следует устанавливать:

- для первой категории работ через 2 часа от начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый;

- для второй категории работ — через 2 часа от начала рабочей смены и через 1,5-2,0 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 минут через каждый час работы;

- для третьей категории работ — через 1,5- 2,0 часа от начала рабочей смены и через 1,5-2,0 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

При 12-часовой рабочей смене регламентированные перерывы должны устанавливаться в первые 8 часов работы аналогично перерывам при 8-часовой рабочей смене, а в течение последних 4 часов работы, независимо от категории и вида работ, каждый час продолжительностью 15 минут.

Продолжительность непрерывной работы на ПК без регламентированного перерыва не должна превышать 2 часа.

При работе на ПК в ночную смену продолжительность регламентированных перерывов увеличивается на 60 минут независимо от категории и вида трудовой деятельности.

Эффективными являются нерегламентированные перерывы (микропаузы) длительностью 1-3 минуты.

Регламентированные перерывы и микропаузы целесообразно использовать для выполнения комплекса упражнений и гимнастики для глаз, пальцев рук, а также массажа. Комплексы упражнений целесообразно менять через 2-3 недели.

Пользователям ПК, выполняющим работу с высоким уровнем напряженности, показана психологическая разгрузка во время регламентированных перерывов и в конце рабочего дня в специально оборудованных помещениях (комнатах психологической разгрузки).

8.4 Медико-профилактические и оздоровительные мероприятия

Все профессиональные пользователи ПК должны проходить обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на работу, периодические медицинские осмотры с обязательным участием терапевта, невропатолога и окулиста, а также проведением общего анализа крови и ЭКГ.

Не допускаются к работе на ПК женщины со времени установления беременности и в период кормления грудью.

Близорукость, дальнозоркость и другие нарушения рефракции должны быть полностью скорректированы очками. Для работы должны использоваться очки, подобранные с учетом рабочего расстояния от глаз до экрана дисплея. При более серьезных нарушениях состояния зрения вопрос о возможности работы на ПК решается врачом-офтальмологом.

Для снятия усталости аккомодационных мышц и их тренировки используются компьютерные программы типа Relax.

Досуг рекомендуется использовать для пассивного и активного отдыха (занятия на тренажерах, плавание, езда на велосипеде, бег, игра в теннис, футбол, лыжи, аэробика, прогулки по парку, лесу, экскурсии, прослушивание музыки и т.п.). Дважды в год (весной и поздней осенью) рекомендуется проводить курс витаминотерапии в течение месяца. Следует отказаться от курения. Категорически должно быть запрещено курение на рабочих местах и в помещениях с ПК.

Длительная работа за компьютером негативно сказывается на многих функциях организма: высшей нервной деятельности эндокринной, иммунной и репродуктивной системах, на зрении и костно-мышечном аппарате человека. Наибольший вред здоровью пользователя наносят устройства ввода-вывода, длительное использование которых приводит к перенапряжению мышечного аппарата, в результате чего могут возникать неприятные ощущения и боли. Немаловажную роль при работе играют микроклимат помещения, освещение, окраска и коэффициенты отражения стен, организация рабочего места, а так же такие факторы, как электромагнитное и ионизирующее излучение, шум, вибрации. Профилактические и оздоровительные методики и технологии позволяют свести к минимуму негативное воздействие компьютера на здоровье, а правильная организация режима труда и отдыха снизит влияние этих факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте произведен анализ статической и динамической устойчивости сечения и определены основные проблемы электрических связей 220-500 кВ Бурейская ГЭС – ПС 500 кВ Амурская, на основании чего предложены необходимые меры повышения пропускной способности линий и сечения в целом.

Расчеты предельных, максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности, уровней напряжения и токовой нагрузки оборудования выполнялись в программных комплексах для нормальной схемы сети зимнего и летнего режимов на перспективный срок работы 2012-2013 гг, а так же для схем одиночных и двойных ремонтов. Для проверки соответствия схемы сети требованиям надежности электроснабжения помимо расчетов нормальных установившихся режимов выполнены расчеты послеаварийных режимов. Расчеты выполнены для двух направлений перетока активной мощности – от шин Бурейской ГЭС и к шинам, что характеризует включение или отключение ВПТ на линии 500 кВ ПС Амурская – Хэйхэ (КНР) мощностью 750 МВт.

Исходными условиями в послеаварийных режимах сети являлись отключение одного наиболее загруженного элемента энергосистемы в период максимальных нагрузок. Наиболее тяжелым послеаварийным режимом работы сети является отключение ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС, что может снижать переток в сечении на величину до 1000 МВт.

Величина допустимых перетоков определялась с 20 % запасом по мощности и 15% запасом по напряжению в нормальных режимах, с 8 % запасом мощности и с 10 % запасом по напряжению – в послеаварийных, согласно [6].

Анализ результатов расчетов показал, что устойчивость сечения ограничена тремя факторами:

- допустимой токовой нагрузкой оборудования;
- коэффициентом запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности;
- коэффициентом запаса динамической устойчивости по активной мощности.

Исходя из ограничений, предложены следующие методы увеличения пропускной способности сечения:

- замена трансформаторов тока на ПС Февральская, ПС Этеркан, ПС Завитая, ПС Белогорск и ПС Короли на ТТ с номинальным током первичной обмотки 750 и 1000, ПС Амурская – 2000 А;

- установка автоматики ограничения перегрузки оборудования, предназначенной для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования;

- применение электрического торможения на Зейской ГЭС с использованием тормозных резисторов.

Предложенные методы позволяют увеличить надежность электроснабжения потребителей и усилить связь Амурской и Хабаровской энергосистем, поддерживая при этом максимально возможный переток без ограничения нагрузок.

Все варианты увеличения пропускной способности сечения экономически обоснованы. Срок окупаемости замены ТТ не превышает 5 лет.

Исходя из того, что расчеты велись в ПК, проанализированы негативные факторы, влияющие на человека при работе на ЭВМ, и разработаны мероприятия по их уменьшению. Исследовано влияние электромагнитных полей в охранной зоне ВЛ 500 кВ ПС Амурская – Бурейская ГЭС и разработаны мероприятия по защите от них при работе в охранной зоне.

